



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 29

от 30.12.2022 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.12.2022 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, доклад с вх. № Е-Дк-2168 от 06.12.2022 г., както и събраните данни от проведените на 15.12.2022 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-1023 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № 3-Е-1198 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявлението на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план. След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-1023 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем, сключени от дружеството; данни за прогнозния брой на персонала и автомобилите на дружеството, по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; подробна обосновка за начина на формиране на различните групи разходи поотделно, по дейности; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи, както и данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ. Със същото писмо на заявителя са дадени указания заложените в електронния модел на цените параметри да отговарят на описаните в бизнес плана и в приложенията към заявлението за утвърждаване на цени данни, както и да посочи дали в представените документи и данни, част от административната преписка, се съдържа

търговска тайна, в случай че има такава – да я посочи и да обоснове по какъв начин разкриването ѝ би могло да навреди на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-60-1023 от 27.10.2022 г. „Аресгаз” ЕАД е представило изисканите данни и документи.

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

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

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закон за енергетиката (ЗЕ), цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-5 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз” ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.

„Аресгаз” ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило разпечатка от интернет страницата на дружеството от 30.08.2022 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 01.09.2022 г.

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

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

През новия регулаторен период „Аресгаз” ЕАД не предвижда промяна на утвърдената тарифна структура за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина, която се състои от две основни групи клиенти: *стопански* и *битови*. Стопанските клиенти са обособени в две

подгрупи, съобразно равномерността на месечното потребление в годишен аспект, а именно: *с равномерно и с неравномерно потребление*, като клиентите с равномерно потребление са организирани в 9 подгрупи, а клиентите с неравномерно потребление в 8 подгрупи.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените за обособената територия „Мизия“ и община Бяла Слатина е с продължителност от 2 години (2023 – 2024 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

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

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

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за

регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 1*

| Клиенти | 2023 г. | 2024 г. |
|-------------|-------------|-------------|
| Стопански | 1900 | 1747 |
| Битови | 834 | 774 |
| Общо | 2734 | 2521 |

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)**Таблица № 2*

| Клиенти | 2023 г. | 2024 г. |
|-------------|------------|------------|
| Стопански | 281 | 281 |
| Битови | 97 | 98 |
| Общо | 378 | 379 |

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в таблица № 3:

*Общо разходи по дейности**Таблица № 3*

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

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

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

разпределен персонал от централен офис Варна ((...) бр.); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един потребител – едно съоръжение“ – за 2023 г. – (...), а за 2024 г. – (...); потребление на природен газ, общо за групите потребители – 143 370 MWh за 2023 г. и 143 496 MWh за 2024 г.

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

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

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

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

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

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

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

- *разходи за данъци и такси*, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

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

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

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

- Договор от (...)

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

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

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

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

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

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

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

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за

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

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

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

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

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;
- *разходи за реклама и маркетинг*, прогнозирани спрямо базовата година, стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;
- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;
- *разходи за публикации*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от (...) лв. за 2023 г. на (...) лв. за 2024 г.

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

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозиран с норма (...) лв./MWh природен газ, съответно (...) хил. лв. годишно през разглеждания период;
- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозиран като (...) % от прогнозната консумация на природен газ, средно в размер на (...) хил. лв. годишно.

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

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

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

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

- *разходи за данъци и такси*, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година, размерът им е средно около (...) хил. лв. годишно;

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

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

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

- *експертните и одиторски разходи* са в размер на (...) хил. лв. на година, а за *вода, отопление и осветление* – средно около (...) хил. лв. годишно.

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

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

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

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

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

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

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

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

- *разходи за публикации*, планирани спрямо базовата година, като стойността им е средно около (...) лв. годишно за регулаторния период.

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

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

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

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно

поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

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

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ.

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

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

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ – услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, съгласно представени копия на Договор № (...) от (...) за предоставяне на транспортни услуги и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...) и до (...). Договорената цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м³ и използван коефициент за преобразуване в енергийни единици: (...) kWh/м³);

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

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

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

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

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и

„снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 4 и 5:

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

Таблица № 4

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

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

Таблица № 5

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

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

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

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

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. е в размер на 5,22%, изчислена при (...) % дял на собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на

капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; 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 Business¹ и на БНБ². 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 безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните-членки от Европейския съюз, за 2022 г. в размер на 0,51, по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, при преобразуването в лостов коефициент, коефициентът запазва размера си от 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горесцитирания източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

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

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

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

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

Прогнозна консумация

Таблица № 6

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

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

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

*Прогнозен брой клиенти**Таблица № 7*

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

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода, както следва: коефициентът за стопанските клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Коефициентът за разпределение на УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициентите не се променят през периода: за стопанските клиенти – (...), за битовите клиенти – (...).

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойностите на коефициентите не се променят през периода: за стопанските клиенти е (...), а за битовите клиенти е (...).

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

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

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

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

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

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

Таблица № 8

| Групи и подгрупи клиенти | Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh) | Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh) |
|-----------------------------------|---|---|
| Стопански: | | |
| <i>С равномерно потребление</i> | | |
| до 106 MWh/год. | 22,15 | 2,35 |
| до 211 MWh/год. | 20,93 | 2,35 |
| до 528 MWh/год. | 19,91 | 2,35 |
| до 1056 MWh/год. | 19,09 | 2,35 |
| до 2112 MWh/год. | 17,97 | 2,35 |
| до 5281 MWh/год. | 16,95 | 2,35 |
| до 10 562 MWh/год. | 15,53 | 2,35 |
| до 52 810 MWh/год. | 12,01 | 2,35 |
| над 52 810 MWh/год. | 9,09 | 2,35 |
| <i>С неравномерно потребление</i> | | |
| до 106 MWh/год. | 31,70 | 2,44 |
| до 211 MWh/год. | 29,86 | 2,44 |
| до 528 MWh/год. | 28,78 | 2,44 |
| до 1056 MWh/год. | 26,08 | 2,44 |
| до 2112 MWh/год. | 23,47 | 2,44 |
| до 5281 MWh/год. | 22,08 | 2,44 |
| до 10 562 MWh/год. | 20,57 | 2,44 |
| над 10 562 MWh/год. | 16,27 | 2,44 |
| Битови | 32,80 | 3,98 |

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

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

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

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

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

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

Цени за присъединяване**Таблица № 9**

| Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход | Цени (лв./клиент) |
|--|----------------------|
| 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 за едно присъединяване, без ДДС.

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

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

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

модел на цените; обосновка за начина на формиране на разходите по икономически елементи и дейности за обособената територия. Дружеството е представило неверителни варианти на посочените приложения.

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

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

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

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

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

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

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2023 г. до 2024 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:**1.1. За стопански клиенти:***С равномерно потребление*

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

С неравномерно потребление

| | |
|-------------------------------|-----------------------|
| до 106 MWh/год. | 31,70 лв./MWh; |
| до 211 MWh/год. | 29,86 лв./MWh; |
| до 528 MWh/год. | 28,78 лв./MWh; |
| до 1056 MWh/год. | 26,08 лв./MWh; |
| до 2112 MWh/год. | 23,47 лв./MWh; |
| до 5281 MWh/год. | 22,08 лв./MWh; |
| до 10 562 MWh/год. | 20,57 лв./MWh; |
| над 10 562 MWh/год. | 16,27 лв./MWh; |
| 1.2. За битови клиенти | 32,80 лв./MWh. |

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:**Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 2734 хил. лв.; за 2024 г. – 2521 хил. лв.;**Количества природен газ:** за 2023 г. – 143 370 MWh/год.; за 2024 г. – 143 496 MWh/год.;**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,22%.**3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:****3.1. За стопански клиенти:***С равномерно потребление* 148,44 лв./MWh;*С неравномерно потребление* 148,53 лв./MWh;**3.2. За битови клиенти** 150,07 лв./MWh.**4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:****4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината):** 146,09 лв./MWh;**4.2. Цени за снабдяване с природен газ:****4.2.1. За стопански клиенти:***С равномерно потребление* 2,35 лв./MWh;*С неравномерно потребление* 2,44 лв./MWh;**4.2.2. За битови клиенти** 3,98 лв./MWh.**4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:****Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 378 хил. лв.; за 2024 г. – 379 хил. лв.;**Количества природен газ:** за 2023 г. – 143 370 MWh/год.; за 2024 г. – 143 496 MWh/год.;**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,22%.

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

5.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

193,28 лв./MWh;

С неравномерно потребление

193,37 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти

194,91 лв./MWh.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Червен бряг: 44,84 лв./MWh.

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

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:

до 0,264 MWh

1491 лв./клиент;

до 0,739 MWh

1716 лв./клиент;

до 4,225 MWh

2228 лв./клиент;

до 21,124 MWh

3520 лв./клиент;

над 21,124 MWh

4224 лв./клиент;

7.2. За битови клиенти

534 лв./клиент.

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

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА