



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



Вх. №...../.....2022 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ДОКЛАД
от
дирекция „Природен газ“
и дирекция „Правна“

Относно: *Заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2023 – 2024 г.*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-1026 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 и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № 3-Е-1199 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 заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-1026 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните 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; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни 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; данни за броя на персонала по години и броя на автомобилите, планирани за използване за дейността „разпределение на природен газ“; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените, както и подробна обосновка за начина на

формиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени по лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал. 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, а ако 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-15-60-1026 от 27.10.2022 г., заявителят е представил изискваните данни и документи.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

За обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-132-08 от 26.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-132-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, издадени със срок до 26.02.2039 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона 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-4 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, както и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище за регулаторен период от 2021 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 може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил: Приложение № (...), съдържащо споразумение за защита на лични данни и Приложение № (...), съдържащо годишна програма по горесцитирания 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, която се състои от две групи клиенти: *стопански* и *битови*, като стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно потреблението им – *равномерно* и *неравномерно*, като всяка от тях, в зависимост от годишната консумация, е разделена на 8 подгрупи.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2023 до 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 от дружеството по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	5189	4629
Битови	3272	2947
Общо	8461	7575

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

Таблица № 2

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Стопански	644	643
Битови	385	380
Общо	1029	1023

2.1. Разходи

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

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

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

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 прогнозираны 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, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозиран разходите си за периода 2023 – 2024 г. въз основа на стойностите им от базовата година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2021 г. и през част от 2022 г., като за месеците от 2022 г., 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, както следва: 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 – 376 981 MWh за 2023 г. и 377 222 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 за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, увеличават се от (...) хил. лв. за 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г. При осъществяване на лицензионните си дейности, дружеството използва два автомобила;

- *разходи за канцеларски материали*, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

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

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

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

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана и се променят от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- *разходи за наеми*, нарастват от (...) хил. лв. на (...) хил. лв. в края на регулаторния период, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството е представило следните копия на документи във връзка с цитираните прогнозирани разходи:

- Договор за наем № (...) от (...), (...);

- Договор № (...) за наем на недвижим имот от (...), (...);

- Договор за отдаване под наем на помещение (...);

- Договор за наем от (...), (...).

- *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*, планирани в размер на (...) лв. годишно през регулаторния период, в съответствие със стойността им за базовата година;

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

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, средно по около (...) лв. на месец/офис.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 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 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление,

прогнозираны в съответствие със стойността им за отчетната и базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2023 – 2024 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Добруджа“ директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 2/3 (...) служители) от броя на персонала, зает в централния офис условно е отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от (...) служители, очакваният брой на персонала за регулаторния период е (...) служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.12.2021 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заеманите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договор. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Като за персонала, нает по граждански договори дружеството извършва 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.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Социални разходи – в размер (...) % от УПР за дейността и (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения, планирани около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период.

Други разходи представляват (...) % от УПР, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година, като включват:

- *разходи за охрана на труда*, планирани в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- *разходи за маркетинг и реклама*, прогнозираны в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. през 2024 г.;

- *разходи за командировки и обучение на персонала*, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. за 2024 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозираны средно в размер на около (...) 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*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма (...) лв./MWh, като възлизат на около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период;

- *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 (...) % от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и намаляват на (...) хил. лв. за 2024 г.

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

Разходи за материали, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като средният им размер от около (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Включват *разходи за горива за автотранспорт* – средно около (...) лв. годишно и *разходи за канцеларски материали* – средно около (...) лв. годишно.

Разходите за външни услуги – (...) % от разходите за дейността, планирани (...) хил. лв. за 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват: *разходи за наеми* – средно (...) хил. лв. годишно, *за данъци и такси „снабдяване“* – средно (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – (...) хил. лв. на годишна база; *както и разходи за вода, отопление и осветление* – средно (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

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

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на (...) % от разходите за заплати и възнаграждения, като размерът им от около (...) хил. лв. през 2023 г. се увеличава на около (...) хил. лв. през 2024 г.

Социални разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., прогнозирани в размер на (...) % от разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., включват разходи за: *охрана на труда* – средно (...) хил. лв. годишно; *маркетинг и реклама* – средно (...) хил. лв. на годишна база; *командировки и обучение на персонала* – средно (...) лв. на година и *публикации* – средно (...) лв. годишно.

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

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

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, 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 подгриване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия „Добруджа“ и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Тервел със сгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“. Избраният способ за снабдяване с природен газ е обусловен от редица фактори: отдалеченост на общината и административния център от преносната мрежа на страната, както и липси на: инвестиционни намерения на преносния оператор за изграждане на отклонение от преносната мрежа, големи промишлени потребители на природен газ със значима консумация; икономическа целесъобразност за реализация на мащабни проекти за газификация, включващи довеждащ газопровод; заявени значими инвестиционни проекти за нови производства/стопанска дейност на територията на общината; значим стопански живот и активност. През 2008 г., в резултат на проведени технико-икономически проучвания заявителят е установил възможност клиентите на административния център да бъдат снабдявани със СПГ, като алтернатива на конвенционалния метод, за да бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник. Към настоящия момент, към изградената в гр. Тервел ГРМ са присъединени девет стопански клиенти и десет битови клиенти. Изградената ГРМ в гр. Тервел осигурява достъпност и използваемост на услугите на дружеството и за много други клиенти, които, поради различни причини от систематичен характер не са се присъединили към ГРМ.

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

Компресиране на природен газ. Услугата се извършва от (...), договорената цена е в размер на (...) лв./MWh, съгласно представен Договор № (...) от (...), със срок на действие до (...), който се подновява автоматично за още една година, ако някоя от страните изрично не е поискала прекратяване, преди изтичането на срока му.

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

Декомпресиране на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресираща транспортирания компресиран природен газ.

Подгриване на природния газ. Извършва се на горецитираната площадка за декомпресиране и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден ГРМ. Измерването на природния газ за подгриване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Прогнозното количество природен газ, използван за подгриване през 2022 г. е в размер на (...) MWh, на стойност (...) лв., а общото прогнозно количество закупен газ за гр. Тервел е в размер на (...) MWh, съответно, прогнозната стойност на природния газ, използван за подгриване през 2022 г. е в размер на (...) лв./MWh, изчислена като частно на общия разход и общото количество.

Предвид горното, „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Тервел да бъде в размер на **40,68 лв./MWh** без ДДС.

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

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2023 г.	2024 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, преди данъчно облагане	5,22%	5,22%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	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.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,22%	5,22%
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, 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

За периода 2023 – 2024 г., като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционната програма.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2023 – 2024 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 5,22%, изчислена при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, при отчитане на данъчните задължения. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява оставащия към момента на изготвяне на предложението за цени, размер на сумата за съответните години по договор за финансов лизинг за придобиване на актив. По своята същност, цитираният заем не представлява предвиден от заявителя привлечен капитал, а има по-скоро статистически характер, като отразява действителното състояние на този параметър.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информацията 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, 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

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

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

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 от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, след данъчно облагане, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 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 клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Стопански:	MWh/год.	(...)	(...)
<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.	(...)	(...)
Общо	MWh/год.	376 981	377 222

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, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

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 по групи не се променя през периода, за стопанските клиенти е (...), за битовите клиенти – (...).

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните

клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента по групи остава непроменена през периода: за стопанските клиенти – (...), а за битовите клиенти – (...).

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 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.

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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в таблица № 8:

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

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Стопански:		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	21,76	2,34
до 211 MWh/год.	20,81	2,34
до 528 MWh/год.	19,11	2,34
до 1056 MWh/год.	17,54	2,34
до 2112 MWh/год.	16,88	2,34
до 5281 MWh/год.	15,99	2,34
до 10 562 MWh/год.	15,33	2,34
над 10 562 MWh/год.	10,76	2,34
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	27,86	2,41
до 211 MWh/год.	26,22	2,41
до 528 MWh/год.	24,68	2,41
до 1056 MWh/год.	24,03	2,41
до 2112 MWh/год.	23,14	2,41
до 5281 MWh/год.	22,49	2,41
до 10 562 MWh/год.	21,72	2,41
над 10 562 MWh/год.	19,52	2,41
Битови	29,59	3,64

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Тервел е в размер на **40,68 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-1026 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 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 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 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; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния проект от общината; 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 са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./присъединяване)
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-15-60-1026 г. 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 „коэффициенти за разпределение на постоянните приходи“; справка № 11 необходими 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“; справка № 12-Б цени за дейност „снабдяване“. В тази връзка дружеството е представило неверителен 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 подгряване на природния газ, формиращи ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ; данни за броя на 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 доклада и 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.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните

РЕШЕНИЯ:

- 1. Да приеме настоящия доклад и проект на решение;**
- 2. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката;**
- 3. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;**
- 4. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Аресгаз” ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;**
- 5. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;**
- 6. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;**
- 7. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.**

Приложение: проект на решение.