



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 27

от 20.12.2023 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 20.12.2023 г., като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД 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 на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2024 – 2026 г., доклад с вх. № Е-Дк-1386 от 20.11.2023 г., както и събраните данни от проведените на 29.11.2023 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-15-35-24 от 31.08.2023 г. от „Ситигаз България“ ЕАД, изменено със заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.09.2023 г., с искане 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 на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2024 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-284 от 08.09.2023 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). След извършена проверка по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ на заявление с вх. № Е-15-35-24 от 31.08.2023 г. и приложенията към него, подадено от „Ситигаз България“ ЕАД, са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-26 от 08.09.2023 г., от дружеството е изискано да представи следните данни и документи: преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, съдържащо цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово за регулаторен период 2024 – 2026 г., както и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, съгласно чл. 19а от НРЦПГ; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиенти, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; 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, ако има такива; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ; копия на търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, ако има такива; копия на сключени от дружеството договори за наем, във връзка с прогнозираните разходи за наеми; данни за

прогнозирания брой на автомобилите на дружеството по години и дейности; обосновка за прогнозираните съдебни разходи, 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 на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-35-26 от 18.09.2023 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило преработено заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.09.2023 г. 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 на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово за регулаторен период 2024 – 2026 г., както и изисканите информация и обосновки. С писмо с вх. № Е-15-35-24 от 03.10.2023 г. и писмо с вх. № Е-15-35-24 от 17.10.2023 г. дружеството е предоставило допълнителна информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1386 от 20.11.2023 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 № 357 от 23.11.2023 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 29.11.2023 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е присъствал упълномощен представител на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 29.11.2023 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са взели участие представители на общините Кърджали и Твърдица, които са заявили, че нямат възражения по обсъждания проект на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, 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:

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-209-08 от 03.10.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-209-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, със срок до 20.09.2040 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-7 от 14.03.2019 г. за регулаторен период 2019 г. – 2023 г., включително, КЕВР е утвърдила на „Ситигаз България“ 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 обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово.

Със заявление с вх. № Е-15-35-24 от 31.08.2023 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.09.2023 г. „Ситигаз България“ ЕАД е поискало утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2024 – 2026 г. В тази връзка, съгласно чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ дружеството е предоставило информация за оповестяване на

предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копия на съобщения за предложените за утвърждаване цени, публикувани във вестник „24 часа“ и вестник „Марица“ от 09 август 2023 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копия на следните договори: Договор № 374-234 от 18.11.2022 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2023 г. до 07:00 часа на 01.01.2024 г., който може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни; Договор № 374-239 от 22.02.2023 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, със срок на действие от 07:00 часа на 01.03.2023 г. до 07:00 часа на 01.01.2024 г., който може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни; Договор за доставка на природен газ от 15.12.2022 г., сключен с „ГЛОБЪЛ КОММЕРС-1“ ООД, за точка на приемане на природния газ – изходен пункт за приемане предаване– декомпресираща станция Велинград, със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2023 г. до 07:00 часа на 01.01.2024 г., който може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни; Договор № 2/2020 за доставка на природен, сключен с „Група Дружества Газ Римини“ СпА, ведно с подписан на 01.10.2022 г. Анекс № 3 към него, съгласно който Договор № 2/2020 е със срок на действие от 07:00 часа на 01.10.2023 г. до 07:00 часа на 01.10.2024 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. 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). В тази връзка, през новия регулаторен период заявителят не предвижда изменение на тарифната структура, която се състои от следните групи клиенти: *промишлени* – разделена на 5 подгрупи, в зависимост от годишната консумация; *обществено-административни и търговски (ОА и търговски)*, и *битови клиенти*. Предложената за регулаторен период 2024 – 2026 г. тарифна структура на клиентите на дружеството е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ и е съобразена с характеристиките на потребление на клиентите на природен газ на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 години (от 2024 до 2026 г.) и съответства на 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.

Според заявителя регулаторният период с продължителност от 3 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2024 – 2026 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 прогнозираны от дружеството по години за регулаторния период. Необходимите годишни приходи, разпределени по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Групи клиенти	Мярка	2024 г.	2025 г.	2026 г.
---------------	-------	---------	---------	---------

Промислени	хил. лв.	9083	8886	8791
ОА и търговски	хил. лв.	4611	4527	4472
Битови	хил. лв.	3174	3206	3249
Общо:	хил. лв.	16 869	16 620	16 512

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	577	575	537
ОА и търговски	хил. лв.	258	256	179
Битови	хил. лв.	238	241	136
Общо:	хил. лв.	1074	1072	852

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 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:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи, в т.ч.:	11 244	11 275	11 173	33 692	100%
за дейността „разпределение на природен газ“	10 751	10 826	11 030	32 607	96,8%
за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	493	449	143	1085	3,2%

Прогнозираните за регулаторния период разходи включват само пряко свързаните с лицензионната дейност на „Ситигаз България“ ЕАД, като са изчислени въз основа на прогнозните им стойности по видове, с оглед бъдещото развитие на газоразпределителната мрежа. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на: разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ. Разходите са формирани за тригодишен период, въз основа на прогнозното развитие на следните параметри на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ: 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 мрежата и съоръженията, и обслужване на клиентите. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Прогнозната стойност на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. При планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни разходи, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, както и други непреки разходи, които не са в интерес на клиентите, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за приходите и разходите, разходите за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане, текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарения и неизползвани отпуски, разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата.

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 96,8% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие, като се увеличават от 10 751 хил. лв. през 2024 г. на 11 030 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи (УПР), с относителен дял от 99,8% от разходите, предвидени от дружеството за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“, разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали съставляват 1,1% от УПР за дейността, годишният им размер се увеличава от 115 хил. лв. през 2024 г. на 117 хил. лв. през 2026 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, се увеличават от 48 хил. лв. за 2024 г. на 49 хил. лв. за 2026 г., като са прогнозирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойност на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени – 55 лв./км. Дружеството използва 31 автомобила за дейността „разпределение на природен газ“;

- *разходи за работно облекло*, планирани за покупка на лятно и зимно облекло за предвидения за дейността персонал от 34 души, като годишният им размер през регулаторния период остава непроменен – 20 хил. лв. или 588 лв. на човек/год.;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани на база брой персонал, по 471 лв. на човек в годишен аспект или общо 16 хил. лв./год. през регулаторния период;

- *разходи за материали за текущо поддържане на газоразпределителната мрежа*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по мрежата. Прогнозирани като 0,025% от стойността на вече изградените линейни участъци, при отчитане въвеждането на нови линейни участъци. Размерът им се увеличава от 31 хил. лв. през 2024 г. на 32 хил. лв. през 2025 и 2026 г.

Разходите за външни услуги се увеличават от 2510 хил. лв. през 2024 г. на 2668 хил. лв. през 2026 г., като съставляват 24% от УПР и включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като 0,11% от стойността на дълготрайните материални активи и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, както и „Гражданска застраховка юридически лица“. Планирани в размер на 84 хил. лв. за 2024 г., като намаляват на 76 хил. лв. през 2026 г.;

- *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, размерът им се увеличава от 42 хил. лв. през 2024 г. на 53 хил. лв. през 2026 г.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – 70 хил. лв. годишно, планирани в зависимост от броя на офисите – един в гр. София и седем на територията на лицензионната територия;

- *разходи за абонаментно поддържане*, се увеличават от 1 322 хил. лв. за 2024 г. на 1 447 хил. лв. за 2026 г., като включват разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа в км., при разход 1098 лв./км и за поддръжка на брой съоръжение – 40 лв./бр.;

- *разходи за реклама и рекламни материали* – по 20 хил. лв. годишно;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* – включват разходи по договори с охранителна фирма (СОТ) и за противопожарна охрана – 6 хил. лв. годишно;

- *разходи за наеми*, за наем на офиси и складови бази, съгласно представени копия на сключени от дружеството документи (договори и анекси) – 17 хил. лв. годишно;

- *разходи за проверка на уреди*, формирани на база брой задължителни проверки на уреди и тяхната периодичност, съгласно Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК) и Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата

на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Съответно, диафрагмените расходомери подлежат на проверка на всеки четири години, а ротационните расходомери и коригиращите устройства за обем се проверяват през две години. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ” и са определени в размер на 45 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 5 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките. Общият им размер се увеличава от 82 хил. лв. за 2024 г. на 97 хил. лв. през 2026 г.;

- *съдебни разходи*, предвидени от дружеството за държавни такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания в размер от 32 хил. годишно;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,07% от размера на приходите, с увеличение от 50 хил. лв. през 2024 г. на 65 хил. лв. през 2026 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – 65 хил. лв./год. за периода;

- *други разходи*, включващи разходи за електронни фактури към Борика; Изипей и Ипей; поддръжка на банкова гаранция за „Булгаргаз“ ЕАД, в общ размер от 720 хил. лв. годишно.

Разходите за амортизация съставляват 55% от УПР и се увеличават от 5887 хил. лв. през 2024 г. на 6002 хил. лв. през 2026 г., включват начислените разходи за амортизация както на наличните, така и за активите, които ще бъдат закупени по време на новия тригодишен регулаторен период. 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 им стойност, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения, с относителен дял от 17% от УПР, планирани за периода с постоянен размер от 1800 хил. лв. годишно, предвид персонала (34 души), нает за осъществяване на лицензионната дейност.

Разходите за социални осигуровки и надбавки съставляват 2% от УПР, размерът им остава непроменен през годините от регулаторния период – 260 хил. лв./год., като включват начислени върху работните заплати на персонала, зает с дейността, суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите съгласно Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социални разходи – в размер на 110 хил. лв. годишно през разглеждания период, предвидени за ваучери за храна на служителите на дружеството.

Други разходи, в размер на 0,5% от УПР, като размерът им от 52 хил. лв. годишно остава непроменен през периода, включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина), командировки и обучение на персонала, публикации, данъци, удържани при източника.*

Променливи разходи, с относителен дял от 0,18% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и расходните норми на предприятието. Одорантът е основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата природен газ. *Разходите за одорант* са прогнозирани в съответствие с расходна норма 2,4 mg/MWh и планираните за реализация количества природен газ, или 0,008 лв./MWh, в общ размер от 17 хил. лв. за 2024 г., като се увеличават на 22 хил. лв. за 2026 г.

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

Тези разходи съставляват 3,2% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 493 хил. лв. за 2024 г., като намаляват на 143 хил. лв. през 2026 г., което се дължи на понижение на предвидените от заявителя разходи за амортизация за 2026 г.

Условно-постоянните разходи съставляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял от 7% от разходите за дейността, като размерът им от 24 хил. лв. остава непроменен през регулаторния период, в това число разходи за: *горива за автотранспорт* – 15 хил. лв./год., за 5 автомобила; *канцеларски материали* – 3 хил. лв./год. и *работно облекло* – 6 хил. лв. годишно за 4 човека, наети в тази дейност.

Разходите за външни услуги представляват 8% от разходите за дейността, планирани в размер на 30 хил. лв. годишно през регулаторния период. Включват разходи за *данъци и такси за дейността „снабдяване с природен газ“* в размер на 2 хил. лв. годишно за лицензионна такса 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* – 3 хил. лв./год., *застраховки* – 20 хил. лв./год.; както и разходи за *въоръжена и противопожарна охрана* – 5 хил. лв. на годишна база.

Разходите за амортизации съставляват 65% от прогнозираните разходи за дейността, като включват само разходите за амортизация на дълготрайни материални активи. Дружеството е планирало разходите за амортизация за дейността да се понижат от 365 хил. лв. през 2024 г. на 15 хил. лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял от 15% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността, в размер на 55 хил. лв. годишно през разглеждания период. Тези разходи включват разходите за заплати на персонала, зает в дейността, планирани въз основа на средна работна заплата на човек за половин работен ден в размер на 1150 лв., и броя на персонала. За дейността „снабдяване с природен газ“ е предвиден персонал от 4 служители.

Разходи за социални осигуровки – 2% от общите планирани разходи за дейността, със стойност от 8 хил. лв. на годишна база.

Социални разходи – за ваучери за храна на служителите, наети в дейността – 6 хил. лв. годишно или по 125 лв. месечно на нает служител.

Други разходи, планирани като 1,4% от общите разходи и включват *разходи за охрана на труда* в размер на 3 хил. лв./год., както и разходи за командировки и обучение на персонала в размер на 2 хил. лв. на година през периода.

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

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 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природен газ. По данни от заявителя община Велинград е единствената част от лицензионната територия на дружеството, на която има клиенти, снабдени със съгъстен природен газ. Поради ниска консумация и за допълнителен стимул на клиентите, „Ситигаз България ЕАД“ не начислява разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природен газ както за стопанските, така и за битовите клиенти на тази територия. В тази връзка, за регулаторен период 2024 – 2026 г. дружеството не планира да прилага компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ за община Велинград.

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 обобщени, съответно в таблици № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	75 947	72 334	68 739
2.	Балансова стойност на ДНА	2645	2483	2321
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	766	1151	1398
4.	Необходим оборотен капитал	608	618	629
5.	Регулаторна база на активите	78 433	74 284	70 291
6.	Норма на възвръщаемост	7,80%	7,80%	7,80%
7.	Възвръщаемост	6117	5794	5482
8.	Разходи, в т.ч.:	10 751	10 826	11 030
8.1.	УПР	10 734	10 807	11 009
8.2.	Променливи	17	19	22

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

Таблица № 5

№	Позиция	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	514	193	178
2.	Необходим оборотен капитал	6931	7799	8920
3.	Регулаторна база на активите	7445	7992	9098
4.	Норма на възвръщаемост	7,80%	7,80%	7,80%
5.	Възвръщаемост	581	623	710
6.	Разходи, в т.ч.:	493	449	143
6.1.	УПР	493	449	143

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 съставлява 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 2024 – 2026 г. са в размер на 5491 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения – 3829 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) – 1662 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2024 – 2026 г. е в размер на 7,80%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 7,02%, при отчитане на данъчните задължения (корпоративен данък от 10%, съгласно ЗКПО).

По силата на 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. Според чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за 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, както и на 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. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 2,8478%; коефициент β – 0,5863 и обща пазарна рискова премия за Р България – 7,43%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 7,20%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – 8%, като тези стойности са по-високи в сравнение с предложените от заявителя.

В тази връзка е целесъобразно за периода 2024 – 2026 г. да бъде приета предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,80%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 7,02%, 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 газоразпределителната мрежа на дружеството са представени по години и групи клиенти в таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Промислени	MWh/год.	692 478	754 185	839 842
ОА и търговски	MWh/год.	134 607	173 697	222 705
Битови	MWh/год.	100 033	115 607	131 181
Общо:	MWh/год.	927 118	1 043 489	1 193 728

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Промислени	бр.	285	290	296
ОА и търговски	бр.	690	712	730
Битови	бр.	8350	9650	10 950
Общо:	бр.	9325	10 652	11 976

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 делът 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

коэффициентите участват инвестиционните стойности на участъците по групи клиенти, изградени от началото на дейността до края на съответната година.

Изменението на стойностите на коэффициента за разпределение на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти е следното: за промишлените клиенти намаляват от 0,538 за 2024 г. на 0,532 за 2026 г.; за обществено-административни и търговски клиенти намаляват от 0,274 през 2024 г. на 0,271 през 2026 г.; за битовите клиенти се увеличават от 0,188 за 2024 г. на 0,197 за 2026 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е функция на броя на всяка група клиенти, дела им от общата годишна консумация и съответната част от възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за групата. Изменението на стойностите на коэффициента за разпределение на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по групи клиенти е следното: за промишлените клиенти се увеличават от 0,538 за 2024 г. на 0,630 за 2026 г.; за обществено-административни и търговските клиенти намаляват от 0,241 през 2024 г. на 0,210 през 2026 г.; за битовите клиенти намаляват от 0,222 за 2024 г. на 0,160 за 2026 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойностите на коэффициента за промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 0,747 за 2024 г. на 0,704 за 2026 г.; за обществено-административни и търговските клиенти се увеличават от 0,145 през 2024 г. на 0,187 през 2026 г.; за битовите клиенти се увеличават от 0,108 за 2024 г. на 0,111 за 2025 г., като през 2026 г. намаляват на 0,110.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

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 „Ситигаз България“ ЕАД пределни цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово са посочени в таблица № 8:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./клиент/месец)
Промишлени:			
до 1000 MWh/год.	24,21	0,74	-
от 1000 до 5000 MWh/год.	15,46	0,74	-
от 5000 до 10 000 MWh/год.	11,91	0,74	-
от 10 000 до 50 000 MWh/год.	10,78	0,74	-
над 50 000 MWh/год.	9,79	0,74	-
ОА и търговски	25,97	1,33	-
Битови	27,94	-	5,12

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-35-24 от 14.09.2023 г. от „Ситигаз България“ ЕАД, изменено със заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.09.2023 г. данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Ситигаз България“ ЕАД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2024 – 2026 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 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 образуването на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа 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; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния проект от общината; издаване на разрешение за строеж, както и становища по изпълнение на газопроводното отклонение. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни работи; монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт, както и свързване на газорегулаторен и замерен пункт към газовата инсталация.

Заявителят не предлага изменение на цените за присъединяване през новия регулаторен период, като предложените от „Ситигаз България“ ЕАД пределни цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово са посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (лв./клиент)
Промислени	4880
Обществено-административни и търговски	2680
Битови	520

Забележка: цените са в лева за клиент, без начислен ДДС.

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

Дружеството е посочило, че в представените информация и документи, част от административната преписка не се съдържа търговска тайна или друга защитена по закон информация.

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 01.01.2024 г., на „Ситигаз България“ 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 обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год.	24,21 лв./MWh;
от 1000 до 5000 MWh/год.	15,46 лв./MWh;
от 5000 до 10 000 MWh/год.	11,91 лв./MWh;
от 10 000 до 50 000 MWh/год.	10,78 лв./MWh;
над 50 000 MWh/год.	9,79 лв./MWh;

1.2. За общественно-административни и търговски клиенти 25,97 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти 27,94 лв./MWh

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

Необходими годишни приходи: за 2024 г. – 16 869 хил. лв.; за 2025 г. – 16 620 хил. лв.; за 2026 г. – 16 512 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2024 г. – 927 118 MWh/год.; за 2025 г. – 1 043 489 MWh/год.; за 2026 г. – 1 193 728 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,80%.

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

3.1. За промишлени клиенти 88,24 лв./MWh;

3.2. За общественно-административни и търговски клиенти 88,83 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти 5,12 лв./клиент на

месец и цена на природния газ, утвърдена на обществения доставчик за съответния ценови период.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ: 87,50 лв./MWh;

4.2. Цена за снабдяване, както следва:

4.2.1. За промишлени клиенти 0,74 лв./MWh;

4.2.2. За общественно-административни и търговски клиенти 1,33 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти 5,12 лв./клиент

на месец.

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

Необходими годишни приходи: за 2024 г. – 1074 хил. лв.; за 2025 г. – 1072 хил. лв.; за 2026 г. – 852 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2024 г. – 927 118 MWh/год.; за 2025 г. – 1 043 489 MWh/год.; за 2026 г. – 1 193 728 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,80%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, както следва:

6.1. За промишлени клиенти 4880 лв./клиент;

6.2. За общественно-административни и търговски клиенти 2680 лв./клиент;

6.3. За битови клиенти 520 лв./клиент.

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

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

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА