



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 33

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 и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1304 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-15-60-18 от 30.09.2024 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 и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-265 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 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-18 от 17.10.2024 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: 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; 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, подробна обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал; както и обосновка на коефициентите, използвани за коригиране на необходимите годишни приходи. 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-15-60-18 от 25.10.2024 г., заявителят е

представил преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1304 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. 4 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 „Запад”.

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

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от 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-30 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 „Запад” 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 (...) 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 (...).

„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 изменение на утвърдената

тарифна структура за обособена територия „Запад“, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОА и търговски), и битови.*

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 с продължителност от 2 години (от 2025 до 2026 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и ще осигури на дружеството възможност 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, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в таблица № 1:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	2474	2313
ОА и търговски	хил. лв.	3058	2859
Битови	хил. лв.	5265	4938
Общо	хил. лв.	10 797	10 109

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

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

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	1051	982
ОА и търговски	хил. лв.	1492	1395
Битови	хил. лв.	2723	2554
Общо	хил. лв.	5267	4931

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

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	10	10
ОА и търговски	хил. лв.	14	14
Битови	хил. лв.	69	72
Общо	хил. лв.	93	96

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в таблица № 4:

Общо разходи по дейности

Таблица № 4

Наименование	Мярка	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	8573	8042	16 615	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	8518	7986	16 504	99%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	55	57	112	1%

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 със съответните 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, като за месеците от текущата година, които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. 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 99% от общия обем разходи и намаляват от 8518 хил. лв. през 2025 г. на 7986 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, прогнозирани с постоянен размер от (...) хил. лв. в годишен аспект, като включват само *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година.

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 в съответствие със стойността им за базисната година, в годишен размер от (...) хил. лв.;

- *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, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. годишно, прогнозирани спрямо стойността им за базисната година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* – в размер на (...) хил. лв., прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година;

- *разходи за наеми* – в размер на (...) хил. лв., прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година. Лицензиантът е представил справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните 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 отчетната и базисната година;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. годишно, прогнозирани 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 отчетната и 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 спрямо стойността им за отчетната и базисната година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Запад“ за периода 2025 – 2026 г. обхваща брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията – (...) бр. и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. София – (...) бр. 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. Персоналът на дружеството е общ за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“, докато разходите за този персонал са разпределени между двете дейности в съотношение (...) % към (...) %.

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

Други разходи, представляващи (...) % от УПР – (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозирани на база стойността им за отчетната и базисната година, като включват: *разходи за охрана на труда*, в размер на (...) хил. лв. годишно; *разходи за маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. годишно; *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, прогнозиран с норма (...) лв./MWh, като възлизат на приблизително (...) хил. лв. средногодишно 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 0,7% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 54,9 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 56,6 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, представляват *разходи за канцеларски материали*, като размерът им от (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, планирани в съответствие с отчетната и базисната година – (...) хил. лв. за 2025 г. и (...) хил. лв. за 2026 г., в т.ч. разходи: *за наеми* – средно по (...) хил. лв. годишно; *за данъци и такси* – средно по (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно по (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – по (...) хил. лв. на годишна база, както и *за вода, отопление и осветление* – средно по (...) 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, планирани спрямо базисната година, 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, планирани спрямо базисната година, като средногодишният им размер е (...) хил. лв. през регулаторния период.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани по (...) хил. лв. годишно в съответствие с отчетната и базисната година, в т.ч. разходи: *за охрана на труда* – (...) лв. годишно; *за маркетинг и реклама* – (...) лв. на годишна база; и *за командировки и обучение на персонала* – (...) лв. на година и *разходи за публикации* – по (...) 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, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

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

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

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

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност,

е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 5 и 6:

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

Таблица № 5

№	Позиция	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, %	2,9%	2,9%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 6

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, %	2,9%	2,9%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2026 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 2,86%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост 2,86%. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява остатъчната главница на дългосрочен заем към основния акционер на дружеството – (...).

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 относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на Българската народна банка (БНБ).

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

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 2,86%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,86%.

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 по групи клиенти в таблици № 7 и 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	MWh/год.	40 406	40 406
ОА и търговски	MWh/год.	44 557	44 557
Битови	MWh/год.	65 564	71 427
Общо:	MWh/год.	150 526	156 389

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 8

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	бр.	38	38
ОА и търговски	бр.	408	408
Битови	бр.	8690	8936
Общо:	бр.	9136	9382

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойностите на коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти не се променят през 2025 и 2026 г. и са: за промишлените клиенти коефициентът в размер на (...), за обществено-административните и търговски клиенти в размер на (...) и за битовите клиенти в размер на (...).

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента намалява за промишлените клиенти от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

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

съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициентите се променят през периода, както следва: за промишлените клиенти намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за обществено-административните и търговски клиенти 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).

Изчислените 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 „Запад“ са посочени в таблица № 9:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	59,26	0,26
ОА и търговски	66,43	0,31
Битови	74,56	1,03

Предложените за утвърждаване от дружество цени, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2025 – 2026 г., са посочени в таблица № 10:

Коригирани цени

Таблица № 10

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	25,17	0,26
ОА и търговски	32,42	0,31
Битови	38,56	1,03

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-18 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени 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 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 ексекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад” са посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

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

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за 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. 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 „Запад”, 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 промишлени клиенти | 25,17 лв./MWh; |
| 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 32,42 лв./MWh; |
| 1.3. За битови клиенти | 38,56 лв./MWh. |

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 5267 хил. лв.; за 2026 г. – 4931 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 150 526 MWh/год.; за 2026 г. – 156 389 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,86%.

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

3.1. За промишлени клиенти	76,15 лв./MWh;
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти	76,20 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти	76,92 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ:	75,89 лв./MWh;
4.2. Цени за снабдяване с природен газ:	
4.2.1. За промишлени клиенти	0,26 лв./MWh;
4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти	0,31 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти	1,03 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 93 хил. лв.; за 2026 г. – 96 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 150 526 MWh/год.; за 2026 г. – 156 389 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,86%.

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

6.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход:

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

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

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

6.3. За битови клиенти 534 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 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

МИЛЕН ДИМИТРОВ

(съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.)