



РЕШЕНИЕ

№ Ц-37

от 29.12.2025 г.

на закрито заседание, проведено на 29.12.2025 г., като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период с продължителност от три години, доклад с вх. № Е-ДК-1462 от 28.11.2025 г., както и събраните данни от проведените на 09.12.2025 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-15-35-10 от 30.09.2025 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2026 – 2028 г.

Със Заповед № 3-Е-306 от 06.10.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ), при съобразяване на данните от заявление на „Ситигаз България“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2026 – 2028 г.

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

Таблица № 1

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промишлени	24,49	0,61
Обществено-административни и търговски (ОА и търговски)	26,15	0,80
Битови	23,56	4,04

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности.

В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-35-10 от 14.10.2025 г. на КЕВР е изискано от дружеството да представи заявление, с което е преработено заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. на „Ситигаз България“ ЕАД 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 дружеството, при отразяване на следното: представяне на доказателства за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване; подписана от заявителя декларация по чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2026 – 2028 г.; посочване в левове и в евро на цените за пренос

на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа – арг. от чл. 15, ал. 1 и 2 от Закона за въвеждане на еврото в Република България. Изискано е също цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа да са образувани въз основа на корекция на модела на цените по отношение на амортизационните срокове и натрупаната амортизация на дълготрайните материални активи, изградени за сметка на приходи от присъединяване. Също така, е изискана информация за моторните превозни средства, с които ще се извършват лицензионните дейности през регулаторния период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ и становище относно наличие на защитена по закон информация, съдържаща се в данните и документите по заявлението за утвърждаване на цени – включително чрез посочване на обхвата на информацията, съставляваща търговска тайна, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване и др. – арг. от чл. 18, ал. 1 и 3 от ЗЕ. В допълнение, е изискано параметрите, заложили в електронния модел на цените, да са в съответствие с параметрите на бизнес плана на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2026 – 2028 г., представен за одобряване от КЕВР със заявление с вх. № Е-15-35-9 от 30.09.2025 г., както и със заявлението за утвърждаване на цени на дружеството.

С писмо с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г., с което е преработено заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. за утвърждаване на цени и електронен модел на цените, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Изчислените и предложени от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	24,49	12,52	0,66	0,34
ОА и търговски	26,15	13,37	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1462 от 28.11.2025 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 № 339 от 02.12.2025 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 09.12.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, е участвал председателят на Съвета на директорите на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 09.12.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е участвал председателят на Съвета на директорите на „Ситигаз България“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

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 лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Силистра,

Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, издадени за срок до 12.09.2042 г. С Решение на КЕВР № И2-Л-358 от 20.01.2016 г., лицензиите са изменени, като към лицензионната територия е присъединена територията на община Ситово.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-2 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за регулаторен период от 2021 до 2025 г.

В изпълнение на задължението по чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, „Ситигаз България“ ЕАД е публикувало съобщение във вестник „Силистренски бряг“, брой от 17 – 23 октомври 2025 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена (Договор № 374-244 от 27.11.2023 г.), сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Срокът на действие на Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. е до 01.01.2025 г., като същият може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. В тази връзка, „Ситигаз България“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД са сключили Допълнително споразумение № 1 от 06.11.2024 г. към Договор № 374-244 от 27.11.2023 г., с което страните са удължили срока на договора до 01.01.2026 г. С Допълнително споразумение № 2 от 01.09.2025 г. към Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. „Ситигаз България“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД са удължили срока на действие на договора до 01.01.2027 г.

Заявителят е представил и копие на Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г. за доставка на природен газ, сключен с „Група Дружества Газ Римини“ СпА (Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г.). Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г. е със срок на действие до 01.10.2021 г. В тази връзка, страните са сключили Анекс № 4 към Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г., с който срокът на действие на договора е удължен до 01.10.2025. Представено е и копие на Анекс № 5 към Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г., с който страните са удължили срока на действие на договора до 01.10.2026 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Ситигаз България“ ЕАД предлага изменение на тарифната структура, която ще се състои от три групи клиенти: *промишлени, ОА и търговски и битови*. От групата на промишлените клиенти ще отпадне разделението на 2 (две) подгрупи според потребяваното количество природен газ – до 1000 MWh/год. и от 1000 до 5000 MWh/год. През изминалия регулаторен период промишлените клиенти не са достигнали годишно потребление над 1000 MWh, поради което за регулаторен период 2026 – 2028 г. дружеството предлага единна група за тези свои клиенти.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 (три) години, а именно: от 2026 до 2028 г.

Заявителят обосновава избраната продължителност на регулаторния период с нестабилността на пазара, породена от следните международни фактори: предстоящото прекратяване на използването на руски природен газ; прогнози и очаквания за повишен интерес към природен газ и съответно повишаване на интереса при битови клиенти; силната зависимост на борсовите цени от случайни международни процеси, които променят цената на природния газ и очаквани отрицателни тенденции вследствие на развитие на войните.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 3 години е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) 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. НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти, са представени в таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	хил. лв.	143	139	133
ОА и търговски	хил. лв.	365	356	341
Битови	хил. лв.	232	236	238
Общо	хил. лв.	740	731	712

Посочените необходими годишни приходи образуват високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“. В тази връзка, „Ситигаз България“ ЕАД е изготвило предложение за по-ниски от получените пределни цени, като е приложило 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: 69,15%; за ОА и търговски клиенти: 80% и без коригиращ коефициент за битови клиенти.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 4:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 4

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	хил. лв.	99	96	92
ОА и търговски	хил. лв.	292	285	273
Битови	хил. лв.	232	236	238
Общо	хил. лв.	623	617	603

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 5:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 5

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	хил. лв.	2	3	3
ОА и търговски	хил. лв.	9	9	9
Битови	хил. лв.	57	58	59
Общо	хил. лв.	68	70	71

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 6:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 6

Наименование	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	512	519	516	1547	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	456	463	461	1380	89%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	56	56	56	167	11%

Прогнозираните разходи за регулаторния период включват само разходите, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ и/или осигуряването на услугата. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности със съответните отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозирал разходите си за периода 2026 – 2028 г. при ценови нива към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, в зависимост от влиянието на следните фактори: продажби на природен газ по групи клиенти; брой на клиентите по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите.

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

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Ситигаз България“ ЕАД 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 89% от общия обем разходи и се увеличават от 456 хил. лв. през 2026 г. на 461 хил. лв. през 2028 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 452 хил. лв. за 2026 г. на 456 хил. лв. през 2028 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 2,1% от УПР за дейността, планирани 9,5 хил. лв. за 2026 г., с ръст на 9,6 хил. лв. за 2028 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани за 3 (три) автомобила на база среден пробег на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, с прогнозен средномесечен размер от 140 лв./месец/автомобил за обслужване и на двете лицензионни дейности;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база брой персонал, за покупка на лятно и зимно работно облекло с оглед безопасност на условията на труд – по 1013 лв./служител/година за персонал от четирима човека, заети в тази дейност;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база персонал, в размер средно на 250 лв./служител/година.

Разходите за външни услуги представляват 26,8% от УПР, планирани с увеличение от 116 хил. лв. през 2026 г. на 129 хил. лв. за 2028 г., като включват:

- *разходи за застраховки* на газоразпределителната мрежа, вкл. имуществена застраховка „Индустиален пожар“, „Кражба чрез взлом“, застраховка „Гражданска отговорност“ на юридически лица, прогнозиран като 0,08% от стойността на дълготрайните материални активи, със средногодишен размер от 2,8 хил. лв. за периода;

- *разходи за данъци и такси*, планирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката – 3,4 хил. лв. за 2026 г., с увеличение на 3,7 хил. лв. през 2028 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозиран в размер на 2000 лв. годишно въз основа на отчетените за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане, аварийна готовност*, включват разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозиран в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход 1475 лв. за километър и 40 лв. за поддръжка на брой съоръжение;

- *разходи за реклама и рекламни материали*, прогнозиран по 2000 лв./годишно;

- *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозиран по 7700 лв./годишно;

- *разходи за проверка на уреди*, прогнозиран 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;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозиран въз основа на отчетените през базисната година разходи – по 2000 лв./годишно;

- *други разходи*, включват разходи Борика за е-фактури, Изипей и Ипей, поддръжка на моторните превозни средства и банкова гаранция към „Булгаргаз“ ЕАД, прогнозиран въз основа на базисната година по 2000 лв./годишно.

Разходите за амортизации представляват 52,7% от УПР, като намаляват от 243 хил. лв. през 2026 г. на 233 хил. лв. през 2028 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 12,5% от УПР, прогнозиран в размер на 57 хил. лв. за 2026 г. и запазват стойността си до 2028 г. – за четирима служители (административно-управленския персонал и персонал по експлоатация и поддръжка на мрежата). Прогнозиран въз основа на средна работна заплата на човек за половин работен ден в размер на 1188 лв./мес.

Разходите за социални осигуровки представляват 4% от УПР или по 18 хил. лв. годишно през разглеждания период, и включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Размерът им е изчислен спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социалните разходи представляват 1,1% от УПР, включват разходи за ваучери за храна на четирима служители: по 1250 лв. на човек/годишно планиран въз основа на отчетените за базисната година разходи.

Други разходи – 4000 лв. годишно през периода, представляват 0,9% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозиран спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност при 250 л./служител/година; *разходи за командировки и обучения на персонала*, прогнозиран при 250 лв./служител/година; *разходи за публикации*, прогнозиран по 2000 лв./годишно.

Променливите разходи, представляват 1% от общите разходи за тази дейност и се увеличават от 4,2 хил. лв. за 2026 г. на 4,7 хил. лв. през 2028 г., като включват разходи за *одорант* и *материали за текущо поддържане на табла за битови клиенти*.

Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ при разходната норма от 2,4 mg/MWh, като са предвидени 2,2 хил. лв. през 2025 г. и достигат до 2,7 хил. лв. за 2028 г.;

Разходите материали за текущо поддържане на табла за битови клиенти са прогнозирани в размер на 2000 лв./год.

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

Тези разходи представляват 11% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на 56 хил. лв. за 2026 г. и запазват стойността си до 2028 г.

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

Разходите за материали – 14,5% от УПР, в размер на 8000 лв. годишно за периода и включват: *разходи за горива за автотранспорт*, планирани за 2 (два) автомобила на база среден пробег на километър и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, с прогнозен средномесечен размер от 140 лв./месец/автомобил; *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база брой персонал, за покупка на лятно и зимно облекло, при 1013 лв. на човек годишно; *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани на база персонал в размер на 2000 лв./годишно.

Разходи за външни услуги – 10,8% от УПР, планирани по 6000 лв. годишно за периода и включват: *разходи за данъци и лицензионна такса*, прогнозирани в размер на 2000 лв. годишно; *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани в размер на 2000 лв. годишно; *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозирани в размер на 2000 лв. годишно.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 51,3% от УПР, като размерът им 28,5 хил. лв. годишно и не се променя през разглеждания период, като включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани въз основа на средна работна заплата на човек за половин работен ден в размер на 1188 лв. за двама служители.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на 16,2% от УПР, като годишният им размер е 9000 лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Стойността им е изчислена спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социални разходи – представляват 3,6% от УПР и включват разходи за ваучери за храна на служителите по 1000 лв. на човек/год., като са определени въз основа на отчетените разходи за базисната година за двама служители.

Други разходи – представляват 3,6% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда*, прогнозирани в размер на 1000 лв., като са определени въз основа на отчетените разходи за базисната година; *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в размер на 500 лв. за двама служители и отчетените разходи за базисната година.

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

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

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 7 и 8:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 7**

№	Позиция	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	4127	3950	3794
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	261	248	234
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	453	490	549
4.	Необходим оборотен капитал	27	27	28
5.	Регулаторна база на активите	3961	3735	3508
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,16%	7,16%	7,16%
7.	Възвръщаемост	284	268	251
8.	Разходи, в т.ч.:	456	463	461
8.1.	УПР	452	459	456
8.2.	Променливи разходи	4	5	5

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 8**

№	Позиция	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	180	201	216
5.	Регулаторна база на активите	180	201	216
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,16%	7,16%	7,16%
7.	Възвръщаемост	13	14	15
8.	Разходи, в т.ч.:	56	56	56
8.1.	УПР	56	56	56
8.2.	Променливи разходи	0	0	0

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

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За осъществяване на лицензионните дейности „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ през периода 2026 – 2028 г., „Ситигаз България“ ЕАД предвижда да използва собствени средства. Предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2026 – 2028 г. е 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 6,45%, при отчитане на данъчните задължения от 10%.

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

предложението за цени.

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

За изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България” ЕАД е използван Моделът за оценка на капиталовите активи и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9294%; безлостов β коефициент – 0,39, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,57%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 6,49%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,21%, която е по-висока спрямо предложената от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост в размер на 6,45%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

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

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 9

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	3420	4000	4400
ОА и търговски	9855	11 250	11 550
Битови	9648	10 448	11 648
Общо	22 923	25 698	27 598

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 10

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	9	10	11
ОА и търговски	73	75	77
Битови	1206	1306	1456
Общо	1288	1391	1544

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта, условно-постоянните и променливите разходи.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част са разпределени чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа е разделена за съответната група клиенти. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,193 през 2026 г. на 0,188 през 2028 г., за ОА и търговските – намалява от 0,494 за 2026 г. на 0,479 за 2028 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,313 през 2026 г. на 0,333 през 2028 г. Коефициентите за

разпределение на променливите разходи по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,149 през 2026 г. на 0,159 през 2028 г., за ОА и търговските – намалява от 0,430 за 2026 г. на 0,419 за 2028 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,421 през 2026 г. на 0,422 през 2028 г.

Коефициентът за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, както и на база средната годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,034 през 2026 г. на 0,040 през 2028 г., за ОА и търговските – се увеличава от 0,127 за 2026 г. на 0,130 за 2028 г., за битовите клиенти намалява от 0,839 през 2026 г. на 0,830 през 2028 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, броя клиенти от всяка група клиенти към общия брой клиенти, както и средната годишна консумация на всяка група клиенти към общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

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

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

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

Изчислените от „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово са посочени в таблица № 11:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 11

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	35,41	18,11	0,66	0,34
ОА и търговски	32,69	16,71	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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

Предложените за утвърждаване от дружеството цени за регулаторен период 2026 – 2028 г., след прилагане на коригиращи коефициенти, са посочени в таблица № 12:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 12

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	24,49	12,52	0,66	0,34

ОА и търговски	26,15	13,37	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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

С оглед гореизложеното и след анализ на представените в заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г., преработено със заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г. от „Ситигаз България” ЕАД, данни, обосновки и коригиран електронен модел на цените от 20.10.2025 г. се установява, че дружеството е формирало цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; одобряване на работният проект от общината; издаване на разрешение за строеж и становища по изпълнение на газопроводното отклонение от Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“.

Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП) и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

За регулаторен период 2026 – 2028 г. заявителят не предвижда изменение на цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, посочени в таблица № 13:

Цени за присъединяване

Таблица № 13

Клиентски групи	Цени (лв./клиент)	Цени (евро/клиент)
Промислени	4880	2495,10
ОА и търговски	2680	1370,26
Битови	520	265,87

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани при отчитане на представените разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

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 01.01.2026 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, 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: 24,49 лв./MWh (12,52 евро/MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 26,15 лв./MWh (13,37 евро/MWh);

1.3. За битови клиенти: 22,30 лв./MWh (11,40 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 623 хил. лв.; за 2027 г. – 617 хил. лв.; за 2028 г. – 603 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 22 923 MWh/год.; за 2027 г. – 25 698 MWh/год.; за 2028 г. – 27 598 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 63,67 лв./MWh (32,55 евро/MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 63,85 лв./MWh (32,64 евро/MWh);

3.3. За битови клиенти: 68,52 лв./MWh (35,03 евро/MWh).

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

4.1. Цена на природния газ: 63,01 лв./MWh (32,22 евро/MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,66 лв./MWh (0,34 евро/MWh);

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,84 лв./MWh (0,43 евро/MWh);

4.2.3. За битови клиенти: 5,51 лв./MWh (2,82 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 68 хил. лв.; за 2027 г. – 70 хил. лв.; за 2028 г. – 71 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 22 923 MWh/год.; за 2027 г. – 25 698 MWh/год.; за 2028 г. – 27 598 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както следва:

6.1. За промишлени клиенти: 4880 лв./клиент (2495,10 евро/клиент);

6.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 2680 лв./клиент (1370,26 евро/клиент);

6.3. Битови клиенти: 520 лв./клиент (265,87 евро/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 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА