



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 34

от 18.08.2016 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 18.08.2016 г., като разгледа подадените от „Черноморска технологична компания” АД (ново наименование „Аресгаз” АД) заявления за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Запад” за регулаторен период от 2016 до 2020 г. включително, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Черноморска технологична компания” АД (ЧТК АД) с вх. № Е-15-24-27 от 07.12.2015 г., изменено със заявления с вх. № Е-15-24-27 от 15.02.2016 г. и от 09.03.2016 г. за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” по групи клиенти, и пределни цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа по групи и подгрупи клиенти за обособена територия „Запад” за регулаторен период 2016-2020 г.

Със Заповед № З-Е-247 от 11.12.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ).

С писмо с изх. № Е-15-24-27 от 05.02.2016 г. на КЕВР е изискана допълнителна информация, корекции и обосновки относно актуализиране на параметрите на електронния модел на цените с отчетни данни за базовата 2015 г.; коригирани разходи за покупка на природен газ със заложена цена на обществения доставчик за съответното тримесечие; коригирани прогнозни финансови отчети за периода 2016-2020 г.; предварителни неаудирани годишни финансови отчети (ГФО) за 2015 г. на ЧТК АД и на „Рила газ” ЕАД; подробна обосновка за начина на формиране на разходите по икономически елементи за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

С писмо с вх. № Е-15-24-27 от 15.02.2016 г. дружеството е представило изисканата информация, както и изменено заявление за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” по групи клиенти и пределни цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството по групи и подгрупи клиенти.

С писмо с вх. № Е-15-24-27 от 09.03.2016 г. ЧТК АД е представило коригирано заявление за утвърждаване на цени, поради допуснатата техническа неточност в предишното заявление, както е приложило и допълнителна обосновка за предложените цени за дейността „разпределение на природен газ”.

С писмо с вх. № Е-15-24-13 от 28.04.2016 г. дружеството е представило ГФО за 2015 г., ведно с приложенията към тях, както и одиторските доклади за ЧТК АД и „Рила газ“ ЕАД.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-218 от 14.07.2016 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са приети от КЕВР с решение по Протокол № 162 от 21.07.2016 г., т. 1 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 28.07.2016 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Аресгаз“ АД са заявили, че са съгласни с доклада и нямат възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане, на което представителите на „Аресгаз“ АД и на община Перник са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. В определения 14-дневен срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ за предоставяне на становища от заинтересованите лица в КЕВР не са постъпили такива.

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

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 преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Л-462 от 18.03.2016 г. КЕВР е дала разрешение за преобразуване на лицензиант чрез вливане на дружеството „Рила газ“ ЕАД в дружеството ЧТК АД. Със същото решение Комисията е издала на ЧТК АД, ново наименование „Аресгаз“ АД, лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Запад“, които влизат в сила от датата на вписване на преобразуването в Търговския регистър. С т. 7 на посоченото решение КЕВР е указала на дружеството до утвърждаване на нови цени за обособена територия „Запад“ да прилага цените, утвърдени с Решение № Ц-21 от 29.06.2015 г. на Комисията.

С писмо с вх. № Е-ЗЛР-Р-83 от 11.07.2016 г. „Аресгаз“ АД е уведомило КЕВР, че е извършено преобразуване чрез вливане на дружеството „Рила газ“ ЕАД в дружеството ЧТК АД, което е вписано в Търговския регистър към Агенцията по вписванията на 07.07.2016 г. След извършеното преобразуване ЧТК АД е с променено наименование, а именно: „Аресгаз“ АД, както и с променен адрес на управление. „Аресгаз“ АД посочва, че в резултат на преобразуването „Рила газ“ ЕАД е прекратено без ликвидация, а „Аресгаз“ АД е универсален правопреемник на всички права и задължения, права на собственост, страна по всички договорни правоотношения и права на лицензиант по лицензиите за „разпределение на природен газ“ и за „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Запад“.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от НРЦПГ, съгласно която в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, крайният снабдител оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. Дружеството е представило доказателства за оповестяване на предложените цени в средствата за масово осведомяване, като съобщението е публикувано на 27 ноември 2015 г. на втора страница във вестник „Струма“.

