



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

Комисия за енергийно  
и водно регулиране



## **РЕШЕНИЕ**

**№ Ц – 4**

**от 07.01.2021 г.**

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 07.01.2021 г., като разгледа подаденото от „Аресгаз” ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 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-15-60-37 от 30.09.2020 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 2021 г. – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-181 от 06.10.2020 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 пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ, 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. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-37 от 07.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз” ЕАД да предостави следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ на дружеството за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, със съответните приложения и справки, с обособени подгрупи клиенти в енергийни единици; електронен модел на цените, в който обособените подгрупи на стопански клиенти да са в енергийни единици; обосновка за продължителността на предложени 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 на офиси на дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване 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, както и обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал” от електронния модел на цените.

С писмо с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи, както и заявление с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г. за утвърждаване на цени, в което подгрупите клиенти са обособени в енергийни единици, а предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ е променена в съответствие със сключен от дружеството нов договор за закупуване на компресиран природен газ.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 6 от Протокол № 265 от 09.12.2020 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 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения 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. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

**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-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“ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, издадени за срок до 26.02.2039 г.

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

С Решение № Ц-36 от 22.12.2017 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 2018 г. до 2020 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 копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, бр. 244 от 28.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 155-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2021 г. до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Заявителят е представил и договор за покупко-продажба на природен газ, сключен на 24.10.2019 г. между „Черноморска газова компания“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД със срок на действие до 31.12.2021 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията 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 предлага 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.

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 от 2 години (от 2021 г. до 2022 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 двегодишен регулаторен период, дружеството счита, че в условията на пандемична обстановка, в която е изготвено предложението за утвърждаване на цени, средносрочните и дългосрочни прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. Според „Аресгаз“ ЕАД е 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. Това налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че регулаторен период от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според дружеството, двегодишен регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който „Аресгаз“ ЕАД 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 лицензионните територии, 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 емпирична 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, да изпълнява одобрения бизнес план, 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 2 години ще даде възможност на „Аресгаз“ ЕАД да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2022 г.

Предвид горното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2021 г. до 2022 г.) е в съответствие с разпоредбите на НРЦПГ.

### **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 за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи по години, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

Клиенти	2021 г.	2022 г.
Стопански	4830	4758
Битови	2902	3058
<b>Общо</b>	<b>7732</b>	<b>7816</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	2021 г.	2022 г.
Стопански	75	77
Битови	152	157
<b>Общо</b>	<b>227</b>	<b>234</b>

## 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 (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

Наименование	2021 г.	2022 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	<b>6073</b>	<b>6311</b>	<b>12 384</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	5937	6172	12 109	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	136	139	275	2%

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно 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 2021 г. – 2022 г. въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). Влияние върху стойностите на разходите оказват: консумацията на природен газ; броят на клиентите по групи; цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговци на природен газ; броят на персонала, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; броят на офисите, складовите площи и транспортните средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите, както и броят на потенциалните клиенти.

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

### 2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 98% от общия обем разходи и се увеличават от 5937 хил. лв. през 2021 г. на 6172 хил. лв. през 2022 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99,6% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

*Разходите за материали* представляват 0,34% от УПР за дейността, увеличават се през регулаторния период от 20 хил. лв. на 21 хил. лв. и включват:

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година – 0,78 хил. лв. за 2021 г. и 0,85 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за канцеларски материали*, нарастват от 19 хил. лв. през 2021 г. на 21 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

*Разходите за външни услуги* представляват 15% от УПР и нарастват от 904 хил. лв. през 2021 г. на 938 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи, като нарастват от 18,8 хил. лв. през 2021 г. на 19,1 хил. лв. през 2022 г.;

- *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. Нарастват от 6,4 хил. лв. през 2021 г. на 6,5 хил. лв. през 2022 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 88 хил. лв. за 2021 г. и 91 хил. лв. за 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на 572 хил. лв. за 2021 г. и 582 хил. лв. за 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана и се променят от 9 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за наеми*, нарастват от 83 хил. лв. на 91 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 договори:

- договор за наем на недвижим имот, сключен на 30.06.2017 г. между „Аресгаз“ АД и „Сити Гардън“ ЕООД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на обект в Търговски комплекс „Пазарище“, находящ се в гр. Аксаково, обл. Варна. Заявителят е представил анекс към цитирания договор, според който срокът на договора е две години, считано от 30.12.2018 г., датата на подписване на анекса;

- договор № 121 за наем на недвижим имот от 05.11.2019 г., сключен между „Бел Ком Инвест“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на имот – офис помещение, находящ се в гр. Белослав. Договорът влиза в сила от 01.01.2020 г. и е със срок една година. Представено и Приложение № 1 към договор № 121 от 05.11.2019 г. за осигуряване на месечна поддръжка на имота за сметка увеличаване на наема;

- договор за отдаване под наем на помещение общинска собственост, сключен на 01.07.2020 г. между Община Провадия и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на помещение – офис, разположено в сграда частна общинска собственост, находящо се в гр. Провадия. Договорът е сключен за срок от 5 години;

- договор за наем № 101 от 09.11.2016 г., сключен между частни лица и „Аресгаз“ ЕАД с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на недвижим имот за офис. Договорът е сключен за срок от пет години;

- договор за наем от 07.07.2016 г., сключен между Териториална организация на научно-техническите съюзи – Варна и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем на обект, състоящ се от 12 бр. стаи, сервизно помещение и коридор, помещение на партерния етаж и складово помещение. Към договора за наем е сключено допълнително споразумение от 01.04.2020 г., съгласно което срокът на договора се удължава до 30.03.2021 г.

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 57 хил. лв. през 2021 г. и 63 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на около 1000 лв. годишно през регулаторния период, в съответствие със стойността им за базовата година;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на 42 хил. лв. през 2021 г. и 46 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на 28 хил. лв. през 2021 г. и 29 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

*Разходите за амортизации* представляват 73% от УПР, като се увеличават от 4325 хил. лв. през 2021 г. на 4474 хил. лв. през 2022 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 8,6% от УПР и нарастват от 508 хил. лв. през 2021 г. на 533 хил. лв. през 2022 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 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 от броя на персонала, зает в централния офис може условно да бъде отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от 13 служители, очакваният брой на персонала към края на 2021 г. и 2022 г. е 28 служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.08.2020 г., като не се предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански 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. 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 1,3% от УПР, като нарастват от 78 хил. лв. през 2021 г. на 81 хил. лв. през 2022 г.

*Социални разходи* – в размер на 0,1% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността и в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения, като са в размер на около 5 хил. лв. годишно през регулаторния период.

*Други разходи* представляват 1,4% от УПР, нарастват от 74 хил. лв. през 2021 г. на 94 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като включват:

- *разходи за охрана на труд*, планирани в размер на 20 хил. лв. за 2021 г. и 22 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за маркетинг и реклама*, планирани в размер на 28 хил. лв. за 2021 г. и 37 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за командировки*, нарастват от 25 хил. лв. през 2021 г. на 34 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозирани в размер на около 1000 лв. на година за периода.

***Променливите разходи***, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват около 0,4% от общите разходи за тази дейност, 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 0,37 лв./1000 м<sup>3</sup>, като през 2021 г. възлизат на 14,7 хил. лв., а през 2022 г. – 15,4 хил. лв.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 2% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 136 хил. лв. за 2021 г. и се увеличават на 139 хил. лв. за 2022 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:

**Разходи за материали**, с относителен дял 2% от разходите за дейността, като размерът им от около 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период.

**Разходите за външни услуги** са 22% от разходите за дейността, планирани в размер от 29 хил. лв. през 2021 г., като се увеличават на 31 хил. лв. през 2022 г. Те включват *разходи за наеми, за данъци и такси „снабдяване“, пощенски разходи, телефони и абонаменти, за експертни и одиторски услуги, както и разходи за вода, отопление и осветление.*

**Разходите за амортизации** представляват 21% от разходите, предвидени за дейността и намаляват от 31 хил. лв. през 2021 г. на 27 хил. лв. през 2022 г.

**Разходи за заплати и възнаграждения**, с относителен дял 42% от разходите за дейността, като размерът им от 56 хил. лв. през 2021 г. нараства на 59 хил. лв. през 2022 г.

**Разходи за социални осигуровки**, прогнозираны в размер на 6% от разходите за заплати и възнаграждения, като размерът им е около 9 хил. лв. годишно през периода.

**Социални разходи**, с относителен дял 0,4% от разходите за дейността, като се увеличават от 0,56 хил. лв. през 2021 г. на 0,59 хил. лв. през 2022 г., прогнозираны в размер на 1% от разходите за заплати и възнаграждения.

**Други разходи**, с относителен дял 6,7% от разходите за дейността, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.

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 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива; работно облекло; 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; маркетинг и реклама; публикации, както и експертни и одиторски разходи;

- на 100% 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, както и загуби на газ по мрежата;

- на 100% 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 подгръване на природен газ.

„Аресгаз“ ЕАД снабдява със сгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“ клиенти от община Тервел, поради липса на връзка с газопрееносната система. В тази връзка дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите от извършваните дейности са, както следва:

**Компресиране на природен газ.** До месец септември 2020 г. дружеството е закупувало компресиран природен газ от фирма „Атанасов груп“ ЕООД, гр. Добрич (съгласно Договор № 91 от 01.11.2012 г. и допълнителни споразумения – 6 бр., съгласно последното допълнително споразумение, срокът на договора за доставка на компресиран природен газ се удължава до 01.09.2020 г.), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на 7,76 лв./MWh (82 лв./1000 м<sup>3</sup>, при използван коефициент за преобразуване в енергийни единици 10,562 kWh/м<sup>3</sup>), както и цена за пренос и достъп до газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С оглед на невъзможност за продължаване на договора с „Атанасов груп“ ЕООД, както и с цел осигуряване на непрекъснатост на доставките на природен газ към своите клиенти, в края на месец септември 2020 г. заявителят е сключил нов договор за

закупуване на компресиран природен газ с фирма „Проучване и добив на нефт и газ“ АД (съгласно Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ от 28.09.2020 г.), гр. София, при цена за компресиране 7,57 лв./MWh (80 лв./1000 м<sup>3</sup>), от която ползва отстъпка от 3% или 7,35 лв./MWh.

**Транспорт на компресиран (съгъстен) природен газ.** Услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД (съгласно Договор № 135 от 16.12.2019 г. за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ), а договорната цена е в размер на 29,35 лв./MWh (310 лв./1000 м<sup>3</sup>).

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

**Подгръване на природния газ.** Извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Тервел 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 подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгръване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата по чл. 19а от НРЦПГ.

При така договорените цени до края на месец септември 2020 г., стойността на компонентата за снабдяване със СПГ е 37,11 лв./MWh (392 лв./1000 м<sup>3</sup>), като съответства на предложената ценова компонента за тази дейност в първоначално депозираното от дружеството заявление за цени. Във връзка с настъпилата промяна на договора за закупуване на компресиран природен газ, с депозираното второ заявление за утвърждаване на цени, дружеството е променило стойността на предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ за клиенти, снабдявани със СПГ на територията на община Тервел на 36,70 лв./MWh (387,60 лв./1000 м<sup>3</sup>).

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за лицензионната територия на община Тервел, обслужвана от „Аресгаз“ ЕАД да бъде в размер на **36,70 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 се направи извода, 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 Таблицы № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	33 504	31 025
2.	Балансова стойност на ДНА	1060	939
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	4501	4461
4.	Необходим оборотен капитал	201	212
5.	Регулаторна база на активите	30 265	27 716
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,93%	5,93%
7.	Възвръщаемост	1795	1644
8.	Разходи, в т.ч.:	5937	6172
8.1.	УПР	5913	6147
8.2.	Променливи разходи	24	25

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

*Таблица № 5*



№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	19	26
2.	Балансова стойност на ДНА	107	93
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	1413	1487
5.	Регулаторна база на активите	1539	1606
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,93%	5,93%
7.	Възвръщаемост	91	95
8.	Разходи, в т.ч.:	136	139
8.1.	УПР	136	139
8.2.	Променливи разходи	0	0

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

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.

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2022 г. са в размер на 3811 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2377 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1434 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

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 инвестиционните програми.

Предложената от „Аресгаз” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 г. – 2022 г. е 5,93%, изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34%, 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  $\beta$  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 Business<sup>1</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>2</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз” ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за

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

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

страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз” ЕАД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Аресгаз” ЕАД, безлостовият коефициент остава непроменен. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 г. от горепосочения 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 Република България. Премията е в размер на 0,2706%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2019 г. – август 2020 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,94%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 6,25%, с отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34% 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 по групи клиенти в Таблици № 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
<b>Стопански:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>305 126</b>	<b>319 715</b>
<i>С равномерно потребление</i>	MWh/год.	210 818	220 752
<i>С неравномерно потребление</i>	MWh/год.	94 309	98 964
<b>Битови</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>113 307</b>	<b>119 880</b>
<b>Общо</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>418 433</b>	<b>439 595</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
<b>Стопански:</b>	<b>бр.</b>	<b>853</b>	<b>855</b>
<i>С равномерно потребление</i>	бр.	92	92
<i>С неравномерно потребление</i>	бр.	761	763
<b>Битови</b>	<b>бр.</b>	<b>12 957</b>	<b>13 614</b>
<b>Общо</b>	<b>бр.</b>	<b>13 810</b>	<b>14 469</b>

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: за стопанските клиенти коефициентът намалява от 0,624 през 2021 г. на 0,608 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,376 през 2021 г. на 0,392 през 2022 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 се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,062 през 2021 г. на 0,059 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,938 през 2021 г. на 0,941 през 2022 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи двете основни клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,729 през 2021 г. на 0,727 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,271 през 2021 г. на 0,273 през 2022 г.

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)
<b>Стопански:</b>		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	19,61	0,22
до 211 MWh/год.	18,76	0,22
до 528 MWh/год.	17,24	0,22
до 1056 MWh/год.	15,83	0,22
до 2112 MWh/год.	15,24	0,22
до 5281 MWh/год.	14,44	0,22
до 10 562 MWh/год.	13,85	0,22
над 10 562 MWh/год.	9,75	0,22
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	24,73	0,29
до 211 MWh/год.	23,28	0,29
до 528 MWh/год.	21,92	0,29
до 1056 MWh/год.	21,34	0,29
до 2112 MWh/год.	20,56	0,29
до 5281 MWh/год.	19,98	0,29
до 10 562 MWh/год.	19,30	0,29
над 10 562 MWh/год.	17,36	0,29
<b>Битови</b>	25,56	1,33

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на **36,70 лв./MWh** за всички групи клиенти на територията на община Тервел.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените 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 2021 – 2022 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 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**

<b>Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход</b>	<b>Цени (лв./присъединяване)</b>
<b>Стопански :</b>	
до 0,264 MWh	1355
до 0,739 MWh	1560
до 4,225 MWh	2025
до 21,124 MWh	3200
над 21,124 MWh	3840
<b>Битови</b>	<b>485</b>

*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.

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 01.02.2021 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 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.

19,61 лв./MWh;

до 211 MWh/год.

18,76 лв./MWh;

до 528 MWh/год.	17,24 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	15,83 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	15,24 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	14,44 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	13,85 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	9,75 лв./MWh.

*С неравномерно потребление*

до 106 MWh/год.	24,73 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	23,28 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	21,92 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	21,34 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	20,56 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	19,98 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	19,30 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	17,36 лв./MWh;

**1.2. За битови клиенти**

25,56 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2021 г. – 7732 хил. лв.; за 2022 г. – 7816 хил. лв.

**Количества природен газ:** за 2021 г. – 418 433 MWh/год.; за 2022 г. – 439 595 MWh/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,93%.

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

**3.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление* 27,15 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 27,22 лв./MWh;

**3.2. За битови клиенти**

28,26 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):** 26,93 лв./MWh;

**4.2. Цени за снабдяване с природен газ:**

**4.2.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление* 0,22 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 0,29 лв./MWh;

**4.2.2. За битови клиенти**

1,33 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2021 г. – 227 хил. лв.; за 2022 г. – 234 хил. лв.

**Количества природен газ:** за 2021 г. – 418 433 MWh/год.; за 2022 г. – 439 595 MWh/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала:** 5,93%.

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

**5.1. За стопански клиенти:**

*С равномерно потребление* 63,85 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 63,92 лв./MWh;

**5.2. За битови клиенти**

64,96 лв./MWh.

**6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел, 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 Тервел: 36,70 лв./MWh.

**7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, както следва:**

**7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:**

до 0,264 MWh	1355 лв./клиент;
до 0,739 MWh	1560 лв./клиент;
до 4,225 MWh	2025 лв./клиент;
до 21,124 MWh	3200 лв./клиент;
над 21,124 MWh	3840 лв./клиент;

**7.2. За битови клиенти**

485 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 (четирнадесет) дневен срок.**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**