



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 32

от 23.12.2024 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 23.12.2024 г., 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, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1302 от 25.11.2024 г., както и събраните данни от проведените на 04.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-17 от 30.09.2024 г. изменено със заявление с вх. № Е-15-60-17 от 25.10.2024 г., 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, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-266 от 07.10.2024 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 2025 – 2026 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-15-60-17 от 17.10.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД е изискано да предостави следните данни и документи: преработено заявление за утвърждаване на цени, в което да е посочена частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; 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; справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем; 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 за броя на персонала и автомобилите 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; обосновка

за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал. Изискано е и становище, в което заявителят да посочи дали представените документи и информация, част от административната преписка, съдържат търговска тайна и ако съдържат такава, да посочи обхват, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване. С писмо с вх. № Е-15-60-17 от 25.10.2024 г., „Аресгаз“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с изисканите данни и документи. С писмо с вх. № Е-15-60-17 от 18.11.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1302 от 25.11.2024 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 № 335 от 28.11.2024 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 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ 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 „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

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 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 газоразпределителната мрежа, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-29 от 30.12.2022 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2023 до 2024 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 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 29.08.2024 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 (...) до (...), като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. С писмо с вх. № Е-15-60-38 от 29.11.2024 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило копие на сключено с обществения доставчик Допълнително споразумение № (...) от (...), с което срокът на действие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен до (...).

„Аресгаз“ ЕАД е представило и копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за покупко-продажба на природен газ със срок на действие до (...), ведно с Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

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 потреблението на природен газ, а именно: с равномерно и неравномерно потребление, като клиентите с равномерно потребление са организирани в 9 подгрупи, а клиентите с неравномерно – 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 е с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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 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 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 2025 до 2026 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 обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	2427	2059
Битови	808	703
Общо	3235	2762

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

Таблица № 2

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	96	96
Битови	52	55
Общо	148	151

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	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	2220	1823	4043	100%
„разпределение на природен газ“	2179	1780	3959	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	41	43	84	2%

Прогнозираните за регулаторния период разходи включват само тези, 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 и съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. В изпълнение на нормативните изисквания при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, както и други непреки разходи, за които КЕВР е приела, че 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, както и съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания, както и други разходи, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2025 – 2026 г. въз основа на стойностите им от базисната година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2023 г. и през част от 2024 г. – за месеците от 2024 г., които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. По този начин разходите за 2024 г. са в съответствие с постигнатите нива от 2023 г., като отразяват както промените в оперативната дейност в търсене оптимизиране на процесите и осигуряване на парични средства, достатъчни да обезпечат изпълнението на договорните отношения в търсене на баланса между ниво на разходите и мащаба на дейностите, така и промените в микро и макроикономическата среда, в която функционира дружеството. Влияние върху стойностите на разходите оказват: 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 газоразпределителната мрежа – 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 (газоразпределителната мрежа 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, както и лицензионните задължения на заявителя – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Заявителят е отбелязал, че тези параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им. Същевременно, дружеството счита, че не във всеки случай е необходимо разходите да бъдат прогнозировани, тъй като те са съпътстващи дейността му и се извършват при условията на установени лицензионни задължения и договорни отношения с трети страни, при което определящи са и пазарните нива, и търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, при установяването на договорните отношения. В условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка това е фактор, имащ все по-силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Всеки от прогнозните разходи би могъл да бъде параметризиран в един условен среднопретеглен измерител – функция от базата и съответния определящ параметър, с помощта на формулен апарат, при който прогнозната стойност на съответния разход се разделя на определящия параметър.

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 98% от общия обем разходи и намаляват от 2179 хил. лв. през 2025 г. на 1780 хил. лв. през 2026 г.

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

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, прогнозировани с непроменен размер от (...) хил. лв. в годишен аспект и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозировани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) лв. годишно през периода;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозировани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) хил. лв. годишно.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР и се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на нетекущите активи, в средногодишен размер от (...) хил. лв. 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 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждания период, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. за 2025 г. и (...) хил. лв. за 2026 г., прогнозирани на база стойността им за базисната година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана, като не се променят – (...) хил. лв. годишно през периода;

- *разходи за наеми* – по (...) хил. лв. годишно, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базисната година. Лицензиантът е представил справка в табличен вид за действащите, сключени от него договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните за регулаторния период разходи за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно за двете години от регулаторния период, на база стойността им за базисната година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на (...) лв. годишно през регулаторния период;

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

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 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 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2025 – 2026 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина 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 1/3 (...) служители) от броя на персонала, зает в централния офис условно е отнесен към персонала на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина. 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 31.12.2023 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.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи представляват (...) % от УПР – (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозиран на база стойността им за базисната година, като включват: *разходи за охрана на труда*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно; *разходи за маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. в годишен аспект; *разходи за командировки и обучение на персонала* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за публикации*, прогнозирани по (...) 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* в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма (...) лв./MWh, като възлизат на около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период, както и *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 2% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 41 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 43 хил. лв. за 2026 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 размерът им от (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Включват *разходи за горива за автотранспорт* – по (...) лв. годишно и *разходи за канцеларски материали* – по (...) лв. годишно.

Разходите за външни услуги – (...) % от разходите за дейността, планирани (...) хил. лв. за 2025 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2026 г. и включват разходи: *за наеми* – (...) хил. лв. годишно; *за данъци и такси* – средно (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – (...) хил. лв. на годишна база; *съдебни разходи* – по (...) лв./год., както и *за вода, отопление и осветление* – средно (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) хил. лв. през 2025 г. нараства на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран в размер на (...) % от УПР, като размерът им е (...) хил. лв. през 2025 г. и се увеличава на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани по (...) лв. годишно и включват разходи за: *охрана на труда* – (...) лв. годишно; *маркетинг и реклама* – (...) лв. на годишна база; *командировки и обучение на персонала* – (...) лв. на година и *публикации* – (...) 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, 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 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 подгряване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Червен бряг със 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.

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

Компресиране на природен газ. Услугата се извършва от „(...)“, а договорената цена за компресиране е в размер на (...) лв./MWh, съгласно представен Договор № (...) от (...), със срок на действие до (...), ведно с Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

Транспорт на компресиран (съгъстен) природен газ. Услугата се извършва от (...), съгласно представен Договор № (...) от (...) за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...) и Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...), (...), (...), (...) и (...). Договорната цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м³ и използван коефициент (...) kWh/м³ за преобразуване в енергийни единици).

Декомпресиране и подгряване на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Червен бряг, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресира транспортирания компресиран природен газ. За подгряване се изразходва количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Отчетно-прогнозното количество природен газ, използвано за подгряване през 2024 г. се очаква да бъде в размер на (...) MWh, на стойност (...) лв., а общото количество закупен природен газ за града – в размер на (...) MWh. По този начин прогнозната стойност на природния газ, използван за подгряване за 2024 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 подгряване на природния газ за територията на община Червен бряг да бъде в размер на **43,18 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	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 5

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
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.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За периода 2025 – 2026 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 2025 – 2026 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, 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 β за страни от Европа, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка (БНБ) относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на БНБ. 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 β , 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 МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9718%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България – 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на (...)% , а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, която съвпада с предложената от дружеството.

Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 8,27%, изчислена при (...)% собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...)% и (...)% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , 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 № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	MWh/год.	100 568	100 676
с неравномерно потребление	MWh/год.	31 564	31 651
Общо за стопанските клиенти:	MWh/год.	132 132	132 327
Битови	MWh/год.	20 200	20 970
Общо за двете групи:	MWh/год.	152 332	153 297

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	бр.	32	33
с неравномерно потребление	бр.	226	228
Общо стопански клиенти:	бр.	258	261
Битови	бр.	3275	3317
Общо за двете групи:	бр.	3533	3578

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта

и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 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 коефициента не се променят през разграждания период и са съответно: (...) за стопанските клиенти и (...) 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 се променя, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

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

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

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. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа 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 газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Стопански:		
С равномерно потребление		
до 106 MWh/год.	24,73	0,71
до 211 MWh/год.	23,38	0,71
до 528 MWh/год.	22,25	0,71
до 1056 MWh/год.	21,34	0,71
до 2112 MWh/год.	20,10	0,71
до 5281 MWh/год.	18,97	0,71
до 10 562 MWh/год.	17,39	0,71
до 52 810 MWh	13,47	0,71
над 52 810 MWh	10,25	0,71
С неравномерно потребление		

до 106 MWh/год.	35,51	0,79
до 211 MWh/год.	33,46	0,79
до 528 MWh/год.	32,25	0,79
до 1056 MWh/год.	29,24	0,79
до 2112 MWh/год.	26,34	0,79
до 5281 MWh/год.	24,79	0,79
до 10 562 MWh/год.	23,09	0,79
над 10 562 MWh/год.	18,30	0,79
Битови	36,83	2,59

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Червен бряг е в размер на **43,18 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-17 от 30.09.2024 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 2025 – 2026 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет 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 газоразпределителната мрежа 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; сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация и безопасност на движението; 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.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Стопански:	
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
Битови	534

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

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

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „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 с продължителност от две години, 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.	24,73 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	23,38 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	22,25 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	21,34 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	20,10 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	18,97 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	17,39 лв./MWh;
до 52 810 MWh/год.	13,47 лв./MWh;
над 52 810 MWh/год.	10,25 лв./MWh.

С неравномерно потребление

до 106 MWh/год.	35,51 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	33,46 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	32,25 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	29,24 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	26,34 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	24,79 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	23,09 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	18,30 лв./MWh;

1.2. За битови клиенти 36,83 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 3235 хил. лв.; за 2026 г. – 2762 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 152 332 MWh/год.; за 2026 г. – 153 297 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

3.1. За стопански клиенти:

<i>С равномерно потребление</i>	76,60 лв./MWh;
<i>С неравномерно потребление</i>	76,68 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти 78,48 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

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

4.2. Цена за снабдяване, както следва:

4.2.1. За стопански клиенти:

<i>С равномерно потребление</i>	0,71 лв./MWh;
---------------------------------	---------------

С неравномерно потребление

0,79 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти

2,59 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 148 хил. лв.; за 2026 г. – 151 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 152 332 MWh/год.; за 2026 г. – 153 297 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

5.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

119,78 лв./MWh;

С неравномерно потребление

119,86 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти

121,66 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 съгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за територията на община Червен бряг: 43,18 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.3 и I.5 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:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

МИЛЕН ДИМИТРОВ

(съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.)