



## **ПРОТОКОЛ**

**№ 367**

**София, 30.12.2022 година**

Днес, 30.12.2022 г. от 10:29 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Ю. Стоянов – за началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, М. Димитров – и. д. директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

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

### **ДНЕВЕН РЕД:**

1. Проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

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

2. Проект на решение относно заявление от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 на територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Александра Димитрова, Теодор Хиков, Рада Башлиева

3. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2023 – 2024 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Любослава Джоргова, Теодор Хиков, Рада Башлиева

4. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2023 – 2024 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Любослава Джоргова, Теодор Хиков, Рада Башлиева

5. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2023 – 2024 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Любослава Джоргова,  
Теодор Хиков, Рада Башлиева

6. Доклад с вх. № Е-ДК - 2251 от 22.12.2022 г. и проект на решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Ремзия Тахир, Снежана Станкова, Грета Дечева,  
Людмила Ненова, Александра Димитрова, Любослава Джоргова

7. Доклад с вх. № Е-ДК- 2254 от 22.12.2022 г. и проект на решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Хриси Йорданова, Александра Димитрова, Теодор Хиков, Рада Башлиева

**По т. 1.** Комисията, след като разгледа относимите факти и обстоятелства за **определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия**, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно чл. 105, ал. 1 от ЗЕ, с цел гарантиране сигурната работа на електроенергийната система, операторът на електропреносната мрежа сключва сделки за допълнителни услуги при условията и по реда на Правилата за управление на електроенергийната система и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) с доставчици от и/или извън страната. Операторът на електропреносната мрежа закупува разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура – чл. 105, ал. 2 от ЗЕ. Посочените услуги представляват

допълнителни услуги по смисъла на § 1, т. 14 от Допълнителните разпоредби (ДР) на ЗЕ, като според чл. 105, ал. 4 от ЗЕ активираната от тях нетна електрическа енергия се заплаща при условия, по ред и при цена, определени в ПТТЕЕ.

Съгласно § 1, т. 2 от ДР на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в глава девета „Балансиращ пазар“ на ПТТЕЕ и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система и сигурната паралелна работа на електроенергийната система на континентална Европа.

С оглед реализирането на електрическа енергия на балансиращия пазар, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори за участие на балансиращия пазар с доставчик на балансиращи услуги, които имат за предмет предоставяне на балансираща енергия на независимия преносен оператор от активиран резерв от автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, както и от резерв за заместване – чл. 11, т. 7 и чл. 17, ал. 1 от ПТТЕЕ.

Според чл. 99, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ за целите на балансиране на производството и потреблението на електрическа енергия операторът на електропреносната мрежа организира пазар на балансираща енергия в съответствие с ПТТЕЕ и е страна по всички сделки с балансираща енергия, в т.ч. и с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти и/или агрегирани съоръжения/обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Според правилата на глава девета „Балансиращ пазар“ на ПТТЕЕ сключената сделка на балансиращия пазар установява задълженията на съответния доставчик на балансиращи услуги да предоставя или да закупува енергия на/от електропреносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от системите за управление на независимия преносен оператор, а в изпълнение на такива сделки ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансиращи услуги, които са регистрирани от електропреносния оператор по реда на ПТТЕЕ. Регистърът с доставчиците на балансиращи услуги по чл. 110 от ПТТЕЕ е публикуван от ЕСО ЕАД на следния интернет адрес: <https://www.eso.bg/doc/?mms-registers&mmsType=5>.

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-1267 от 05.12.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която след анализ на всички относими факти и обстоятелства е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-2165 от 05.12.2022 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 346 от 08.12.2022 г., т. 2. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 13.12.2022 г., след което са постъпили становища от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) с вх. № Е-13-01-1024 от 20.12.2022 г., от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД с вх. № Е-13-41-1090 от 22.12.2022 г. и от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е-13-32-11 от 22.12.2022 г.

Според НЕК ЕАД въведеният в началото на 2021 г. пазарен принцип за определянето на доставчици на балансираща енергия, както и натрупаният почти двегодишен опит на пазара, правят определянето на пределна цена за сключване на сделки на балансиращия пазар от КЕВР ненужно с оглед на нивото на либерализация на пазара. Тъй като към момента има законово задължение КЕВР да определя пределни цени за регулиране счита, че Комисията е необходимо да инициира промени в ЗЕ, с което да

отпадне изискването за определяне на пределни цени за балансираща енергия. Освен това, липсата на законово основание за премахване на пределните цени може да бъде компенсирано с определяне на по-голям диапазон на тази цена.

На следващо място НЕК ЕАД намира, че размерът на пределната цена за регулиране нагоре, след динамичното развитие на цените на свободния пазар през 2022 г., вече не е актуален и не отговаря на пазарната ситуация. Анализът на данните показва, че в голям процент случаи се получава изкривяване на цените, при което в съответния час цената за недостиг на балансиращия пазар е по-ниска от цената на БНЕБ ЕАД, което не съответства на принципите на електроенергийния пазар, поради което значителен брой участници на пазара избират като свое поведение да стоят в позиция на небаланс. В този смисъл размерът на добавката от 100 лв./MWh, който не е актуализиран от 2019 г., когато са наблюдавани съвсем различни нива на борсовите цени, не може да осигури постигането на такава цена за регулираща енергия, а оттам и цена за недостиг на балансиращия пазар, която да е адекватна на пазарната ситуация и да не позволява нарушаването на пазарните принципи и изкривяванията в цените, посочени по-горе. В допълнение, пределната цена за регулиране нагоре следва да бъде актуализирана в посока увеличение и във връзка с нормативното задължение на производителите на електрическа енергия да осигуряват резерв за управление на електроенергийната система (ЕЕС). Според НЕК ЕАД анализът на резултатите от предоставения от дружеството резерв и активирания такъв от централното диспечерско управление към ЕСО ЕАД (ЦДУ) като предоставена балансираща енергия показва, че към момента, за да може резултатът от резерв и балансираща енергия за производител да бъде съпоставим с резултата от потенциалното реализиране на резервираната енергия на свободния пазар, е необходимо ЦДУ да активира около 1,5 пъти повече балансираща енергия от производителя, отколкото до момента го прави. Обръща внимание, че тъй като върху количеството активирана електрическа енергия не може да се въздейства пряко, остава единствено подходът за въздействие върху надбавката от 100 лв./MWh. С оглед горното и при направени собствени изчисления за периода януари-октомври 2022 г. счита, че пределната цена за регулиране нагоре не трябва да е по-малка от 450 лв./MWh.

По отношение предложената пределна цена за регулиране надолу НЕК ЕАД потвърждава констатацията на КЕВР за недобросъвестно пазарно поведение на участници, които в Д-1 изкуствено създават недостиг и застрашават сигурността на ЕЕС, но изразява несъгласие с подхода на регулатора да коригира това тяхно поведение чрез налагане на допълнителна тежест – финансов разход на доставчиците на балансираща енергия, т.е. тези, които чрез диспечерируемите си мощности способстват за нормалното функциониране на ЕЕС. На практика, ако основанието за предлаганата пределна цена за регулиране надолу е недобросъвестно пазарно поведение, то начинът за коригирането му е в противоречие с принципите на равнопоставеност, които КЕВР прокламира и е в противоречие с икономическата логика. Дружеството обръща внимание, че до този момент във всички свои решения, свързани с определяне на пределна цена за регулиране, КЕВР посочва, че пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това, дали използваните мощности са производствени или консумиращи, като по този начин се осигурява недискриминиращо и равнопоставено положение на доставчиците и не се допуска облагодетелстване на даден участник. Според НЕК ЕАД точно този принцип е нарушен с определянето на еднаква пределна цена на ПАВЕЦ и другите участници за регулиране надолу с аргумента, че производители, които при регулиране надолу намаляват своето производство, практически спестявайки разходите за гориво (включително за емисии CO<sub>2</sub>), получават приход от продадената енергия по график, докато при ПАВЕЦ в помпен режим се консумира енергия, която впоследствие се реализира, но с 30% по-малко, което създава неравнопоставеност с другите доставчици на услугата „регулиране надолу“. НЕК ЕАД счита, че не трябва да

бъдат третираны по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности от ПАВЕЦ, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности от ПАВЕЦ. В тази връзка предлага пределната цена за предоставена от консумиращи мощности балансираща енергия за регулиране надолу да бъде определена в размер на  $30\% * \text{Цпдн}$ , но не повече от  $(70\% - N\%) * \text{Цкрсн}$ , където  $N\%$  е технологичната загуба на съответната консумираща мощност, а  $\text{Цкрсн}$  се определя с формулата:

$\text{Цкрсн} = \text{Цкс} - \text{Код}$ , като  $\text{Цкс}$  е определената в ценово решение на КЕВР цена за реализиране на електрическа енергия от обществения доставчик на крайните снабдители, а  $\text{Код}$  е определената в ценово решение компонента за дейността „обществена доставка“.

Комисията приема възраженията на НЕК ЕАД за неоснователни.

По отношение искането на НЕК ЕАД КЕВР да инициира промени в ЗЕ, респ. да създаде достатъчно широк диапазон за оферирание, така че пределните цени да не ограничават доставчиците на услугите, следва да се има предвид, че КЕВР не разполага с правото на законодателна инициатива, както и че предложеният в настоящото решение диапазон, макар и действително да е подценен в контекста на актуалните нива на борсовите цени, все още е достатъчен по размер, за да осигури поне минимална конкуренция между доставчиците, а от друга да предотврати пазарни злоупотреби от доминиращи доставчици на балансираща енергия. Освен това не следва да се игнорира обстоятелството, че балансиращият пазар се намира в текущ, все още неприключил процес на реформиране и трансформиране, започнал с премахването на възможността за обединяване чрез общ финансов сетълмент на координатори на балансиращи групи и продължил с въвеждането на 15-минутния интервал на сетълмент, със заплащането на небаланси от страна на доставчиците на балансиращи услуги, плановете и подготовката за въвеждане на единна цена за небаланс, съответно изцяло нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ и т.н. Както многократно вече е отбелязвано, към момента липсват реални данни за достатъчно дълъг период от време, въз основа на които да бъдат направени съответните симулации и адекватен анализ на извършените реформи, както и отражението им върху пазара и търговските участници. Конкретните стойности на определяните от КЕВР пределни цени в голяма степен следва да отчитат и да са съобразени с посочените реформи, което към днешна дата обективно не е възможно, поради което не е възможно и определянето на такива цени, които гарантирано да предотвратят непазарното поведение на някои участници умишлено да стоят в недостиг. Не на последно място, в момент на драстично повишени енергийни цени и огромна инфлация, едно допълнително чувствително увеличаване на финансовата тежест върху клиентите, която ще бъде прехвърлена от търговците в резултат от увеличени разходи за балансиране, с основание не би се възприело от по-голямата част от пазарните участници и би предизвикало сериозно безпокойство и недоволство у тях.

Комисията не приема предложението за определяне на отделни пределни цени за регулиране надолу за генериращи, съответно за консумиращи мощности. Съгласно чл. 6, пар. 4 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия, уреждането на балансиращата енергия за стандартните балансиращи продукти и специалните балансиращи продукти се основава на най-високата приета офертна цена (pay-as-cleared). Аналогична е и разпоредбата на чл. 149, ал. 2, т. 2 от ПТЕЕ, според която доставчикът купува от независимия преносен оператор непроизведеното по нареждане от системите за управление на независимия преносен оператор количество електрическа енергия по най-ниската цена на предложение за балансиране надолу, активирано в този период на диспечирание. Изискването за единна цена на балансиращата енергия важи общо за всички видове доставчици на балансираща енергия, което от своя страна налага съответно и определянето на една пределна цена за регулиране надолу.

Комисията счита за напълно неоснователен и аргумента на дружеството относно създаване на неравнопоставеност с другите доставчици на услугата „регулиране надолу“, тъй като при ПАВЕЦ в помпен режим се консумира енергия, която впоследствие се реализира, но с 30% по-малко поради присъщата за този тип дейност технологична загуба. За пореден път следва да се подчертае, че чрез предоставяне на услугата регулиране надолу НЕК ЕАД получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, като по този начин си осигурява допълнително воден ресурс за производство на електрическа енергия, която реализира преобладаващо по пикови цени, като реализираните по този начин приходи значително надхвърлят евентуалните разходи, причинени от технологичните загуби от работата на централата в помпен режим.

В становището си ЕСО ЕАД обръща внимание на тревожните тенденции в работата на балансиращия пазар през 2022 г., като причина за тях са и пределните цени, които КЕВР определя на годишна база. Ниската вече надбавка, като процент спрямо цената на пазар „ден напред, изкривява ценовите нива на отделните пазарни сегменти, като ценовите аномалии се проявяват всеки месец, включително и в двата месеца след въвеждането на 15-минутния период на сетълмент от 01 октомври 2022 г. Намира, че цената за енергиен недостиг следва да е санкционираща и да бъде стимул за поддържане на балансирана позиция след затваряне на пазара „в рамките на деня“. По-ниската цена, обаче, облагодетелства вече месеци наред търговските участници в почти 60% от периодите на сетълмент. Посочва, че координаторите на балансиращи групи занижават прогнозите за консумацията в групата и съответно намаляват покупката от дългосрочния пазарен сегмент и краткосрочните пазари, като реализират огромен енергиен недостиг за сметка на енергия от балансиращия пазар. Това поведение увеличава енергията за регулиране и съответните разходи на ЕСО ЕАД. Подчертава, че досегашните пределни цени не са съобразени с равнището на цените на дългосрочните и краткосрочни пазари към момента и причиняват горепосочените ценови аномалии, изкривяват пазарните отношения и задълбочават тенденцията във времето. В тази връзка възразява срещу предложението за запазване на пределните цени на равнището от 2022 г., като предлага решение на проблема чрез освобождаване на цените с преминаване към единна цена, при отчитане на статуса на регулиране, за което изразява готовност да оказва необходимото съдействие на КЕВР с предоставяне на данни, след което промените в методиката по чл. 105, ал. 13 от ПТТЕ да бъдат предложени за обсъждане и приети от Комисията в кратки срокове.

Комисията приема възражението на независимия преносен оператор срещу предложеното запазване на пределните цени на равнището от 2022 г. за неоснователно във връзка с изложените по-горе аргументи.

В становището си „ЕВН България“ ЕАД посочва, че при запазване на цената за регулиране надолу като процент от цената на пазара ден напред, при запазване на „тавана“ на цената за регулиране нагоре като твърда сума, добавена към борсовата цена, е възможно да има предпоставка за диспропорции при цени, различни от 143 лв. В единия случай, при цена над 143 лв., пазарните участници ще предпочитат да са в недостиг, а при по-ниска – в излишък, което води до неприемлива ситуация. В тази връзка счита, че прилагането на различни подходи (% от борсова цена и борсова цена +100 лв.) може да доведе до други изкривявания в пазара при определянето на цените за недостиг и излишък от ЕСО ЕАД и не гарантира, че цената за недостиг ще бъде по-висока от тази на ден напред. За да се осигури, че цената за недостиг е по-висока от цената на пазара ден напред, е необходимо от формулата за образуване на цената да бъде изваден елементът, с който се остойностява „нетингът“ в системата по административно определена цена (непроменена от 2014 г.).

Комисията приема възражението на дружеството за неоснователно във връзка с изложените по-горе аргументи.

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

С Решение № Ц-44 от 30.12.2021 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2022 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на  $30\% * \text{Цпдн}$ , където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД). Според Решение № Ц-44 от 30.12.2021 г. КЕВР, в частта по т. 3, посочените пределни цени не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

С Правила за изменение и допълнение на ПТЕЕ, обн. ДВ, бр. 76 от 2022 г., считано от 01.10.2022 г. е въведен 15-минутен период на сетълмент на пазара на балансираща енергия в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийно балансиране и Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия. Това изменение води до четирикратно увеличение на броя на периодите на сетълмент, съответно може да окаже значително влияние върху начина и точността на прогнозиране на количествата електрическа енергия за покупка/продажба. Към настоящия момент, липсата на достатъчно реални данни от прилагането на 15-минутния интервал на сетълмент не позволява извършването на анализ на постигнатите нива на цените за излишък и недостиг. В тази връзка, до натрупването на достатъчен обем от реални данни за отчетените количества небаланси на балансиращите групи и постигнатите нива на цените, не може да се обоснове необходимост от промяна на подхода, който КЕВР е използвала при определянето на прилаганата към момента пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Предвид обстоятелството, че предстои въвеждането на нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, е целесъобразно да се запазят действащите към момента пределни цени и след няколкомесечно натрупване на реални данни за 15-минутния период на сетълмент да се извършат симулации и съответно да се изготвят коректни анализи, чрез които адекватно да се оцени ефектът от пределните цени, както върху пазарните участници, така и по отношение на доставчиците на балансиращи услуги.

Въз основа на изложеното по-горе, пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия следва да е: пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на  $\text{Цпдн} + 100$  лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на  $30\% * \text{Цпдн}$ , където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. Тези пределни цени не следва да се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Изказвания по т. 1.:

Докладва Ю. Стоянов. С решение по Протокол № 346 от 08.12.2022 г., т. 2,

Комисията е приела доклад и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 13.12.2022 г., след което са постъпили три становища от „Национална електрическа компания“ ЕАД, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и от „ЕВН България“ ЕАД. Същите са отразени подробно в настоящия проект на решение, като са приети за неоснователни.

По отношение на пределната цена за регулиране нагоре основното възражение е свързано със запазване размера на надбавката от 100 лв. над почасовата цена на борсата. Дружествата считат, че по този начин цената е твърде ниска на фона на наблюдаваните в момента високи цени на борсата и тя стимулира част от участниците умишлено да стоят в недостиг, като по този начин изкривяват работата на пазара. Работната група е запозната с тези опасения. Те донякъде имат своите основания, но надделяващи аргументи защо трябва да бъде запазена тази цена са изложени още в самото обществено обсъждане. Те са, че на балансиращия пазар тече процес на сериозна трансформация, като за последно такава е извършена на първи октомври с въвеждането на 15-минутен интервал за балансиране. Предстои въвеждане на единна цена за небаланс и Методика за определяне на цената за небаланс, която също е нова. В тази връзка Комисията и работната група все още не разполагат с никакви реални данни до какви ефекти на пазара ще доведат тези промени. Това не позволява да се извърши адекватна и коректна оценка, която да позволи промяна на досегашния модел на определяне на пределната цена за регулиране нагоре. Работната група счита, че най-удачният момент за евентуална корекция на тази цена ще бъде след излизането на реални данни за достатъчен период от време (поне няколко месеца), като евентуално след въвеждането на единна цена и приемането на нова методика пределната цена за регулиране нагоре ще бъде съответно коригирана. Другият аргумент са наблюдаваните изключително високи цени на енергията и високата инфлация. Допълнително повишаване на пределната цена за регулиране нагоре би означавало допълнителни разходи за крайните клиенти, което към настоящия момент може би не е особено удачен вариант.

По отношение на пределната цена за регулиране надолу. Традиционно възражение е постъпило от НЕК ЕАД. Дружеството счита, че е ощетен от прилагания от Комисията подход, понеже при определянето на тази цена не са взети предвид технологичните загуби при работата на ПАВЕЦ в акумулиращ режим. Аргументи в тази връзка са многократно излагани. Активирането на ПАВЕЦ в помпен режим позволява на дружеството да качва вода от долния в горния изравнител, като тази вода се използва за производство на електрическа енергия. Тази енергия обаче се продава по пикови цени. Приходите от продажбата многократно надвишават евентуалните разходите, които дружеството твърди, че претърпява вследствие на непризнаването на технологичните му загуби.

Други съществени възражения не са постъпили.

Ю. Стоянов прочете диспозитива на проекта на решение:

*Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката*

## **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

### **РЕШИ:**

*Определя, считано от 01.01.2023 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:*

*1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска*



независима енергийна борса“ ЕАД;

2. *Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД;*

3. *Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.*

И. Иванов запита дали пределната цена надолу е не по-малко от 30% от пазара ден напред.

Ю. Стоянов каза, че пределната цена за регулиране надолу е 30% от почасовата цена на пазара ден напред, но не по-висока от регулираната, която Комисията е определила за ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД. Това се налага, защото могат да възникнат случаи, в които НЕК ЕАД действително да претърпи щети, понеже продава част от произведената енергия по регулирана цена.

И. Иванов каза, че е задал този въпрос, защото се вижда, че подходът при пределната цена за сключване на сделки на пазара се добавя една стойност, когато е за регулиране нагоре, докато за регулиране надолу е функция от почасовата цена на пазара ден напред. Не биха ли били преодолени част от критиките, ако се определи и цената за регулиране нагоре също с някакъв процент спрямо цената ден напред?

Ю. Стоянов отговори, че теоретично са възможни много варианти, но предвид сегашната ситуация по-скоро ще се направи някакъв експеримент с непредвидими последици. Досегашните цени все пак са прилагани една година.

И. Иванов каза, че това е много добро решение, когато цената на пазара е била стабилна. Тя се е разклатила с флукуациите при много висока цена. Част от участниците предпочитат да бъдат в недостиг, защото не чувстват санкция от това, че трябва да се балансира.

Ю. Стоянов каза, че в момента и в обозримо бъдеще непреодолим проблем е и наличието на регулиран пазар в България.

И. Иванов каза, че той ще остане такъв поне още три години.

Б. Голубарев каза, че наистина това са малко изкуствено определени граници, но все пак когато се отива надолу има едно определена граница, която е 0. Имало е и искания за отрицателна цена, но Комисията е казала, че не може да бъде по-малко от 0, за разлика от други борси, където може да има и отрицателна цена. Затова се приема като функция, защото все пак има някаква граница. Граница нагоре няма. Има теоретична граница, която е 6 000 лв., но тя е толкова висока, че реално не се достига. Генералното решаване на проблема с балансирането ще стане чрез новата методика, която КЕВР подготвя за единна цена. Тогава тези хитрувания на някои от търговците да стоят изкуствено в небаланс няма да имат никакъв смисъл. Б. Голубарев поясни, че слага тези хитрувания в кавички, защото може както да се спечели, така и да се загуби. В тази връзка идеята е била Комисията да има три месеца от въвеждане на 15-минутния сетълмент, за да се направи оценка. Комисията наивно е смятала, че тези три месеца ще свършат на първи януари, но не е точно така. Докато се обработят, реалните данни се движат с два месеца закъснение. Комисията ще има достатъчно реални данни през януари и февруари. Ако се добави и март, това означава, че Комисията трябва да си постави срок и от второто тримесечие да има настройката да се утвърди тази методика. Там има спор е ЕСО ЕАД. Едното предложение има предимства, има и недостатъци, като това се отнася и за другото предложение. Когато се реши кое от двете предложения ще се приеме, нещата се решават кардинално.

И. Иванов каза, че определянето на единна цена на баланс до голяма степен ще

реши тез проблеми. Към момента това решение е поставено за гласуване и докладът е приет на закрито заседание на Комисията. И. Иванов каза, че поставя на гласуване проекта на решение, прочетен от Ю. Стоянов.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Определя, считано от 01.01.2023 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

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

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

**По т. 2.** Комисията, като разгледа подаденото от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 на територията на община Елин Пелин, доклад с вх. № Е-Дк-2133 от 25.11.2022 г., както и събраните данни от проведените на 08.12.2022 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-15-46-1008 от 30.09.2022 г. от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г. Със Заповед № 3-Е-1192 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на заявлението за утвърждаване на цени, при съобразяване на данните от заявление на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“

ЕООД за одобряване на бизнес план за периода 2023 – 2027 г. След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № 15-46-1008 от 07.10.2022 г. е изискано „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД да представи: подробна обосновка за начина на прогнозиране на разходите за експертни и одиторски услуги; обосновка за начина на прогнозиране на разходите за наем, предвид представените копия на договори за наем, както и да посочи дали в представените информация и документи, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна и ако се съдържа такава – да посочи съответните информация/документи или тази част от тях, в която се съдържа, като обоснове по какъв начин разкриването на информацията би могло да навреди сериозно на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № 15-46-1008 от 14.10.2022 г. дружеството е предоставило изисканите данни и информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-2133 от 25.11.2022 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 336 от 02.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 08.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за територията на община Елин Пелин, в КЕВР не са постъпили становища.

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

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-393-08 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-393-12 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Елин Пелин, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката (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 ГРМ подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-41 от 29.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на община Елин Пелин с продължителност на регулаторния период от 2018 г. до 2022 г.

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е представило информация за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Елин Пелин“, бр. 8 от м. август 2022 г., съгласно чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на (...) до 07:00 часа на (...), като той може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни.

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. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

За новия регулаторен период заявителят не предвижда промяна на утвърдената от КЕВР тарифна структура. В зависимост от целите, за които клиентите ползват природен газ, дружеството е диференцирало следните основни групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОАиТ) и битови*, като промишлените клиенти са разделени на две подгрупи, в зависимост от годишната консумация, в енергийни единици: до 5000 MWh и над 5000 MWh.

Предлаганата тарифната структура на клиентите на дружеството за регулаторен период 2023 – 2027 г. е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ и е съобразена с характеристиките на потребление на съществуващите и бъдещи клиенти на природен газ на територията на община Елин Пелин.

### 1. Регулаторен период

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД предлага регулаторният период на цените да бъде с продължителност 5 години (от 2023 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2023 – 2027 г.

### 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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 по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

Клиенти	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	221	255	280	286	288
ОАиТ	153	182	216	224	234
Битови	781	801	863	903	928
<b>Общо:</b>	<b>1155</b>	<b>1239</b>	<b>1359</b>	<b>1413</b>	<b>1450</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	44	45	46	47	49
ОАиТ	29	29	29	29	29
Битови	184	183	184	183	181
<b>Общо:</b>	<b>257</b>	<b>257</b>	<b>259</b>	<b>259</b>	<b>259</b>

#### 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 по години, са представени в таблица № 3:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	<b>961</b>	<b>1035</b>	<b>1126</b>	<b>1191</b>	<b>1238</b>	<b>5551</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	892	965	1056	1122	1171	5206	94%
„снабдяване с природен газ от краен	70	70	70	69	67	345	6%

Според представената обосновка разходите за дейностите са формирани при цени към момента на изготвянето на предложението за утвърждаване на цени. Основните фактори, които се отразяват на прогнозните стойности на разходите, са: отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой клиенти по групи; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; продажби на природен газ по групи клиенти.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им прогнозни стойности на годишна база.

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

### 2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 94% от общия обем разходи и се увеличават от 892 хил. лв. през 2023 г. на 1171 хил. лв. през 2027 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 98,8% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 879 хил. лв. през 2023 г. на 1158 хил. лв. през 2027 г., разделени, както следва:

*Разходите за материали* представляват 5% от УПР за дейността, изменението им е от 46 хил. лв. през 2023 г. на 60 хил. лв. през 2027 г. и включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане* включват: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозирани на база брой монтирани съоръжения;

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, зает с тази дейност, средно по около 400 лв./служител/година, като от 2025 г. до края на регулаторния период предвидените разходи за работно облекло се увеличават на около 500 лв./служител/година. Включват разходи за оборудване на персонала с подходящо работно облекло, с оглед безопасност на условията на труд;

- *разходи за гориво за автотранспорт*, предвидени са по 14,4 хил. лв. годишно за целия регулаторен период или по 400 лв. на месец на автомобил – 3 бр., прогнозирани на базата на необходим среден пробег на транспортно средство за обслужване на лицензионната дейност на дружеството, обвързани с прогнозната дължина на ГРМ;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани съгласно достигнатите през 2021 г. разходи, по 3200 лв. на година през регулаторния период, средно по около 20

лв./служител/месец;

*Разходите за външни услуги* представляват 8% от УПР и нарастват от 74 хил. лв. през 2023 г. на 97 хил. лв. през 2027 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, разходи за застраховки на ГРМ, вкл. имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, и застраховката на персонал за съответната дейност, като са прогнозирани в съответствие с направените от дружеството до момента разходи за застраховки;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършените през 2021 и 2022 г. разходи, 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;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, средно по около 30 лв. на служител/месец през регулаторния период, планирани на база извършваните от заявителя разходи. Те включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и др. кореспонденция, за разходи за телефони и разходи за трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите;

- *разходи за наем* на сграда, планирани на база годишен разход за 2022 г. и сключен между заявителя и (...) на (...) договор за отдаване под наем на недвижим имот – (...), за срок от (...). Наемната цена по цитирания договор може да бъде променяна едностранно от наемодателя, веднъж годишно, с процент, не по-малък от официалния индекс на инфлацията на Националния статистически институт, или след решение на (...). Според предоставената обосновка, размерът на планираните разходи е съобразен с предвижданата актуализация на цените по съществуващите договори, в тази връзка, за дейността „разпределение на природен газ“ дружеството е прогнозирано за първата година от регулаторния период разходи за наем в размер на (...) хил. лв., които достигат (...) хил. лв. през петата година от периода. Също така, дружеството планира да бъде наето офисно/складово помещение, като прогнозните разходи за него са съобразени с плащаните на квадратен метър до момента средства по съществуващите договори за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, формирани на база брой задължителни за проверка уреди и пазарната цена за проверка на съответно средство за търговско измерване, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а механичните разходомери и електронните коректори се проверяват през 2 години, поради което прогнозираните разходи от дружеството са различни през годините на регулаторния период, съответно – 27 хил. лв., 16 хил. лв., 25 хил. лв., 20 хил. лв. и 26 хил. лв. през последната година. Тези разходи са отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база извършвания от дружеството разход през 2022 г. Според дружеството, в това перо са включени разходите по договори за консултантски услуги за подготовка на надзорен одит на системата за управление на качеството, за правни консултантски услуги, за правно съдействие при обществени поръчки, за изготвяне на правни становища по конкретни казуси, както и за извършване на одиторска проверка, извършване на независим финансов одит на финансовите отчети, одиторски услуги от оторизиран експерт счетоводител, и други консултантски услуги. За дейността „разпределение на природен газ“ дружеството е прогнозирано тези разходи в размер на 8,8 хил. лв. през първата година от регулаторния период и актуализиране на цените по договорите с увеличение от по 10% годишно през следващите години от периода;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година, средно по около 500 лв. на месец;

- *други разходи*, планирани в размер от около 400 лв. на месец за всяка от

разглежданите години.

*Разходите за амортизации* представляват 44% от УПР, като се увеличават от 352 хил. лв. през 2023 г. на 533 хил. лв. през 2027 г. Начислените разходи за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината.

*Разходи за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 32% от УПР, прогнозираните съгласно нивата на възнагражденията от 2022 г., заложената стойност на заплатите на служителите за регулаторния период е средно около 2000 лв. на месец, на човек, като дружеството не предвижда назначаване на нови служители, които са 14 бр. служители за дейността „разпределение на природен газ“;

*Разходи за социални осигуровки и надбавки*, представляват 6% от УПР, размерът им се увеличава от 59 хил. лв. през 2023 г. на 69 хил. лв. през 2027 г. Включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда (КТ) 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.

*Социални разходи*, планирани за периода в размер на 200 лв./служител/месец, обвързани със заложената социална програма, насочена към служителите на дружеството за осигуряване на социално-битовите и културни потребности съгласно чл. 294 от КТ.

*Други разходи*, представляват 0,6% от УПР, в размер на 6 хил. лв. за всяка от годините през регулаторния период, включват *разходи за охрана на труда* прогнозираните 345 лв./месец и за *командировки и обучения на персонала* – 1900 лв. годишно.

*Променливите разходи*, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 1,2% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като остават непроменени през регулаторния период, в размер на около 13 хил. лв. на година, включват:

- *разходи за одорант*, планирани в съответствие с разходна норма от 2,6 mg/MWh, прогнозираните количества природен газ за реализация и цената на одоранта;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозираните в размер на 0,04% от планираните количества природен газ, при максимално допустима стойност 4%.

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

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи, като остават непроменени в размер на 70 хил. лв. годишно през периода 2023 – 2025 г., достигат 69 хил. лв. през 2026 г. и намаляват на 67 хил. лв. през последната година от регулаторния период. Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали*, с относителен дял от 7%, прогнозираните в размер от около 5 хил. лв. годишно през регулаторния период, като включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани в размер на 3000 лв. годишно през регулаторния период, по 250 лв. на месец за един автомобил;

- *разходи за работно облекло*, прогнозираните в зависимост от броя персонал, средно по около 400 лв. годишно на зает служител. В дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е предвиден зает персонал от 2 души;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани в размер на средно около 740 лв. годишно.

*Разходите за външни услуги* представляват 13,3% от разходите за дейността, прогнозираните с ръст, от 8 хил. лв. през 2023 г. на 10 хил. лв. през 2027 г., като включват:

- *разходи за данъци и такси* – средно по около 3 хил. лв. годишно;
- *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани в размер от около 1100 лв. годишно;
- *разходи за наем* са разпределени пропорционално съгласно ползваната за тази дейност част от наетите от дружеството офис помещения, средно за регулаторния период (...) лв./месец, средно по около (...) лв./година или (...) лв. за първата година и достигаци (...) лв. за последната година от регулаторния период, съгласно договор от (...) за отдаване под наем на недвижим имот – (...), сключен между заявителя и (...), за срок от (...). Наемната цена по цитирания договор може да бъде променяна едностранно от наемодателя, веднъж годишно, с процент, не по-малък от официалния индекс на инфлацията на Националния статистически институт, или след решение на (...);
- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на 3 хил. лв. на година от регулаторния период;
- *разходи за вода, отопление и осветление* – планирани средно по около 60 лв. на месец.

*Разходи за амортизации*, представляват 10% от разходите, предвидени за дейността, като размерът им от около 11 хил. лв. през 2023 г. намалява на 2 хил. лв. през 2027 г.

*Разходи за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 47% от разходите за дейността, като размерът им от 31 хил. лв. през 2023 г. се увеличава на 34 хил. лв. през 2027 г. Прогнозирани въз основа на средна работна заплати и броя на персонала.

*Разходи за социални осигуровки и надбавки*, представляват 9% от разходите за дейността, като размерът им е средно около 6 хил. лв. годишно. Представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по КТ 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.

- *социални разходи* – по 100 лв. на месец, на нает в дейността служител.

*Други разходи*, представляват 10% от разходите за дейността и включват:

- *разходи за охрана на труда*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в дейността, по 300 лв./служител/година;

- *разходи за реклама и маркетинг дейност*, прогнозирани в размер на около 5000 лв. на година за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за публикации*, при планирани 6 бр. публикации по 240 лв./бр.

Дружеството не планира променливи разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ“ през регулаторния период 2023 – 2027 г.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 № 4 и 5:



*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 4*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	4439	4690	5258	5080	4870
2.	Балансова стойност на ДНА	184	165	146	136	136
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	112	167	207	228	235
4.	Необходим оборотен капитал	67	69	73	76	80
<b>5.</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>4579</b>	<b>4757</b>	<b>5270</b>	<b>5064</b>	<b>4850</b>
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
<b>7.</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>263</b>	<b>273</b>	<b>303</b>	<b>291</b>	<b>279</b>
<b>8.</b>	<b>Разходи, в т.ч.:</b>	<b>892</b>	<b>965</b>	<b>1056</b>	<b>1122</b>	<b>1171</b>
8.1.	УПР	879	953	1043	1109	1158
8.2.	Променливи разходи	13	13	13	13	13

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 5*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1	2	2	3	2
2.	Балансова стойност на ДНА	20	13	8	4	4
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	3225	3251	3278	3305	3332
<b>5.</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>3246</b>	<b>3266</b>	<b>3288</b>	<b>3312</b>	<b>3338</b>
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
<b>7.</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>187</b>	<b>188</b>	<b>189</b>	<b>190</b>	<b>192</b>
<b>8.</b>	<b>Разходи, в т.ч.:</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>69</b>	<b>67</b>
8.1.	УПР	70	70	70	69	67
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).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2023 – 2027 г. са в размер на 2773 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2328 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 445 хил. лв.

### **2.3. Норма на възвръщаемост на капитала**

За финансиране изграждането на газоразпределителната мрежа в община Елин Пелин за периода 2023 – 2027 г. се предвижда използване на парични средства в размер на 2773 хил. лв. Необходимите средства на дружеството ще обезпечат целия размер на планираните инвестиции. Понастоящем, заявителят има основен капитал от 5,87 млн. лв., който е инвестиран в газопроводни мрежи и други дълготрайни активи, свързани с дейността на дружеството. Дружеството възнамерява да финансира инвестиционната си програма със собствени средства и няма да използва дългово финансиране/привлечен капитал. По този начин в структурата на капитала за целия регулаторен период делът на собствения капитал е 100%, формиран от основния капитал и натрупаната печалба/загуба за съответната година, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода.

Предложената от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2027 г., е в размер на 5,75%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,17%, след данъчно облагане (корпоративен данък от 10%, съгласно Закона за корпоративното подоходно облагане).

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  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, 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 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business<sup>1</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>2</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Газоенергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Газоенергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,51 за 2022 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент, при преобразуването в лостов, запазва размера си – 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се получава в размер на 5,75%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,17%, след данъчно облагане, като получените стойности съвпадат с предложените от дружеството, предвид което предложената от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за регулаторен период 2023 – 2027 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е обоснована.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в таблици № 6 и 7:

**Прогнозна консумация**

**Таблица № 6**

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
---------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

<sup>1</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>2</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

Промислени	MWh/год.	16 820	17 321	17 841	18 361	18 900
ОАиТ	MWh/год.	10 142	10 212	10 280	10 346	10 411
Битови	MWh/год.	45 915	45 930	45 944	45 957	45 970
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>72 877</b>	<b>73 462</b>	<b>74 064</b>	<b>74 664</b>	<b>75 280</b>

**Прогнозен брой клиенти****Таблица № 7**

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	бр.	27	27	28	28	28
ОАиТ	бр.	145	150	155	160	165
Битови	бр.	3150	3310	3470	3630	3790
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>3322</b>	<b>3487</b>	<b>3653</b>	<b>3818</b>	<b>3983</b>

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 дълготрайните материални активи (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 през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,191 през 2023 г. на 0,198 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти се увеличава от 0,132 през 2023 г. на 0,162 през 2027 г.; за битовите клиенти намалява от 0,676 през 2023 г. на 0,640 през 2027 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,170 през 2023 г. на 0,188 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти остава непроменен в размер на 0,113 през регулаторния период; за битовите клиенти намалява от 0,717 през 2023 г. на 0,699 през 2027 г.

Коефициентите за разпределяне 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 се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,231 през 2023 г. на 0,251 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти намалява от 0,139 през 2023 г. на 0,138 през 2027 г.; за битовите клиенти намалява от 0,630 през 2023 г. на 0,611 през 2027 г.

Предложените коефициенти отчитат: дела на ДМА на ГРМ 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 и са обосновани.

**4. Определяне на цени****4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ**

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по 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**

Съгласно 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.

Предложените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г. са посочени в таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
<b>Промислени:</b>		
до 5000 MWh вкл.	15,04	2,58
над 5000 MWh	14,13	2,58
<b>ОАиТ</b>	19,44	2,84
<b>Битови</b>	18,52	3,98

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без начислен данък добавена стойност (ДДС) и акциз.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД в заявление с вх. №-15-46-1008 от 30.09.2022 г. данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените за утвърждаване от заявителя цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2027 г.

#### 4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет и 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 ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; становища по изпълнение на газопроводното отклонение. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Елин Пелин, посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
<b>Промислени:</b>	
до 5000 MWh вкл.	2860
над 5000 MWh	4565
<b>ОАиТ</b>	1350
<b>Битови</b>	480

Забележка: посочените цени са в лева за присъединен клиент, без начислен ДДС.

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

**5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № Е-15-46-1008 от 14.10.2022 г. „Газо-енергийно дружество Елин Пелин“ ЕООД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните, свързани с цени, срокове и условия на плащане по търговски договори. Към заявлението за утвърждаване на цени „Газо-енергийно дружество Елин Пелин“ ЕООД е приложило два договора, които съдържат защитена по закон информация, а именно: Договор от (...) за отдаване под наем на недвижим имот – (...), сключен с (...) и Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

Изказвания по т. 2.:

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД, с искане 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 ГРМ на територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2023 – 2027 г. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 25.11.2022 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 336 от 02.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие със Закона за енергетиката и Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ, на 08.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на дружеството е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на дружеството е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД не са постъпили становища.

Комисията е приела доклад по заявлението за утвърждаване на цени на дружеството, в който подробно са коментирани всички параметри по утвърждаването на цени на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД, по отношение на регулаторния период, необходимите приходи, разходите за дейността разпределение и снабдяване с природен газ, регулаторната база на активите, нормата на възвръщаемост на капитала, прогнозната консумация за регулаторния период, цените за пренос на природен газ през ГРМ, цените за продажба на природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване, както и информацията, която не следва да бъде разгласявана. Заедно с доклада на Комисията е представен и проект на решение, който е непроменен.

М. Димитров прочете диспозитива на 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

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 Елин Пелин, за регулаторен период от 2023 г. до 2027 г. (от т. 1 до т. 5 са посочени отделните цени за клиентите на дружеството, както и ценообразуващите елементи).

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

И. Иванов повтори, че заявителят не е имал забележки по изготвения доклад и по време на общественото обсъждане не са постъпили възражения.

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

### РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 Елин Пелин, за регулаторен период от 2023 г. до 2027 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

До 5000 MWh/год., вкл. 15,04 лв./MWh;

Над 5000 MWh/год. 14,13 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 19,44 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 18,52 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2023 г. – 1155 хил. лв.; за 2024 г. – 1239 хил. лв.; за 2025 г. – 1359 хил. лв.; 2026 г. – 1413 хил. лв.; 2027 г. – 1450 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2023 г. – 72 877 MWh/год.; за 2024 г. – 73 462 MWh/год.; за 2025 г. – 74 064 MWh/год.; за 2026 г. – 74 664 MWh/год.; за 2027 г. – 75 280 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,75%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 148,67 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 148,93 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 150,07 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 146,09 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти:

До 5000 MWh/год., вкл. 2,58 лв./MWh;

Над 5000 MWh/год. 2,58 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 2,84 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 3,98 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2023 г. – 256 хил. лв.; за 2024 г. – 257 хил. лв.; за 2025 г. – 259 хил. лв.; 2026 г. – 259 хил. лв.; 2027 г. – 259 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2023 г. – 72 877 MWh/год.; за 2024 г. – 73 462 MWh/год.; за 2025 г. – 74 064 MWh/год.; за 2026 г. – 74 664 MWh/год.; за 2027 г. – 75 280 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,75%.

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

5.1. За промишлени клиенти:

до 5000 MWh/год. вкл. 2860 лв./клиент;

над 5000 MWh/год. 4565 лв./клиент;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1350 лв./клиент;

5.3. За битови клиенти: 480 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

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

**По т. 3.** Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД 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 обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина**, доклад с вх. № Е-Дк-2168 от 06.12.2022 г., както и събраните данни от проведените на 15.12.2022 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-15-60-1023 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № 3-Е-1198 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване

основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-1023 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: обосновка за продължителността на предложени регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем, сключени от дружеството; данни за прогнозния брой на персонала и автомобилите на дружеството, по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; подробна обосновка за начина на формиране на различните групи разходи поотделно, по дейности; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи, както и данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със състен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ. Със същото писмо на заявителя са дадени указания заложените в електронния модел на цените параметри да отговарят на описаните в бизнес плана и в приложенията към заявлението за утвърждаване на цени данни, както и да посочи дали в представените документи и данни, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна, в случай че има такава – да я посочи и да обоснове по какъв начин разкриването ѝ би могло да навреди на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-60-1023 от 27.10.2022 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-2168 от 06.12.2022 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 348 от 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, в КЕВР не са постъпили становища.

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

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-131-08 от 10.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-131-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, издадени със срок до 10.02.2039 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закон за енергетиката (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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-5 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД цени



за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.

„Аресгаз” ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 30.08.2022 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 01.09.2022 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) на (...) до (...) на (...), като срокът на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано между двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил и Приложение № (...), съдържащо споразумение за защита на лични данни, както и Приложение № (...), съдържащо годишна програма по горечитирания договор.

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).

През новия регулаторен период „Аресгаз” ЕАД не предвижда промяна на утвърдената тарифна структура за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина, която се състои от две основни групи клиенти: *стопански* и *битови*. Стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно равномерността на месечното потребление в годишен аспект, а именно: *с равномерно* и *с неравномерно потребление*, като клиентите с равномерно потребление са организирани в 9 подгрупи, а клиентите с неравномерно потребление в 8 подгрупи.

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

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз” ЕАД регулаторен период на цените за обособената територия „Мизия” и община Бяла Слатина е с продължителност от 2 години (2023 – 2024 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.

Относно предложения регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка, обусловена от продължаващ военен конфликт, прекратяване на доставките от „Газпром експорт“ и последвалия рекорден ръст в цената на природния газ, дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз” ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз” ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще

бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на всеки нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, по-дългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2023 до 2024 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ, както и осигурява възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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 по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	1900	1747
Битови	834	774
<b>Общо</b>	<b>2734</b>	<b>2521</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	281	281
Битови	97	98
<b>Общо</b>	<b>378</b>	<b>379</b>

### 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, са представени в таблица № 3:

*Общо разходи по дейности*

*Таблица № 3*

Наименование	Мярка	2023 г.	2024 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	<b>хил. лв.</b>	(...)	(...)	(...)	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозирал разходите си за периода 2023 – 2024 г. въз основа на стойностите им от базовата година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните през 2021 г. и през част от 2022 г. разходи, като за месеците от текущата година, които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. Влияние върху стойностите на разходите оказват: брой клиенти; приходи; изградена ГРМ; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения); брой на офисите и персонала; брой на съоръженията; потребление на природен газ, както и лицензионните задължения на заявителя. Прогнозните стойности на определящите параметри, използвани от дружеството са следните: брой клиенти с натрупване – за 2023 г. – (...), за 2024 г. – (...); нетни приходи – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; дължина на ГРМ в експлоатация с натрупване – за 2023 г. – (...) м и (...) м за 2024 г.; отчетна стойност на нетекущи активи с натрупване – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; брой на офисите – броят е еднакъв за двете години от регулаторния период – (...), включително централен офис Варна; брой на персонала – броят не се променя през двете години от регулаторния период – (...), включително условно разпределен персонал от централен офис Варна ((...) бр.); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един потребител – едно съоръжение“ – за 2023 г. – (...), а за 2024 г. – (...); потребление на природен газ, общо за групите потребители – 143 370 MWh за 2023 г. и 143 496 MWh за 2024 г.

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

### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходи за материали – (...) % от УПР за дейността, като остават средно в размер около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период и включват разходи за: горива за автотранспорт и канцеларски материали.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- разходи за застраховки, прогнозирани в размер (...) % от стойността на нетекущите активи, в размер на (...) хил. лв. на годишна база за периода;

- разходи за данъци и такси, включващи 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. Нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, средно, в размер на (...) хил. лв. годишно за периода;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност – (...) хил. лв. за 2023 г и (...) хил. лв. за 2024 г., както и за въоръжена и противопожарна охрана – (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- разходи за наеми на сгради, в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани спрямо стойността им за базовата година и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е представило следните копия на документи във връзка с цитираните прогнозирани разходи:

- Договор от (...)

- Договор № (...) от (...) за наем на офис (...);

- Договор № (...) от (...) за наем на офис (...).

- разходи за проверка на уреди, планирани в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- съдебни разходи, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, като стойността им за разглеждания период е (...) хил. лв.;

- експертни и одиторски разходи, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за двете години от регулаторния период;

- разходи за вода, отопление и осветление, стойността им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., отговарят на планираните инвестиции. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2023 – 2024 г. е сбор от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията – (...) и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна – (...). Прогнозният брой на персонала за периода остава непроменен и използва за база щатното разписание на дружеството към 31.12.2021 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения и с персонал, нает по граждански договори. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Следва да се има предвид, че за персонала, нает по граждански договори се извършват разходи за изплащане на договорените възнаграждения, които участват при формирането на стойностите на разходите за персонал. Това обстоятелство трябва да бъде взето под внимание при аналитична обработка на данните за разходите за персонал и броя на персонала в търсене на усреднен показател – измерител за средните трудови разходи. Дружеството не разделя персонала по лицензирани дейности, а използва подход, при който параметъра „брой на персонала“ е общ за дейностите, а параметъра „разходи за

персонала“ се разделя в процентно съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

Социални разходи, представляват (...) % от УПР, средно в размер на около (...) хил. лв. годишно, прогнозирани като (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, представляват (...) % от УПР, нарастват през регулаторния период от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., като включват:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за реклама и маркетинг, прогнозирани спрямо базовата година, стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за командировки и обучение на персонала, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за публикации, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) лв. за 2023 г. на (...) лв. за 2024 г.

Променливите разходи представляват (...) % от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и за 2024 г. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- разходи за одорант, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма (...) лв./MWh природен газ, съответно (...) хил. лв. годишно през разглеждания период;

- разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ, средно в размер на (...) хил. лв. годишно.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват (...) % от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Цитираните разходи за дейността се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., със следното разпределение по икономически елементи:

Разходи за материали, с относителен дял от (...) % от УПР за дейността и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват само разходи за канцеларски материали.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., включват:

- разходи за данъци и такси, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисията 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, размерът им е средно около (...) хил. лв. годишно;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, средно в размер около (...) хил. лв. годишно;

- разходи за наеми на сграда, планирани на база годишен разход за базовата година и съгласно договорите за наеми на офиси, в размер на около (...) хил. лв. годишно;

- съдебни разходи – (...) лв. годишно;

- експертните и одиторски разходи са в размер на (...) хил. лв. на година, а за

вода, отопление и осветление – средно около (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността, в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., в зависимост от планираните инвестиции.

Разходи за заплати и възнаграждения с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от разходите за дейността, като размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозираните спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

Социалните разходи представляват (...) % от УПР, размерът им е (...) лв. в годишен аспект през регулаторния период, прогнозиран като (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, с относителен дял (...) % от общия обем на разходите за дейността, като размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) лв. за 2023 г. на (...) лв. за 2024 г.;
- разходи за реклама и маркетинг, прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) лв. за 2023 г. на (...) лв. за 2024 г.;
- разходи за командировки и обучение на персонала, прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) лв. за 2023 г. на (...) лв. за 2024 г.;
- разходи за публикации, планираните спрямо базовата година, като стойността им е средно около (...) лв. годишно за регулаторния период.

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

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи.

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия от състава на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Червен бряг със сгъстен природен газ (СПГ). В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Червен бряг е включена ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ, която е формирана от допълнителни разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ, за които дружеството е представило следната обосновка:

Компресиране на природен газ – дружеството закупува компресирания природен газ от фирма (...), гр. (...) (съгласно представено копие на Договор № (...) от (...) за покупка на компресиран природен газ), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик, и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на (...) лв./MWh без данък добавена стойност (ДДС).

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ – услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, съгласно представени копия на Договор № (...) от (...) за предоставяне на транспортни услуги и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...) и до (...). Договорената цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м<sup>3</sup> и използван коефициент за преобразуване в енергийни единици: (...) kWh/м<sup>3</sup>);

Декомпресиране на природен газ – извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Червен бряг, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се извършва разтоварване на транспортирания компресиран природен газ;

Подгръване на природния газ – извършва се на горещитрананата площадка за декомпресиране и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на природния газ за подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Прогнозното количество природен газ, използван за подгръване за 2022 г. е в размер на (...) MWh на стойност (...) лв., а общото прогнозно количество закупен газ за гр. Червен бряг в размер на (...) MWh. По този начин прогнозната стойност на природния газ, използван за подгръване за 2022 г. е в размер на (...) лв./MWh, изчислена като частно на общия разход и общото количество.

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за територията на община Червен бряг да бъде в размер на **44,84 лв./MWh, без ДДС**.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,22%	5,22%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.	УПР	(...)	(...)
9.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 5

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост	5,22%	5,22%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
7.1.	УПР	(...)	(...)

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ, като от производението на първия параметър и сумата от параметри две и три е извадена прогнозната стойност на неустойките.

По отношение на планираните инвестиции за лицензионната територия дружеството е отбелязало, че до момента на въвеждане в експлоатация на даден актив, всички инвестиционни разходи, свързани с придобиването му се отчитат като разходи за придобиване на актива, а при въвеждане в експлоатация формират неговата отчетна стойност.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране „Арсгаз” ЕАД предвижда да използва собствени парични средства, акумулирани от дейността на дружеството, а именно, парични потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които биват използвани за финансиране на инвестиционните програми.

Предложената от „Арсгаз” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. е в размер на 5,22%, изчислена при (...) % дял на собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, 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  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, 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 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business<sup>3</sup> и на БНБ<sup>4</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните-членки от Европейския съюз, за 2022 г. в размер на 0,51, по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, при преобразуването в лостов коефициент, коефициентът запазва размера си от 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горесцитирания източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 5,75%, при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, след данъчно облагане.

Получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството, предвид което е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторен период 2023 – 2024 г. в размер на 5,22%, при горесцитираната структура на капитала и при отчитане на данъчните задължения.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени към ГРМ на дружеството клиенти, са представени по години и групи клиенти в таблици № 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
<b>Стопански:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>118 899</b>	<b>118 903</b>
<i>С равномерно потребление</i>	<i>MWh/год.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>С неравномерно потребление</i>	<i>MWh/год.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<b>Битови</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>24 471</b>	<b>24 593</b>
<b>Общо</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>143 370</b>	<b>143 496</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
<b>Стопански:</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>
<i>С равномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>С неравномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<b>Битови</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>
<b>Общо</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по

<sup>3</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>4</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

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 дълготрайните материални активи (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 през периода, както следва: коефициентът за стопанските клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Коефициентът за разпределение на 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. Стойностите на коефициентите не се променят през периода: за стопанските клиенти – (...), за битовите клиенти – (...).

Коефициентите за разпределяне 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. Стойностите на коефициентите не се променят през периода: за стопанските клиенти е (...), а за битовите клиенти е (...).

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ 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 ГРМ**

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по 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**

Съгласно 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.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, са посочени в таблица № 8:

*Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ*

*Таблица № 8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
<b>Стопански:</b>		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	22,15	2,35
до 211 MWh/год.	20,93	2,35
до 528 MWh/год.	19,91	2,35

до 1056 MWh/год.	19,09	2,35
до 2112 MWh/год.	17,97	2,35
до 5281 MWh/год.	16,95	2,35
до 10 562 MWh/год.	15,53	2,35
до 52 810 MWh/год.	12,01	2,35
над 52 810 MWh/год.	9,09	2,35
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	31,70	2,44
до 211 MWh/год.	29,86	2,44
до 528 MWh/год.	28,78	2,44
до 1056 MWh/год.	26,08	2,44
до 2112 MWh/год.	23,47	2,44
до 5281 MWh/год.	22,08	2,44
до 10 562 MWh/год.	20,57	2,44
над 10 562 MWh/год.	16,27	2,44
<b>Битови</b>	<b>32,80</b>	<b>3,98</b>

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без данък добавена стойност (ДДС) и акциз.*

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Червен бряг е в размер на **44,84 лв./MWh без ДДС**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-1023 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД АД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2024 г.

#### **4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа**

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и 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 ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина са посочени в таблица № 9:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
<b>Стопански:</b>	
до 0,264 MWh	1491
до 0,739 MWh	1716
до 4,225 MWh	2228
до 21,124 MWh	3520
над 21,124 MWh	4224
<b>Битови</b>	<b>534</b>

*Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без ДДС.*

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

**5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № Е-15-60-1023 от 27.10.2022 г. „Аресгаз“ ЕАД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните и информацията, съдържащи се в справка № 1-А и № 1-Б амортизационен план – разпределение; справка № 1-В и № 1-Г амортизационен план – снабдяване; справка № 2 приходи от присъединяване; справка № 3 дълготрайни активи; справка № 4 годишни разходи; справка № 5 капитал; справка № 6 необходим оборотен капитал; справка № 7 капиталова структура и норма на възвръщаемост; справка № 8-А характеристика на групите потребители за разпределение; справка № 8-Б характеристика на групите потребители за снабдяване; справка № 8-В характеристика на групите потребители за снабдяване с компресиран природен газ; справка № 9-А коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по разпределение; справка № 9-Б коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по снабдяване; справка № 10-А, № 10-Б и № 10-В „коефициенти за разпределение на постоянните приходи“; справка № 11 необходими годишни приходи; обща справка № 13 цени за дейностите „разпределение“ и „снабдяване“; справка № 14-А цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с равномерно потребление; справка № 14-Б цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с неравномерно потребление; справка № 15 видове признати разходи за определяне на цената за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи; справка № 16 пределни цени за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи, както и част от данните представени в справка № 12-А цени за дейността „разпределение“ и справка № 12-Б цени за дейност „снабдяване“. В тази връзка дружеството е представило неверителен вариант на модел на цени, в който се съдържа частична информация от справки № 12-А и 12-Б, както и справки 13 и 16 без заличена информация. В допълнение заявителят е посочил, че като търговска тайна следва да се счита и информацията по приложения от № 2 до № 8 включително, които съдържат: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ; копия на договори за наем; обосновка за извършваните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ; данни за клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ; данни за броя на персонала и автомобилите; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране на разходите по икономически елементи и дейности за обособената територия. Дружеството е представило неверителни варианти на посочените приложения.

„Аресгаз“ ЕАД отбелязва, че по същество, посочената информация и документи представляват търговска тайна поради факта, че същите не са общоизвестни или леснодостъпни за трети лица. Въпросната информация и документи имат финансово-икономически и технически характер, касаещи само и единствено дейността и оперативните процеси на дружеството, както и търговски отношения с трети страни и то има интерес да ги запази в тайна. Информацията и документите разкриват търговската стойност и характер, а именно те са свързани с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за дружеството и има таен характер, защото се състои в процеси, пряко свързани с дейността му и по-общо с управлението на корпоративната структура.

Разкриването на така посочената информация в значителна степен би увредило интереса на дружеството, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер.

Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на престъпление, спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения, неправомерно проучване и проследяване на финансови потоци и плащания, неговото икономическо състояние и цялостната му стопанска дейност.

Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

Съгласно разпоредбата на чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ за енергийните предприятия, спрямо които се прилага метод на ценово регулиране „горна граница на цени“, проектът на решение, съответно решението по чл. 39, ал. 1 от НРЦПГ, съдържа: продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала; прогнозните необходими приходи по години за регулаторния период, както и прогнозните количества природен газ по години за регулаторния период.

Предвид изложеното и съгласно решение на КЕВР по Протокол № 329 от 29.11.2022 г., по т. 2, при публикуване на проекта на решение на интернет страницата на КЕВР, цитираните от дружеството параметри следва да бъдат заличени, с изключение на параметрите посочени в чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ.

Изказвания по т. 3.:

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Аресгаз“ ЕАД, с искане 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за регулаторен период 2023 – 2024 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 06.12.2022 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 348 от 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на Закона за енергетиката и Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ, е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, в КЕВР не са постъпили становища.

Комисията е приела доклад по заявлението за утвърждаване на цени на дружеството, в който подробно са коментирани всички параметри по утвърждаването на цени на „Аресгаз“ ЕАД, по отношение на регулаторния период на цените (който дружеството е поискало да бъде две години), необходимите 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 ГРМ, цените за продажба на природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към ГРМ. Подробно е коментирана и информацията, която не следва да бъде разгласявана. Проектът на

решение, който сега се предлага на Комисията е непроменен спрямо този, който е представен заедно с доклада.

М. Димитров прочете диспозитива на 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г. (от т. 1 до т. 5 са посочени отделните цени за клиентите на дружеството, както и ценообразуващите елементи).*

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

И. Иванов обърна внимание, че няма възражения от страна на заявителя или от страна на участници в общественото обсъждане.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г., както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

*Сравномерно потребление*

до 106 MWh/год.	22,15 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	20,93 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	19,91 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	19,09 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	17,97 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	16,95 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	15,53 лв./MWh;
до 52 810 MWh/год.	12,01 лв./MWh;
над 52 810 MWh/год.	9,09 лв./MWh.

*С неравномерно потребление*

до 106 MWh/год.	31,70 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	29,86 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	28,78 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	26,08 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	23,47 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	22,08 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	20,57 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	16,27 лв./MWh;
1.2.3а битови клиенти	32,80 лв./MWh.

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

Необходимими годишни приходи: за 2023 г. – 2734 хил. лв.; за 2024 г. – 2521 хил. лв.;  
Количества природен газ: за 2023 г. – 143 370 MWh/год.; за 2024 г. – 143 496 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,22%.

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

3.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 148,44 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 148,53 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти 150,07 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 146,09 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 2,35 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 2,44 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти 3,98 лв./MWh.

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

Необходимими годишни приходи: за 2023 г. – 378 хил. лв.; за 2024 г. – 379 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2023 г. – 143 370 MWh/год.; за 2024 г. – 143 496 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,22%.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Червен бряг:

5.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 193,28 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 193,37 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти 194,91 лв./MWh.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на

природния газ за територията на община Червен бряг: 44,84 лв./MWh.

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, както следва:

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:

до 0,264 MWh	1491 лв./клиент;
до 0,739 MWh	1716 лв./клиент;
до 4,225 MWh	2228 лв./клиент;
до 21,124 MWh	3520 лв./клиент;
над 21,124 MWh	4224 лв./клиент;
7.2. За битови клиенти	534 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

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

**По т. 4.** Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **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 обособена територия „Запад“**, доклад с вх. № Е-Дк-2170 от 06.12.2022 г., както и събраните данни от проведените на 15.12.2022 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-15-60-1024 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № 3-Е-1200 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-1024 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем, сключени от дружеството; данни за прогнозния брой на персонала и автомобилите



на дружеството, по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал” от електронния модел на цените, както и подробна обосновка за начина на формиране на различните групи разходи поотделно, по дейности. Със същото писмо на заявителя са дадени указания заложените в електронния модел на цените параметри да отговарят на описаните в бизнес плана и в приложенията към заявлението за утвърждаване на цени данни, както и да посочи дали в представените документи и данни, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна, а ако има такава – да я посочи и да обоснове по какъв начин разкриването ѝ би могло да навреди на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-60-1024 от 27.10.2022 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-2170 от 06.12.2022 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 № 348 от 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз” ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз” ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия „Запад“, с писмо с вх. № Е-15-60-1024 от 15.12.2022 г., в КЕВР постъпило становище от кмета на община Враца. В становището си, кметът на общината е определил промяната цените за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия „Запад“, за регулаторни периоди 2021 – 2022 г. и 2023 – 2024 г. като резонна, предвид цената на природния газ в други европейски страни. Според кмета на община Враца, промяната на цените няма да рефлектира осезаемо върху крайните клиенти.

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

За обособена територия „Запад”, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, със срок до 25.09.2041 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката (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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-6 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз” ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Запад” за регулаторен период от 2021 до 2022 г.

„Аресгаз“ ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 30.08.2022 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“ от 01.09.2022 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) на (...) до (...) на (...), като срокът на договора може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил: Приложение № (...), съдържащо споразумение за защита на лични данни и Приложение № (...), съдържащо годишна програма по 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).

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД не предвижда изменение на утвърдената тарифна структура за обособена територия „Запад“, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОАиТ), и битови.*

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 2 години (от 2023 до 2024 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.

Относно предложения регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка, обусловена от продължаващ военен конфликт, прекратяване на доставките от „Газпром экспорт“ и последвалия рекорден ръст в цената на природния газ, дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на всеки нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, по-дългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи

параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2023 до 2024 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ, както и осигурява възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в таблица № 1:

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	2372	2353
ОАиТ	хил. лв.	2464	2445
Битови	хил. лв.	5478	5450
<b>Общо</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>10 314</b>	<b>10 248</b>

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: -59,09%; за ОАиТ клиенти: -55,84% и за битови клиенти: -56,05%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 2:

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	970	963
ОАиТ	хил. лв.	1088	1080
Битови	хил. лв.	2408	2395
<b>Общо</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>4466</b>	<b>4438</b>

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 3:

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	57	57
ОАиТ	хил. лв.	52	52
Битови	хил. лв.	142	147
<b>Общо</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>250</b>	<b>256</b>

### 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, са представени в таблица № 4:

Общо разходи по дейности

Таблица № 4

Наименование	Мярка	2023 г.	2024 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно НРЦПГ с използване на модела „горна граница на цени“. Разходите за лицензионните дейности за регулаторния период на цените са прогнозираны въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). При определянето на годишните разходи за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ дружеството е следвало разделението на разходите в модела „горна граница на цени“.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозираны по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2023 – 2024 г. в съответствие с отчетните стойности за 2021 г. и отчетно-прогнозните стойности за 2022 г., като влияние върху техните нива оказват и параметри като: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи – по отношение на разходите за данъци и такси; изградена ГРМ – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ; лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Цитираните параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им, но не във всеки случай е необходимо те да бъдат прогнозираны, тъй като са съпътстващи дейността на дружеството и се извършват в условията на установени лицензионни задължения, както и на договорни отношения с трети страни, при което

определящи са и пазарните нива, и търсенето Според заявителя търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, в условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка е фактор, имащ силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Прогнозните стойности на определящите параметри, използвани от дружеството са: брой клиенти с натрупване – за 2023 г. – (...), за 2024 г. – (...); нетни приходи – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; дължина на ГРМ в експлоатация с натрупване – за 2023 г. – (...) м, за 2024 г. – (...) м; отчетна стойност на нетекущи активи с натрупване – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; брой на офисите – броят е еднакъв за двете години от регулаторния период – (...), включително централен офис София; брой на персонала – броят не с променя през двете години от регулаторния период – (...); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един потребител – едно съоръжение“ – за 2023 г. – (...), а за 2024 г. – (...); потребление на природен газ, общо за групите потребители – 149 384 MWh за 2023 г. и 150 635 MWh за 2024 г.

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

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се променят от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и са разделени, както следва:

Разходи за материали – (...) % от УПР за дейността, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват разходи за канцеларски материали и горива за автотранспорт, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството притежава осем броя автомобили, които използва при осъществяване на лицензионните си дейности на обособена територия „Запад“.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР, увеличението им е от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- разходи за застраховки, прогнозирани в размер на (...) % от стойността на нетекущите активи, по ок. (...) хил. лв. годишно през регулаторния период;

- разходи за данъци и такси, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, в съответствие със стойността им за базовата година, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за наеми, прогнозирани в съответствие със стойността им базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г. и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е представило следните копия на документи във връзка с цитираните прогнозиран разходи:

- Договор за наем от (...);
- Договор за наем от (...), (...);
- Договор за наем от (...), (...);
- Договор за наем от (...), (...);

- разходи за проверка на уреди, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;
- съдебни разходи, прогнозираны по (...) лв. годишно през двете години на регулаторния период;
- експертни и одиторски разходи, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. и за двете години от регулаторния период;
- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР и са определени по линейен метод съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозираны в съответствие със стойността им за отчетната и базовата година.

Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Запад“ за периода 2023 – 2024 г. е сбор от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията – (...) и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. София – (...). Прогнозният брой на персонала за периода остава непроменен и използва за база щатното разписание на дружеството към 31.12.2021 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения и с персонал, нает по граждански договори. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Следва да се има предвид, че за персонала, нает по граждански договори се извършват разходи за изплащане на договорените възнаграждения, които участват при формирането на стойностите на разходите за персонал. Това обстоятелство трябва да бъде взето под внимание при аналитична обработка на данните за разходите за персонал и броя на персонала в търсене на усреднен показател – измерител за средните трудови разходи. Дружеството не разделя персонала по лицензирани дейности, а използва подход, при който параметъра „брой на персонала“ е общ за дейностите, а параметъра „разходи за персонала“ се разделя в процентно съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозираны в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за регулаторния период на цените.

Социални разходи, прогнозираны в размер на (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения. Размерът на тези разходи е около (...) хил. лв. и остава непроменен през двете години на регулаторния период на цените.

Други разходи, представляват (...) % от УПР и са в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г., Разходите и в това перо са прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година, като включват: разходи за охрана на труда, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; разходи за командировки и обучение на персонала, прогнозираны в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и

(...) хил. лв. за 2024 г.; разходи за маркетинг и реклама, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., както и разходи за публикации, в размер на около (...) лв. за 2023 г. и за 2024 г.

Променливите разходи представляват (...) % от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, увеличават се от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват: разходи за одорант, прогнозирани в размер на (...) лв./MWh и разходи за загуби на газ, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Цитираните разходи за дейността нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. УПР представляват (...) % от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял (...) %, средно в размер на около (...) лв. годишно и включват разходи за канцеларски материали, планирани съгласно достигнатите през 2022 г. и разходи за горива за автотранспорт.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, увеличават се от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., като включват:

- разходи за данъци и такси, прогнозирани на база нормативната уредба и извършени разходи през предходната година, в т.ч. лицензионни такси, планирани 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;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, средно в размер на (...) хил. лв. годишно за периода;

- разходи за наеми на сграда, планирани на база годишен разход за предходната 2022 г., в размер на (...) хил. лв. през 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани на база годишен разход за предходната 2022 г., в размер на около (...) хил. лв. през 2023 г. и 2024 г.;

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и са в зависимост от планираните инвестиции;

Разходите за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от разходите за дейността, като размерът им от около (...) хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Те включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Други разходи, с относителен дял (...) % от общия обем на разходите за дейността и в размер на (...) хил. лв. за 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г. като включват разходи, свързани с охрана на труда и реклама и развойна дейност.

През регулаторния период 2023 – 2024 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен

газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 № 5 и 6:

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3%	3%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.	УПР	(...)	(...)
9.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

*Таблица № 6*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3%	3%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.	УПР	(...)	(...)

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).



От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ, като от произведението на първия параметър и сумата от параметри две и три е извадена прогнозната стойност на неустойките.

По отношение на планираните инвестиции за лицензионната територия дружеството е отбелязало, че до момента на въвеждане в експлоатация на даден актив, всички инвестиционни разходи, свързани с придобиването му се отчитат като разходи за придобиване на актива, а при въвеждане в експлоатация формират неговата отчетна стойност.

### **2.3. Норма на възвръщаемост на капитала**

Като източник на средства за инвестиции дружеството предвижда използването на дългосрочни заеми, които ще осигурят финансиране на инвестиционните му програми.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. е в размер на 2,97%, която е изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,97% и 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  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, 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 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на Българската народна банка (БНБ).

Във връзка със заложената от дружеството капиталова структура от 0% собствен капитал и 100% привлечен капитал, МОКА е неприложим за изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,97%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,97% и при отчитане на данъчните задължения.

### **3. Прогнозна консумация за регулаторния период**

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в таблици № 7 и 8:

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
---------	-------	---------	---------

Промислени	MWh/год.	(...)	(...)
ОАиТ	MWh/год.	(...)	(...)
Битови	MWh/год.	(...)	(...)
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>149 384</b>	<b>150 635</b>

*Прогнозен брой клиенти* *Таблица № 8*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	бр.	(...)	(...)
ОАиТ	бр.	(...)	(...)
Битови	бр.	(...)	(...)
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>

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 дълготрайните материални активи (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 през периода както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен в размер на (...), а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 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 намалява за промишлените клиенти (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г. и за обществено-административните и търговски клиенти от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Коефициентите за разпределяне 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 се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ 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 ГРМ**

Съгласно 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

Съгласно 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.

Изчислените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 9:

*Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ*

*Таблица № 9*

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промишлени	55,60	1,34
ОАиТ	65,97	1,39
Битови	77,73	2,05

Предложените за утвърждаване от дружество цени, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2023 – 2024 г., са посочени в таблица № 10:

*Коригирани цени*

*Таблица № 10*

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промишлени	22,74	1,34
ОАиТ	29,13	1,39
Битови	34,16	2,05

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-1024 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2024 г.

#### 4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет и 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 ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 11:

**Цени за присъединяване**

**Таблица № 11**

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
<b>Промислени:</b>	
до 4,224 MWh	3146
до 21,124 MWh	4158
над 21,124 MWh	4532
<b>ОАиТ:</b>	
до 0,739 MWh	1485
до 4,224 MWh	1760
над 4,224 MWh	1815
<b>Битови</b>	<b>534</b>

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са в лева за едно присъединяване.*

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

**5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № Е-15-60-1024 от 27.10.2022 г. „Аресгаз“ ЕАД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните и информацията, съдържащи се в справка № 1-А и № 1-Б амортизационен план – разпределение; справка № 1-В и № 1-Г амортизационен план – снабдяване; справка № 2 приходи от присъединяване; справка № 3 дълготрайни активи; справка № 4 годишни разходи; справка № 5 капитал; справка № 6 необходим оборотен капитал; справка № 7 капиталова структура и норма на възвръщаемост; справка № 8-А характеристика на групите потребители за разпределение; справка № 8-Б характеристика на групите потребители за снабдяване; справка № 8-В характеристика на групите потребители за снабдяване с компресиран природен газ; справка № 9-А коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по разпределение; справка № 9-Б коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по снабдяване; справка № 10-А, № 10-Б и № 10-В „коефициенти за разпределение на постоянните приходи“; справка № 11 необходими годишни приходи; обща справка № 13 цени за дейностите „разпределение“ и „снабдяване“; справка № 14-А цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с равномерно потребление; справка № 14-Б цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с неравномерно потребление; справка № 15 видове признати разходи за определяне на цената за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи; справка № 16 пределни цени за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи, както и част от данните представени в справка № 12-А цени за дейността „разпределение“; справка № 12-Б цени за дейност „снабдяване“. В тази връзка дружеството е представило неуповителен вариант на модел на цени, в който се съдържа частична информация от справки № 12-А и 12-Б, както и справки 13 и 16 без заличена информация. В допълнение заявителят е посочил, че като търговска тайна следва да се счита и информацията по приложения от № 2 до № 6 включително, които съдържат: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ; копия на договори за наем; данни за броя на персонала и автомобилите; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране на разходите по икономически елементи и дейности за обособената територия. Дружеството е представило неуповителни варианти на посочените приложения.

„Аресгаз“ ЕАД отбелязва, че по същество, посочената информация и документи представляват търговска тайна поради факта, че същите не са общоизвестни или леснодостъпни за трети лица. Въпросната информация и документи имат финансово-икономически и технически характер, касаещи само и единствено дейността и оперативните процеси на дружеството, както и търговски отношения с трети страни и то има интерес да ги запази в тайна. Информацията и документите разкриват търговската стойност и характер, а именно те са свързани с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за дружеството и има таен характер, защото се състои в процеси, пряко свързани с дейността му и по-общо с управлението на корпоративната структура.

Разкриването на така посочената информация в значителна степен би увредило интереса на дружеството, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер.

Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на престъпление, спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения, неправомерно проучване и проследяване на финансови потоци и плащания, неговото икономическо състояние и цялостната му стопанска дейност.

Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

Съгласно разпоредбата на чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ за енергийните предприятия, спрямо които се прилага метод на ценово регулиране „горна граница на цени“, проектът на решение, съответно решението по чл. 39, ал. 1 от НРЦПГ, съдържа: продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала; прогнозните необходими приходи по години за регулаторния период, както и прогнозните количества природен газ по години за регулаторния период.

Предвид изложеното и съгласно решение на КЕВР по Протокол № 329 от 29.11.2022 г., по т. 2, при публикуване на проекта на решение на интернет страницата на КЕВР, цитираните от дружеството параметри следва да бъдат заличени, с изключение на параметрите посочени в чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ.

Изказвания по т. 4.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението на „Аресгаз“ ЕАД данни за утвърждаване на цени за обособена територия „Запад“ са отразени в доклад от 06.12.2022 г. Докладът и проектът на решение са приети от КЕВР на 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие със ЗЕ, е проведено открито заседание на 15.12.2022 г. за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“, е постъпило становище от кмета на община Враца, който е определил промяната на цените за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, за снабдяване с природен газ и за присъединяване на клиенти за обособена територия „Запад“ за регулаторния период като резонна, предвид цената на природния газ в други европейски страни. Според кмета на община Враца,

промяната на цените няма да рефлектира осезаемо върху крайните клиенти.

В Комисията не са постъпили други становища. Този проект на решение отразява доклада и този проект на решение, който е разгледан на общественото обсъждане. Информацията относно търговската тайна е коментирана, когато Комисията е приела доклада.

Р. Тахир прочете диспозитива на 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г. (от т. 1 до т. 5 са посочени отделните цени за клиентите на дружеството, както и ценообразуващите елементи).*

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

И. Иванов обърна внимание, че само кметът на община Враца е изразил становище в общественото обсъждане по отношение на предложеното решение, което е положително.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
  - 1.1. За промишлени клиенти 22,74 лв./MWh;
  - 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти 29,13 лв./MWh;
  - 1.3. За битови клиенти 34,16 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2023 г. – 4466 хил. лв.; за 2024 г. – 4438 хил. лв.

Количества природен газ: за 2023 г. – 149 384 MWh/год.; за 2024 г. – 150 635 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,97%.

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

3.1. За промишлени клиенти	147,43 лв./MWh;
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти	147,48 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти	148,14 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината):  
лв./MWh; 146,09

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти	1,34 лв./MWh;
4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти	1,39 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти	2,05 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2023 г. – 250 хил. лв.; за 2024 г. – 256 хил. лв.

Количества природен газ: за 2023 г. – 149 384 MWh/год.; за 2024 г. – 150 635 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,97%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, както следва:

5.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход:

до 4,224 MWh	3146 лв./клиент;
до 21,124 MWh	4158 лв./клиент;
над 21,124 MWh	4532 лв./клиент.

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часови разход:

до 0,739 MWh	1485 лв./клиент;
до 4,224 MWh	1760 лв./клиент;
над 4,224 MWh	1815 лв./клиент;

5.3. За битови клиенти 534 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.

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

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

**По т. 5.** Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз” ЕАД **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 обособена територия „Добруджа”** и

**общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище**, доклад с вх. № Е-Дк-2172 от 07.12.2022 г., както и събраните данни от проведените на 15.12.2022 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-15-60-1026 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № 3-Е-1199 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-1026 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните данни и документи: обосновка за продължителността на предложени регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем, сключени от дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; данни за броя на персонала по години и броя на автомобилите, планирани за използване за дейността „разпределение на природен газ“; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените, както и подробна обосновка за начина на формиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени по лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал. Със същото писмо на заявителя са дадени указания заложените в електронния модел на цените параметри да отговарят на описаните в бизнес плана и в приложенията към заявлението за утвърждаване на цени данни, както и да посочи дали в представените документи и данни, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна, а ако има такава – да я посочи и да обоснове по какъв начин разкриването ѝ би могло да навреди на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-60-1026 от 27.10.2022 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-2172 от 07.12.2022 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 № 348 от 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“



ЕАД за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, в КЕВР не са постъпили становища.

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

За обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-132-08 от 26.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-132-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, издадени със срок до 26.02.2039 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката (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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-4 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз” ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище за регулаторен период от 2021 до 2022 г.

„Аресгаз” ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 30.08.2022 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 01.09.2022 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) на (...) до (...) на (...), като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил: Приложение № (...), съдържащо споразумение за защита на лични данни и Приложение № (...), съдържащо годишна програма по горечитирания договор.

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).

През новия регулаторен период „Аресгаз” ЕАД не предвижда промяна на утвърдената тарифна структура, която се състои от две групи клиенти: *стопански* и *битови*, като стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно потреблението им – *равномерно* и *неравномерно*, като всяка от тях, в зависимост от годишната консумация, е разделена на 8 подгрупи.

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

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2023 до 2024 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.

Относно предложениия регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка, обусловена от продължаващ военен конфликт, прекратяване на доставките от „Газпром экспорт“ и последвалия

рекорден ръст в цената на природния газ, дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на всеки нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, по-дългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2023 до 2024 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ, както и осигурява възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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 № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	5189	4629
Битови	3272	2947
<b>Общо</b>	<b>8461</b>	<b>7575</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	644	643
Битови	385	380
<b>Общо</b>	<b>1029</b>	<b>1023</b>

## 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 № 3:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2023 г.	2024 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	(...)	(...)	(...)	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	(...)	(...)	(...)	(...)
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	(...)	(...)	(...)	(...)

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2023 – 2024 г. въз основа на стойностите им от базовата година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2021 г. и през част от 2022 г., като за месеците от 2022 г., които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. Влияние върху стойностите на разходите оказват: брой клиенти; приходи; изградена ГРМ; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения); брой на офисите и персонала; брой на съоръженията; потребление на природен газ, както и лицензионните задължения на заявителя. Прогнозните стойности на определящите параметри, използвани от дружеството са, както следва: брой клиенти с натрупване – за 2023 г. – (...), за 2024 г. – (...); нетни приходи – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; дължина на ГРМ в експлоатация с натрупване – за 2023 г. – (...) м и (...) м за 2024 г.; отчетна стойност на нетекущи активи с натрупване – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; брой на офисите – броят е еднакъв за двете години от регулаторния период – (...), включително централен офис Варна; брой на персонала – броят не се променя през двете години от регулаторния период – (...), включително условно разпределен персонал от централен офис Варна ((...) бр.); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един потребител – едно съоръжение“ – за 2023 г. – (...), а за 2024 г. – (...); потребление на природен газ, общо за групите потребители – 376 981 MWh за 2023 г. и 377 222 MWh за 2024 г.

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

### 2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, увеличават се от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- разходи за гориво за транспорт, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г. При осъществяване на лицензионните си дейности, дружеството използва два автомобила;

- разходи за канцеларски материали, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР и се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., като включват:

- разходи за застраховки, прогнозирани в размер на (...) % от стойността на нетекущите активи, в размер на около (...) хил. лв. на годишна база за периода;

- разходи за данъци и такси, прогнозирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани 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. Увеличават се от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- разходи за абонаментно поддържане, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, включват разходи за охрана и се променят от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- разходи за наеми, нарастват от (...) хил. лв. на (...) хил. лв. в края на регулаторния период, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството е представило следните копия на документи във връзка с цитираните прогнозирани разходи:

- Договор за наем № (...) от (...), (...);

- Договор № (...) за наем на недвижим имот от (...), (...);

- Договор за отдаване под наем на помещение (...);

- Договор за наем от (...), (...).

- разходи за проверка на уреди, планирани в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- съдебни разходи, планирани в размер на (...) лв. годишно през регулаторния период, в съответствие със стойността им за базовата година;

- експертни и одиторски разходи, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждания период, в съответствие със стойността им за базовата година;

- разходи за вода, отопление и осветление, в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, средно по около (...) лв. на месец/офис.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 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 (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление,

прогнозираны в съответствие със стойността им за отчетната и базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2023 – 2024 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Добруджа“ директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 2/3 (...) служители) от броя на персонала, зает в централния офис условно е отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от (...) служители, очакваният брой на персонала за регулаторния период е (...) служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.12.2021 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договор. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Като за персонала, нает по граждански договори дружеството извършва разходи за изплащане на договорените възнаграждения, които участват при формирането на стойностите на разходите за персонал. Това обстоятелство трябва да бъде взето под внимание при аналитична обработка на данните за разходите за персонал и броя на персонала в търсене на усреднен показател – измерител за средните трудови разходи.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Социални разходи – в размер (...) % от УПР за дейността и (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения, планирани около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период.

Други разходи представляват (...) % от УПР, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година, като включват:

- разходи за охрана на труда, планирани в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за маркетинг и реклама, прогнозираны в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г.;

- разходи за командировки и обучение на персонала, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;

- разходи за публикации, прогнозираны средно в размер на около (...) лв. годишно за периода.

Променливите разходи, представляват около (...) % от общите разходи за тази дейност. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- разходи за одорант, които се отнасят само за дейността „разпределение на

природен газ”, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозиран с норма (...) лв./MWh, като възлизат на около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период;

- разходи, свързани със загуби на природен газ, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и намаляват на (...) хил. лв. за 2024 г.

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

Разходи за материали, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като средният им размер от около (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Включват разходи за горива за автотранспорт – средно около (...) лв. годишно и разходи за канцеларски материали – средно около (...) лв. годишно.

Разходите за външни услуги – (...) % от разходите за дейността, планирани (...) хил. лв. за 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват: разходи за наеми – средно (...) хил. лв. годишно, за данъци и такси „снабдяване“ – средно (...) хил. лв. годишно; пощенски разходи, телефони и абонаменти – средно (...) хил. лв. на година; за експертни и одиторски услуги – (...) хил. лв. на годишна база; както и разходи за вода, отопление и осветление – средно (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) хил. лв. през 2023 г. нараства на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран в размер на (...) % от разходите за заплати и възнаграждения, като размерът им от около (...) хил. лв. през 2023 г. се увеличава на около (...) хил. лв. през 2024 г.

Социални разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозиран в размер на (...) % от разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., включват разходи за: охрана на труда – средно (...) хил. лв. годишно; маркетинг и реклама – средно (...) хил. лв. на годишна база; командировки и обучение на персонала – средно (...) лв. на година и публикации – средно (...) лв. годишно.

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

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия „Добруджа“ и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Тервел със сгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“. Избраният способ за снабдяване с природен газ е обусловен от редица фактори: отдалеченост на общината и административния център от преносната мрежа на страната, както и липси на: инвестиционни намерения на преносния оператор за изграждане на отклонение от преносната мрежа, големи промишлени потребители на природен газ със значима консумация; икономическа целесъобразност за реализация на мащабни проекти за газификация, включващи довеждащ газопровод; заявени значими инвестиционни проекти за нови производства/стопанска дейност на територията на общината; значим стопански живот и активност. През 2008 г., в резултат на проведени технико-икономически проучвания заявителят е установил възможност клиентите на административния център да бъдат снабдявани със СПГ, като алтернатива на конвенционалния метод, за да бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник. Към настоящия момент, към изградената в гр. Тервел ГРМ са присъединени девет стопански клиенти и десет битови клиенти. Изградената ГРМ в гр. Тервел осигурява достъпност и използваемост на услугите на дружеството и за много други клиенти, които, поради различни причини от систематичен характер не са се присъединили към ГРМ.

Във връзка с горното, дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ са:

Компресиране на природен газ. Услугата се извършва от (...), договорената цена е в размер на (...) лв./MWh, съгласно представен Договор № (...) от (...), със срок на действие до (...), който се подновява автоматично за още една година, ако някоя от страните изрично не е поискала прекратяване, преди изтичането на срока му.

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата се извършва от (...), съгласно представен Договор № (...) от (...) г. за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...) и (...). Договорната цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м<sup>3</sup> и използван коефициент за преобразуване в енергийни единици: (...) kWh/м<sup>3</sup>).

Декомпресиране на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресира транспортирания компресиран природен газ.

Подгриване на природния газ. Извършва се на горечитираната площадка за декомпресиране и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден ГРМ. Измерването на природния газ за подгриване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Прогнозното количество природен газ, използван за подгриване през 2022 г. е в размер на (...) MWh, на стойност (...) лв., а общото прогнозно количество закупен газ за гр. Тервел е в размер на (...) MWh, съответно, прогнозната стойност на природния газ, използван за подгриване през 2022 г. е в размер на (...) лв./MWh, изчислена като частно на общия разход и общото количество.

Предвид горното, „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за

територията на община Тервел да бъде в размер на **40,68 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 № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,22%	5,22%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,22%	5,22%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ, като от производението на първия параметър и сумата от параметри две и три е извадена прогнозната стойност на неустойките.

По отношение на планираните инвестиции за лицензионната територия



дружеството е отбелязало, че до момента на въвеждане в експлоатация на даден актив, всички инвестиционни разходи, свързани с придобиването му се отчитат като разходи за придобиване на актива, а при въвеждане в експлоатация формират неговата отчетна стойност.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За периода 2023 – 2024 г., като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционната програма.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2023 – 2024 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 5,22%, изчислена при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, при отчитане на данъчните задължения. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява оставащия към момента на изготвяне на предложението за цени, размер на сумата за съответните години по договор за финансов лизинг за придобиване на актив. По своята същност, цитираният заем не представлява предвиден от заявителя привлечен капитал, а има по-скоро статистически характер, като отразява действителното състояние на този параметър.

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  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, 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 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business<sup>5</sup> и на БНБ<sup>6</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните-членки от Европейския съюз, за 2022 г. в размер на 0,51, по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, при преобразуването в лостов, коефициентът запазва размера си от 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горесцитирания източник. За изчисляване на безрисковата норма на

<sup>5</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>6</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 5,75%, при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, след данъчно облагане, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. в размер на 5,22%, при горесцитираната структура на капитала и при отчитане на данъчните задължения.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
<b>Стопански:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>271 887</b>	<b>271 887</b>
<i>С равномерно потребление</i>	<i>MWh/год.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>С неравномерно потребление</i>	<i>MWh/год.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<b>Битови</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>105 094</b>	<b>105 335</b>
<b>Общо</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>376 981</b>	<b>377 222</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
<b>Стопански:</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>
<i>С равномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>С неравномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<b>Битови</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>
<b>Общо</b>	<b>бр.</b>	<b>(...)</b>	<b>(...)</b>

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 дълготрайните материални активи (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 стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 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 не се променя през периода, за стопанските клиенти е (...), за битовите клиенти – (...).

Коефициентите за разпределяне 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 остава непроменена през периода: за стопанските клиенти – (...), а за битовите клиенти – (...).

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ 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 ГРМ

Съгласно 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

Съгласно 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.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в таблица № 8:

*Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ*

*Таблица № 8*

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
<b>Стопански:</b>		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	21,76	2,34
до 211 MWh/год.	20,81	2,34
до 528 MWh/год.	19,11	2,34
до 1056 MWh/год.	17,54	2,34
до 2112 MWh/год.	16,88	2,34
до 5281 MWh/год.	15,99	2,34
до 10 562 MWh/год.	15,33	2,34
над 10 562 MWh/год.	10,76	2,34
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	27,86	2,41
до 211 MWh/год.	26,22	2,41
до 528 MWh/год.	24,68	2,41
до 1056 MWh/год.	24,03	2,41
до 2112 MWh/год.	23,14	2,41
до 5281 MWh/год.	22,49	2,41
до 10 562 MWh/год.	21,72	2,41
над 10 562 MWh/год.	19,52	2,41
<b>Битови</b>	<b>29,59</b>	<b>3,64</b>

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.*

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Тервел е в размер на **40,68 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-

1026 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2024 г.

#### **4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа**

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и 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 ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния проект от общината; издаване на разрешение за строеж; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение на газопроводното отклонение; 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.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в таблица № 9:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./присъединяване)
<b>Стопански:</b>	
до 0,264 MWh	1491
до 0,739 MWh	1716
до 4,225 MWh	2228
до 21,124 MWh	3520
над 21,124 MWh	4224
<b>Битови</b>	<b>534</b>

*Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без ДДС.*

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

#### **5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № Е-15-60-1026 г. от 27.10.2022 г. „Аресгаз“ ЕАД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните и информацията, съдържащи се в справка № 1-А и № 1-Б амортизационен план – разпределение; справка № 1-В и № 1-Г амортизационен план – снабдяване; справка № 2 приходи от присъединяване; справка № 3 дълготрайни активи; справка № 4 годишни разходи; справка № 5 капитал; справка № 6 необходим оборотен капитал; справка № 7 капиталова структура и норма на възвръщаемост; справка № 8-А характеристика на групите потребители за разпределение; справка № 8-Б характеристика на групите потребители за снабдяване; справка № 8-В характеристика на групите потребители за снабдяване с компресиран природен газ; справка № 9-А коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по разпределение; справка № 9-Б коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по снабдяване; справка № 10-

А, № 10-Б и № 10-В „коэффициенти за разпределение на постоянните приходи“; справка № 11 необходими годишни приходи; обща справка № 13 цени за дейностите „разпределение“ и „снабдяване“; справка № 14-А цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с равномерно потребление; справка № 14-Б цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с неравномерно потребление; справка № 15 видове признати разходи за определяне на цената за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи; справка № 16 пределни цени за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи, както и част от данните представени в справка № 12-А цени за дейността „разпределение“; справка № 12-Б цени за дейност „снабдяване“. В тази връзка дружеството е представило неповерителен вариант на модел на цени, в който се съдържа частична информация от справки № 12-А и 12-Б, както и справки 13 и 16 без заличена информация. В допълнение заявителят е посочил, че като търговска тайна следва да се счита и информацията по приложения от № 2 до № 8 включително, които съдържат: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ; копия на договори за наем; обосновка за извършваните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ; данни за броя на клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ; данни за броя на персонала и автомобилите; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране на разходите по икономически елементи и дейности за обособената територия. Дружеството е представило неповерителни варианти на посочените приложения.

„Аресгаз“ ЕАД отбелязва, че по същество, посочената информация и документи представляват търговска тайна поради факта, че същите не са общоизвестни или леснодостъпни за трети лица. Въпросната информация и документи имат финансово-икономически и технически характер, касаещи само и единствено дейността и оперативните процеси на дружеството, както и търговски отношения с трети страни и то има интерес да ги запази в тайна. Информацията и документите разкриват търговската стойност и характер, а именно те са свързани с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за дружеството и има таен характер, защото се състои в процеси, пряко свързани с дейността му и по-общо с управлението на корпоративната структура.

Разкриването на така посочената информация в значителна степен би увредило интереса на дружеството, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер.

Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на престъпление, спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения, неправомерно проучване и проследяване на финансови потоци и плащания, неговото икономическо състояние и цялостната му стопанска дейност.

Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

Съгласно разпоредбата на чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ за енергийните предприятия, спрямо които се прилага метод на ценово регулиране „горна граница на цени“, проектът на решение, съответно решението по чл. 39, ал. 1 от НРЦПГ, съдържа: продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала; прогнозните

необходими приходи по години за регулаторния период, както и прогнозните количества природен газ по години за регулаторния период.

Предвид изложеното и съгласно решение на КЕВР по Протокол № 329 от 29.11.2022 г., по т. 2, при публикуване на проекта на решение на интернет страницата на КЕВР, цитираните от дружеството параметри следва да бъдат заличени, с изключение на параметрите посочени в чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ.

Изказвания по т. 5.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от извършения анализ на заявлението от „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са отразени в доклад от 07.12.2022 г. Докладът и проектът на решение са разгледани от КЕВР на 09.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно Закона за енергетиката, е проведено открито заседание, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане на проекта на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта на решение. В 14-дневния срок, определен съгласно ЗЕ, няма постъпили становища. Проектът на окончателно решение отразява доклада и проекта на решение, които са приети от Комисията.

Р. Тахир прочете диспозитива на 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г. (от т. 1 до т. 7 са посочени отделните цени за клиентите на дружеството, както и ценообразуващите елементи, като има и ценова компонента за община Тервел, която се снабдява в втечен природен газ).*

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

И. Иванов обърна внимание, че единствено община Тервел е с компресиран природен газ, а останалите общини са с тръбен. И. Иванов допълни, че заявителят приема доклада и проекта на решение, както и че няма депозирани становища по проекта на решение, които да оспорят това, което се предлага от работната група.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по 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 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г., както следва:**

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

**1.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление*

до 106 MWh/год.	21,76 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	20,81 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	19,11 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	17,54 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	16,88 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	15,99 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	15,33 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	10,76 лв./MWh.

*С неравномерно потребление*

до 106 MWh/год.	27,86 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	26,22 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	24,68 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	24,03 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	23,14 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	22,49 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	21,72 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	19,52 лв./MWh;

**1.2. За битови клиенти**

29,59 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 8461 хил. лв.; за 2024 г. – 7575 хил. лв.

**Количества природен газ:** за 2023 г. – 376 981 MWh/год.; за 2024 г. – 377 222 MWh/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,22%.

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

**3.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление*

148,43 лв./MWh;

*С неравномерно потребление*

148,50 лв./MWh;

**3.2. За битови клиенти**

149,73 лв./MWh.

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

**4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината):** 146,09 лв./MWh;

**4.2. Цени за снабдяване с природен газ:**

**4.2.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление*

2,34 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 2,41 лв./MWh;  
**4.2.2. За битови клиенти** 3,64 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 1029 хил. лв.; за 2024 г. – 1023 хил. лв.

**Количества природен газ:** за 2023 г. – 376 981 MWh/год.; за 2024 г. – 377 222 MWh/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,22%.

**5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със съгъстен природен газ за територията на община Тервел:**

**5.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление* 189,11 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 189,18 лв./MWh;

**5.2. За битови клиенти** 190,41 лв./MWh.

**6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Тервел: 40,68 лв./MWh.**

**7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, както следва:**

**7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:**

до 0,264 MWh 1491 лв./клиент;

до 0,739 MWh 1716 лв./клиент;

до 4,225 MWh 2228 лв./клиент;

до 21,124 MWh 3520 лв./клиент;

над 21,124 MWh 4224 лв./клиент;

**7.2. За битови клиенти** 534 лв./клиент.

**II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.**

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

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

**По т. 6.** Комисията, като разгледа подаденото от „Тецеко” ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене, за периода 2023 – 2027 г. и доклад с вх. № Е-Дк-2251 от 22.12.2022 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-55-1009 от 30.09.2022 г., от „Тецеко” ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на



община Свищов и община Белене, за периода 2023 – 2027 г.

Със Заповед № 3-Е-1190 от 06.10.2022 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство. В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-55-1009 от 13.10.2022 г., от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: преработен бизнес план за периода 2023-2027 г. за територията на общините Свищов и Белене, като данните в него съответстват на данните в преработения електронен модел на цените; представяне на данни относно изпълнението на петгодишния план за периода 2018 – 2022 г. по отношение на извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа, присъединени клиенти с натрупване по групи и отчетена консумация на природен газ, представена в табличен вид (Приложения №№ 1, 2, 3). С писмо с вх. № Е-15-55-1009 от 24.10.2022 г. дружеството е предоставило изискваната информация. С писмо с вх. № Е-15-55-1009 от 22.11.2022 г. дружеството е предоставило коригиран бизнес план за периода 2023 – 2027 г. Според дружеството в преработения бизнес план е намерило отражение свързването на мрежата на „Тецеко“ ЕАД с националната газопреносна система и закупуването на природен газ от „Булгаргаз“ ЕАД от 01.10.2022 г. и спирането на закупуване на компресиран природен газ. С писмо с вх. № Е-15-55-1009 от 13.12.2022 г. „Тецеко“ ЕАД е предоставило обосновка за изпълнението на одобрения бизнес план. С писмо с вх. № Е-15-55-1009 от 19.12.2022 г. „Тецеко“ ЕАД е предоставило коригирани страници от бизнес плана за периода 2023 – 2027 г.

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

„Тецеко“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 206935080, със седалище и адрес на управление: п.к. 5250 гр. Свищов, ж.к. „Надежда“ 1, вх. В, ет.1, ап. 32.

„Тецеко“ ЕАД е с предмет на дейност: изграждане и управление на газоразпределителни мрежи, както и разпределение и снабдяване с природен газ и/или компресиран газ, присъединяване, развитие и поддръжка на мрежите, продажба на природен газ и/или компресиран газ, предоставяне на други услуги свързани с разпределение и снабдяване с природен газ и/или компресиран газ и всякаква второстепенна производствена дейност свързана с посочената, както и всяка друга дейност, незабранена от закона.

Капиталът на дружеството е в размер на 100 000 (сто хиляди) лева, разпределен в 10 000 (десет хиляди) акции, както следва: 1 (една) привилегирована, налична, поименна акция, клас А, с право на глас, с номинална стойност от 10 (десет) лева, 1 (една), привилегирована, налична, поименна акция, клас Б, с право на глас, с номинална стойност от 10 (десет) лева; 9998 (девет хиляди деветстотин деветдесет и осем) обикновени, налични, поименни акции с право на глас с номинална стойност от 10 (десет) лева. Едноличен собственик на капитала е Албена Цветанова Бадева. „Тецеко“ ЕАД се управлява от Съвет на директорите и се представлява от Албена Цветанова Бадева – изпълнителен директор.

„Тецеко“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-394-08 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-394-12 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за

територията на община Свищов и община Белене, със срок от 35 години.

С Решение № БП-12 от 01.12.2017 г. Комисията е одобрила бизнес план на „Тецеко“ ЕАД за територията на община Свищов и община Белене за периода 2018 – 2022 г.

Задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа са регламентирани в чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ, 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.

#### **Бизнес план на „Тецеко“ ЕАД за периода 2023 – 2027 г.**

Към датата на изготвяне на настоящия бизнес план дружеството разполага с две системни съоръжения (ГРП) и обща дължината на мрежата от газопроводи 8039 м. През 2021 г. „Тецеко“ ЕАД е доставила на краен клиент 75 350 MWh природен газ.

Бизнес планът на „Тецеко“ ЕАД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2023 – 2027 г.

#### **1. Инвестиционна програма**

Инвестиционната програма е изготвена въз основа на извършено маркетингово проучване на потенциалния газоразпределителен пазар. Инвестиционната програма на „Тецеко“ ЕООД за газификация е представена отделно за община Свищов и за община Белене.

#### **График на строителството в община Свищов**

През периода 2023 – 2027 г. дружеството предвижда изграждането на газоразпределителна мрежа да се извърши на следните етапи:

##### **Първи етап – 2023 г.**

Предвиденият за изграждане основен захранващ газопровод е тръба от полиетилен висока плътност (PE 100 – SDR 11) Ø 250 x 22,8 mm. От основните клонове се отклоняват газопроводи с различни диаметри за захранване на консуматорите на промишления, обществено-административен и битов сектор. Общата дължина на ГРМ за изграждане през 2023 г. е с дължина 13 245 м, която ще осигури присъединяването на около 50% от промишлените, всички обществено административни клиенти и около 20% от битовите клиенти.

##### **Втори етап – 2024 г.**

На този етап е планирано разширение на ГРМ в централната и южна част на града с обща дължина 6623 м, която ще осигури присъединяването на около 80% от промишлените и около 50% от битовите клиенти.

##### **Трети етап – 2025 г.**

Предвижда се изграждане на 8554 м ГРМ до обекти в централната и южната част на града, както и уплътняване на вече изградената ГРМ с изграждане на по-малки диаметри, което осигурява пълното присъединяване на предвидените промишлени и обществено административни клиенти, както и на битовите клиенти. Разширението обхваща предимно централната и южната част на града.

##### **Четвърти етап – 2026 г.**

На този етап се предвижда изграждане на 1290 м ГРМ в гр. Свищов, с цел уплътняване на вече изградената газоразпределителна мрежа.

##### **Пети етап – 2027 г.**

На този етап се предвижда изграждане на 2620 м ГРМ в гр. Свищов, с цел уплътняване на вече изградената газоразпределителна мрежа.

## График на строителството в община Белене

Според дружеството към момента в община Белене интересът към битова, промишлена и обществено-административна газификация е изключително малък, поради което дружеството възприема консервативен подход и залага инвестиции от 2025 г., когато бизнес средата и социалния стандарт в общината може да са се подобрили.

„Тецеко” ЕАД предвижда изграждането на ГРМ в Белене да започне през 2025 г., като бъдат 5119 м. газопроводни отклонения. През 2026 г. се предвижда изграждане на декомпресираща станция за снабдяване с компресиран природен газ на общината, както и изграждане на 9451 м газоразпределителна мрежа. През 2027 г. се предвижда изграждане 450 м. газопроводни отклонения.

Инвестиционната програма на „Тецеко” ЕАД за територията на общините Свищов и Белене включва изграждането на 47 352 м ГРМ и съоръжения на обща стойност 8338 хил. лв.

Инвестициите в газоразпределителни мрежи, съоръжения и дълготрайни нематериални активи за общините Свищов и Белене са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027г.	Общо:
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	2975	1488	1789	1747	193	8191
	м	13 245	6623	13 673	10 741	3070	47 352
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	10	10	109	10	8	147
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>2985</b>	<b>1498</b>	<b>1898</b>	<b>1757</b>	<b>201</b>	<b>8338</b>

## 2. Производствена програма

Съгласно чл. 14 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията 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. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

„Тецеко” ЕАД е предложило тарифна структура, която е диференцирана в зависимост от характеристиките на потребление и обхваща три групи: промишлени, обществено-административни и търговски клиенти и битови клиенти.

Промишлените клиенти се разпределят на две подгрупи в зависимост от годишната им консумация - съответно до 10 000 MWh/год. включително и над 10 000 MWh/год. Обществено-административните и търговските клиенти са обединени в една обща група.

Видно от представената производствена програма, в края на петгодишния период се очаква годишната консумация на природен газ в община Свищов и община Белене да достигне 108 722 MW/h/г., реализирана от 1023 бр. клиенти.

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти за периода на бизнес плана е посочена в таблица № 2:

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026г.	2027 г.
Промислени в т.ч.	MW/h/г.	76 190	76 190	83 690	84 190	85 190
до 10 000 MWh/год.	MW/h/г.	0	0	7 500	8 000	9 000
над 10 000 MWh/год.	MW/h/г.	76 190	76 190	76 190	76 190	76 190
ОА и Т	MW/h/г.	0	0	11 081	11 081	11 081
Битови	MW/h/г.	0	0	2 500	6 250	12 500
<b>Общо:</b>	<b>MW/h/г.</b>	<b>76 190</b>	<b>76 190</b>	<b>97 272</b>	<b>101 522</b>	<b>108 722</b>

Броят на клиентите по групи с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
----------------------------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

<b>Промислени в т.ч.</b>	<b>брой</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
<i>до 10 000 MWh/год.</i>	брой	0	0	4	5	6
<i>над 10 000 MWh/год.</i>	брой	1	1	1	1	1
<b>ОА и Т</b>	<b>брой</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
<b>Битови</b>	<b>брой</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>500</b>	<b>1000</b>
<b>Общо:</b>	<b>брой</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>221</b>	<b>522</b>	<b>1023</b>

В края на петгодишния период се предвижда броят на присъединените клиенти да достигне 1023 бр., от които 7 бр. промишлени клиенти, 16 бр. ОА и Т и 1000 бр. битови клиенти.

### 3. Ремонтна програма

Ремонтната програма на “Тецеко” ЕАД включва следните дейности, извършвани от експлоатационния персонал на дружеството:

*По отношение на газопроводите от ГРМ:* обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник; проверка за пропуск на природен газ в шахти, колектори, сутерени от двете страни на газопровода; съгласуване и контрол на строително-монтажни дейности в близост до подземни газопроводи от външни организации и лица, изпускане и запълване с природен газ на действащи и нови газопроводи при планови дейности по разширение и текуща поддръжка, текуща поддръжка на кранови възли, извършване на основни ремонти; поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения, обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране пропуск на природен газ, съставяне на досиета, картографичен материал и база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията.

*Видовете дейности, предвидени за катодната защита са следните:* измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите, анализ и мерки; поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации; поддръжка и обслужване на въздушни преходи; извършване на ремонти по анодни заземители, електроизолиращи фланци, станции за катодна защита и др.; участие и контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие в случай на констатирани нарушения.

*Поддръжката на съоръженията и инсталациите* включва: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал; извършване на основни ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращите станции и съставяне на досиета и на база данни за съоръженията; текуща поддръжка на съоръженията.

*За разходомерните системи* са предвидени: измерване и отчитане на количествата газ; обслужване на разходомерите; изготвяне годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за измерване; съставяне база данни за всички елементи на разходомерните системи.

*По отношение на аварийната готовност и газова безопасност* са включени следните дейности: организиране и провеждане на аварийни тренировки, поддръжка на аварийния автомобил и оборудването.

*Оперативно управление и наблюдение* на газоразпределителната мрежа, което включва: програма за ремонт; контролни дейности; критерий за планиране на ремонт.

*Работата с клиентите* включва: следене и регулиране на работните и аварийни режими на ГРМ в съответствие с договорите за доставка; ръководене пускането и спирането на природен газ към клиентите; издаване на оперативни разпореждания на експлоатационния персонал; събиране и обработка на оперативни данни за ГРМ, поддръжка и архив на базата данни; приемане на заявки от клиенти и подаване на заявки към висшестоящ диспечер; водене на оперативна документация.

### 4. Социална програма

Лицензиантът планира да развива активна социална програма, насочена към

служителите на дружеството, която включва осигуряване на социално-битовите потребности за: предоставяне на средства за храна; осигуряване на средства за спорт, отдих и туризъм; медицинско обслужване; периодично провеждане на курсове за повишаване на квалификацията.

### 5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Дружеството е формирало разходите за дейността за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана и въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите. Разходите за дейността са разделени както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителните мрежи и за снабдяване – условно-постоянни разходи (УПР); разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ – променливи разходи.

УПР не зависят от пренесените количества природен газ и в тях са включени следните разходи за: материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи и надбавки и други разходи. В състава на УПР не са включени 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.

Разходите, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ (променливи разходи), включват разходи за одорант и загуби на газ по газопреносната мрежа.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ са посочени в таблица № 4:

Таблица № 4

Разходи по елементи (хил. лв.)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
<b>Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч.:</b>	<b>244</b>	<b>271</b>	<b>271</b>	<b>380</b>	<b>443</b>
Разходи за материали	15	16	17	22	22
Разходи за външни услуги	80	85	109	129	148
Разходи за амортизации	83	83	51	130	170
Разходи за заплати и възнаграждения	53	69	73	76	80
Разходи за социални осигуровки и надбавки	10	13	14	15	15
Други разходи	4	5	8	8	8
<b>Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ – ПР, в т.ч.:</b>					
Одорант			39	41	44
Загуби на газ	16	16	20	21	23
<b>Общо разходи за разпределение:</b>	<b>260</b>	<b>287</b>	<b>330</b>	<b>441</b>	<b>509</b>

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 95% от планираните общи разходи на дружеството през периода на бизнес плана. В структурата на прогнозните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ с най-голям относителен дял са разходите за външни услуги – 30%, следвани от разходи за амортизации – 28 % и разходите заплати и възнаграждения – 19%.

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ се предвижда да бъдат 5% от общите планирани разходи на дружеството през периода на бизнес плана. Те включват само УПР, като от 17 хил. лв., през първите две години от периода на бизнес плана, се увеличават на 18 хил. лв. през 2025 г. и достигат до 19 хил. лв. през 2026 г. и 2027 г. Дружеството не е предвидило променливи разходи, пряко зависещи

от количеството природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за периода 2023 – 2027.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са посочени в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи по елементи (хил. лв.)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Разходи за материали	5	5	5	5	5
Разходи за външни услуги	12	12	12	12	12
Разходи за амортизации			1	2	2
Разходи за заплати и възнаграждения					
Разходи за социални осигуровки и надбавки					
Социални разходи					
Други разходи					
<b>Общо разходи за снабдяване:</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>19</b>

### 5.1. Условно-постоянни разходи:

#### 5.1.1. Разходи за материали включват:

- разходи за горива за автотранспорт, прогнозиран са на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа;
- разходи за работно облекло, прогнозиран са на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло;
- разходи за канцеларски материали, прогнозиран на база персонал в размер средно на човек годишно;
- разходи за материали за текущо поддържане, представляват разходи свързани с закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозиран са като процент от стойността на изградените линейни участъци.

#### 5.1.2. Разходите за външни услуги включват:

- разходи за застраховки, прогнозиран са като процент от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка Индустриален пожар, Кражба чрез взлом, Гражданска застраховка юридически лица;
- разходи за данъци и такси, прогнозиран са лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозиран са в зависимост от броя на офисите – един в Свищов и един в Белене;
- разходи за абонаментно поддържане, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозиран са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър;
- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, включват разходи по договор със СОТ и ППО;
- разходи за наеми, включват наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер на месец;
- разходи за проверка на уреди, определени са в размер на 90 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 25 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;
- разходи за експертни и одиторски разходи, прогнозиран са като процент от стойността на приходите;
- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозиран на база площ на офисите и среден разход годишно.

#### 5.1.3. Разходи за амортизации – амортизациите на дълготрайните материални и

нематериални активи са изчислени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите.

5.1.4. *Разходи за заплати и възнаграждения* – включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. За периода са запазени сегашния брой на персонала с актуалната средна заплата.

5.1.5 *Разходи за социални осигуровки и надбавки* – 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, както и за работа при вредни за здравето условия.

5.1.6. *Други разходи* – това са разходите за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала.

**5.2. Променливи разходи** Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието и включват:

5.2.1. *Разходи за одорант* – прогнозиран са в съответствие с разходната норма от 25 mg/m<sup>3</sup> и прогнозните количества за реализация.

5.2.2. *Загуби на газ* – прогнозиран са съгласно т. 4 от Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи при пренос и съхранение на природен газ и са в размер на 0,10% при максимално допустима стойност от 4%.

## 6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране

В структурата на капитала за периода 2023 – 2027 г. дялът на собствения капитал е 88,42%, а на дялът на привлечения капитал е 11,58%. Привлеченият капитал е от предходен период и дружеството предвижда неговото изплащане до края на 2025 г.

„Тецеко” ЕАД посочва, че собственият капитал на дружеството ще бъде увеличен с 5500 хил. лв. през 2023 г. за реализиране на инвестиционната програма. Останалата част от средствата, необходими за инвестиции ще бъдат генерирани от печалбата на дружеството.

## 7. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Тецеко” ЕАД за периода 2023 – 2027 г.:

„Тецеко” ЕАД е представило прогнозен отчет за приходите и разходите, прогнозен счетоводен баланс и прогнозен паричен поток за периода 2023-2027 г. Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в Таблица № 6.

Таблица № 6

Параметри	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Общо приходи от дейността (хил. лева)	23,242	23,242	30,254	32,129	35,283
Общо разходи от дейността (хил. лева)	23,240	23,225	29,551	30,917	33,160
Счетоводна печалба (хил. лева)	2	17	703	1,212	2,123
Финансов резултат (хил. лева)	2	15	633	1,091	1,911
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1,26	0,96	0,80	0,76	0,92
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	1,91	1,32	0,77	0,50	0,83
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	1,03	1,17	1,33	1,60	1,91

За периода на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалби, както следва: 2 хил. лв. за 2023 г., 15 хил. лв. за 2024 г.; 633 хил. лв. за 2025 г.; 1091 хил. лв. за 2026 г. и 1911 хил. лв. за 2027 г.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 23 242 хил. лв. за 2023 г. на 35 283 хил. лв. през 2027 г. Структурата на приходите за периода на бизнес плана включва приходи от продажби на природен газ на клиенти и приходи от услуги. Увеличението на общите приходи се дължи основно на увеличените приходи от продажба

на природен газ, които нарастват от 22 857 хил. лв. през 2023 г. на 32 631 хил. лв. за 2027 г.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 23 240 хил. лв. за 2023 г. на 33 160 хил. лв. за 2027 г. Основен дял в общите разходи за дейността са разходите за покупка на природен газ. Те са прогнозирани от 22 857 хил. лв. за 2023 г. да се увеличат до 32 631 хил. лв. за 2027 г. Дружеството прогнозира разходите за материали да се увеличат от 36 хил. лв. за 2023 г. на 94 хил. лв. в края на периода. Разходите за външни услуги се увеличават от 92 хил. лв. през 2023 г. на 160 хил. лв. през 2027 г. Разходите за амортизации се увеличават от 83 хил. лв. през 2023 г. на 172 хил. лв. през 2027 г. Разходите за възнаграждения и осигуровки се увеличават от 63 хил. лв. през 2023 г. на 95 хил. лв. през 2027 г. Дружеството прогнозира финансови разходи в размер на 106 хил. лв. през 2023 г., които да намалееят на 21 хил. лв. през 2025 г., тези разходи са свързани с разходи за лихви на привлечения капитал, който дружеството възнамерява да изплати до края на 2025 г.

Дружеството прогнозира общо активите да се увеличат от 11 385 хил. лв. за 2023 г. на 14 336 хил. лв. в края на периода. Нетекущите активи на дружеството се увеличават от 4563 хил. лв. за 2023 г. на 10 233 хил. лв. през 2027 г., вследствие на увеличаване на дълготрайните материални активи в частта машини и оборудване.

За посочения период, записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 5600 хил. лв. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал от 5767 хил. лв. за 2023 г. на 9415 хил. лв. за 2027 г. вследствие на увеличение на текущата печалба. Дружеството предвижда дългосрочни задължения до 2025 г., като намаляват от 2046 хил. лв. през 2023 г. на 682 хил. лв. през 2025 г. Краткосрочните пасиви се увеличават от 3572 хил. лв. за 2023 г. на 4920 хил. лв. за 2027 г., в резултат на увеличените задължения към доставчици и клиенти и краткосрочни задължения към персонала.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2023 – 2027 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от основната дейност на дружеството – приходи от продажба на природен газ. Прогнозирани са плащания към търговски контрагенти, за трудови възнаграждения и за изплащане на корпоративни данъци. Плащанията при инвестиционната дейност на дружеството са свързани с покупка на дълготрайни активи. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания свързани с получени заеми и с изплащане на лихви. От прогнозните парични потоци за периода 2023 – 2027 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година.

*Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Тецеко” ЕАД за периода 2023 – 2027 г.*

*Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал през периода 2023-2027 г. намалява от 1,26 за 2023 г. на 0,92 за 2027 г., въпреки предвиденото намаление на коефициента, размерът му остава близо до единица. Това е показател, че дружеството ще притежава достатъчно свободен собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи. Коефициентът на обща ликвидност намалява от 1,91 през 2023 г. на 0,83 през 2027 г. Стойността на този коефициент през периода на бизнес плана остава близо до единица което показва, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения. Коефициентът на финансова автономност, показващ степента на независимост от ползване на привлечени средства, се увеличава от 1,03 за 2023 г. на 1,91 за 2027 г. и е над единица, което е показател, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриването на дългосрочните и краткосрочните си задължения през периода на бизнес плана.*

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура показват, че финансово-икономическото състояние на „Тецеко” ЕАД се прогнозира, като добро през периода на бизнес плана.



### 8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Предложените от „Тецеко“ ЕАД цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител са изчислени на базата на инвестиционната и производствената програми, както и въз основа на прогнозните разходи за дейността за петгодишния период от 2023 г. до 2027 г.

Предложените цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Свищов и община Белене, са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./MWh)
Промишлени клиенти		
до 10 000 MWh/год. вкл.	7,80	2,21
над 10 000 MWh/год.	7,65	2,21
Обществено-административни и търговски клиенти	17,69	2,17
Битови клиенти	11,18	4,71

*Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз*

Заявителят отбелязва, че поради липса на връзка с газопреносната система и при проявен интерес от страна на клиенти на територията на община Белене, дружеството би могло да ги снабдява със сгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“. Предложената от „Тецеко“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на 15,75 лв./MWh за всички групи клиенти на територията на община Белене.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промишлени клиенти	
до 10 000 MWh/год. вкл.	4852
над 10 000 MWh/год.	4852
Обществено-административни и търговски клиенти	2185
Битови клиенти	529

*Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включен ДДС*

„Тецеко“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-55-1010 от 30.09.2022 г., с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Свищов и община Белене, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

### 9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да прилагат по-ниски от утвърдените от Комисията цени при условие, че това не води до кръстосано субсидиране между отделните дейности, както и между групите клиенти. Прилагането на метода за образуването на началните цени и тяхната годишна актуализация дава възможност за “изглаждане” на цените в рамките на регулаторния период, като се осигурява събиране на необходимите приходи на предприятието за периода. „Тецеко“ ЕАД заявява, че ще прилага ефективна ценова стратегия чрез: поддържане на конкурентноспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; осигуряване на дългосрочната ефективност на проекта чрез цените; нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им

равнище за по-продължителен период от време.

#### **10. Определяне на области за повишаване на ефективността**

Дружеството предвижда повишаване на ефективността в производството, строителството и в маркетинга на услугата, а именно:

*В строителството:* прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптимално и използване.

*В производството:* рационализиране на снабдяването; планиране и ръководство на експлоатационния процес; повишаване производителността на труда чрез повишаване квалификацията и мотивацията на персонала; ефективна организация на сервизната дейност.

*В маркетинга на услугата:* атрактивни рекламни кампании; повишаване квалификацията на персонала.

*Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложен от „Тецеко” ЕАД в бизнес плана за периода 2023 – 2027 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Свищов и община Белене.*

#### **11. Информация, съдържаща се в подаденото от „Тецеко” ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № 15-46-1009 от 22.11.2022 г. дружеството е посочило, че като производствена, търговска и друга защитена от закона тайна, счита личните данни на изпълнителния директор на дружеството, ЕНГ и документ за самоличност. Със заличаване на тези данни от стр. 1 от заявлението за одобряване на бизнес плана се гарантира неприкосновеността на личността и личния живот на представляващия от неравномерно обработване на свързаните с тях лични данни в процеса на движение на данните. Заявлението за одобряване на бизнес план на дружествата не се оповестява на интернет страницата на комисията, в тази връзка изготвеният доклад и проект на решение на КЕВР не съдържат информация, която следва да бъде заличена при публикуването им на интернет страницата на КЕВР.

Изказвания по т. б.:

Докладва С. Станкова. По подадено в Комисията заявление от „Тецеко” ЕАД, с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г., е сформирана работна група, която е проучила бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна.

Инвестиционната програма на дружеството включва изграждането на 47 352 м ГРМ и съоръжения на обща стойност 8338 хил. лв., като в края на петгодишния период се очаква годишната консумация на природен газ да достигне 108 722 MW/h/г., реализирана от 1023 бр. клиенти.

С. Станкова обърна внимание, че в Таблица № 6 на стр. 6 от доклада е допусната техническа грешка, която ще бъде коригирана в проекта на решение. Общо клиентите за 2023 г. и 2024 г. са 1, а не 0, както е записано. За 2025 г. общо клиентите са 221 бр., в место 223, а за 2026 г. са 522 бр., а не 523 бр. В общия брой клиенти не е допусната грешка.

Анализирайки фактите и обстоятелствата по преписката, работната група е направила следния извод:

Може да се приеме, че параметрите, заложен от „Тецеко” ЕАД в бизнес плана за периода 2023 – 2027 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен

снабдител“ на територията на община Свищов и община Белене.

По отношение на информацията, която не следва да бъде разгласявана, дружеството е посочило, че счита за такава личните данни на изпълнителния директор, ЕНГ и документ за самоличност. Заявлението за одобряване на бизнес план на дружествата не се оповестява на интернет страницата на Комисията. В тази връзка изготвеният доклад и проект на решение на КЕВР не съдържат информация, която следва да бъде заличена при публикуването им на интернет страницата на КЕВР.

Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 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 „Тецеко“ ЕАД за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

С. Станкова прочете и диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 7 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

#### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

##### РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Тецеко“ ЕАД за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 7 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

#### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

##### РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-2251 от 22.12.2022 г. относно заявление от „Тецеко“ ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

2. Одобрява бизнес план на „Тецеко“ ЕАД за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

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

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

**По т. 7.** Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-2254 от 22.12.2022 г. и проект на

**решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-55-1010 от 30.09.2022 г. от „Тецеко“ ЕАД, изменено със заявление с вх. № Е-15-55-1010 от 24.10.2022 г., за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ, и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на територията на общините Свищов и Белене за регулаторен период 2023 – 2027 г.

Със Заповед № 3-Е-1193 от 06.10.2022 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), като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Тецеко“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-55-1010 от 13.10.2022 г. на Комисията, от дружеството е изискано да представи: преработен електронен модел на цените, съдържащ данни за базисната година, както и справки на хартиен носител, като приложение към заявлението; преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ; ценовата компонента за снабдяване със съгъстен природен газ, съгласно чл. 19а от НРЦПГ; подписана декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, съгласно 27а, ал. 1 от НРЦПГ; обосновка на разходите за декомпресиране и подгриване на природния газ, участващи при образуване на ценовата компонента по чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и данни за частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ, ако има такива; разделена по лицензионни дейности обосновка на условно-постоянните разходи; копия на договори за наем, сключени от дружеството, въз основа на които са прогнозирани разходите за наем в дейността „разпределение на природен газ“; данни за прогнозирания брой на персонала и автомобилите на дружеството по години и дейности; подробна обосновка на предвидения привлечен капитал, както и погасителен план за текущия заем. В тази връзка с писмо с вх. № Е-15-55-1010 от 24.10.2022 г. „Тецеко“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ, компонента за СПГ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Свищов и Белене за регулаторен период 2023 – 2027 г., както и изисканата информация и обосновки.

С писмо с вх. № Е-15-55-1010 от 22.11.2022 г. „Тецеко“ ЕАД е изменило заявлението за утвърждаване на цени във връзка с свързването на ГРМ на дружеството с газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, КЕВР следва да публикува на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени заедно с всички изходни данни. В тази връзка с писма с вх. № Е-15-55-1010 от 24.10.2022 г. и от 22.11.2022 г. лицензиантът е предоставил неуповителен вариант на заявлението за утвърждаване на цени за територията на общините Свищов и Белене, ведно с приложенията към него, в които са заличени данните, които счита за търговска тайна,

заедно с обосновка на причините, налагащи заличаването им.

С писмо с вх. № Е-15-55-1010 от 01.12.2022 г. „Тецеко“ ЕАД е представило справки от модела за цени на хартиен носител.

**Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:**

„Тецеко“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-394-08 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-394-12 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Свищов, издадени за срок от 35 години. С Решение № И1-Л-394 от 29.07.2015 г., Комисията е изменила издадените лицензии на „Тецеко“ ЕООД, като към лицензионната територия на община Свищов, е присъединена територията на община Белене. С Решение № Р-375 от 13.01.2022 г. КЕВР е разрешила преобразуването на „Тецеко“ ЕООД чрез промяна на правната форма – от еднолично дружество с ограничена отговорност в еднолично акционерно дружество. Промяната на правната форма на дружеството е вписана в Търговския регистър към Агенция по вписванията на 12.05.2022 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 преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-42 от 29.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Тецеко“ ЕАД цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на потребители към ГРМ на територията на общините Свищов и Белене, при продължителност на регулаторния период от 2018 г. до 2022 г., включително.

„Тецеко“ ЕАД 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 приложено копие на съобщението за предложените за утвърждаване цени, публикувано в регионален седмичен вестник „Дунавско дело“, бр. 36, 30.IX – 6. X.2022 г. и в регионален ежедневник – вестник „Борба“, бр. 176 от 22 септември 2022 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията 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. Предложените промени от заявителят са свързани с намаляване на подгрупите на промишлените клиенти, които от 4 бр. намаляват на 2 бр. – до 10 000 MWh и над 10 000 MWh, в останалите две групи клиенти: обществено-административни и търговски, и битови, дружеството не предлага промяна през новия регулаторен период.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № (...) от (...), сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, 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 октомври 2022 г. до 07:00 часа на 01 януари 2023 г., както и копие на договор № (...) от (...) с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, като договорът влиза в сила от 07:00 часа на 01 януари 2023 г. и е със срок на действие до 07:00 часа на 01 януари 2024 г.

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Тецеко“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2023 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.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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 по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 1*

Групи клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	хил. лв.	521	627	577	685	709
ОА и търговски	хил. лв.	0	0	161	211	220
Битови клиенти	хил. лв.	0	0	35	77	124
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>521</b>	<b>627</b>	<b>773</b>	<b>973</b>	<b>1053</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“*

*Таблица № 2*

Групи клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	хил. лв.	182	180	178	176	178
ОА и търговски	хил. лв.	0	0	25	24	23
Битови клиенти	хил. лв.	0	0	22	32	45
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>182</b>	<b>180</b>	<b>225</b>	<b>232</b>	<b>246</b>

### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната правна разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В таблица № 3 са представени общите разходи за периода, разпределени по дейности:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Общо	%
<b>Общо разходи, в т.ч.:</b>	<b>277</b>	<b>304</b>	<b>349</b>	<b>461</b>	<b>529</b>	<b>1920</b>	<b>100%</b>
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	260	287	330	441	509	1829	95%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	17	17	18	19	19	92	5%

Прогнозните разходи на „Тецеко“ ЕАД включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите по лицензионни дейности са изчислени въз основа на отчетни данни и прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на ГРМ. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ. Разходите са формирани за петгодишен период, при цени към момента на изготвяне на предложението за цени, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството 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 95% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 260 хил. лв. през 2023 г. на 509 хил. лв. през 2027 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 88% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

**Разходите за материали** представляват 6% от УПР за дейността и се увеличават от 15 хил. лв. през 2023 г. на 22 хил. лв. през 2027 г. Те включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ – 75 лв./км. В тази връзка дружеството прогнозира тези разходи в размер от хиляда лева през 2023 г. и 2024 г. да нараснат до 4 хил. лв. през 2027 г.;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло в размер на 250 лв./човек на година, като размерът на тези разходи се променя от хиляда лева през 2023 г. на 1250 лв. до края на регулаторния период, в зависимост от броя на заетите лица в дружеството. През 2023 г. размерът на разходите за работно облекло е изчислен за (...) бр. заети лица в дружеството, а през следващите години за (...) бр.

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани на база персонал, в размер 200 лв. на човек годишно и остават непроменени през регулаторния период – по хиляда лева на година;

- *разходи за материали за текущо поддържане*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на изградените линейни участъци и нарастват от 12 хил. лв. през 2023 г. на 16 хил. лв. през 2027 г.

**Разходите за външни услуги** представляват 34% от УПР, като се увеличават от 80 хил. лв. през 2023 г. на 148 хил. лв. през 2027 г. Тези разходи включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“;

- *данъци и такси*, прогнозирани за лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от броя на офисите – един в гр. Свищов и един в гр. Белене, и са в рамките на (...) лв./месец за всеки офис;

- *разходи за абонаментно поддържане* са разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращата инсталация и за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 800 лв.;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* по договор със СОТ и ППО;

- *разходи за наеми*, прогнозирани за наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер за наем от (...) лв./кв. м на месец. Дружеството е представило договора за наем на работно място и на офис от 30.11.2011 г. (към този договор са представени и 4 бр. анекси) и от 02.03.2020 г. между „Тецеко“ ЕООД и (...) за отдаване под наем на офис;

- *разходи за проверка на уреди*, определени са в размер на 90 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо промишлени клиенти и по 25 лв./г. за

всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,12% от стойността на приходите;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани на база площ на офисите и среден разход от 17 лв./кв. м годишно.

**Разходите за амортизации** представляват 32% от УПР и се увеличават от 83 хил. лв. през 2023 г. на 170 хил. лв. през 2027 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години. В представените справки е посочено как са формирани амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

**Разходите за заплати и възнаграждения** представляват 22% от УПР и се увеличават от 53 хил. лв. през 2023 г. на 80 хил. лв. през 2027 г. Тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. От обосновката на дружеството е видно, че средносписъчният брой на персонала, осъществяващ лицензионните дейности на лицензираната територия остава непроменен от 2024 г. до края на периода, като за целите на ценообразуването е актуализирана средната работна заплата.

**Разходите за социални осигуровки и надбавки** представляват 4% от УПР и се увеличават от 10 хил. лв. през 2023 г. на 15 хил. лв. в края на регулаторния период. Тези разходи са 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.

**Други разходи**, представляват 2% от УПР, като от 4 хил. лв. през 2023 г. се увеличават на 8 хил. лв. през 2027 г. Те включват разходите за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала.

В състава на УПР не са включени 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.

**Променливите разходи** представляват 12% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 16 хил. лв. през 2023 г. на 66 хил. лв. през 2027 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът. Разходите за одорант са прогнозирани в съответствие с разходната норма от 25 mg/m<sup>3</sup> и прогнозните количества за реализация. Загубите на природен газ са определени съгласно т. 4 от Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи при пренос и съхранение на природен газ и са в размер на 0,1%.

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

Тези разходи представляват 5% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 17 хил. лв. за 2023 г., като нарастват на 19 хил. лв. през 2027 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:



**Разходите за материали** са с относителен дял от 29% от разходите за дейността, като размерът им от 5 хил. лв. остава непроменен през регулаторния период.

**Разходите за външни услуги** представляват 66% от разходите за дейността и са в размер на 12 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват разходи за, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, аварийна готовност, както и въоръжена и противопожарна охрана.

**Разходите за амортизации** представляват 6% от разходите, предвидени за дейността. Дружеството е прогнозирано разходите за амортизация за дейността да се увеличат от хиляда лева през 2025 г., на 2 хил. лв. през 2027 г.

Дружеството не е планирало разходи за заплати и възнаграждения, разходи за социални осигуровки, социални разходи, други разходи, както и променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

От обосновката на „Тецеко“ ЕАД е видно, че изградената връзка с националната газопреносна мрежа може да обезпечи газовото потребление в община Свищов. Според дружеството резултатите от маркетинговото проучване, извършено между населението на територията на двете общини Свищов и Белене, са показали, че голяма част от промишлените, обществено-административните и търговските потенциални консуматори на природен газ проявяват интерес към бъдеща газификация. Въпреки проявения интерес на голяма част от населението към битовото газифициране, незадоволителен остава броя на битовите клиенти, реално присъединени към ГРМ на дружеството. Основните причини за това са често променящата се цена на природния газ и то в посока на горе, както и скъпата първоначалната инвестиция, която битовите клиенти трябва да направят за да газифицират жилищата си. В община Белене интересът към битова, промишлена и обществено-административна газификация е изключително малък, затова дружеството е планирало инвестиции в общината от 2025 г. В тази връзка и с цел да обезпечи с природен газ единични консуматори на територията на община Белене, дружеството ще доставя съгъстен природен газ на клиентите си.

Съгласно чл.19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със съгъстен природен газ (СПГ), цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природен газ.

На база проучване на възможностите за доставка на СПГ от потенциални доставчици, през 2022 г. е подписан анекс от 28.02.2022 г. към договор № (...) от (...) за доставчик на компресиран природен газ, сключен между „Тецеко“ ЕАД и (...), надбавката за компресиране и транспорт, начислявана от доставчика е в размер на (...), което е приблизително (...) лв./MWh. На основание чл. 19а от НРЦПГ, дружеството предлага ценова компонента в размер на (...) лв./MWh за снабдяване с компресиран природен газ, валидна само за клиентите му на територията на община Белене за регулаторен период 2023-2027 г.

## 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 обобщени, съответно в таблици № 7 и 8:

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

*Таблица № 7*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	4483	5893	7933	9762	10 158
2	Балансова стойност на ДНА	24	40	32	24	16

2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	144	259	437
3.	Необходим оборотен капитал	22	26	35	39	42
4.	Регулаторна база на активите	4529	5959	7856	9566	9779
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,70%	5,63%	5,56%	5,56%
6.	Възвръщаемост	260	340	443	531	543
7.	Разходи, в т.ч.:	260	287	330	441	509
7.1.	разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ	244	271	271	380	443
7.2.	разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	16	16	59	62	66

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 8*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДНА	0	0	14	12	10
2.	Необходим оборотен капитал	2859	2859	3650	3809	4081
3.	Регулаторна база на активите	2859	2859	3664	3821	4091
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,70%	5,63%	5,56%	5,56%
5.	Възвръщаемост	164	163	206	212	227
6.	Разходи, в т.ч.:	17	17	18	19	19
6.1.	Условно-постоянни разходи за дейността	17	17	18	19	19

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият от енергийното предприятие 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

Предложената от „Тецеко“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2027 г. е в размер на 5,64%, която е изчислена при използването на 88,42% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,00% и 11,58% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,30% и при отчитане на данъчните задължения (корпоративен данък от 10%, съгласно ЗКПО).

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  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, 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 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 В и К 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на Българската народна банка (БНБ). Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Тецеко“ ЕАД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Тецеко“ ЕАД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в

размер на 0,51 за 2022 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент, при преобразуването в лостов се получава в размер на 0,57. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,35%, при 88,42% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,72% и 11,58% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост 6,30%, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Тецеко“ ЕАД за периода 2023 – 2027 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,64%, при цитираната капиталова структура и при отчитане на данъчните задължения.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

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

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 9*

Групи клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промишлени	MWh/год.	76 190	76 190	83 690	84 190	85 190
ОА и търговски	MWh/год.	0	0	11 081	11 081	11 081
Битови	MWh/год.	0	0	2500	6250	12 500
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>76 190</b>	<b>76 190</b>	<b>97 272</b>	<b>101 522</b>	<b>108 772</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 10*

Групи клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промишлени	бр.	1	1	5	6	7
ОА и търговски	бр.	-	-	16	16	16
Битови	бр.	-	-	200	500	1000
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>221</b>	<b>522</b>	<b>1023</b>

За целите на ценообразуването е изчислен коефициент за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентът е получен на базата на проектния максимален часови разход на всяка група клиенти по следния начин: за всяка година от периода делът на инвестиционната стойност на линейната част на всяка отделна група клиенти в стойността на съответния участък или зона от газоразпределителната мрежа е умножен по дела на проектния часов разход на отделните групи клиенти, обслужвани от съответния елемент. Така полученото произведение за всеки участък е разделено на оразмерителния часов разход за този елемент и получените стойности за съответната година са сумирани. Делът на отделната група в общата стойност на линейната част за всяка година е равна на сумата от дяловете на всяка една група във всеки един участък или зона. Коефициентът представлява дела на стойността на линейната част на всяка група в общата стойност на линейната част. Необходимо е да се отбележи, че инвестиционната стойност е с натрупване, т.е. в коефициентите участват инвестиционните стойности на участъците по групи клиенти, изградени от началото на дейността до края на съответната година.

Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти намаляват от 1,00 за 2023 г. на 0,67 за 2027 г.; за обществено-административни и търговски клиенти нарастват от 0,00 през 2023 г. на 0,22 през 2027 г. и за битовите клиенти се увеличават от 0,00 за 2023 г. на 0,12 за 2027 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е функция на броя на всяка група клиенти, делът им от общата годишна консумация и съответната част от възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за групата. Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по групи клиенти е следното: за промишлените клиенти намаляват от 1,00 за 2023 г. на 0,72 за 2027 г.; за обществено-административни и търговските клиенти нарастват от 0,00 през 2023 г. на 0,10 през 2027 г. и за битовите клиенти се увеличават от 0,00 за 2023 г. на 0,18 за 2027 г.

Коефициентът за разпределяне 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. Стойностите на коефициента за промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 1,00 за 2023 г. на 0,78 за 2027 г.; за обществено-административни и търговските клиенти нарастват от 0,00 през 2023 г. на 0,10 през 2027 г. и за битовите клиенти се увеличават от 0,00 за 2023 г. на 0,12 за 2027 г.

#### 4. Определяне на цени

##### 4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ:

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 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:

Съгласно 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.

Предложените от „Тецеко“ ЕАД пределни цени за пренос на природен газ през ГРМ, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Свищов и Белене са посочени в таблица № 11:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 11

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
<b>Промислени</b>		
до 10 000 MWh/год. вкл.	7,80	2,21
над 10 000 MWh/год.	7,65	2,21
<b>Обществено-административни и търговски</b>	17,69	2,17
<b>Битови</b>	11,18	4,71

*Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз*

##### 4.2.1. Компонента за снабдяване със съгъстен природен газ

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ, в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със съгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ. Предложената от „Тецеко“

ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на 15,75 лв./MWh за всички групи клиенти на територията на община Белене.

Предложените от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2023 – 2027 г.

#### **4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа:**

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

Разходите, при образуването на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. Условно-постоянните разходи включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване.

Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни работи и монтажни работи.

Предложените от „Тецеко“ ЕАД пределни цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Свищов и Белене са посочени в Таблица № 12:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 12*

Групи клиенти	Цени за присъединяване към ГРМ (лв./клиент)
Промислени	4852
Обществено-административни и търговски	2185
Битови	529

#### **5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Тецеко“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писма с вх. № 15-55-1010 от 24.10.2022 г. и от 22.11.2022 г. дружеството е посочило, че като търговска и производствена тайна очаква да бъдат третираны обичайно считаните за такива данни, като лични данни и документ за самоличност, данните касаещи цени, срокове и условия на плащане по търговски договори, както и договорите за отпускане на парични заеми.

Изказвания по т. 7.:

Докладва Х. Йорданова. От „Тецеко“ ЕАД е внесено в Комисията заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Свищов и Белене за регулаторен период 2023 – 2027 г. Към заявлението и приложенията към него е представена необходимата и изискана информация. Предложеният регулаторен период от 5 години попада в обхвата на чл. 3, ал. 2 от НРЦПГ и ще осигури възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

Предложеният за утвърждаване на цени е оповестено в средствата за масово осведомяване. С решение на Комисията от 29.12.2017 г. „Тецеко“ ЕАД има утвърдени цени за регулаторен период от 2018 г. до 2022 г. През новия регулаторен период дружеството

предвижда намаляване на подгрупите на промишлените клиенти, които от 4 бр. намаляват на 2 бр. до 10 000 MWh и над 10 000 MWh. За останалите две групи клиенти (ОА и търговски и битови) не се предлага промяна. Цените са образувани по метода горна граница на цени, като ценообразуващите елементи са формирани съгласно изискванията на Наредбата и те са следните:

Необходимите годишни приходи са разпределени по групи клиенти. Всички прогнозиран разходи са икономически обосновани. Регулаторната база на активите е определена съгласно изискванията на Наредбата. Средно претеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода е в размер на 5,64%. Прогнозната консумация и брой присъединени потребители са представени по години и по групи клиенти. Предложените за утвърждаване цени са в съответствие с изискванията на Наредбата и ще дадат на дружеството възможност да реализира инвестиционната и производствената си програми, заложи в бизнес плана.

Предложените цени за присъединяване са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти. В доклада подробно е описана посочената от дружеството информация, която не следва да бъде разгласявана.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

- 1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;*
- 2. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация 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;*
- 3. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;*
- 4. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Тецеко“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;*
- 5. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;*
- 6. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, бранишови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;*
- 7. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.*

X. Йорданов прочете и диспозитива на 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 ...2023 г., на „Тецеко“ ЕАД 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 териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период от 2023 до 2027 г. (цените и ценообразуващите елементи са подробно описани в проекта на решение от т. 1 до т. 5, в т. 6 е посочена ценовата компонента за снабдяване със съгъстен природен газ за територията на община Белене, в т. 7 са посочени цените за присъединяване по групи клиенти).*

*II. 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.*

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т. 3 от проекта на решение на 10.01.2023 г. от 10:00 часа, а датата за провеждане на обществено обсъждане по т. 5 на 10.01.2022 г. от 10:05 часа.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-2254 от 22.12.2022 г. относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 10.01.2023 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени лицата, представляващи „Тецеко“ ЕАД, или други упълномощени от тях представители на дружеството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 10.01.2023 г. от 10:05 ч., на което да бъдат поканени за участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие на заинтересованите страни;

5. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

6. Проектът на решение, датата и часът на провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

8. Посочената в мотивите на доклада по т.1 защитена по закон информация да бъде

заличена при публикуването на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката, на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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

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

### **РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:**

#### **По т. 1.** както следва:

Определя, считано от 01.01.2023 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на  $30\% * \text{Цпдн}$ , където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

#### **По т. 2.** както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 Елин Пелин, за регулаторен период от 2023 г. до 2027 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **По т. 3.** както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г.;

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **По т. 4.** както следва:



I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г.;

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

**По т. 5.** както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г.;

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

**По т. 6.** както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-2251 от 22.12.2022 г. относно заявление от „Тецеко“ ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

2. Одобрява бизнес план на „Тецеко“ ЕАД за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.

**По т. 7.** както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-2254 от 22.12.2022 г. относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 10.01.2023 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени лицата, представляващи „Тецеко“ ЕАД, или други упълномощени от тях представители на дружеството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 10.01.2023 г. от 10:05 ч., на което да бъдат поканени за участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие на заинтересованите страни;

5. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

6. Проектът на решение, датата и часът на провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

7. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

8. Посочената в мотивите на доклада по т.1 защитена по закон информация да бъде

заличена при публикуването на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката, на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

**Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-27 от 30.12.2022 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.
2. Решение на КЕВР № Ц-28 от 30.12.2022 г. относно заявление от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ 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 на територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г.
3. Решение на КЕВР № Ц-29 от 30.12.2022 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2023 – 2024 г.
4. Решение на КЕВР № Ц-30 от 30.12.2022 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2023 – 2024 г.
5. Решение на КЕВР № Ц-31 от 30.12.2022 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2023 – 2024 г.
6. Доклад с вх. № Е-Дк-2251 от 22.12.2022 г. и Решение на КЕВР № БП-77 от 30.12.2022 г. относно заявление от „Тецеко“ ЕАД с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Свищов и община Белене за периода 2023 – 2027 г.
7. Доклад с вх. № Е-Дк-2254 от 22.12.2022 г. и проект на решение относно заявление от „Тецеко“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Свищов и Белене, за регулаторен период 2023 – 2027 г.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

.....  
**Б. Голубарев**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**

Протоколирал:

Н. Косев – главен експерт