Предложената от „Аресгаз“ АД, тарифна структура отразява разходите, извършени от дружеството за отделните групи и подгрупи клиенти. В зависимост от

цели, за които се ползва природният газ, клиентите са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни (ОА) и търговски, и битови. Дружеството не предвижда промени в основните клиентски групи, спрямо предходния регулаторен период. Предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според която енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията 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.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2016-2020 г. включително), 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.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосновани 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, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблици № № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	3 545	3 442	3 351	3 287	3 213
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	2 163	2 098	2 043	2 002	1 956
Битови клиенти	хил. лв.	3 095	3 011	2 939	2 888	2 829
Общо:	хил. лв.	8 803	8 551	8 333	8 177	7 997

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	44	43	41	40	42
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	27	24	23	22	21
Битови клиенти	хил. лв.	63	64	65	66	67
Общо:	хил. лв.	134	131	128	128	129

В приложената към писмо с вх. № Е-15-24-27 от 09.03.2016 г. обосновка дружеството посочва, че получените цени за дейността „разпределение на природен газ“ в резултат от прилагането на модел „горна граница на цени“ са на равнище, което ги прави неприложими и социално-икономически неприемливи от крайните клиенти. Това е вследствие на взаимовръзката между основни ценообразуващи параметри в модела (инвестиции и консумация на природен газ). Към края на 2015 г. тези два параметъра са в значителен дисбаланс - инвестициите в дълготрайни активи (ДА) са на много високо равнище, а консумацията от всички групи клиенти – на много ниско. Инвестициите в ГРМ и дължината на изградената мрежа осигуряват възможност на значителен брой клиенти да се присъединят незабавно, без ново строителство по програма „газ-експрес“. Въпреки атрактивните маркетингови кампании и промоционални оферти, този потенциал не се реализира към момента, което води до силно влошени финансово-икономически параметри и генериране на значителни отрицателни парични потоци на обособена територия „Запад“. С оглед намиране на оптимален баланс между интересите на крайните клиенти и интересите на дружеството като инвеститор и енергийно предприятие, предоставящо услуги от обществен интерес, както и с цел оптимизиране на дейността и следвайки

принципите за ефективност и социална отговорност, заявителят при прилагането на модела за цени за новия регулаторен период 2016-2020 г. използва коригиращи коефициенти, които да дадат възможност да бъдат предложени пределни цени, социално поносими и несъздаващи предпоставки за социално напрежение. Коригиращите коефициенти са приложени към параметъра „необходими годишни приходи” и са отрицателна величина. Те намаляват необходимите годишни приходи до размер, който да позволи на дружеството да получи социално ориентирани крайни цени, които не превишават чувствително действащите към момента и отчитат спецификата на територията, като в същото време биха намалили отрицателните парични потоци, генерирани от дейността на тази територия. Коригиращите коефициенти намаляват резултативните необходими годишни приходи от модела до размер, представляващ база на предложените цени. Коефициентите са следните: промишлени клиенти – 29.94%; ОА и търговски клиенти – 61.95%; битови клиенти – 77.03%. Коригиращите коефициенти и предложените в резултат пределни цени дават възможност на крайните потребители да се възползват от предимствата на природния газ като енергиен източник и са предпоставка за възходящ темп на развитие на газификацията в следващите години. Те спомагат за постигане на по-добър баланс между входящите и изходящите парични потоци, което ще даде възможност на дружеството да изпълнява по-ефективно лицензионните си дейности.

Намалените необходими приходи, разпределени по групи клиенти са представени в Таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ”

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	2 484	2 411	2 348	2 303	2 251
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	823	798	777	762	744
Битови клиенти	хил. лв.	711	692	675	663	650
Общо:	хил. лв.	4 018	3 901	3 800	3 728	3 645

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ, съгласно който видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата.

В Таблица № 4 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за периода на бизнес плана:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 4

Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Общо	%
Общо разходи в т.ч.:	5 099	5 154	5 208	5 287	5 299	26 047	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	4 998	5 056	5 114	5 193	5 206	25 566	98%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	102	98	95	94	93	481	2%

Разходите за лицензионните дейности за периода на бизнес плана са прогнозирани въз основа на отчетната им стойност от базовата година, индексирани с процент, отразяващ непредвидени обстоятелства и фактори към момента на съставянето на бизнес плана. Влияние върху стойността на разходите оказват: консумацията на природен газ; броят клиенти по групи; цената на природния газ, доставян от обществения доставчик; броят на персонала, необходим за управление и

експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; броят на офисите, складовите площи и транспортни средства; дължината на ГРМ и броят на съоръженията, монтирани при клиентите; броят на потенциалните клиенти. Разходите са разпределени в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, дружеството 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, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ” нарастват от 4 998 хил. лв. през 2016 г. на 5 206 хил. лв. през 2020 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99.7% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ”. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 1% от УПР за дейността и се увеличават през регулаторния период от 52 хил. лв. за 2016 г. на 53 хил. лв. за 2020 г. Те включват:

- горива за автотранспорт, прогнозирани в размер на 2 520 лв./годишно за всеки автомобил (17 бр.). За изчисляване са използвани: изминати километри за месец – 2000 км, среден разход на гориво на 100 км – 7 литра, средна цена на горивото – 1.50 лв.;

- канцеларски материали, прогнозирани в зависимост от броя на офисите, в размер на 1 200 лв./год. за всеки офис;

- материали за текущо поддържане, за осигуряване нуждата от материали за експлоатацията на ГРМ, прогнозирани като сума от 0.01% от стойността на изградените линейни участъци и 0.02% от стойността на изградените съоръжения.

Разходите за външни услуги представляват 8% от УПР и се увеличават от 372 хил. лв. през 2016 г. на 403 хил. лв. през 2020 г. Тези разходи включват:

- застраховки, за сключване на задължителни застраховки в съответствие със ЗЕ и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, прогнозирани в размер на 0.07% от стойността на нетекущите активи;

- данъци и такси, прогнозирани за заплащане на лицензионни такси в съответствие с Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, както и за заплащане на дължими местни данъци и такси;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, за осигуряване ежедневната оперативна работа на всеки офис, прогнозирани в зависимост от броя на офисите, в размер на 4 200 лв./год. за всеки офис;

- абонаментно поддържане, за абонаментното поддържане на ГРМ и съоръженията и аварийна готовност, прогнозирани на база: дължината на обслужваната мрежа, в размер на 0.53 лв./год. за всеки метър ГРМ; въоръжена и противопожарна охрана за осигуряване целостта и сигурността на ГРМ и съоръженията и в зависимост от броя на офисите, в размер на 560 лв./год. за всеки офис;

- наеми, прогнозирани за използването на офиси и складови площи за ефективното изпълнение на лицензионните дейности, като включват наем на офиси и

складови бази в зависимост от броя на офисите, в размер на 11 700 лв./год. за всеки офис;

- проверка на уреди, за метрологични проверки на експлоатираните съоръжения съгласно Закона за измерванията, прогнозирани в размер на 8 лв./г. за всяко въведено в експлоатация стопанско съоръжение и по 1.5 лв./г. за всяко въведено в експлоатация битово съоръжение;

- съдебни разходи, за евентуални съдебни дела във връзка с неизпълнение на договорни задължения, прогнозирани на стойност в размер на 1 000 лв./год.;

- експертни и одиторски разходи, за експертни, консултантски услуги и за одитиране на годишните отчети, прогнозирани на стойност в размер на 30 000 лв./год.;

- вода, отопление и осветление, за осигуряване нормалната ежедневна оперативна дейност на офисите и складовите площи, прогнозирани в зависимост от броя на офисите, в размер на 2 500 лв./год. за всеки офис.

Разходите за амортизации представляват 83% от УПР и се увеличават от 4 142 хил. лв. през 2016 г. на 4 314 хил. лв. през 2020 г. Разходите за амортизации на ДА са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ, при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 7% от УПР и остават на ниво от 338 хил. лв. годишно през регулаторния период. Тези разходи включват разходите за заплати и възнаграждения на служители в различните отдели, необходими за нормалното и ефективно осъществяване на лицензионните дейности.

Разходите за социални осигуровки са 1% от УПР и остават на ниво от 44 хил. лв. годишно през целия регулаторен период, като включват разходи за социални осигуровки, начислявани върху заплатите и възнагражденията, представляващи 13% от разходите за заплати и възнаграждения.

Социалните разходи представляват 0.23% от УПР и са в размер на 12 хил. лв. годишно през регулаторния период, като включват допълнителни разходи за персонала със социална насоченост, като част от общото брутно възнаграждение. Тези разходи са изчислени като 3.5% от предвидените средства за заплати и възнаграждения.

Другите разходи представляват 0.5% от УПР и са в размер на около 24 хил. лв. годишно през регулаторния период. Тези разходи включват:

- охрана на труда, за осигуряване защитата на здравето и безопасността на служителите в ежедневната им трудова дейност, прогнозирани в зависимост от броя на персонала, в размер на 230 лв./год. за всеки зает;

- командировки и обучение на персонала, за пътувания във връзка с изпълнение на служебни задачи и повишаване квалификацията и уменията на персонала, прогнозирани в зависимост от броя на персонала, в размер на 640 лв./год. за всеки зает;

- маркетинг и реклама, за достигане на природния газ като енергиен източник до максимален брой клиенти, прогнозирани в зависимост от броя на новоприсъединените клиенти в размер на 27 лв./год. за всеки.

Променливите разходи представляват 0.3% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието за осигуряване необходимите количества одорант за безопасното експлоатиране на ГРМ и загуби на природен газ. Тези загуби са вследствие на аварии, технологично допустими са при експлоатацията на ГРМ и са прогнозирани в размер от 0.1% от средствата, предвидени за закупуване на количества природен газ. Разходите за закупуване на одорант са прогнозирани в размер 0.50 лв./1000 м³ 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 намаляват от 102 хил. лв. през 2016 г. на 93 хил. лв. през 2020 г.

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

Разходите за материали са с относителен дял 5% от разходите за дейността, като остават непроменени на ниво от 5 хил. лв. през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 39% от разходите за дейността и се увеличават от 37 хил. лв. за 2016 г. до 38 хил. лв. за 2020 г., като включват и разходи за застраховки „Гражданска отговорност” и „Каско” за автомобилите.

Разходите за амортизации представляват 7% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 13 хил. лв. за 2016 г. на 3 хил. лв. през 2020 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял от 39% от разходите за дейността, като размерът им е около 38 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Разходите за социални осигуровки представляват 5% от разходите за дейността и 13% от разходите за заплати и възнаграждения, като остават непроменени през регулаторния период на ниво от 5 хил. лв. годишно.

Социалните разходи представляват 1% от УПР и са в размер на около 1 000 лв. годишно през целия регулаторен период.

Други разходи са с относителен дял 3% от общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” и не се променят от 3 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Променливите разходи са пряко зависими от количеството природен газ – дружеството не е предвидило такива разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за регулаторния период на цените 2016-2020 г.

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 обобщени съответно в Таблици № № 5 и 6:

Дейност „разпределение” (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	96 470	93 742	90 938	88 077	85 184
2.	Балансова стойност на ДНА	19	18	18	17	16
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	579	692	793	890	981
4.	Необходим оборотен капитал	107	108	109	110	112
5.	Регулаторна база на активите	96 017	93 177	90 272	87 314	84 331
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	4.0%	3.8%	3.6%	3.4%	3.3%
7.	Възвръщаемост	3 805	3 495	3 219	2 984	2 791
8.	Разходи	4 998	5 056	5 114	5 193	5 206
9.	УПР	4 984	5 041	5 098	5 176	5 187
10.	Променливи разходи	13	15	16	17	19

№	Позиция	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	48	39	34	30	27
2.	Балансова стойност на ДНА	2	2	2	2	2
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	762	845	891	960	1 073
5.	Регулаторна база на активите	813	887	927	992	1 103
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	4.0%	3.8%	3.6%	3.4%	3.3%
7.	Възвръщаемост	32	33	33	34	36
8.	Разходи в т.ч.:	102	98	95	94	93
9.	УПР	102	98	95	94	93

Размерът на оборотния капитал е определен от дружеството в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ и представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2016-2020 г. са в размер на 7 217 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 6 258 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 959 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Аресгаз” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода от 2016 до 2020 г. е в размер 3.61%. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 8%, а на привлечения капитал е 3.26%, при съотношение на дела на собствения към привлечен капитал: 6.31/93.69 за периода.

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 Таблицы № № 7 и 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промишлени клиенти	хил. м ³ /год.	10 436	11 336	11 666	12 356	13 896
ОА и търговски клиенти	хил. м ³ /год.	2 819	3 055	3 127	3 309	3 503
Битови клиенти	хил. м ³ /год.	1 560	2 058	2 557	3 055	3 554
Общо:	хил. м³/год.	14 815	16 449	17 351	18 721	20 953

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 8

Групи клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промишлени клиенти	бр.	26	32	37	43	48
ОА и търговски клиенти	бр.	168	196	222	247	273
Битови клиенти	бр.	1 459	1 932	2 405	2 878	3 351
Общо:	бр.	1 653	2 160	2 664	3 168	3 672

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на ДА на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на ДА. По предложение

на дружеството, стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход.

Разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи между отделните групи клиенти се определя на база избрана характеристика на потребление. Разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи на ЧТК АД по групи клиенти за дейността „разпределение на природен газ” е въз основа на максималния часови разход, а за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е на база консумацията на клиентите във всяка група.

Коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „разпределение на природен газ” са получени на базата на проектния максимален часови разход на всяка група клиенти. Изменението на стойностите на коефициентите по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти се изменя от 0.402 за 2016 г. на 0.401 за 2020 г.; за ОА и търговски клиенти намалява от 0.246 за 2016 г. на 0.245 за 2020 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0.352 на 2016 г. на 0.354 за 2020 г.

Коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са получени на база броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на клиентите от групата в определено съотношение. Стойностите на коефициентите са: за промишлените клиенти намалява от 0.33 за 2016 г. на 0.32 за 2020 г.; за ОА и търговски клиенти намалява от 0.20 за 2016 г. на 0.16 за 2020 г.; за битовите клиенти коефициентът се увеличава от 0.47 за 2016 г. на 0.52 за 2020 г.

Разпределението на променливите разходи, зависещи от количествата пренесен или доставен природен газ за дейността „разпределение на природен газ”, между отделните групи и/или подгрупи клиенти се определя според дела на количествата природен газ за разпределение по групи клиенти. Тези коефициенти отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. При тях изменението през регулаторния период е, както следва: за промишлените клиенти намалява от 0.70 за 2016 г. на 0.66 за 2020 г., за ОА и търговски клиенти намалява от 0.19 през 2016 г. до 0.17 през 2020 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0.11 за 2016 г. на 0.17 за 2020 г.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ:

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9, към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за 1 000 куб. м и/или 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.

Предложените от „Аресгаз” АД коригирани цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Запад” са посочени в Таблица № 9:

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм ³)	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 нм ³)
Промишлени клиенти	198.90	3.53
ОА и търговски клиенти	248.24	7.40
Битови клиенти	269.38	25.70

Забележка: В предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз.

Предложените от „Аресгаз“ АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2016-2020 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа:

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи 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.

Предложените от „Аресгаз“ АД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на обособена територия „Запад“ за периода 2016 - 2020 г. запазват стойностите си спрямо утвърдените цени с Решение № Ц-21 от 29.06.2015 г. на Комисията и са посочени в Таблица № 10:

Цени за присъединяване

Таблица № 10

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./потребител)
Промишлени клиенти	
с максимален часов разход до 400 м ³ /час	2 860
с максимален часов разход до 2 000 м ³ /час	3 780
с максимален часов разход над 2 000 м ³ /час	4 120
ОА и търговски клиенти	
с максимален часов разход до 70 м ³ /час	1 350
с максимален часов разход до 400 м ³ /час	1 600
с максимален часов разход над 400 м ³ /час	1 650
Битови клиенти	485

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.09.2016 г., на „Аресгаз“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Запад“ за регулаторен период от 2016 до 2020 г. включително, както следва:

I. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1. **За промишлени клиенти** – 198.90 лв./1000 нм³ (21.38 лв./MWh);
2. **За обществено-административни и търговски клиенти** – 248.24 лв./1000 нм³ (26.68 лв./MWh);
3. **За битови клиенти** – 269.38 лв./1000 нм³ (28.95 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходимите годишни приходи – за 2016 г. – 4 018 хил. лв., за 2017 г. – 3 901 хил. лв., за 2018 г. – 3 800 хил. лв., за 2019 г. – 3 728 хил. лв., за 2020 г. – 3 645 хил. лв.;

Количества природен газ – за 2016 г. – 14 815 хил. нм³/г., за 2017 г. – 16 449 хил. нм³/г., за 2018 г. – 17 351 хил. нм³/г., за 2019 г. – 18 721 хил. нм³/г., за 2020 г. – 20 953 хил. нм³/г.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 3.61%.

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

1. **За промишлени клиенти** – 284.61 лв./1000 нм³ (30.59 лв./MWh);
2. **За обществено-административни и търговски клиенти** – 288.48 лв./1000 нм³ (31.01 лв./MWh);
3. **За битови клиенти** – 306.78 лв./1000 нм³ (32.97 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 съответното тримесечие на годината) – 281.08 лв./1000 нм³ (30.21 лв./MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти – 3.53 лв./1000 нм³ (0.38 лв./MWh);

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 7.40 лв./1000 нм³ (0.80 лв./MWh);

4.2.3. За битови клиенти – 25.70 лв./1000 нм³ (2.76 лв./MWh).

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

Необходимите годишни приходи – за 2016 г. – 134 хил. лв., за 2017 г. – 131 хил. лв., за 2018 г. – 128 хил. лв., за 2019 г. – 128 хил. лв., за 2020 г. – 129 хил. лв.

Количества природен газ – за 2016 г. – 14 815 хил. нм³/г., за 2017 г. – 16 449 хил. нм³/г., за 2018 г. – 17 351 хил. нм³/г., за 2019 г. – 18 721 хил. нм³/г., за 2020 г. – 20 953 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 3.61%.

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

1. За промишлени клиенти:

- с максимален часов разход до 400 м³/час 2 860 лв./клиент;
- с максимален часов разход до 2 000 м³/час 3 780 лв./клиент;
- с максимален часов разход над 2 000 м³/час 4 120 лв./клиент.

2. За обществено-административни и търговски клиенти:

- с максимален часов разход до 70 м³/час 1 350 лв./клиент;
- с максимален часов разход до 400 м³/час 1 600 лв./клиент;
- с максимален часов разход над 400 м³/час 1 650 лв./клиент.

3. Битови клиенти 485 лв./клиент.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА