



ПРОТОКОЛ

№ 244

София, 30.11.2015 година

Днес, 30.11.2015 г. от 10:04 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир-началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – природен газ“ и експерти от КЕВР.

Р. Осман каза, че има въпрос, който е във връзка с приетата преди седмица наредба и трябва да бъде уточнен. Ще бъде зададен след като бъдат разгледани всички точки от дневния ред. Р. Осман обърна внимание, че обществените обсъждания на проектите за решение са проведени на 13.11.2015 г., след които има 14 – дневен срок, а материалите за това заседание са изпратени на членовете на Комисията в петък. Това не е нормално, защото срокът изтича в петък. Срокът не е спазен и последният ден липсва. Това е само констатация. Никой не трябва да очаква, че внесени в петък материали трябва бъдат разглеждани на заседание в понеделник сутрин, защото събота и неделя са почивни дни. Разбира се, когато става въпрос за извънредни неща, членовете на Комисията ще се запознаят с материалите и през почивните дни. Когато дневният ред се изпраща по този начин е нормално да се зададе въпрос защо се бърза. Отговорите са два: или нещо трябва да се разгледа много бързо, или има нещо друго.

И. Иванов каза, че е разговарял с представители на работната група. На общественото обсъждане не са постъпили никакви забележки към представените проекти за решение. Не е имало нови обстоятелства, които да налагат разглеждането на промени в представените проекти. И. Иванов каза, че е съгласен, че двата дни между крайния срок и днешното заседание са почивни. Ако членовете на Комисията желаят, това заседание може да бъде отложено.

Р. Осман каза, че не иска отлагане на заседанието и допълни, че само е направил констатация. Вярно е, че не са постъпили забележки, но членовете на Комисията могат да имат такива. Р. Осман каза, че има забележки за втория случай, при който документите не са публикувани в масмедиите. Има нарушение на сроковете и затова може да се зададе въпрос защо се бърза. Ако този въпрос достигне до съда, ще се окаже, че процедурата не е спазена. Петък е последният ден от 14-дневния срок.

А. Йорданов обясни, че целта на работната група е цените да влязат в сила от 01.12.2015 г., тъй като регулаторният период на шестте дружества изтича през 2015 г. Единствената причина да се избърза с решенията е да има един месец от годината, през който са действали тези цени.

Р. Осман каза, че не е предложил да се отложи разглеждането на точките от дневния ред. 14-дневният срок не е спазен и ако едно дружество оспори решението, то ще падне в

съда. Формалният срок не е спазен. Това е констатация, забележка, че Комисията не трябва да повтаря подобно действие. Сроктът изтича в 18:00 часа в петък и отговорността е на Комисията.

И. Иванов каза, че е направил предложение да се отложи разглеждането на тези точки от дневния ред за сряда. Изказването на А. Йорданов и липсата на възражения по докладите и проектите на решение показват, че заседанието може да се проведе, като се има предвид забележката на Р. Осман.

Р. Осман запита защо се изчаква последният момент.

И. Иванов каза, че процедурата е дълга и се състои от четири последователни стъпки. Тя е започната преди повече от месец. И. Иванов предложи да се пристъпи към разглеждането на докладите, като се има предвид това, което е уточнено в тази дискусия.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект за решение относно заявление с вх. № е-15-28-6 от 31.03.2015 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., подадено от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Боян Наумов, Сирма Денчева,
Емилия Тренева, Ваня Василева

2. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., подадено от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева,
Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

3. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева, Боян Наумов,
Сирма Денчева, Емилия Тренева

4. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Боян Наумов, Красимира Лазарова,
Сирма Денчева, Ваня Василева

5. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и

цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Боян Наумов, Красимира Лазарова,
Сирма Денчева, Ваня Василева

6. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Боян Наумов, Красимира Лазарова,
Сирма Денчева, Ваня Василева

По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № е-15-28-6 от 31.03.2015 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., подадено от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград, установи следното:

„Балкангаз 2000“ АД е подало в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-28-6 от 31.03.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г. за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград.

Със Заповед № 3-Е-83 от 07.04.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

С писмо с изх. № Е-15-28-6 от 08.04.2015 г., от дружеството е изисквана подробна обосновка на разходите за периода 2015-2019 г., писмени доказателства за оповестяване на предложението на цени, в съответствие с чл. 33 от НРЦПГ, преработен електронен модел на цените, преработена справка за необходимия оборотен капитал, обосновка на съотношението между разходите, предвидени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. С писмо с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., „Балкангаз 2000“ АД е предоставило изискваната информация, както и актуализирано заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, за територията на лицензията, притежавана от „Балкангаз 2000“ АД по групи клиенти. С писмо с вх. № Е-15-28-9 от 26.06.2015 г., „Балкангаз 2000“ АД е представило актуализирани справки и електронен модел на цените за периода 2015-2019 г., с отчетни данни за базовата 2014 г., за територията на община Ботевград.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-290 от 21.10.2015 г., който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 1, и е публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали като представители на „Балкангаз 2000“ АД изпълнителният директор и главния счетоводител на дружеството. Изпълнителният директор на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. След приемане на проект на решение за

утвърждаване на цени на дружеството от КЕВР на проведеното на 09.11.2015 г. закрито заседание на Комисията, е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., присъстващият представител на „Балкангаз 2000” АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. Поканените заинтересовани лица по чл. 14, ал. 2 от ЗЕ не са присъствали на общественото обсъждане.

В законоустановеният 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Балкангаз 2000” АД.

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 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Балкангаз 2000” АД е титуляр на лицензии № Л-179-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-179-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за община Ботевград, издадени за срок до 17.12.2036 г.

С писмо с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г. 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. „Балкангаз 2000” АД е приложило копие от стр. 3 на бр. 12 от 18.04.2015 г. на вестник „Ботевградски вестник”, на която са публикувани предложените от дружеството цени.

1. Регулаторен период.

Предложеният от „Балкангаз 2000” АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 обосноваваните разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години за регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” в таблица № 1 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” в таблица № 2. Комисията счита, че необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови.

Дейност „разпределение”

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил.лв.	477	486	497	519	541
ОА и търговски	хил.лв.	214	218	221	224	228
Битови	хил.лв.	396	402	416	430	447
Общо:	хил.лв.	1 086	1 106	1 134	1 172	1 216

Дейност „снабдяване”

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
---------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

Промислени	хил.лв.	34	34	34	34	34
ОА и търговски	хил.лв.	13	13	13	13	13
Битови	хил.лв.	86	82	84	85	86
Общо:	хил.лв.	133	129	131	132	134

2.1. Разходи

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

В таблица № 3 са представени общите разходи, разпределени по дейности:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица №

3

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо разходи:	%
Общо разходи в т.ч.	690	706	730	755	783	3 664	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	619	640	663	688	717	3 327	91%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	71	66	67	67	66	337	9%

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи и по икономически елементи.

2.1.1. Разходи за дейност „разпределение на природен газ”

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи (УПР) за дейността „разпределение на природен газ” представляват 96% от общия обем разходи. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ, като нарастват от 592 хил. лв. за 2015 г. до 689 хил. лв. за 2019 г. Условно-постоянните разходи включват разходите, посочени по-долу.

Разходите за материали са в размер на 5% от общия размер на УПР за дейността „разпределение на природен газ”. Тези разходи се увеличават от 31 хил. лв. за 2015 г. до 35 хил. лв. за 2019 г. и включват: разходи за горива за автотранспорт, които са прогнозирани на база стойността на параметри, като: километри пробег, брой автомобили, среден разход на гориво на 100 км, средна цена на горивото. В разходите за материали са включени също така разходи за: материали за текущо поддържане на мрежата и съоръженията, които са изчислени в зависимост от стойността на ГРМ и съоръженията; разходи за работно облекло, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала по експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа; разходи за канцеларски материали.

Разходите за външни услуги представляват 10% от размера на УПР и се увеличават от 63 хил. лв. за 2015 г. до 66 хил. лв. за 2019 г. Тези разходи включват: разходи за застраховки (имуществена и за причинени вреди на трети лица), съгласно лицензионните задължения на дружеството, застраховки „Каско” на МПС - собственост на дружеството; разходи за данъци и такси, свързани с дейността „разпределение”; разходи за пощенски и телефонни услуги, както и абонаментни такси; разходи за абонаментно поддържане, аварийна готовност; разходи за въоръжена и противопожарна охрана; разходи за наеми; разходи за проверка на уреди; експертни и одиторски разходи; разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за амортизации представляват 52% от УПР, като нарастват през годините от 288 хил. лв. през 2015 г. до 378 хил. лв. през 2019 г., или бележат ръст от 31%. Тези разходи са изчислени по линеен метод при спазване амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представят 23% от УПР, като са прогнозирани в размер на 144 хил. лв. годишно и остават непроменени през целия регулаторен период.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% от УПР, като са прогнозирани в размер на 39 хил. лв. годишно и остават непроменени през целия регулаторен период.

Социалните разходи са в размер на 2% от УПР и включват допълнителни разходи за персонала със социална насоченост. Тези разходи са в размер на 15 хил. лв. годишно и остават непроменени през целия регулаторен период.

Другите разходи имат дял от 2% от УПР, като са прогнозирани в размер на 12 хил. лв. годишно и остават непроменени през целия регулаторен период. В тях са включени разходи за охрана на труда, разходи за реклама и маркетинг, и разходи за командировки и обучения на персонала.

2.1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ (променливи разходи) са в размер на 4% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ”. В тях дружеството е включило: разходи за одорант, като са прогнозирани в размер на 0,024 литра/1000 м³ природен газ по доставна цена 16 лв./литър одорант без ДДС; загуби на газ, които са прогнозирани в размер до 0.5% от прогнозната консумация на природен газ.

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

2.1.2.1. Условно-постоянните разходи /УПР/ за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността. Тези разходи намаляват от 71 хил. лв. за 2015 г. до 66 хил. лв. за 2019 г. Условно-постоянните разходи са представени и по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 11% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, като размерът им нараства от 7 хил. лв. през 2015 г. до 8 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за външни услуги представляват 31% от общия обем УПР, като нарастват от 20 хил. лв. през 2015 г. на 21 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за амортизации представляват 3% от общия обем на УПР, предвидени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Тези разходи са прогнозирани, както следва: в размер на 7 хил. лв. за 2015 г., 2 хил. лв. за 2016 г., 0.93 хил. лв. годишно съответно за 2017 г. и 2018 г., а през 2019 г. такива разходи не са предвидени.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 39% от УПР за дейността, като размерът им от 26 хил. лв. остава непроменен през целия регулаторен период.

Разходи за социални осигуровки представляват 7% от УПР, като са прогнозирани в размер на 5 хил. лв. годишно за всяка година от регулаторния период.

Социалните разходи представляват 4% от УПР, като размерът им от 3 хил. лв. годишно остава непроменен през целия регулаторен период.

Другите разходи представляват 4% от УПР, като размерът им от 3 хил. лв. годишно остава непроменен през целия регулаторен период.

2.1.2.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, не са предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” през регулаторния период.

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. Изчислените стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици №№ 4 и 5:

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

Таблица №

4

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Балансова стойност на ДМА	3 933	3 947	4 008	4 142	4 310

2	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	60	90	120	151	195
3	Необходим оборотен капитал	41	42	42	42	42
4	Регулаторна база на активите	3 914	3 899	3 930	4 034	4 158
5	Норма на възвръщаемост	11.94%	11.97%	12.00%	12.00%	12.00%
6	Възвръщаемост	467	467	472	484	499
7	Разходи	619	640	663	688	717
8	Условно-постоянни разходи	592	613	636	660	689
9	Променливи разходи	27	27	27	28	28

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

Таблица №

5

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Балансова стойност на ДМА	1	0	0	0	0
2	Балансова стойност на ДНА	3	2	1	0	0
3	Необходим оборотен капитал	515	525	535	546	561
4	Регулаторна база на активите	519	527	537	546	561
5	Норма на възвръщаемост	11.94%	11.97%	12.00%	12.00%	12.00%
6	Възвръщаемост	62	63	64	66	67
7	Разходи	71	66	67	67	66
8	Условно-постоянни разходи	71	66	67	67	66

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от Наредбата. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за територията на община Ботевград са в размер на 2 016 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1 730 хил. лв., а за съоръжения (предназначени за стопански и битови клиенти) са планирани 286 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Балкангаз 2000” АД среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 11.69%, при структура на капитала 93,10% собствен и 6,90% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 10.8% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 7.5%. Съотношението между собствения и привлечения капитал, посочено в ценовия модел на дружеството, се променя от 78% към 22% за 2015 г. до 100% собствен капитал в края на периода.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период.

Прогнозният брой клиенти и прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в таблица № 6 и 7:

Прогнозен брой клиенти по групи

Таблица № 6

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	брой	50	51	52	53	54
ОА и Т	брой	232	236	240	245	250
Битови	брой	3 619	3 729	3 849	3 979	4 169
Общо:	брой	3 901	4 016	4 141	4 277	4 473

Прогнозна консумация

Таблица №7

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил. м³/г.	4 138	4 157	4 178	4 199	4 220
ОА и Т	хил. м³/г.	1 106	1 125	1 144	1 152	1 170
Битови	хил. м³/г.	2 498	2 608	2 728	2 858	3 048
Общо:	хил. м³/г.	7 742	7 890	8 050	8 209	8 438

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи трите 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. От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвращаемостта и условно-постоянните разходи по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” за промишлените клиенти се запазват през регулаторния период 2015-2019 г. в размер на 0.44. При коефициентите на общественно-административните и търговски клиенти се наблюдава намаляване от 0.20 за 2015 г. на 0.19 за 2019 г. При битовите клиенти тенденцията е запазване на коефициентите в размер на 0.37 за целия регулаторен период.

При дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се наблюдава запазване на стойността на коефициентите в размер на 0.26 за промишлените клиенти през регулаторния период. При общественно-административните и търговски клиенти се запазва стойността на коефициентите в размер на 0.10 за регулаторния период. Коефициентите при битовите клиенти са в размер на 0.64 за периода 2015-2019 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. При тях изменението е минимално, както следва: коефициентите при промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 0.53 в началото на 0.50 в края на периода. При общественно-административните и търговски клиенти запазват стойността си в размер на 0.14. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.32 за 2015 г. на 0.36 за 2019 г.

4. Определяне на цени.

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ:

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената 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.

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 образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба.

Цените за пренос на природен газ през ГРМ и за продажба на природен газ от краен снабдител на „Балкангаз 2000” АД за територията на община Ботевград, са посочени в таблица № 8:

Определени цени за пренос и продажба на природен газ

Таблица № 8

Клиенти	Цена за пренос на природен газ през ГРМ	Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител
	лева/1000 нм³	лева/1000 нм³
Промислени клиенти	119.82	8.20

Обществено-административни и търговски клиенти	194.16	11.45
Битови клиенти	152.76	31.08

Забележка: В предложените за утвърждаване цени не е включен ДДС и акциз.

Предложените за утвърждаване от „Балкангаз 2000“ АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2015-2019 г.

„Балкангаз 2000“ АД не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Ботевград, утвърдени с Решение № Ц-01 от 10.01.2011 г. на Комисията.

Изказвания по т.1:

Докладва Б. Наумов. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили нови факти и обстоятелства, които да налагат промяна на така представените цени. Предложението на работната група е проектът на решение да бъде приет от Комисията.

Р. Осман каза, че в чл. 10, ал. 2 и ал. 3 от наредбата е записано, че Комисията изисква от енергийното предприятие да представи писмена обосновка и доказателства за всички или за отделни разходи. Какви доказателства са поискани от Комисията? Как е направен сравнителният анализ, който се изисква по ал. 2? Има изискване Комисията да утвърждава прогнозен размер на разходите по ал. 1, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийните предприятия доказателства по ал. 3 и въз основа на сравнителния анализ при използването на данни от националната и международната практика. В доклада е записано: „Комисията приема за установено следното...“. От този момент всеки член на Комисията носи отговорност. Какво е изискано от Комисията? Имало е изменение в заявлението. Каква писмена обосновка и доказателства за всички или отделни разходи са поискани? Ако е поискана обосновка за отделни разходи, кои са тези разходи?

Б. Наумов отговори, че от дружеството е изискана обосновка на всички разходи по техническите елементи.

И. Иванов поиска да бъдат изброени всички разходи по пера. Нищо не се разбира, когато се каже *всички*.

Б. Наумов каза, че това са условно-постоянните разходи, разходите за материали, разходи за външни услуги, разходи за командировки, разходи за реклама и външни услуги, социални разходи, разходи за заплати и разходи, пряко зависещи от количествата природен газ. Такава информация е поискана за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“.

Р. Осман каза, че ще се запознае подробно с досието по-късо.

А. Йорданов каза, че иска да обърне внимание на работната група на едно единствено обстоятелство и заяви, че няма да гласува против решенията. По отношение на начина на определяне на цената се допуска несъответствие с наредбата и закона. Законът и наредбата казват, че Комисията утвърждава цени, по които крайният снабдител продава природен газ на присъединените към разпределителната мрежа. Във всичките шест случая КЕВР утвърждава само компонент от цената, а именно компонента за снабдяване. Работната група трябва да има предвид това обстоятелство.

И. Иванов запита дали е било така и при предишните решения за цени. Трябва да бъде направена промяна при вземането на бъдещи решения за утвърждаване на цени.

А. Йорданов каза, че това е предвидено в новата Наредба за регулиране на цените на природния газ. Там това условие е разписано по-детайлно и трябва да бъде спазено занапред.

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 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 01.12.2015 г. на „Балкангаз 2000” 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Ботевград при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти - 119.82 лв./1000 nm³ (12.88 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 194.16 лв./1000 nm³ (20.87 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти - 152.76 лв./1000 nm³ (16.42 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 1 086 хил. лв.; за 2016 г. – 1 106 хил. лв.; за 2017 г. – 1 134 хил. лв.; за 2018 г. – 1 172 хил. лв.; за 2019 г. – 1 216 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 742 хил. м³/год.; за 2016 г. – 7 890 хил. м³/год.; за 2017 г. – 8 050 хил. м³/год.; за 2018 г. – 8 209 хил. м³/год.; за 2019 г. – 8 438 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.69%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За промишлени клиенти - 8.20 лв./1000 nm³ (0.88 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 11.45 лв./1000 nm³ (1.23 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 31.08 лв./1000 nm³ (3.34 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 133 хил. лв.; за 2016 г. – 129 хил. лв.; за 2017 г. – 131 хил. лв.; за 2018 г. – 132 хил. лв.; за 2019 г. – 134 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 742 хил. м³/год.; за 2016 г. – 7 890 хил. м³/год.; за 2017 г. – 8 050 хил. м³/год.; за 2018 г. – 8 209 хил. м³/год.; за 2019 г. – 8 438 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.69%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград:

5.1. Промислени клиенти:

до 100 m³/h, вкл. – 2 896.00 лв./клиент;

до 400 m³/h, вкл. – 3 479.00 лв./клиент;

до 1 000 m³/h, вкл. – 3 485.00 лв./клиент;

над 1 000 m³/h – 6 502.00 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 50 m³/h, вкл. – 983.00 лв./клиент;

до 50 m³/h, вкл. – стомана – 1 221.00 лв./клиент;

до 300 m³/h, вкл. – стомана – 1 513.00 лв./клиент;

до 300 m³/h, вкл. – 994.00 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти – 348.00 лв./клиент

Решението е взето със **седем гласа „за”** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., подадено от „Севлиевогаз-2000” АД за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Севлиевогаз-2000” АД с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г. С писмо с изх. № Е-15-26-17 от 10.10.2014 г. от дружеството е изисквана справка за числеността на персонала, справка за разходите по икономически елементи за 2014 г. и доказателства за оповестяване на предложението за утвърждаване на нови цени в средствата за масова информация. С писмо вх. № Е-15-26-17 от 20.10.2014 г. дружеството е представило изискваните документи.

Със Заповед № 3-Е-8 от 13.01.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за установяване на основателността на искането за утвърждаване на цени на природния газ.

С писмо с изх. № Е-15-26-17 от 23.04.2015 г. на Комисията, от дружеството е изискано да актуализира бизнес плана си за периода 2015-2019 г. и електронния модел на цените с отчетни данни за базова 2014 г.; да представи актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени, като данните в заявлението за утвърждаване на цени да съответстват на електронния модел на цените и на бизнес плана.

„Севлиевогаз-2000” АД е подало изменено заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, с приложени справки и електронен модел на цените.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-293 от 21.10.2015 г., който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 2, и е публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ), на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Севлиевогаз-2000” АД в качеството им на членове на Съвета на директорите (СД) на дружеството. Представителите на лицензианта са заявили, че са съгласни с доклада и нямат възражения. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. След приемане на проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството от КЕВР на проведеното на 09.11.2015 г. закрито заседание на Комисията, е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., присъстващите представители на „Севлиевогаз-2000” АД и на общината са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Севлиевогаз-2000” АД.

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 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Севлиевогаз-2000” АД е титуляр на лицензии № Л-172-08 от 17.12.2004 г. за

осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-172-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Севлиево, издадени за срок до 17.12.2020 г.

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. Представена е публикация от интернет страницата на „Севлиевогаз-2000” АД, от която е видно, че на 29.09.2014 г. дружеството е оповестило предложенията си за нови цени.

По данни на „Севлиевогаз-2000” АД, предложената тарифна структура е съобразена с извършените маркетингови проучвания на нагласите на различните групи клиенти на природен газ. Отчетени са пазарните условия и разходите, извършвани от дружеството за отделните клиентски групи и подгрупи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. За групата на потенциалните стопански клиенти с цел определяне на прогнозната консумация е направен анализ на потреблението на алтернативни енергоизточници, както и съответните производствени (топлинни) мощности за всеки един клиент поотделно. За всеки един от клиентите са уточнени количествата и вида на горивата, използвани през последните години, мощността на съществуващите енергийни системи, както и плановите за развитие в бъдеще. Отчетени са климатичните фактори и предпоставките за замяна на съществуващите горивни системи с такива, работещи на природен газ.

Дружеството е представило групите със съответни пределни цени за клиентите според консумацията на природен газ. Ценообразуването за всяка от трите групи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

Комисията приема, че предложената тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, съгласно който 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 „Севлиевогаз-2000” АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 обосноваваните разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години за регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” в таблица № 1 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” в таблица № 2.

Необходимите приходи са разпределени по дейности и по групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови.

Дейност „разпределение на природен газ”

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	304	289	275	270	266
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	256	246	234	230	229
Битови клиенти	хил. лв.	656	627	602	596	590
Общо:	хил. лв.	1 216	1 161	1 111	1 097	1 085

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”**Таблица № 2**

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	21	21	21	21	21
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	18	19	19	19	19
Битови клиенти	хил. лв.	126	120	125	124	120
Общо:	хил. лв.	165	159	164	163	160

2.1. Разходи.

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В таблица № 3 са представени общите разходи, разпределени по дейности:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)**Таблица № 3**

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо разходи:	%
Общо разходи в т.ч.	1 082	1 040	1 011	1 012	1 013	5 159	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	969	933	899	902	906	4 610	89%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	113	107	112	111	107	550	11%

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи и по икономически елементи, както следва:

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ”

Общите разходи за дейността „разпределение на природен газ” са в размер на 4 610 хил. лв. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ и променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ.

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи, свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ за дейността „разпределение на природен газ” са в размер на 4 585 хил. лв.

Разходите за материали представляват 11% от УПР. Тези разходи се увеличават от 99 хил. лв. през 2015 г. до 109 хил. лв. през 2019 г. Разходите за материали включват: разходи за горива за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане.

Разходите за външни услуги представляват 21% от УПР. През регулаторния период тези разходи се увеличават от 194 хил. лв. през 2015 г. на 198 хил. лв. за 2019 г. Те включват разходи за застраховки, местни данъци и лицензионни такси съгласно Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ, пощенски разходи, телефонни услуги; разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност; въоръжена и противопожарна охрана; проверка на уреди и отклонения; експертни и одиторски разходи и разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за амортизации представляват 27% от УПР. През регулаторния период те намаляват от 305 хил. лв. за 2015 г. на 226 хил. лв. за 2019 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 34% от общия обем УПР, като запазват размера си от 308 хил. лв. за всяка година от регулаторния период. В тези разходи са включени разходите за заплати и възнаграждения на експерти и служители, работещи по експлоатацията и поддръжката на ГРМ.

Разходите за социални осигуровки включват планираните разходи за социални и здравни осигуровки, начислявани върху работната заплата, като размерът им през прогнозния период е съобразен с промените в ЗДДФЛ, ЗЗО, ЗБДОО, КСО и др. Тези разходи

представляват 4% от УПР, като не се променят през регулаторния период и са в размер на 37 хил. лв. за всяка година. Те включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно българското законодателство.

Социалните разходи представляват 2% от УПР за дейността и са в размер на 14 хил. лв. годишно за периода 2015-2019 г.

Други разходи са с относителен дял 1% от УПР, като от 7 хил. лв. за 2015 г. достигат до 9 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени разходи за охрана на труда; разходи за командировки и обучения на персонала и разходи за публикации.

2.1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ (променливи разходи):

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е включило: разходи за одорант, изчислени в размер на 2 хил. лв. годишно за периода 2015-2019 г. и материали за текущо поддържане в размер на 3 хил. лв. годишно за регулаторния период. Тези разходи представляват 1% от размера на общите разходи за дейността „разпределение на природен газ”.

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

2.1.2.1. Условно-постоянните разходи /УПР/ за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” намаляват от 113 хил. лв. през 2015 г. до 107 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за материали са в размер на 15% от УПР и остават непроменени за регулаторния период в размер на 16 хил. лв. годишно. Те включват разходи за горива за автотранспорт, разходи за канцеларски материали и материали за текущо поддържане.

Разходите за външни услуги представляват 21% в общата сума на УПР и през регулаторния период запазват своя размер от 23 хил. лв. годишно. Тези разходи включват: разходи за застраховки, разходи за данъци и такси, разходи за пощенски и телефонни услуги, разходи за абонаменти, разходи за проверка на уреди.

Разходите за амортизация имат относителен дял от 3% в общата сума на УПР. Разходите за амортизации са изчислени по линейен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 50% в общата сума на УПР, като са в размер на 55 хил. лв. годишно и в тях са включени разходите за заплати и възнаграждения на служители и работници.

Разходите за социални осигуровки представляват 9% в общата сума на УПР, като не се променят за периода 2015-2019 г. и са в размер на 10 хил. лв. годишно. Тези разходи включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

Други разходи са с относителен дял от 2% в УПР. Тези разходи се увеличават от хиляда лева през 2015 г. до 3 хил. лв. през 2019 г. В тях са включени разходи за охрана на труда и разходи за командировки и обучения на персонала.

2.1.2.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” не са предвидени от дружеството за регулаторния период.

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. Стойностите на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици №№ 4 и 5:

Дейност „разпределение” (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
---	---------	---------	---------	---------	---------	---------

1	Балансова стойност на ДМА	2 775	2 555	2 362	2 166	1 976
2	Балансова стойност на ДНА	0	0	0	0	0
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	43	56	56	60	60
4	Необходим оборотен капитал	83	84	84	85	85
5	Регулаторна база на активите	2 815	2 583	2 390	2 191	2 001
6	Норма на възвръщаемост	8.76%	8.82%	8.88%	8.92%	8.94%
7	Възвръщаемост	247	228	212	196	179
8	Разходи	969	933	899	902	906
9	УПР	964	928	894	897	901
10	Променливи разходи	5	5	5	5	5

Дейност „снабдяване” (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Балансова стойност на ДМА	72	67	62	58	58
2	Балансова стойност на ДНА	0	0	0	0	0
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4	Необходим оборотен капитал	517	525	528	529	531
5	Регулаторна база на активите	589	591	590	587	589
6	Норма на възвръщаемост	0	0	0	0	0
7	Възвръщаемост	52	52	52	52	53
8	Разходи	113	107	112	111	107
9	УПР	113	107	112	111	107
10	Променливи разходи	0	0	0	0	0

При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбите на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции на лицензионната територия за регулаторния период са в размер на 196 хил. лв., от които за изграждане на разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 170 хил. лв. За съоръжения (небитови, битови клиенти) са предвидени 26 хил. лв., които ще се инвестират през регулаторния период.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Севлиевогаз-2000” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 8.86%, при структура на капитала 55% на собствения и 45% на привлечения. Дружеството е предложило по-ниска среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 8.8%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период.

Прогнозните консумация и брой клиенти на природен газ в рамките на регулаторния период са представени по години и по групи клиенти в таблици №№ 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.м³/год.	2 870	2 870	2 870	2 870	2 870
ОА и търговски клиенти	хил.м³/год.	1 830	1 930	1 940	1 955	1 970
Битови клиенти	хил.м³/год.	3 000	3 010	3 050	3 050	3 060
Общо:	хил.м³/год.	7 700	7 810	7 860	7 875	7 900

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
---------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

Промислени клиенти	бр.	60	60	60	60	60
ОА и търговски клиенти	бр.	230	234	234	234	234
Битови клиенти	бр.	4 145	4 149	4 151	4 155	4 157
Общо:	бр.	4 435	4 443	4 445	4 449	4 451

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределение отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. 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. От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта по основните групи клиенти се изменят през регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за промишлените клиенти намаляват от 0.249 за 2015 г. на 0.245 за 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти стойността на коефициентите се запазва около 0.21 за целия регулаторен период. При битовите клиенти, коефициентът плавно нараства от 0.540 за 2015 г. на 0.545 за 2019 г.

Прогнозните коефициенти за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, са както следва: за промишлените клиенти нарастват от 0.126 за 2015 г. на 0.129 за 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти, стойността на коефициента плавно се увеличава от 0.110 за 2015 г. на 0.117 за 2019 г. При битовите клиенти, коефициентът плавно се изменя от 0.764 за 2015 г. на 0.754 за 2019 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. При промишлените клиенти коефициентите от 0.373 за 2015 г. намаляват на 0.363 за 2019 г. Коефициентите при общественно-административните и търговски клиенти нарастват от 0.238 за 2015 г. на 0.249 за 2019 г. При битовите клиенти коефициентите намаляват от 0.390 за 2015 г. на 0.387 за 2019 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.

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 образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба.

Предложените за утвърждаване цени от „Севлиевогаз-2000“ АД за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево са посочени в таблица № 8:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 н.м ³)	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 н.м ³)
Промислени клиенти	98.40	7.19
ОА и търговски клиенти	125.15	9.68
Битови клиенти	203.56	40.59

Забележка: В предложените за утвърждаване цени не е включен ДДС и акциз

Предложените за утвърждаване от „Севлиевогаз-2000“ АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2015-2019 г.

„Севлиевогаз-2000“ АД не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, утвърдени с Решение № Ц-06 от 21.02.2011 г. на Комисията.

Изказвания по т.2:

Докладва Б. Наумов. На проведеното обществено обсъждане са присъствали представители на дружеството, които не са изложили нови факти и обстоятелства по преписката. На обсъждането е присъствал и представител на общината, която също е съгласна с проекта за решение. Работната група предлага на Комисията да приеме така представеното решение.

Р. Осман обърна внимание, че по тази преписка има по-голяма кореспонденция между Комисията и дружеството и запитва какво е съдържанието на писмата, изпратени от работната група. Каква информация е изисквана от дружеството? В началото е подадено заявление за цени и на 30 август дружеството трябва да публикува съобщение в масмедията. Публикувано ли такова съобщение в масмедията, след като е записано, че Комисията е установила това?

Б. Наумов отговори, че дружеството е публикувало информация на интернет страницата си на 04.11.2015 г.

Р. Осман обърна внимание, че е попитал за средствата за масово осведомяване, а не за интернет страницата на дружеството.

Б. Наумов каза, че съобщението е публикувано само на интернет страницата.

Р. Осман запитва работната група дали счита, че интернет страницата на дружеството е средство за масово осведомяване.

Б. Наумов отговори, че работната група счита интернет страницата на дружеството за средство за масово осведомяване.

Р. Осман запитва по какъв начин е направена констатацията, че интернет страницата е средство за масово осведомяване. В наредбата е записано: *„В едномесечен срок, преди подаване в Комисията на заявление за утвърждаване на нови цени или изменение на действащи цени, обществените доставчици и крайният снабдител оповестяват в средствата за масово осведомяване предложенията си за утвърждаване на нови цени и за изменение на действащите цени“*. Р. Осман запитва работната група дали счита, че ако едно дружеството публикува информацията на своята интернет страница, не е необходимо да направи това в електронните и печатните медии.

Б. Наумов каза, че работната група приема, че не е необходимо информацията да се публикува на други места, след като е публикувана на интернет страницата на дружеството.

Р. Осман запитва на какво основание приема това работната група. Трябва да се каже въз основа на кой закон и наредба се приема.

Г. Дечева каза, че работната група приема публикуването на интернет страницата на дружеството за обявяване в средства за масова информация, тъй като в разпоредбите на Наредбата за регулиране на цените на природния газ съществува текст, който задължава дружеството да публикува утвърдените крайни цени именно на своята интернет страница. От тази гледна точка работната група счита, че интернет страницата на дружеството е средство за масово осведомяване. Първоначалното предложение за цени може да бъде изменено в хода на преписката.

Р. Осман обърна внимание, че в чл. 33 от наредбата е определен едномесечен срок, преди подаване на заявленията в Комисията. Това е единият въпрос. Вторият въпрос. Законът за обществените поръчки и други закони имат практика, която е свързана с това какво се разбира под *средства за масово осведомяване*. Когато се говори за средства за масово осведомяване, се имат предвид електронни и печатни медии, но не и интернет

страниците на компаниите. Идеята е населението да бъде информирано чрез медиите.

И. Иванов възложи на Е. Маринова да адресира въпрос до Народното събрание дали интернет страниците на компаниите се явяват средство за масово осведомяване. Трябва да има становище относно този въпрос. Няма логика предложението за цени да се публикува във вестник или електронен информационен сайт, а да се изисква самото решение да бъде публикувано само на сайта на дружеството. Трябва да има абсолютна съпоставимост в двата случая за осведомяване.

Р. Осман обърна внимание, че не е правилно да се иска тълкуване на този въпрос от Народното събрание. Има действащо законодателство, което трябва да бъде проверено и определена практика, която се осъществява от държавните ведомства. Нормално е да се отправи подобно питане, но парламентът няма да изготви тълкувателен закон по този въпрос. Трябва да се направи проверка в законодателството и да се провери каква е практиката.

И. Иванов обобщи, че трябва да се провери дали в допълнителна разпоредба е дадено легално *определение за средства за масово осведомяване*.

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 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 01.12.2015 г. на „Севлиевогаз-2000” 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти - 98.40 лв./1000 nm³ (10.58 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 125.15 лв./1000 nm³ (13.45 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти - 203.56 лв./1000 nm³ (21.88 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 1 216 хил. лв.; за 2016 г. – 1 161 хил. лв.; за 2017 г. – 1 111 хил. лв.; за 2018 г. – 1 097 хил. лв.; за 2019 г. – 1 085 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 700 хил. м³/год.; за 2016 г. – 7 810 хил. м³/год.; за 2017 г. – 7 860 хил. м³/год.; за 2018 г. – 7 875 хил. м³/год.; за 2019 г. – 7 900 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.86%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За промишлени клиенти - 7.19 лв./1000 nm³ (0.77 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 9.68 лв./1000 nm³ (1.04 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 40.59 лв./1000 nm³ (4.36 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 165 хил. лв.; за 2016 г. – 159 хил. лв.; за 2017 г. – 164 хил. лв.; за 2018 г. – 163 хил. лв.; за 2019 г. – 160 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 700 хил. м³/год.; за 2016 г. – 7 810 хил. м³/год.; за 2017 г. – 7 860 хил. м³/год.; за 2018 г. – 7 875 хил. м³/год.; за 2019 г. – 7 900 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.86%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Севлиево:

5.1. Промислени клиенти:

до 200 m³/h, вкл. – 6 290.00 лв./клиент;
до 600 m³/h, вкл. – 7 085.00 лв./клиент;
до 900 m³/h, вкл. – 7 935.00 лв./клиент;
над 900 m³/h – 8 827.00 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 12 m³/h, вкл. – 1 504.00 лв./клиент;
до 40 m³/h, вкл. – 1 659.00 лв./клиент;
до 100 m³/h, вкл. – 2 202.00 лв./клиент;
над 100 m³/h – 3 164.00 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти:

до 12 m³/h, вкл. – 1 229.00 лв./клиент;
до 40 m³/h, вкл. – 1 384.00 лв./клиент;
над 40 m³/h – 1 928.00 лв./клиент.

6. Дирекция „Правна“ да направи справка дали в действащото законодателство съществува легално определение за *средства за масово осведомяване*.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ“ ЕООД за **утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.**, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Камено-газ“ ЕООД с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г., изменено заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-14 от 13.01.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за установяване на основателността на искането за утвърждаване на цени на природния газ.

С писмо с изх. № Е-15-33-14 от 08.01.2015 г. на Комисията, от дружеството е изискана обосновка относно несъответствието на цените за присъединяване на клиенти, посочени в бизнес плана, и в електронния модел към заявлението за утвърждаване на цени. Изискана е и справка за предвидените разходи при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа. С писмо с вх. № Е-15-33-14 от 20.01.2015 г., дружеството е предоставило изисканите данни и документи. В обосновката за наличието на несъответствие на цените за присъединяване в представения бизнес план и електронния модел за образуване на цените, дружеството отбелязва, че се касае за техническа грешка и представя коректната справка с цените за присъединяване на клиенти.

С писмо изх. № Е-15-33-14 от 23.04.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да

представи: актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”; актуализирани бизнес план и електронен модел на цените за периода 2015-2019 г., с отчетни данни за 2014 г. С писмо с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г., „Камено-газ” ЕООД е предоставило изискваните актуализирани документи, както и преработено заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

С писмо с вх. № Е-15-33-5 от 09.10.2015 г., „Камено-газ” ЕООД е предоставило изменено заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цени за периода 2015-2019 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-294 от 21.10.2015 г., който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 3, и е публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Камено-газ” ЕООД изпълнителния директор, главния счетоводител и консултанта на дружеството. Представителите на лицензианта са заявили, че са съгласни с доклада и нямат възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. След приемане на проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството на проведеното на 09.11.2015 г. закрито заседание на Комисията, е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., присъстващите представители на „Камено-газ” ЕООД са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. Поканените заинтересовани лица по чл. 14, ал. 2 от ЗЕ не са присъствали на общественото обсъждане.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Камено-газ” ЕООД.

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

„Камено-газ” ЕООД е титуляр на лицензии № Л-143-08 от 11.10.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-143-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Камено, издадени със срок до 11.10.2019 г.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (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. Приложен е брой 198 от 15 октомври 2014 г. на вестник „Черноморски фар”, в който на страница 18 са публикувани предложените за утвърждаване цени.

Клиентите на дружеството в зависимост от целите за които ползват природния газ, са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ), и битови. През новия регулаторен период, „Камено-газ” ЕООД не предвижда промяна в тарифната структура на клиентите си.

КЕВР приема, че предложената тарифна структура е съобразена с пазарните условия и

е в съответствие с чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според който 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 „Камено-газ“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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.Необходимии приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваването разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ в таблица № 1 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ в таблица № 2. Необходимите годишни приходи са прогнозираны съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по основните клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови.

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.лв.	201	182	179	175	168
ОА и търговски клиенти	хил.лв.	30	27	27	26	25
Битови клиенти	хил.лв.	40	37	38	39	38
Общо:	хил.лв.	271	247	243	240	232

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.лв.	33	33	33	33	33
ОА и търговски клиенти	хил.лв.	3	3	3	2	2
Битови клиенти	хил.лв.	14	15	15	16	16
Общо:	хил.лв.	50	51	51	51	52

2.1. Разходи

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

В таблица № 3 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.	2019 г.	Общо	%
Общо разходи в т.ч.	257	240	243	247	246	1 233	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	227	209	212	216	214	1 079	87.5 %
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	30	31	31	31	31	155	12.5%

Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с

лицензионната дейност на дружеството.

Разходите по лицензионни дейности са изчислени за периода на бизнес плана въз основа на прогнозни единични стойности (към момента на изготвянето му) и/или прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на газоразпределителната мрежа (ГРМ) и промяната на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: консумация на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; стойност на газоразпределителната мрежа и съоръженията; цена на природния газ на обществения доставчик; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на потребителите; брой офиси, складови площи и транспортни средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите.

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, изр. 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”

2.1.1.1. Условно-постоянните разходи (УПР) представляват 99.26% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ”. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За регулаторния период УПР намаляват от 225 хил. лв. за 2015 г. до 213 хил. лв. за 2019 г.

Условно-постоянните разходи са разделени по икономически елементи:

Разходите за материали представляват 2% от общия обем на УПР и размера им от 4 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Те включват:

- разходи за горива за автотранспорт, които са прогнозирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа. Тези разходи са изчислени на база отчетни данни за 2014 г. и са в размер на 70 лв./км;
- разходите за работно облекло са необходими за закупуване на лятно и зимно облекло, и са прогнозирани в зависимост от броя персонал;
- разходите за канцеларски материали са прогнозирани в размер средно на 286 лв. на човек годишно на база брой персонал;
- разходите за материали за текущо поддържане са свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като 0.06% от стойността на изградените линейни участъци;

Разходите за външни услуги представляват 10% от УПР за дейността „разпределение на природен газ” и са в размер на 21 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, те включват:

- разходи за застраховки, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи, и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар”, „Кражба чрез взлом”, Гражданска застраховка юридически лица;
- разходите за данъци и такси са прогнозирани, съгласно данъчното законодателство и Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти;
- разходи за абонаментно поддържане, които включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходите за поддържане на аварийна готовност. Тези разходи са прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 70 лв.;
- разходи за реклама и рекламни материали;
- разходите за проверка на уреди са определени в размер на 86 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и обществено-административни клиенти и по 8 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация битово

съоръжение при съответната периодичност на проверките;

- разходите за вода, отопление и осветление са прогнозирани на база отчетни данни от предишни години.

Разходите за амортизации на дълготрайните материални активи са изчислени по линейен метод, въз основа на ставките, определени за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност. За целите на ценообразуването полезният живот на амортизируемите активи, утвърден от Комисията е: разпределителни газопроводи и отклонения - 25 години; съоръжения - 15 години; съоръжения битови - 5 години; други дълготрайни материални активи - 5 години; нематериални активи - 7 години. Дружеството е представило обобщение на амортизационните планове на видовете активи, като са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за амортизации представляват 55% от УПР, като намаляват от 128 хил. лв. през 2015 г. на 116 хил. лв. през 2019 г., или прогнозираното от дружеството намаление е приблизително 10%.

Разходите за заплати и възнаграждения включват начислените работни заплати на целия персонал. В дружеството са ангажирани 7 души персонал, в т.ч. 1 управител и 6 служители. През новия регулаторен период не е предвидено увеличаване на заетите лица. Разходите за заплати и възнаграждения са 26% от УПР, като остават непроменени през регулаторния период в размер на 56 хил. лв. годишно.

Разходите за социални осигуровки представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Тези разходи представляват 5% от УПР за дейността и са в размер на 10 хил. лв. годишно, като остават непроменени през целия регулаторен период.

Другите разходи включват разходите за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала, както и разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове извън посочените по-горе разходи. Тези разходи представляват 3% от УПР и са в размер на 6 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5, т. 6 от НРЦПГ, в състава на условно-постоянните разходи не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

2.1.1.2. Променливи разходи

Променливите разходи са 0.74% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ”. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на дружеството за одорант. Разходите за одорант са в размер на 8 хил. лв. за целия регулаторен период и са прогнозирани при разходна норма от 25 mg/m³.

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

2.1.2.1. Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Тези разходи се увеличават от 30 хил. лв. през 2015 г. до 31 хил. лв. през 2019 г., като са представени и по икономически елементи:

Разходите за материали са с относителен дял от 21% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Тези разходи са разпределени равномерно през регулаторния период и са общо в размер на 32 хил. лв.

Разходите за външни услуги са с относителен дял от 23% в УПР и са разпределени по 7 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

Разходите за амортизации представляват 2% от УПР и нарастват от 0.30 хил. лв. през 2015 г. до 1.10 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял от 32% в общия обем

УПР, като размерът им от 10 хил. лв. остава непроменен през целия регулаторен период.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% в общия обем УПР за дейността и са в размер на 2 хил. лв., като остават непроменени през периода 2015-2019 г.

Другите разходи са с относителен дял 16% в общия обем на УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” и са в размер на 5 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

2.1.2.2. *Променливи разходи*, пряко зависещи от количеството природен газ, дружеството не е предвидило за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за регулаторния период на цените 2015-2019 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 по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици №№ 4 и 5:

Дейност „разпределение” (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	554	482	407	329	253
2.	Балансова стойност на ДНМА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	101	97	92	87	81
4.	Необходим оборотен капитал	12	12	12	12	12
5.	Регулаторна база на активите	465	398	328	255	183
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%
7.	Възвръщаемост	44	38	31	24	17
8.	Разходи в т.ч.	227	209	212	216	214
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ (УПР)	225	208	211	214	213
8.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ (Променливи разходи)	2	2	2	2	2

Дейност „снабдяване” (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	2	2	3	3	3
2.	Балансова стойност на ДНМА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	205	209	210	211	212
5.	Регулаторна база на активите	207	211	213	214	215
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%
7.	Възвръщаемост	20	20	20	20	20
8.	Разходи в т.ч. УПР	30	31	31	31	31

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за лицензионната територия са в размер на 195 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 145 хил. лв. За съоръжения, предназначени за битови клиенти, са предвидени 50 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Камено-газ” ЕООД среднопретеглената норма на възвръщаемост на

капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 9.44%. Дружеството е предложило по-ниска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при използването само на собствен капитал с норма на възвръщаемост от 8.50%.

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

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.м³/год.	3 550	3 555	3 560	3 565	3 570
ОА и търговски клиенти	хил.м³/год.	135	140	140	140	140
Битови клиенти	хил.м³/год.	198	261	275	289	302
Общо:	хил.м³/год.	3 883	3 956	3 975	3 994	4 012

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	бр.	9	9	10	10	11
ОА и търговски клиенти	бр.	27	27	27	27	27
Битови клиенти	бр.	145	155	165	175	185
Общо:	бр.	181	191	202	212	223

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) на дружеството по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи трите 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.

Коефициентът е получен на базата на проектния максимален часови разход на всяка група клиенти по следния начин: за всяка година от регулаторния период, делът на инвестиционната стойност на линейната част на всяка отделна група клиенти в стойността на съответния участък или зона от газоразпределителната мрежа е умножен по дела на проектния часов разход на отделните групи клиенти, обслужвани от съответния елемент. Така полученото произведение за всеки участък е разделено на оразмерителния часови разход за този елемент и получените стойности за съответната година са сумирани. Делът на отделната група в общата стойност на линейната част за всяка година е равна на сумата от дяловете на всяка една група във всеки един участък или зона. Самият коефициент представлява делът на стойността на линейната част на всяка група в общата стойност на линейната част. Необходимо е да се отбележи, че инвестиционната стойност е с натрупване, т.е. в коефициентите участват инвестиционните стойности на участъците по групи клиенти, изградени от началото на дейността до края на съответната година.

От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ”: за промишлените клиенти плавно намаляват през регулаторния период от 0.74 за 2015 г. на 0.73 за 2019 г. При коефициентите на общественно-административните и търговски клиенти се наблюдава задържане на нивата на коефициентите от 0.11 през целия регулаторния период. При

битовите клиенти се наблюдава плавно увеличаване на размера на коефициентите, като от 0.15 за 2015 г. нараства на 0.17 в края на регулаторния период.

Възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е разделена по групи клиенти на база дела на годишната им консумация в общата годишна консумация. Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР е получен на базата на броя на потребителите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиенти. Това произтича от факта, че разходите за снабдяване зависят от двата фактора – брой и консумация на клиентите. При дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се наблюдава леко изменение на стойността на коефициентите при промишлените клиенти като от 0.66 за 2015 г. намалява на 0.65 за 2019 г. Размерът на коефициентите за разпределение на УПР и възвръщаемостта при общественно-административните и търговски клиенти остава непроменен през целия период от 0.05. При битовите клиенти се наблюдава тенденция на леко увеличение, като от 0.29 за 2015 г. достига до 0.31 за 2019 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. Коефициентът за разпределение на променливите разходи е получен на базата на годишната консумация и представлява делът на годишната консумация на природен газ на всяка една от групите клиенти спрямо общата годишна консумация. Коефициентите при промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 0.91 за 2015 г. на 0.90 за 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти коефициентите са в размер на 0.035 и остават непроменени през регулаторния период. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на размера на коефициентите от 0.051 за 2015 г. на 0.075 за 2019 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.

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 образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи, съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба.

Предложените от „Камено-газ” ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Камено са посочени в таблица № 8:

Предложение за цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ Таблица № 8

Групи клиенти	Цена за пренос на природен газ през ГРМ	Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител
	лева/1000 m ³	лева/1000 m ³
Промишлени клиенти	51.21	9.29
Обществено-административни и търговски клиенти	197.13	18.42
Битови клиенти	147.30	58.56

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

Предложените от „Камено-газ” ЕООД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2015-2019 г.

„Камено-газ” ЕООД не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти

към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, утвърдени с Решение № Ц-03 от 31.01.2011 г. на Комисията.

Изказвания по т.3:

Докладва Г. Дечева. След проведеното обществено обсъждане на 13.11.2015 г. не са постъпили възражения или нова информация, които да доведат до промяна на ценообразуващите елементи. Работната група предлага на Комисията да утвърди предложените цени на „Камено-газ” ЕООД, считано от 01.12.2015 г.

И. Иванов прочете предложението на работната група.

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 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 01.12.2015 г. на „Камено-газ” ЕООД 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено при регулаторен период от 2015 до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти - 51.21 лв./1000 nm³ (5.50 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 197.13 лв./1000 nm³ (21.19 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти - 147.30 лв./1000 nm³ (15.83 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 271 хил. лв.; за 2016 г. – 247 хил. лв.; за 2017 г. – 243 хил. лв.; за 2018 г. – 240 хил. лв.; за 2019 г. – 232 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 3 883 хил. м³/год.; за 2016 г. – 3 956 хил. м³/год.; за 2017 г. – 3 975 хил. м³/год.; за 2018 г. – 3 994 хил. м³/год.; за 2019 г. – 4 012 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 9.44%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За промишлени клиенти - 9.29 лв./1000 nm³ (0.998 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 18.42 лв./1000 nm³ (1.98 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 58.56 лв./1000 nm³ (6.29 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 50 хил. лв.; за 2016 г. – 51 хил. лв.; за 2017 г. – 51 хил. лв.; за 2018 г. – 51 хил. лв.; за 2019 г. – 52 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 3 883 хил. м³/год.; за 2016 г. – 3 956 хил. м³/год.; за 2017 г. – 3 975 хил. м³/год.; за 2018 г. – 3 994 хил. м³/год.; за 2019 г. – 4 012 хил. м³/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 9.44%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Камено:

5.1. Промислени клиенти - 2 000 лв./клиент;

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти - 1 100 лв./клиент;

5.3. Битови клиенти - 444 лв./клиент.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., подадено от **„Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.,** установи следното:

В Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), сега Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД (с ново наименование „Овергаз Мрежи“ АД), с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството след вливане в него на лицензираните дружества „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Север“ ЕАД, „Овергаз Юг“ АД и „Овергаз Запад“ АД, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-45 от 13.02.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подадените документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След преглед на данните и представените документи е установено следното:

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, на основание чл. 52, ал. 1 от ЗЕ, чл. 87, ал. 1 и чл. 88, ал. 3, т. 1 от НЛДЕ, е дадено разрешение за преобразуване на лицензианти чрез вливане в дружеството „Софиягаз“ ЕАД на дружествата: „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Юг“ АД, „Овергаз Запад“ АД и „Овергаз Север“ ЕАД, като на дружеството са издадени нови лицензии за териториите на вливащите се дружества.

Видно от Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, Комисията, на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ е одобрила отделни бизнес планове за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на приемащото дружество нови лицензии, както и бизнес план за територията на действащата лицензия на „Софиягаз“ ЕАД.

С решението, КЕВР е указала на дружеството до утвърждаване на нови цени за териториите на издадените нови лицензии, да прилага съответните цени, утвърдени с Решение № Ц-011 от 08.03.2010 г., Решение № Ц-16 от 28.05.2009 г., Решение № Ц-01 от 18.01.2010 г. и Решение № Ц-36 от 26.09.2012 г.

С писмо № Е-15-01-2 от 24.04.2015 г. дружеството уведомява КЕВР, че на 23.04.2015 г. е извършено вписване в Търговския регистър към Агенцията по вписванията. Новото наименование на дружеството е „Овергаз Мрежи“ АД.

„Овергаз Мрежи“ АД е подало актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството за всички лицензирани територии за периода 2015-2019 г., ведно с допълнителни документи.

В хода на административното производство е проведена кореспонденция със заявителя, като с писма с изх. № Е-ЗЛР-Р-3 от 29.01.2015 г., № Е-15-02-4 от 18.02.2015 г. и с изх. № Е-15-02-4 от 11.08.2015 г. същият е уведомен, че с оглед разглеждане по същество на преписката за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на

„Овергаз Мрежи“ АД лицензии, е необходимо да представи в КЕВР отделни заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности за отделните територии и газоразпределителни мрежи по издадените на дружеството лицензии вследствие преобразуването. Горното се основава на разпоредбите на действащите нормативни актове, приложими в административното производство по утвърждаване на цени, а именно чл. 31 и чл. 41, ал. 2 от ЗЕ, чл. 9-10, чл. 12, чл. 19-20 и други от НРЦПГ относно формирането на ценообразуващите елементи, чл. 15 от НЛДЕ, както и предвид факта, че на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ на дружеството са одобрени отделни бизнес планове за различните лицензирани територии и съответно газоразпределителни мрежи, определени с издадените на дружеството лицензии.

Във връзка с гореизложеното, „Овергаз Мрежи“ АД е подало отделни заявления с вх. № № Е-15-57-18, Е-15-57-19 и Е-15-57-20 от 27.08.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на териториите съответно на:

- общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ (Лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-438-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог (Лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-440-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера (Лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-439-12 от 30.03.2015 г.).

Предвид писменото изявление на „Овергаз Мрежи“ АД, обективизирано чрез направените искания по горецитираните заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности на отделните лицензирани територии, подадените заявления с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. и вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. не подлежат на разглеждане по същество. С оглед гореизложеното, административното производство по утвърждаване на цени се е развило чрез разглеждане на подадените от дружеството отделни заявления за утвърждаване на цени, като преценката им за съответствие със законовите изисквания е извършена в отделни административни производства.

Настоящото производство е по повод подаденото от „Овергаз Мрежи“ АД в КЕВР заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., съдържащо искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за териториите на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-177 от 07.09.2015 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 ЗЕ и НРЦПГ.

Във връзка с установени несъответствия с приложимите разпоредби на НРЦПГ, с писмо с изх. № Е-15-57-20 от 02.09.2015 г. от дружеството е изискано: да преработи електронния модел на цените, като в справка „норма на възвръщаемост на капитала“ посочи процента на данъчните задължения, съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ, както и да бъде приложена среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал съгласно решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията. На основание чл. 10, ал. 3, във връзка с ал. 2 от НРЦПГ, дружеството е уведомено за необходимостта да представи и следната допълнителна информация: писмена обосновка и доказателства във връзка с приложения подход за формиране на предложените цени за разпределение и за снабдяване с природен газ в MWh при горна граница на калоричност 9 000 kcal/m³; писмена обосновка на приложения подход при формирането на предложените от дружеството цени за снабдяване с природен газ на стопанските клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец; писмена обосновка на прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди на клиенти, както и график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г., изготвен съгласно изискванията на Наредбата за

средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, както и данни и доказателства относно начина на формиране на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството за периода 2015-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., „Овергаз Мрежи“ АД е представило изменено заявление за утвърждаване на цени, справки на хартиен носител, ведно с преработен електронен модел, както и изисканите писмени обосновки.

С писмо изх. № Е-15-57-26 от 07.10.2015 г. от дружеството е изискана информация и документи във връзка с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ относно сключени договори за доставка на природен газ. С писмо с вх. № Е-15-57-26 от 15.10.2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканата информация с отбелязване, че същата представлява търговска тайна.

Подробна информация относно всички факти и обстоятелства във връзка с административните производства по заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД и актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, както и резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г. и изменено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, предмет на настоящото решение са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-299 от 23.10.2015 г. В съответствие с чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от НРЦПГ, цитираният доклад е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 4, и е публикуван на интернет страницата на Комисията, ведно с датата и часа за провеждане на открито заседание.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Овергаз Мрежи“ АД. Представителят на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. С решение по Протокол № 229 от 09.11.2015 г., т. 7, КЕВР е приела проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството и е насрочила дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., представителят на „Овергаз Мрежи“ АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. На общественото обсъждане не са присъствали поканените заинтересовани лица съгласно чл. 14, ал. 2 от ЗЕ.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД.

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 и чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5 от НРЦПГ, на регулиране от Комисията подлежат 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.

„Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на Лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и Лицензия № Л-439-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, издадени за срок от 25 години.

Дружеството е представило доказателства 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 (на интернет страницата на дружеството).

В приложена писмена обосновка към подаденото заявление за утвърждаване на цени, „Овергаз Мрежи“ АД на основание чл. 14 от НРЦПГ предлага за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, която според дружеството е съобразена с нормативните

изисквания и пазарните условия. Заявителят посочва, че в ЗЕ са дефинирани основните групи клиенти: клиенти на природен газ за стопански нужди и клиенти на природен газ за битови нужди, като тази диференциация отчита особеностите при търговските взаимоотношения и техническите нормативи, прилагани при газификацията на двете основни групи клиенти. Съгласно цитираната разпоредба от НРЦПГ, газоразпределителните дружества формират групите клиенти и тарифните компоненти на база сходни характеристики на потребление и/или по друг признак. Разработената от дружеството тарифна структура е блокова.

Видно от така предложената тарифна структура, са обособени следните групи: група битови клиенти и група стопански клиенти, включваща подгрупите клиенти с равномерно и с неравномерно потребление. В последната група „Овергаз Мрежи“ АД е обособило допълнителна клиентска група - метанстанции. Дружеството обосновава това предложение с мотиви, че метанстанциите не използват природния газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. В тази връзка, при метанстанциите съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са крайни клиенти на природен газ. Те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен стопански клиент, който носи риска от грешни заявки за собственото си потребление, което е много по-лесно за прогнозиране и управление. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че на лицензионната територия работят метанстанции, пряко присъединени към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които купуват природния газ на цената, по която купува и газоразпределителното дружество (ГРД). Това поставя метанстанциите, присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД в изключително неизгодна позиция. Дружеството счита, че изложените факти са основание за обособяването на метанстанциите в самостоятелна група.

Комисията приема, че предложената тарифна структура е в съответствие с чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, като предложените групи са обособени в зависимост от сходни характеристики на потребление. Дружеството е обоснавало предложената за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Видно от обосновката на дружеството, за изчисляване на цените за разпределение на природен газ, групите клиенти са формирани на база годишно потребление и режим на потребление на природен газ, представени в Таблица № 1.

Таблица № 1

Основна клиентска група	Клиентска група по годишно потребление	Клиентска група по режим на потребление	Критерий за делене на равномерни / неравномерни	
			ФН (фактор на натоварване), %	ММК (максимална месечна консумация), хил. m ³ /месец (МВтч/месец)
Битови клиенти		Неравномерно потребление		
Клиенти на природен газ за стопански нужди	До 5 000 m ³ /год. вкл. (52 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление		
	До 50 000 m ³ /год. (523 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 4,6 (95.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 4,6 (95.9)
	До 100 000 m ³ /год. (1 047 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 12,5 (261.6)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 12,5 (261.6)
	До 200 000 m ³ /год. (2 093 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 25,0 (523.3)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 25,0 (523.3)

До 400 000 м ³ /год. (4 186 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 50,0 (1 046.5)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 50,0 (1 046.5)
	Метанстанции	-	-
До 600 000 м ³ /год. (6 279 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 83,3 (1 744.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 83,3 (1 744.2)
До 800 000 м ³ /год. (8 372 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 116,7 (2 441.9)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 116,7 9 (2 441.9)
До 1 000 000 м ³ /год., (10 465 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 150,0 (3 139.5)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 150,0 (3 139.5)
	Метанстанции	-	-
До 2 000 000 м ³ /год., (20 930 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 250,0 (5 232.6)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 250,0 (5 232.6)
До 3 000 000 м ³ /год., (31 395 Мвтч) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 416,7 (8 720.9)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 416,7 (8 720.9)
До 4 000 000 м ³ /год., (41 860 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 583,3 (12.209.3)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 583,3 (12 209.3)
До 5 000 000 м ³ /год., (52 326 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 750,0 (15 697.7)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 750,0 (15 697.7)
	Метанстанции	-	-
До 7 000 000 м ³ /год., (73 256 Мвтч/год.) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 000,0 (20 930.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 000,0 (20 930.2)
До 10 000 000 м ³ /год., (104 651 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 416,7 (29 651.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 416,7 (29 651.2)
Над 10 000 000 м ³ /год. (104 651 Мвтч/год.)	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	

Клиенти с равномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} \geq 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Клиенти с неравномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} < 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Факторът на натоварване и ММК се определят по данните в договора за доставка на природен газ за всеки стопански клиент.

Съгласно чл. 14, ал. 3 от НРЦПГ, цените от тарифната структура включват следните компоненти: цени за разпределение на природен газ (пренос по газоразпределителната мрежа и отчитане на природен газ) - еднокомпонентни, в лева/1000 м³ (лева/MWh); цени за

снабдяване с природен газ - еднокомпонентни в лева/клиент на месец или в лева/1000 m³ (лева/MWh). Предложението на „Овергаз Мрежи“ АД цените да бъдат посочени и в лева/MWh цели прозрачност и лесна сравнимост на цените на природния газ за крайните клиенти с цените на алтернативните енергоносители. За определяне на цените в MWh за съответните групи е използвана горната граница на калоричност (ГГК) на газа (9 000 kcal/m³ на база 5-годишни отчети на оператора на газопреносна мрежа). Използването на ГГК е съгласно т. 12 от Допълнителните разпоредби на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (обн. ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г.). Друг аргумент, който заявителят е изложил в подкрепа на прилагането на ГГК, е Директива 2008/92/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 22 октомври 2008 година относно процедура на Общността за подобряване на прозрачността на цените на газ и електроенергия за промишлени крайни потребители, използвана при изготвяне на статистическите доклади на EUROSTAT. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ АД е представило таблица с ГГК за период от пет години (2010-2014 г.), по месеци, от която е видно, че средната калоричност за разглеждания период е 8 998 kcal/m³.

„Овергаз Мрежи“ АД заявява, че при промяна на калоричността на природния газ с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и съответните цени автоматично ще бъдат преизчислявани в енергийни единици.

Във връзка с формиране на предложените цени за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец, Комисията е изисквала от дружеството обосновка на това предложение. В представената писмена обосновка, „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че утвърдените от Комисията и действащи в момента цени за тези категории клиенти на дружеството са в същата дименсия - лева/клиент на месец. Според дружеството, прилагането на този подход води до положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията им са най-високи. В допълнение, когато клиент заяви, че няма да консумира природен газ за определен период, той не заплаща цена за снабдяване за този период.

Предвид гореизложеното, Комисията приема, че предложението на заявителя за формиране на цената за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец е обосновано и е в съответствие с разпоредбата на чл. 5, ал. 1, т. 3 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 и подгрупи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 2 и 3:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т.ч.	хил.лв.	3 639.1	3 606.5	3 569.6	3 528.7	3 482.8
с равномерно потребление	хил.лв.	971.8	941.4	923.1	915.7	890.2
с неравномерно потребление	хил.лв.	2 592.8	2 592.5	2 577.4	2 546.2	2 527.6
метанстанции	хил.лв.	74.5	72.6	69.1	66.8	65.0

Битови клиенти	хил.лв.	955.9	927.6	913.8	897.7	874.3
Общо:	хил.лв.	4 595.0	4 534.1	4 483.4	4 426.4	4 357.1

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 3

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил.лв.	187.1	188.9	193.5	209.2	214.8
Битови клиенти	хил.лв.	150.3	151.4	152.8	169.9	171.3
Общо:	хил.лв.	337.3	340.3	346.3	379.1	386.1

2.1. Разходи

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни 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 регулаторния период:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 4

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
Общо разходи в т.ч.	3 034.5	3 059.3	3 094.3	3 150.6	3 172.2	15 510.8	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	2 812.7	2 837.7	2 873.0	2 903.7	2 925.5	14 352.5	93%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	221.8	221.6	221.3	246.9	246.7	1 158.3	7%

Дружеството е представило обосновка за разпределението на административно-управленските разходи (АУП) по отделните лицензирани територии, изчислени на база относителния дял на продажбите на природен газ за съответната територия в общите продажби на дружеството. Съгласно представената обосновка, разходите за периода 2015-2019 г. са планирани въз основа на реализираните през 2014 г. разходи и прогнозните основни параметри на регулираната дейност като: продажби на природен газ по клиентски групи, брой клиенти по групи и подгрупи, дължина на газоразпределителната мрежа (ГРМ), отчетна стойност на ГРМ, брой персонал.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи както по дейности, така и по икономически елементи, както следва:

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 93% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ, променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ, и разходи, предвидени за АУП. Съгласно обосновката на дружеството, разходите за административно-управленския персонал са разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 2 813 хил. лв. през 2015 г. до 2 925 хил. лв. през 2019 г., или се увеличават с 4% за регулаторния период.

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи:

Разходите за материали са с относителен дял 3% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават през регулаторния период от 80 хил. лв. през 2015 г. до 86 хил. лв. през 2019 г., или с 7.7%. Тези разходи включват:

- горива за автотранспорт, прогнозиран на база постигнатото ниво за 2014 г.;
- канцеларски материали, които са прогнозиран в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2014 г.;
- материали за текущо поддържане на ГРМ: резервни части за ремонт на

линейната част, планирани на база дължината на мрежата, и 0.15% от средната стойност на линеен метър (114 лв./м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозирани на база брой на съоръженията и 0.15% от средната стойност на съоръжение (1 052 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ;

- други материали, планирани на база годишен разход за 2014 г.

Разходите за външни услуги представляват 25% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 698 хил. лв. през 2015 г. до 706 хил. лв. през 2019 г., или ръст от 1.1% за регулаторния период. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, включващи: имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“ на стойност 0.1% от отчетната стойност на линейната част и съоръженията. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ. Друг вид застраховки са за техника и имоти, изчислени на база разходите за 2014 г. Застраховката на персонал за съответната дейност е в размер на 100 лв./служител;

- разходи за данъци и такси, които са прогнозирани на база извършени разходи за 2014 г. Прогнозираните лицензионни такси са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ. Лицензионните такси са планирани в размер на 0.055% от приходите за съответната дейност през предходната година, плюс постоянен компонент в размер на 2 000 лв.;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, които са прогнозирани на база извършени разходи за 2014 г.;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ. От 2015 г. комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на съоръженията и газопроводите ще се извършва от служителите на дружеството, а не от специализираната фирма от групата на Овергаз. В резултат на това, разходите по това перо са намалени, а разходите за персонала (заплати, осигуровки и социални), материали и транспорт са увеличени. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, които са планирани като функция от броя на персонала, ангажиран в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- разходи за наеми: за сгради (включва се наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности); за газопроводи, съоръжения, техника (включва наем на газопровод). Отнасят се само за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани на база годишен разход за 2014 г.;

- разходи за транспортна услуга по видове дейности, във функция от изменението на броя на персонала за съответната дейност;

- разходи за проверка на уреди, които са прогнозирани съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване“ и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване“ от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“.

В обосновката за прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди, които подлежат на метрологичен контрол, дружеството е представило изготвен съгласно цитираната наредба график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г. В Таблица № 5 са представени по години броят и разходите за проверка и ремонт на различните видове разходомери:

Таблица № 5

Наименование	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.
Проверка на диафрагмени	813	13	927	15	1 042	17	1 258	20	986	16
Ремонт на диафрагмени разходомери	447	17	510	19	573	22	692	26	542	20
Проверка на ротационни разходомери	111	43	99	39	106	41	103	40	111	43
Ремонт на ротационни разходомери	17	19	15	17	16	18	15	18	17	19
Общо:*	924	92	1 026	90	1 148	98	1 361	104	1 097	99

* Забележка: Общ брой на проверените средства за търговско измерване и разходите за проверка и ремонт

Дружеството посочва, че графикът за проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е изготвен в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а ротационните се проверяват през 2 години. Разходите за проверка са формирани на база графика и цената за проверка на съответно СТИ. В ценовия модел, в перо „проверка на средствата за търговско измерване” са включени и разходи за ремонт на разходомерите, които са изчислени като произведение от броя на разходомерите за ремонт и цената за ремонт. Броят на разходомерите за ремонт е определен като процент от всички проверявани през съответната година разходомери на базата на отчетни данни.

Към разходите за външни услуги спадат и следните:

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозиран на база годишен разход за 2014 г. за съответната дейност;
- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в дейността, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;
- други разходи за външни услуги включват: ИТ и информационно обслужване, като тези разходи се отнасят по дейности на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек годишно; права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана система за производство и експлоатация на елементите на газовата инфраструктура, управление на отношенията с клиентите и вземанията от тях (модули АММ, CRM, Billing и BI);

Разходите за амортизации представляват 45% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи нарастват от 1 203 хил. лв. през 2015 г. до 1 289 хил. лв. през 2019 г., или приблизително увеличение с 7%. Разходите за амортизации са определени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 18% от УПР за дейността и намаляват от 511 хил. лв. през 2015 г. до 510 хил. лв. през 2019 г., или с 0.1%.

Разходите за социални осигуровки и надбавки включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са 5% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и са в размер около 130 хил. лв. годишно през целия период.

Други разходи – същите са с относителен дял 4% от УПР, като нарастват от 115 хил. лв. за 2015 г. до 117 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), които са прогнозиран като функция от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход за 2014 г.;
- разходи за командировки и разходи за работно облекло, които са прогнозиран в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.;

- разходи за данъци, удържани при източника, изчислени от дружеството съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО като 10% от разходите за горива за автотранспорт и разходите за социални осигуровки и надбавки за съответната дейност;

- разходи за публикации, които са прогнозирани на база четири публикации на цените и средна стойност на рекламното каре от 100 лв. Прогнозираните разходи са разпределени в съотношение 50%:50% за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”;

- разходи за въздействие на пазара са прогнозирани в зависимост от планираните нови клиенти и са отнесени към дейност „разпределение на природен газ”. Съгласно представената обосновка, това са разходи за маркетинг и реклама; разходи, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Заявителят посочва, че газоразпределителните дружества са не само транспортъри на енергийния източник и сервизна компания за обслужване на ГРМ и клиентите, но от ГРД се изисква активна дейност по разширяване на пазара, предоставяне на алтернативен източник на енергия и изпълнение на социални ангажменти към обществото, съгласно издадените лицензи.

- разходи за обучение и квалификация, които са планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.

2.1.1.2. Променливи разходи

Променливите разходи се увеличават от 77 хил. лв. за 2015 г. до 88 хил. лв. за 2019 г. Тези разходи включват:

- разходи за одорант, които са в размер на 0.72 лв./1000 m³ природен газ (20 mg/1000 m³) и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”;

- разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозирани в съответствие с приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ, както и на база отчетните загуби на природен газ за 2013 г. и 2014 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” включват условно-постоянни разходи, като дружеството не прогнозира разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността нарастват от 222 хил. лв. за 2015 г. на 247 хил. лв. за 2019 г. Начинът на формиране на разходите по икономически елементи следва логиката на формиране на разходите за дейността „разпределение на природен газ”.

Разходите за материали са с относителен дял 0.2% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ”, като се увеличават през регулаторния период от 0.5 хил. лв. през 2015 г. до 0.6 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за външни услуги представляват 51% от УПР за дейността и нарастват от 117 хил. лв. през 2015 г. до 119 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за амортизации представляват 1% от УПР за дейността, като са в размер около 2 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 38% от УПР и нарастват от 80 хил. лв. за 2015 г. на 98 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за социални осигуровки и надбавки се увеличават от 19 хил. лв. за 2015 г. на 24 хил. лв. за 2019 г.

Други разходи са с относителен дял 1% от УПР, като нарастват от 2.3 хил. лв. за 2015 г. до 2.8 хил. лв. в края на регулаторния период

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. За изчисляването на възвръщаемостта за съответната лицензионна дейност, нормата на възвръщаемост се прилага към регулаторната база на

активите, използвани за съответна дейност. При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Така изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка. Изчислените 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 Таблицы № 6 и 7:

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

Таблица № 6

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	30 476.7	30 786.7	31 097.3	31 408.4	31 720.0
2	Натрупана амортизация	13 993.7	15 210.8	16 449.5	17 709.8	18 991.6
3	Финансирания	1 274.6	1 266.7	1 257.5	1 245.4	1 230.3
4	Оборотен капитал	161.0	161.4	163.1	164.5	164.5
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	15 369.3	14 470.6	13 553.4	12 617.8	11 662.5
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	1 782.3	1 696.4	1 610.4	1 522.7	1 431.6
7.1	от АУП	9.4	8.7	8.0	7.2	6.5
8	Разходи, в т.ч.	2 812.7	2 837.7	2 873.0	2 903.7	2 925.5
8.1	от АУП	329.2	329.5	329.8	327.3	327.6
9=7+8	Необходими приходи за дейността разпределение	4 595.0	4 534.1	4 483.4	4 426.4	4 357.1

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

Таблица № 7

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0
2	Натрупана амортизация	107.4	108.7	110.1	111.5	112.9
3	Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	Оборотен капитал	985.5	1 004.1	1 045.3	1 089.8	1 131.7
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	995.1	1 012.4	1 052.2	1 095.3	1 135.9
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	115.5	118.8	125.0	132.2	139.3
7.1	от АУП	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
8	Разходи, в т.ч.	221.8	221.6	221.3	246.9	246.7
8.1	от АУП	26.0	25.7	25.4	27.8	27.6
9=7+8	Необходими приходи за дейността снабдяване	337.3	340.3	346.3	379.1	386.1

За периода 2015-2019 г., инвестициите за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера са в размер на 1 354 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 896 хил. лв., а за съоръжения (небитови и битови клиенти) са планирани 458 хил. лв., в съответствие с заложените инвестиции в одобрения бизнес план.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 11.85% при структура на капитала 66% собствен и 34% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска от определената от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., по т. 1 среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11.68% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 9.60%.

Дружеството отбелязва, че при разглеждане на цената на привлечения капитал, следва

да се има предвид цената на финансиране на нови проекти на групата като цяло. По данни на БНБ, средният лихвен процент за новоотпуснати кредити за инвестиционни проекти, в левове за нефинансови институции през 2014 г., в зависимост от размера им, е средно между 8.16% и 8.30% за кредити със срок над 5 години, каквито са инвестициите на дружеството.

„Овергаз Мрежи“ АД твърди, че след кризата от 2009 г. българските банки значително са увеличили изискванията при отпускане на кредити, като отпусканите заеми остават с високи лихви поради: несигурността в икономиката и банковия сектор, влошената бизнес среда в страната, повишените изисквания за капиталова адекватност в Еврозоната, нарасналият дял на необслужваните кредити.

Освен това, към лихвения процент по кредитите стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им като: такса за управление на кредит приблизително 0.5% годишно, такса ангажимент от 0.25% до 0.5% годишно върху неусвоената част от кредита, такса за изготвяне на оценка от лицензирана фирма на активите на кредитополучателя (които ще служат за обезпечение), държавни и нотариални такси за учредяване на договорната ипотека, такси за вписване на залог в Централния регистър на особените залози на активите на кредитополучателя съгласно Закона за особени залози; такса на лицензираната фирма, която извършва инвеститорски контрол при строителството на ГРМ за периода на ползване на привлечения капитал, като същата изготвя задължителни ежемесечни доклади до банката, такса на лицензирана фирма, която извършва постоянен строителен надзор и такса за предсрочно погасяване при рефинансиране със собствени средства или чрез нов банков кредит (около 1%). Тези такси и комисиони оскъпяват кредитния ресурс с допълнителни 1.5-2.0% от цената на привлечения ресурс на годишна база.

Заявителят посочва също, че плащанията на клиентите са със забава между 30 и 180 дни. Върху забавените плащания за природен газ дружеството дължи лихва за забава в размер на ОЛП + 10% на годишна база. Средно за 5-годишен период, ОЛП е в размер на 0.09%, т.е. лихвеният процент за забавените плащания е 10.09%.

Въз основа на горепосочените фактори, които ще оказват влияние през целия период на ползване на кредитния ресурс, дружеството предвижда прогнозната цена на привлечения капитал за периода да бъде при годишен процент на разходите (ГПР) около 9.66-10.16% (за кредити до 1 млн. евро) и 9.80-10.30% (за кредити над 1 млн. евро). Предвид изложеното, цената на привлечения капитал на годишна база се изчислява на 10%.

С оглед горното и предвид решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията, „Овергаз Мрежи“ АД предлага норма на възвращаемост на привлечения капитал 9.60%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в Таблица № 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т. ч.	хил.м ³ /год.	18 442	18 841	19 652	20 467	21 295
с равномерно потребление	хил.м ³ /год.	7 726	7 753	7 986	8 337	8 596
с неравномерно потребление	хил.м ³ /год.	9 995	10 362	10 936	11 385	11 929
метанстанции	хил.м ³ /год.	720	727	730	745	770
Битови клиенти	хил.м ³ /год.	3 392	3 415	3 540	3 669	3 795
Общо:	хил.м³/год.	21 833	22 256	23 192	24 137	25 089

За целите на ценообразуването коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на

дълготрайните материални активи на ГРМ на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Дружеството предлага стойността на активите, обслужващи групите клиенти, да бъде разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход.

От представените данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвращаемостта и УПР по основните групи клиенти се изменят за дейността „разпределение на природен газ”, като за стопански клиенти се увеличават през регулаторния период от 0.792 за 2015 г. на 0.799 за 2019 г. Тенденцията при коефициентите за битовите клиенти е намаление от 0.208 за 2015 г. на 0.201 за 2019 г. Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за стопански клиенти се изменят през регулаторния период от 0.845 за 2015 г. на 0.849 за 2019 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0.155 за 2015 г. на 0.151 за 2019 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. При тях изменението е минимално: коефициентите при стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0.40 за 2015 г. на 0.39 в края на периода, а при битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.60 за 2015 г. на 0.61 за 2019 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 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Предложените от „Овергаз Мрежи” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, са посочени в следващата таблица:

Цени за пренос и цена за снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Потребителска група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 m ³	лева/ MWh	лева/месец	лева/1000 m ³	лева/ MWh
Стопански потребители					
С равномерно потребление					
до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	151.80	14.51	-	10.69	1.02
до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	141.12	13.48	-	10.64	1.02
до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	130.43	12.46	-	10.54	1.01
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	119.75	11.44	-	10.35	0.99
до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	113.50	10.85	-	10.15	0.97
до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	109.06	10.42	-	9.95	0.95
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	105.62	10.09	-	9.75	0.93
до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	94.94	9.07	-	8.77	0.84

до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	88.69	8.47	-	7.78	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	84.25	8.05	-	6.79	0.65
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	80.81	7.72	-	5.80	0.55
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	75.62	7.23	-	5.80	0.55
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	70.13	6.70	-	5.80	0.55
над 10 000 000 м ³ /год. (над 104 651 MWh)	63.88	6.10	-	5.80	0.55
С неравномерно потребление					
до 5 000 м ³ /год. (до 52 MWh), вкл.	259.46	24.79	2.98	-	-
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	252.63	24.14	-	10.69	1.02
до 100 000 м ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	242.99	23.22	-	10.64	1.02
до 200 000 м ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	233.36	22.30	-	10.54	1.01
до 400 000 м ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	223.72	21.38	-	10.35	0.99
до 600 000 м ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	218.08	20.84	-	10.15	0.97
до 800 000 м ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	214.08	20.46	-	9.95	0.95
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	210.97	20.16	-	9.75	0.93
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	201.34	19.24	-	8.77	0.84
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	195.70	18.70	-	7.78	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	191.70	18.32	-	6.79	0.65
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	188.59	18.02	-	5.80	0.55
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	183.92	17.57	-	5.80	0.55
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	178.96	17.10	-	5.80	0.55
над 10 000 000 м ³ /год. (над 104 651 MWh)	173.32	16.56	-	5.80	0.55
Метанстанции					
до 400 000 м ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	97.94	9.36	-	10.35	0.99
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	97.94	9.36	-	9.75	0.93
над 1 000 000 м ³ /год., (над 10 465 MWh)	97.94	9.36	-	5.80	0.55
Битови потребители	259.46	24.79	2.98	-	-

Забележка*: В предложените за утвърждаване на цени не е включен ДДС.

Забележка**: Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на calorичност на газа (9 000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на calorичността на газа с ± 100 kcal/ m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4.3.Цени за присъединяване

Цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия са формирани на база постоянните и променливи разходи на дружеството за проектно осигуряване, в т. ч. осигуряване на разрешение за строеж и изграждане на съоръженията за присъединяване - газопроводно отклонение и монтаж на съоръжение за регулиране и измерване разхода на природен газ. Дружеството е предложило цени за присъединяване с дименсия лева/клиент. С оглед гарантиране на заявения от клиента максимален часов разход, при хидравлично оразмеряване на газопроводните отклонения се отчитат редица фактори: местоположението на клиента спрямо изградената ГРМ, капацитет, натовареност и действително работно налягане на изградената ГРМ, към която клиентът ще бъде присъединен, допустимо минимално налягане на вход съоръжение на клиента, максимално допустима скорост на природния газ в мрежата. Факторите, които оказват влияние върху цените за земно-изкопни и възстановителни работи са: цените на инертните

материали, цените на асфалтобетонни смеси, цените на горивата, транспортните разстояния до депата за извозване на излишните строителни отпадъци и земни маси и за доставка на инертни материали и асфалтобетонни смеси, които са променливи, както по територии, така и по години.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираната територия са посочени в следващата таблица:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 10</i>
Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)	
Стопански клиенти		
до 25 m ³ /час, вкл.	430.83	
до 50 m ³ m ³ /час, вкл.	1 152.60	
до 1000 m ³ /час, вкл.	2 401.55	
до 3000 m ³ /час, вкл.	3 603.14	
над 3000 m ³ /час	4 260.32	
Битови клиенти	430.83	

*Забележка**: Предложените цени са без включен ДДС.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД данни, и подкрепящите ги документи и обосновки, предложените от дружеството цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия, за периода 2015-2019 г., са формирани в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за лицензираната територия на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, за периода 2015-2019 г.

Изказвания по т.4:

Докладва Б. Наумов. На проведеното обществено обсъждане са присъствали представители на дружеството. Не са представени нови факти и обстоятелства, които да променят така представените цени. Работната група предлага Комисията да приема решението, считано от 01.13.2015 г.

В. Василева обърна внимание, че в началото на решението, при описанието на фактическата обстановка, е направена препратка към доклада, който съдържа подробна информация относно всички факти и обстоятелства на административните производства, с оглед съкращаване на изложените факти във всеки един от трите случая. Съгласно диспозитива на този проект за решение, действително тези проекти за решения са непълни, както е обърнал внимание А. Йорданов. Те не съдържат цените по които крайните снабдителите ще продават природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителните мрежи, тъй като в настоящия случай „Овергаз Мрежи“ АД не закупува природен газ от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД. За разлика от всички останали случаи, при които крайните снабдителите закупуват природния газ от обществения доставчик и има регулация на цената, в случая не може да се направи такова заключение.

И. Иванов каза, че това е валидно и за трите заявления за цени, които са идентични.

В. Василева отговори, че цените са идентични, както и фактологията и начина, по който се е развила цялата административна преписка и процедурата по разглеждането им.

И. Иванов прочете предложението за решение на работната група.

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 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 01.12.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ 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 към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, при регулаторен период от 2015 до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

1.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 151.80 лв./1000 m³ (14.51 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 141.12 лв./1000 m³ (13.48 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 130.43 лв./1000 m³ (12.46 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 119.75 лв./1000 m³ (11.44 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 113.50 лв./1000 m³ (10.85 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 109.06 лв./1000 m³ (10.42 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 105.62 лв./1000 m³ (10.09 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 94.94 лв./1000 m³ (9.07 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 88.69 лв./1000 m³ (8.47 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 84.25 лв./1000 m³ (8.05 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 80.81 лв./1000 m³ (7.72 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 75.62 лв./1000 m³ (7.23 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 70.13 лв./1000 m³ (6.70 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 63.88 лв./1000 m³ (6.10 лв./MWh).

1.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m³/год. (до 52 MWh), вкл. - 259.46 лв./1000 m³ (24.79 лв./MWh);
- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 252.63 лв./1000 m³ (24.14 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 242.99 лв./1000 m³ (23.22 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 233.36 лв./1000 m³ (22.30 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 223.72 лв./1000 m³ (21.38 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 218.08 лв./1000 m³ (20.84 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 214.08 лв./1000 m³ (20.46 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 210.97 лв./1000 m³ (20.16 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 201.34 лв./1000 m³ (19.24 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 195.70 лв./1000 m³ (18.70 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 191.70 лв./1000 m³ (18.32 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 188.59 лв./1000 m³ (18.02 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 183.92 лв./1000 m³ (17.57 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 178.96 лв./1000 m³ (17.10 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 173.32 лв./1000 m³ (16.56 лв./MWh).

1.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 97.94 лв./1000 m³ (9.36 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 97.94 лв./1000 m³ (9.36 лв./MWh);
- над 1 000 000 m³/год., (над 10 465 MWh) - 97.94 лв./1000 m³ (9.36 лв./MWh).

1.2. За битови клиенти - 259.46 лв./1000 m³ (24.79 лв./MWh).

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се произчисляват в енергийни единици.

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 4 595.0 хил. лв.; за 2016 г. - 4 534.1 хил. лв.; за 2017 г. - 4 483.4 хил. лв.; за 2018 г. - 4 426.4 хил. лв.; за 2019 г. - 4 357.1 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 21 833 хил. м³/год.; за 2016 г. - 22 256 хил. м³/год.; за 2017 г. - 23 192 хил. м³/год.; за 2018 г. - 24 137 хил. м³/год.; за 2019 г. - 25 089 хил. м³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За стопански клиенти:

3.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.69 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 100 000 м³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.64 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 200 000 м³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.54 лв./1000 м³ (1.01 лв./MWh);
- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 м³ (0.99 лв./MWh);
- до 600 000 м³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.15 лв./1000 м³ (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 м³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 9.95 лв./1000 м³ (0.95 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 м³ (0.93 лв./MWh);
- до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 8.77 лв./1000 м³ (0.84 лв./MWh);
- до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 7.78 лв./1000 м³ (0.74 лв./MWh);
- до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 6.79 лв./1000 м³ (0.65 лв./MWh);
- до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh) - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh).

3.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 м³/год. (до 52 MWh), вкл. - 2.98 лв./клиент на месец;
- до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.69 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 100 000 м³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.64 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 200 000 м³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.54 лв./1000 м³ (1.01 лв./MWh);
- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 м³ (0.99 лв./MWh);
- до 600 000 м³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.15 лв./1000 м³ (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 м³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 9.95 лв./1000 м³ (0.95 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 м³ (0.93 лв./MWh);
- до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 8.77 лв./1000 м³ (0.84 лв./MWh);
- до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 7.78 лв./1000 м³ (0.74 лв./MWh);
- до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 6.79 лв./1000 м³ (0.65 лв./MWh);
- до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh);
- над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh) - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh).

3.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 м³ (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 м³ (0.93 лв./MWh);
- над 1 000 000 м³/год., (над 10 465 MWh) - 5.80 лв./1000 м³ (0.55 лв./MWh).

3.2. За битови клиенти - 2.98 лв./клиент на месец.

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 337.3 хил. лв.; за 2016 г. - 340.3 хил. лв.; за 2017 г. - 346.3 хил. лв.; за 2018 г. - 379.1 хил. лв.; за 2019 г. - 386.1 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 21 833 хил. м³/год.; за 2016 г. - 22 256 хил.

м³/год.; за 2017 г. - 23 192 хил. м³/год.; за 2018 г. - 24 137 хил. м³/год.; за 2019 г. - 25 089 хил. м³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, както следва:

5.1. Стопански клиенти:

- до 25 м³/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 м³/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 м³/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 м³/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 м³/h - 4 260.32 лв./клиент.

5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г., подадено от „**Овергаз Мрежи**“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: **Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог за периода 2015-2019 г.**, установи следното:

В Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), сега Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД (с ново наименование „Овергаз Мрежи“ АД), с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството след вливане в него на лицензираните дружества „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Север“ ЕАД, „Овергаз Юг“ АД и „Овергаз Запад“ АД, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-45 от 13.02.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подадените документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След преглед на данните и представените документи е установено следното:

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, на основание чл. 52, ал. 1 от ЗЕ, чл. 87, ал. 1 и чл. 88, ал. 3, т. 1 от НЛДЕ, е дадено разрешение за преобразуване на лицензианти чрез вливане в дружеството „Софиягаз“ ЕАД на дружествата: „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Юг“ АД, „Овергаз Запад“ АД и „Овергаз Север“ ЕАД, като на дружеството са издадени нови лицензии за териториите на вливащите се дружества.

Видно от Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, Комисията, на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ е одобрила отделни бизнес планове за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на приемащото дружество нови лицензии, както и бизнес план за територията на действащата лицензия на „Софиягаз“ ЕАД.

С решението, КЕВР е указала на дружеството до утвърждаване на нови цени за териториите на издадените нови лицензии, да прилага съответните цени, утвърдени с Решение № Ц-011 от 08.03.2010 г., Решение № Ц-16 от 28.05.2009 г., Решение № Ц-01 от 18.01.2010 г. и Решение № Ц-36 от 26.09.2012 г.

С писмо № Е-15-01-2 от 24.04.2015 г. дружеството уведомява КЕВР, че на 23.04.2015 г. е извършено вписване в Търговския регистър към Агенцията по вписванията. Новото наименование на дружеството е „Овергаз Мрежи“ АД.

„Овергаз Мрежи“ АД е подало актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството за всички лицензирани територии за периода 2015-2019 г., ведно с допълнителни документи.

В хода на административното производство е проведена кореспонденция със заявителя, като с писма с изх. № Е-ЗЛР-Р-3 от 29.01.2015 г., № Е-15-02-4 от 18.02.2015 г. и с изх. № Е-15-02-4 от 11.08.2015 г. същият е уведомен, че с оглед разглеждане по същество на преписката за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на „Овергаз Мрежи“ АД лицензии, е необходимо да представи в КЕВР отделни заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности за отделните територии и газоразпределителни мрежи по издадените на дружеството лицензии вследствие преобразуването. Горното се основава на разпоредбите на действащите нормативни актове, приложими в административното производство по утвърждаване на цени, а именно чл. 31 и чл. 41, ал. 2 от ЗЕ, чл. 9-10, чл. 12, чл. 19-20 и други от НРЦПГ относно формирането на ценообразуващите елементи, чл. 15 от НЛДЕ, както и предвид факта, че на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ на дружеството са одобрени отделни бизнес планове за различните лицензирани територии и съответно газоразпределителни мрежи, определени с издадените на дружеството лицензии.

Във връзка с гореизложеното, „Овергаз Мрежи“ АД е подало отделни заявления с вх. № № Е-15-57-18, Е-15-57-19 и Е-15-57-20 от 27.08.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на териториите съответно на:

- общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ (Лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-438-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог (Лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-440-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера (Лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-439-12 от 30.03.2015 г.).

Предвид писменото изявление на „Овергаз Мрежи“ АД, обективизирано чрез направените искания по горецитираните заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности на отделните лицензирани територии, подадените заявления с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. и вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. не подлежат на разглеждане по същество. С оглед гореизложеното, административното производство по утвърждаване на цени се е развило чрез разглеждане на подадените от дружеството отделни заявления за утвърждаване на цени, като преценката им за съответствие със законовите изисквания е извършена в отделни административни производства.

Настоящото производство е по повод подаденото от „Овергаз Мрежи“ АД в КЕВР заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., съдържащо искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № З-Е-178 от 07.09.2015 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 ЗЕ и НРЦПГ.

Във връзка с установени несъответствия с приложимите разпоредби на НРЦПГ, с писмо с изх. № Е-15-57-19 от 02.09.2015 г. на Комисията, от дружеството е изискано да преработи: електронния модел на цените, като в справка „норма на възвръщаемост на капитала“ посочи процента на данъчните задължения, съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2

от НРЦПГ, както и да бъде приложена среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал, съгласно решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията. На основание чл. 10, ал. 3 във връзка с ал. 2 от НРЦПГ дружеството е уведомено за необходимостта да представи и следната допълнителна информация: писмена обосновка и доказателства във връзка с приложения подход за формиране на предложените цени за разпределение и за снабдяване с природен газ в MWh при горна граница на калоричност 9 000 kcal/m³; писмена обосновка на приложения подход при формирането на предложените от дружеството цени за снабдяване с природен газ на стопанските потребители с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите потребители в лева/потребител на месец; писмена обосновка на прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди на клиенти, както и график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г., изготвен съгласно изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол; както и данни и доказателства относно начина на формиране на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството за периода 2015-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изменено заявление за утвърждаване на цени, справки на хартиен носител, ведно с преработен електронен модел, както и изисканите писмени обосновки.

С писмо изх. № Е-15-57-26 от 07.10.2015 г. от дружеството е изискана информация и документи във връзка с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ относно сключени договори за доставка на природен газ. С писмо с вх. № Е-15-57-26 от 15.10.2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканата информация с отбелязване, че същата представлява търговска тайна.

Подробна информация относно всички факти и обстоятелства във връзка с административните производства по заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД и актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, както и резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г. и изменено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, предмет на настоящото решение са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-297 от 23.10.2015 г. В съответствие с чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от НРЦПГ, цитираният доклад е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 5, и е публикуван на интернет страницата на Комисията, ведно с датата и часа за провеждане на открито заседание.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Овергаз Мрежи“ АД. Представителят на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. С решение по Протокол № 229 от 09.11.2015 г., т. 8, КЕВР е приела проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството и е насрочила дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., представителят на „Овергаз Мрежи“ АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. На общественото обсъждане не са присъствали поканените заинтересовани лица съгласно чл. 14, ал. 2 от ЗЕ.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД.

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 и чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5 от НРЦПГ, на регулиране от Комисията подлежат 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.

„Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на Лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и Лицензия № Л-440-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог, издадени за срок от 25 години.

Дружеството е представило доказателства 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 (на интернет страницата на дружеството).

В приложена писмена обосновка към подаденото заявление за утвърждаване на цени, „Овергаз Мрежи“ АД на основание чл. 14 от НРЦПГ предлага за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, която според дружеството е съобразена с нормативните изисквания и пазарните условия. Заявителят посочва, че в ЗЕ са дефинирани основните групи клиенти: клиенти на природен газ за стопански нужди и клиенти на природен газ за битови нужди, като тази диференциация отчита особеностите при търговските взаимоотношения и техническите нормативи, прилагани при газификацията на двете основни групи клиенти. Съгласно цитираната разпоредба от НРЦПГ, газоразпределителните дружества формират групите клиенти и тарифните компоненти на база сходни характеристики на потребление и/или по друг признак. Разработената от дружеството тарифна структура е блокова.

Видно от така предложената тарифна структура, са обособени следните групи: група битови клиенти и група стопански клиенти, включваща подгрупите клиенти с равномерно и с неравномерно потребление. В последната група „Овергаз Мрежи“ АД е обособило допълнителна клиентска група - метанстанции. Дружеството обосновава това предложение с мотиви, че метанстанциите не използват природния газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. В тази връзка, при метанстанциите съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са крайни клиенти на природен газ. Те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен стопански клиент, който носи риска от грешни заявки за собственото си потребление, което е много по-лесно за прогнозиране и управление. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че на лицензионната територия работят метанстанции, пряко присъединени към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които купуват природния газ на цената, по която купува и газоразпределителното дружество (ГРД). Това поставя метанстанциите, присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД в изключително неизгодна позиция. Дружеството счита, че изложените факти са основание за обособяването на метанстанциите в самостоятелна група.

Комисията приема, че предложената тарифна структура е в съответствие с чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, като предложените групи са обособени в зависимост от сходни характеристики на потребление. Дружеството е обосновоало предложената за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Видно от обосновката на дружеството, за изчисляване на цените за разпределение на природен газ, групите клиенти са формирани на база годишно потребление и режим на потребление на природен газ, представени в Таблица № 1.

Таблица № 1

Основна клиентска група	Клиентска група по годишно потребление	Клиентска група по режим на потребление	Критерий за делене на равномерни / неравномерни	
			ФН (фактор на натоварване), %	ММК (максимална месечна консумация), хил. m ³ /месец (МВтч/месец)
Битови клиенти		Неравномерно потребление		

Клиенти на природен газ за стопански нужди	До 5 000 м³/год., вкл. (52 Мвтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление		
	До 50 000 м³/год. (523 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 4,6 (95.9)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 4,6 (95.9)$
	До 100 000 м³/год. (1 047 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 12,5 (261.6)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 12,5 (261.6)$
	До 200 000 м³/год. (2 093 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 25,0 (523.3)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 25,0 (523.3)$
	До 400 000 м³/год. (4 186 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 50,0 (1 046.5)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 50,0 (1 046.5)$
		Метанстанции	-	-
	До 600 000 м³/год. (6 279 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 83,3 (1 744.2)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 83,3 (1 744.2)$
	До 800 000 м³/год. (8 372 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 116,7 (2 441.9)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 116,7 \text{ } 9 (2 441.9)$
	До 1 000 000 м³/год., (10 465 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 150,0 (3 139.5)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 150,0 (3 139.5)$
		Метанстанции	-	-
	До 2 000 000 м³/год., (20 930 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 250,0 (5 232.6)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 250,0 (5 232.6)$
	До 3 000 000 м³/год., (31 395 Мвтч) вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 416,7 (8 720.9)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 416,7 (8 720.9)$
	До 4 000 000 м³/год., (41 860 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 583,3 (12.209.3)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 583,3 (12 209.3)$
	До 5 000 000 м³/год., (52 326 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 750,0 (15 697.7)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 750,0 (15 697.7)$
		Метанстанции	-	-
	До 7 000 000 м³/год., (73 256 Мвтч/год.) вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 1\ 000,0 (20 930.2)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 1\ 000,0 (20 930.2)$
	До 10 000 000 м³/год., (104 651 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	$MMK \leq 1\ 416,7 (29 651.2)$
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	$MMK > 1\ 416,7 (29 651.2)$
	Над 10 000 000 м³/год. (104 651 Мвтч/год.)	Равномерно потребление	$\Phi H \geq 50\%$	
		Неравномерно потребление	$\Phi H < 50\%$	

Клиенти с равномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} \geq 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Клиенти с неравномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} < 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Факторът на натоварване и ММК се определят по данните в договора за доставка на природен газ за всеки стопански клиент.

Съгласно чл. 14, ал. 3 от НРЦПГ, цените от тарифната структура включват следните компоненти: цени за разпределение на природен газ (пренос по газоразпределителната мрежа и отчитане на природен газ) - еднокомпонентни, в лева/1000 m^3 (лева/MWh); цени за снабдяване с природен газ - еднокомпонентни в лева/клиент на месец или в лева/1000 m^3 (лева/MWh). Предложението на „Овергаз Мрежи“ АД цените да бъдат посочени и в лева/MWh цели прозрачност и лесна сравнимост на цените на природния газ за крайните клиенти с цените на алтернативните енергоносители. За определяне на цените в MWh за съответните групи е използвана горната граница на калоричност (ГГК) на газа (9 000 kcal/ m^3 на база 5-годишни отчети на оператора на газопреносна мрежа). Използването на ГГК е съгласно т. 12 от Допълнителните разпоредби на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (обн. ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г.). Друг аргумент, който заявителят е изложил в подкрепа на прилагането на ГГК, е Директива 2008/92/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 22 октомври 2008 година относно процедура на Общността за подобряване на прозрачността на цените на газ и електроенергия за промишлени крайни потребители, използвана при изготвяне на статистическите доклади на EUROSTAT. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ АД е представило таблица с ГГК за период от пет години (2010-2014 г.), по месеци, от която е видно, че средната калоричност за разглеждания период е 8 998 kcal/ m^3 .

„Овергаз Мрежи“ АД заявява, че при промяна на калоричността на природния газ с $\pm 100 \text{ kcal/m}^3$, тарифните групи и съответните цени автоматично ще бъдат преизчислявани в енергийни единици.

Във връзка с формиране на предложените цени за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 $\text{m}^3/\text{год.}$ и битовите клиенти в лева/клиент на месец, Комисията е изисквала от дружеството обосновка на това предложение. В представената писмена обосновка, „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че утвърдените от Комисията и действащи в момента цени за тези категории клиенти на дружеството са в същата дименсия - лева/клиент на месец. Според дружеството, прилагането на този подход води до положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията им са най-високи. В допълнение, когато клиент заяви, че няма да консумира природен газ за определен период, той не заплаща цена за снабдяване за този период.

Предвид гореизложеното, Комисията приема, че предложението на заявителя за формиране на цената за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 $\text{m}^3/\text{год.}$ и битовите клиенти в лева/клиент на месец е обосновано и е в съответствие с разпоредбата на чл. 5, ал. 1, т. 3 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи и подгрупи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 2 и 3:

Дейност „разпределение на природен газ”

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т.ч.	хил.лв.	4 556.3	4 454.1	4 423.3	4 372.2	4 389.8
с равномерно потребление	хил.лв.	1 504.5	1 514.4	1 586.0	1 642.4	1 727.0
с неравномерно потребление	хил.лв.	2 239.0	2 163.9	2 096.4	2 022.8	1 973.0
метанстанции	хил.лв.	812.8	775.8	740.9	707.1	689.8
Битови клиенти	хил.лв.	1 582.8	1 577.6	1 558.2	1 544.4	1 546.6
Общо:	хил.лв.	6 139.1	6 031.7	5 981.5	5 916.6	5 936.3

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”

Таблица № 3

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил.лв.	266.3	271.0	278.3	297.1	305.8
Битови клиенти	хил.лв.	260.7	263.0	264.2	285.8	285.9
Общо:	хил.лв.	527.1	533.9	542.6	582.8	591.7

2.1. Разходи

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни 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 регулаторния период:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 4

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
Общо разходи в т.ч.	4 120.0	4 104.7	4 144.1	4 200.8	4 312.9	20 882.5	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	3 770.6	3 755.0	3 794.9	3 821.5	3 935.0	19 077.0	91%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител	349.5	349.7	349.2	379.3	377.8	1 805.6	9%

Дружеството е представило обосновка за разпределението на административно-управленските разходи (АУП) по отделните лицензирани територии, изчислени на база относителния дял на продажбите на природен газ за съответната територия в общите продажби на дружеството. Съгласно представената обосновка, разходите за периода 2015-2019 г. са планирани въз основа на реализираните през 2014 г. разходи и прогнозните основни параметри на регулираната дейност като: продажби на природен газ по клиентски групи, брой клиенти по групи и подгрупи, дължина на газоразпределителната мрежа (ГРМ), отчетна стойност на ГРМ, брой персонал.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи както по дейности, така и по икономически елементи, както следва:

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ”

Разходите за дейността „разпределение на природен газ” представляват 91% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ, променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ, както и разходи, предвидени за АУП. Съгласно обосновката на дружеството, разходите за административно управленския

персонал са разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 3 771 хил. лв. през 2015 г. до 3 935 хил. лв. през 2019 г., или се увеличават с 4.4% за регулаторния период.

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи

Разходите за материали са с относителен дял 2% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават през регулаторния период от 67 хил. лв. през 2015 г. до 70 хил. лв. през 2019 г., или с 3.6%. Тези разходи включват:

- горива за автотранспорт, прогнозиран на база постигнатото ниво за 2014 г.;
- канцеларски материали, които са прогнозиран в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2014 г.;
- материали за текущо поддържане на ГРМ: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и 0.15% от средната стойност на линеен метър (105 лв./м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозиран на база брой на съоръженията и 0.15% от средната стойност на съоръжение (733 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по магистралните газопроводни отклонения.

- други материали, планирани на база годишен разход за 2014 г.

Разходите за външни услуги представляват 27% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“, като се изменят от 1 039 хил. лв. през 2015 г. до 1 055 хил. лв. през 2019 г. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, включващи: имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“ на стойност 0.1% от отчетната стойност на линейната част и съоръженията. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос на природен газ по ГРМ и пренос по магистралните газопроводни отклонения. Друг вид застраховки са за техника и имоти, изчислени на база разходите за 2014 г. за съответната дейност. Застраховката на персонал за съответната дейност е в размер на 100 лв./служител;

- разходи за данъци и такси, които са прогнозиран на база извършени разходи за 2014 г. Прогнозираните лицензионни такси са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ. Лицензионните такси са планирани в размер на 0.055% от приходите за съответната дейност през предходната година плюс постоянен компонент в размер на 2 000 лв.;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, които са прогнозиран на база извършени разходи за 2014 г.;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по МГО. От 2015 г. комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на съоръженията и газопроводите ще се извършва от служителите на дружеството, а не от специализираната фирма от групата на Овергаз. В резултат на това, разходите по това перо са намалени, а разходите за персонала (заплати, осигуровки и социални), материали и транспорт са увеличени. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, които са планирани като функция от броя на персонала, ангажиран в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- разходи за наеми: за сгради (включва се наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности); за газопроводи, съоръжения, техника (включва наем на газопровод). Отнасят се само за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани на база годишен разход за 2014 г.;

- разходи за транспортна услуга по видове дейности, във функция от изменението

на броя на персонала за съответната дейност;

- разходи за проверка на уреди, които са прогнозираны съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване” и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване” от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”.

В обосновката за прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди, които подлежат на метрологичен контрол, дружеството е представило изготвен съгласно цитираната наредба график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г. В Таблица № 5 са представени по години броят и разходите за проверка и ремонт на различните видове разходомери:

Таблица № 5

Наименование	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.
Проверка на диафрагмени разходомери	2 877	46	988	16	1 385	22	995	16	3 256	52
Ремонт на диафрагмени разходомери	1 582	59	543	20	762	29	547	21	1 791	67
Проверка на ротационни разходомери	121	47	120	47	108	42	123	48	111	43
Ремонт на ротационни разходомери	18	21	18	21	16	19	18	21	17	19
Общо:*	2 998	174	1 108	104	1 493	112	1 118	106	3 367	182

* Забележка: Общ брой на проверените средства за търговско измерване и разходите за проверка и ремонт

Дружеството посочва, че графикът за проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е изготвен в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а ротационните се проверяват през 2 години. Разходите за проверка са формирани на база графика и цената за проверка на съответно СТИ. В ценовия модел, в перо „проверка на средствата за търговско измерване” са включени и разходи за ремонт на разходомерите, които са изчислени като произведение от броя на разходомерите за ремонт и цената за ремонт. Броят на разходомерите за ремонт е определен като процент от всички проверявани през съответната година разходомери на базата на отчетни данни.

Към разходите за външни услуги спадат и следните:

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозираны на база годишен разход за 2014 г. за съответната дейност;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в дейността, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- други разходи за външни услуги включват: ИТ и информационно обслужване, като тези разходи се отнасят по дейности на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек годишно; права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана система за производство и експлоатация на елементите на газовата инфраструктура, управление на отношенията с клиентите и вземанията от тях (модули АММ, CRM, Billing и BI);

Разходите за амортизации представляват 42% от УПР за дейността „разпределение на природен газ”. Тези разходи нарастват през годините от 1 471 хил. лв. през 2015 г. до 1 603 хил. лв. през 2019 г., или приблизително увеличение с 9%. Разходите за амортизации са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 20% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи нарастват от 720 хил. лв. през 2015 г. до 732 хил. лв. през 2019 г., или увеличение с 1.6%.

Разходи за социални осигуровки и надбавки, които включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са 5% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 188 хил. лв. за 2015 г. на 191 хил. лв. за 2019 г. или ръст от 2%.

Други разходи – същите са с относителен дял 4% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи намаляват от 162 хил. лв. за 2015 г. до 143 лв. в края на регулаторния период, или спадът е 12%. В тях са включени:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), които са прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход през 2014 г.;

- разходи за командировки и разходите за работно облекло, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.;

- разходи за данъци, удържани при източника, изчислени от дружеството съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО като 10% от разходите за горива за автотранспорт и разходите за социални осигуровки и надбавки за съответната дейност;

- разходи за публикации, които са прогнозирани на база четири публикации на цените и средна стойност на рекламното каре от 100 лв. Прогнозираните разходи са разпределени в съотношение 50%:50% за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“;

- разходи за въздействие на пазара са прогнозирани в зависимост от планираните нови клиенти и са отнесени към дейност „разпределение на природен газ“. Съгласно представената обосновка, това са разходи за маркетинг и реклама; разходи, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Заявителят посочва, че газоразпределителните дружества са не само транспортъри на енергийния източник и сервизна компания за обслужване на ГРМ и клиентите, но от ГРД се изисква активна дейност по разширяване на пазара, предоставяне на алтернативен източник на енергия и изпълнение на социални ангажменти към обществото, съгласно издадените лицензи.

- разходи за обучение и квалификация, които са планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.

2.1.1.2. Променливи разходи

Променливите разходи се увеличават от 124 хил. лв. за 2015 г. до 142 хил.лв. за 2019 г. Тези разходи включват:

- разходи за одорант, които са в размер на 0.72 лв./1000 m³ природен газ (20 mg/1000 m³) и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозирани в съответствие с приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ, както и на база отчетните загуби на природен газ за 2013 г. и 2014 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват условно-постоянни разходи, като дружеството не прогнозира разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността нарастват от 349.5 хил. лв. за 2015 г. на 377.8 хил. лв. за 2019 г. Начинът на формиране на разходите по икономически елементи следва логиката на формиране на разходите за дейността „разпределение на природен газ“.

Разходите за материали са с относителен дял от 0.25% в УПР, като са в размер около хиляда лева за всяка година от регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 49% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“, като се увеличават от 175.3 хил. лв. за 2015 г. и до 178 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за амортизации представляват 0.4% от УПР. Тези разходи нарастват от 1.5 хил. лв. през 2015 г. до 1.6 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 40% от УПР и нарастват от 135.2 хил. лв. през 2015 г. до 155.2 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за социални осигуровки и надбавки представляват 9% от УПР и нарастват от 31.8 хил. лв. през 2015 г. до 36.5 хил. лв. през 2019 г.

Други разходи са с относителен дял от 1% в общия обем на УПР, като нарастват от 4.8 хил. лв. през 2015 г. до 5.5 хил. лв. през 2019 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. За изчисляването на възвръщаемостта за съответната лицензионна дейност, нормата на възвръщаемост се прилага към регулаторната база на активите, използвани за съответна дейност. При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Така изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка. Изчислените 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 Таблицы № 6 и 7:

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

Таблица № 6

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	37 902.4	38 346.5	38 773.8	39 201.8	39 630.4
2	Натрупана амортизация	14 928.0	16 371.0	17 845.9	19 350.8	20 885.9
3	Финансирания	2 044.9	2 047.8	2 024.6	1 997.5	1 967.7
4	Оборотен капитал	222.0	215.0	216.0	216.0	226.2
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	21 151.5	20 142.8	19 119.3	18 069.5	17 003.0
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	2 455.0	2 363.1	2 273.0	2 181.5	2 087.7
7.1	от АУП	15.1	13.8	12.6	11.3	10.0
8	Разходи, в т.ч.	3 684.1	3 668.6	3 708.5	3 735.1	3 848.7
8.1	от АУП	505.5	505.3	505.8	502.4	503.9
9=7+8	Необходими приходи за дейността разпределение	6 139.1	6 031.7	5 981.5	5 916.6	5 936.3

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

Таблица № 7

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
2	Натрупана амортизация	86.4	86.8	87.2	87.6	88.0
3	Финансирания	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	Оборотен капитал	1 525.8	1 566.9	1 624.5	1 685.0	1 742.6
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	1 527.4	1 568.1	1 625.3	1 685.4	1 742.6
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	177.6	184.2	193.3	203.5	213.9
7.1	от АУП	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
8	Разходи, в т.ч.	349.5	349.7	349.2	379.3	377.8
8.1	от АУП	46.8	47.1	46.5	49.9	48.4

9=7+8	Необходими приходи за дейността снабдяване	527.1	533.9	542.6	582.8	591.7
-------	---	-------	-------	-------	-------	-------

За периода 2015-2019 г., инвестициите за територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог са в размер на 2 177 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1 421 хил. лв., а за съоръжения (небитови и битови клиенти) са планирани 756 хил. лв., в съответствие със заложените инвестиции в одобрения бизнес план.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 11.85% при структура на капитала 66% собствен и 34% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска от определената от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., по т. 1 среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11.68% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 9.60%.

Дружеството отбелязва, че при разглеждане на цената на привлечения капитал, следва да се има предвид цената на финансиране на нови проекти на групата като цяло. По данни на БНБ, средният лихвен процент за новоотпуснати кредити за инвестиционни проекти, в левове за нефинансови институции през 2014 г., в зависимост от размера им, е средно между 8.16% и 8.30% за кредити със срок над 5 години, каквито са инвестициите на дружеството.

„Овергаз Мрежи“ АД твърди, че след кризата от 2009 г. българските банки значително са увеличили изискванията при отпускане на кредити, като отпусканите заеми остават с високи лихви поради: несигурността в икономиката и банковия сектор, влошената бизнес среда в страната, повишените изисквания за капиталова адекватност в Еврозоната, нарасналият дял на необслужваните кредити. Освен това, към лихвения процент по кредитите стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им като: такса за управление на кредит приблизително 0.5% годишно, такса ангажимент от 0.25% до 0.5% годишно върху неусвоената част от кредита, такса за изготвяне на оценка от лицензирана фирма на активите на кредитополучателя (които ще служат за обезпечение), държавни и нотариални такси за учредяване на договорната ипотека, такси за вписване на залог в Централния регистър на особените залози на активите на кредитополучателя съгласно Закона за особени залози; такса на лицензираната фирма, която извършва инвеститорски контрол при строителството на ГРМ за периода на ползване на привлечения капитал, като същата изготвя задължителни ежемесечни доклади до банката, такса на лицензирана фирма, която извършва постоянен строителен надзор и такса за предсрочно погасяване при рефинансиране със собствени средства или чрез нов банков кредит (около 1%). Тези такси и комисиони оскъпяват кредитния ресурс с допълнителни 1.5-2.0% от цената на привлечения ресурс на годишна база.

Заявителят посочва също, че плащанията на клиентите са със забава между 30 и 180 дни. Върху забавените плащания за природен газ дружеството дължи лихва за забава в размер на ОЛП + 10% на годишна база. Средно за 5-годишен период, ОЛП е в размер на 0.09%, т.е. лихвеният процент за забавените плащания е 10.09%.

Въз основа на горепосочените фактори, които ще оказват влияние през целия период на ползване на кредитния ресурс, дружеството предвижда прогнозната цена на привлечения капитал за периода да бъде при годишен процент на разходите (ГПР) около 9.66-10.16% (за кредити до 1 млн. евро) и 9.80-10.30% (за кредити над 1 млн. евро). Предвид изложеното, цената на привлечения капитал на годишна база се изчислява на 10%.

С оглед горното и предвид решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията, „Овергаз Мрежи“ АД предлага норма на възвръщаемост на привлечения капитал 9.60%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в таблица № 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т. ч.	хил.м ³ /год.	28 143	28 823	29 928	31 001	32 140
с равномерно потребление	хил.м ³ /год.	11 815	12 372	13 337	14 303	15 342
с неравномерно потребление	хил.м ³ /год.	9 089	9 213	9 353	9 460	9 560
метанстанции	хил.м ³ /год.	7 238	7 238	7 238	7 238	7 238
Битови клиенти	хил.м ³ /год.	5 659	5 912	6 114	6 339	6 509
Общо:	хил.м³/год.	33 801	34 735	36 043	37 341	38 649

За целите на ценообразуването коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Дружеството предлага стойността на активите, обслужващи групите клиенти, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход.

От представените данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвращаемостта и условно-постоянните разходи по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ за стопански клиенти плавно се изменят през регулаторния период, като и размерът им е около 0.74. Същата е тенденцията и при изменението на коефициентите за битовите клиенти, които са в размер около 0.26.

Коефициентите за разпределяне на възвращаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за стопански клиенти плавно се изменят през регулаторния период от 0.833 за 2015 г. на 0.832 за 2019 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0.167 за 2015 г. на 0.168 за 2019 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. При тях изменението е: коефициентите при стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0.339 за 2015 г. на 0.337 за 2017 г. и се увеличават на 0.339 за 2019 г. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.661 за 2015 г. на 0.663 за 2017 г. и намаление на 0.661 за 2019 г.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

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

При образуване на цените за пренос на природен газ през ГРМ, в електронния модел е включена и цената за пренос на природен газ по магистрално газопроводно отклонение (МГО) в размер на 4.74 лв./1000 m³. Цената за пренос на природен газ по МГО е образувана въз основа на необходимите годишни приходи, свързани с преноса на природен газ по МГО, които не се разпределят по клиентски групи. Цената е еднаква за всички групи клиенти на територията на лицензията.

„Овергаз Мрежи“ АД е изложило аргументи за обосноваване на така формираната цена. В обосновката си дружеството посочва, че притежава магистрални газопроводни отклонения, осигуряващи връзката между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и мрежата на газоразпределителното дружество. Тези отклонения са изградени от ГРД, тъй като газопреносното дружество не е осигурило връзката между неговата мрежа и ГРМ. В тази връзка дружеството посочва разпоредбата на § 1, т. 9 от Допълнителните разпоредби на

ЗЕ, която дефинира газоразпределителната мрежа като система от газопроводи, работещи в режим средно или ниско налягане. Според „Овергаз Мрежи” АД, това обуславя принадлежността на МГО към газопреносната мрежа съгласно §4 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗЕ тези МГО подлежат на изкупуване от собственика на газопреносната мрежа високо налягане „Булгартрансгаз“ ЕАД. Изкупуването на тези обекти ще доведе до намаляване на цените за крайните клиенти с размера на цената за пренос по МГО.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Предложените от „Овергаз Мрежи” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог са посочени в следващата таблица:

Цени за пренос и цена за снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Клиентски група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 m ³	лева/MWh	лева/месец/клиент	лева/1000 m ³	лева/MWh
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					
до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	167,64	16,02		11,02	1,05
до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	156,13	14,92		10,97	1,05
до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	144,63	13,82		10,89	1,04
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	133,12	12,72		10,72	1,02
до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	126,39	12,08		10,56	1,01
до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	121,61	11,62		10,39	0,99
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	117,90	11,27		10,22	0,98
до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	106,40	10,17		9,39	0,90
до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	99,66	9,52		8,55	0,82
до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	94,89	9,07		7,72	0,74
до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	91,18	8,71		6,88	0,66
до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	85,60	8,18		5,21	0,50
до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	79,67	7,61		5,21	0,50
над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	72,94	6,97		5,21	0,50
С неравномерно потребление					
до 5 000 m ³ /год. (до 52 MWh) вкл.	262,90	25,12	3,01		
до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	234,08	22,37		11,02	1,05
до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	221,60	21,18		10,97	1,05
до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	209,13	19,98		10,89	1,04
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	196,65	18,79		10,72	1,02
до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	189,35	18,09		10,56	1,01
до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	184,18	17,60		10,39	0,99
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	180,16	17,22		10,22	0,98
до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	167,68	16,02		9,39	0,90
до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	160,39	15,33		8,55	0,82

до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	155,21	14,83		7,72	0,74
до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	151,19	14,45		6,88	0,66
до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	145,14	13,87		5,21	0,50
до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	138,72	13,26		5,21	0,50
над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	131,42	12,56		5,21	0,50
Метанстанции					
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	144,14	13,77		10,72	1,02
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	126,81	12,12		10,22	0,98
над 1 000 000 m ³ /год., (над 10 465 MWh)	96,37	9,21		6,88	0,66
Битови клиенти	262,90	25,12	3,01		

Забележка:* В предложените за утвърждаване на цени не е включен ДДС.

*Забележка**:* Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4.3. Цени за присъединяване

Цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия са формирани на база постоянните и променливи разходи на дружеството за проектно осигуряване, в т. ч. осигуряване на разрешение за строеж и изграждане на съоръженията за присъединяване - газопроводно отклонение и монтаж на съоръжение за регулиране и измерване разхода на природен газ. Дружеството е предложило цени за присъединяване с дименсия лева/клиент. С оглед гарантиране на заявления от клиента максимален часов разход, при хидравлично оразмеряване на газопроводните отклонения се отчитат редица фактори: местоположението на клиента спрямо изградената ГРМ, капацитет, натовареност и действително работно налягане на изградената ГРМ, към която клиентът ще бъде присъединен, допустимо минимално налягане на вход съоръжение на клиента, максимално допустима скорост на природния газ в мрежата. Факторите, които оказват влияние върху цените за земно-изкопни и възстановителни работи са: цените на инертните материали, цените на асфалтобетонни смеси, цените на горивата, транспортните разстояния до депата за извозване на излишните строителни отпадъци и земни маси и за доставка на инертни материали и асфалтобетонни смеси, които са променливи, както по територии, така и по години.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираната територия са посочени в следващата таблица.

Цени за присъединяване **Таблица № 10**

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Стопански клиенти	
до 25 m ³ /час, вкл.	430.83
до 50 m ³ /час, вкл.	1 152.60
до 1 000 m ³ /час, вкл.	2 401.55
до 3 000 m ³ /час, вкл.	3 603.14
над 3 000 m ³ /час	4 260.32
Битови клиенти	430.83

Забележка:* Предложените цени са без включен ДДС.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД данни, и подкрепящите ги документи и обосновки, предложените от дружеството цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия, за периода 2015-2019 г., са формирани в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството,

заложи в бизнес плана за лицензираната територия на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

Изказвания по т.5:

Докладва Б. Наумов. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили нови данни, които могат да променят ценообразуващите елементи. Работната група предлага на Комисията да утвърди предложените цени на „Овергаз Мрежи“ АД, считано от 01.12.2015 г.

И. Иванов прочете на проекта за решение.

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. 19, чл. 20 и чл. 24 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 01.12.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ 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 към газоразпределителната мрежа на територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

1.1.1. С равномерно потребление

- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 167.64 лв./1000 m³ (16.02 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 156.13 лв./1000 m³ (14.92 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 144.63 лв./1000 m³ (13.82 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 133.12 лв./1000 m³ (12.72 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 126.39 лв./1000 m³ (12.08 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 121.61 лв./1000 m³ (11.62 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 117.90 лв./1000 m³ (11.27 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 106.40 лв./1000 m³ (10.17 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 99.66 лв./1000 m³ (9.52 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 94.89 лв./1000 m³ (9.07 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 91.18 лв./1000 m³ (8.71 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 85.60 лв./1000 m³ (8.18 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 79.67 лв./1000 m³ (7.61 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 72.94 лв./1000 m³ (6.97 лв./MWh).

1.1.2. С неравномерно потребление

- до 5 000 m³/год. (до 52 MWh), вкл. - 262.90 лв./1000 m³ (25.12 лв./MWh);
- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 234.08 лв./1000 m³ (22.37 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 221.60 лв./1000 m³ (21.18 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 209.13 лв./1000 m³ (19.98 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 196.65 лв./1000 m³ (18.79 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 189.35 лв./1000 m³ (18.09 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 184.18 лв./1000 m³ (17.60 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 180.16 лв./1000 m³ (17.22 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 167.68 лв./1000 m³ (16.02 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 160.39 лв./1000 m³ (15.33 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 155.21 лв./1000 m³ (14.83 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 151.19 лв./1000 m³ (14.45 лв./MWh);

- до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 145.14 лв./1000 м³ (13.87 лв./MWh);
- до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 138.72 лв./1000 м³ (13.26 лв./MWh);
- над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh) - 131.42 лв./1000 м³ (12.56 лв./MWh).

1.1.3. Метанстанции

- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 144.14 лв./1000 м³ (13.77 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 126.81 лв./1000 м³ (12.12 лв./MWh);
- над 1 000 000 м³/год., (над 10 465 MWh) - 96.37 лв./1000 м³ (9.21 лв./MWh).

1.2. За битови клиенти - 262.90 лв./1000 м³ (25.12 лв./MWh).

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 6 139.1 хил. лв.; за 2016 г. - 6 031.7 хил. лв.; за 2017 г. - 5 981.5 хил. лв.; за 2018 г. - 5 916.6 хил. лв.; за 2019 г. - 5 936.3 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 33 801 хил. м³/год.; за 2016 г. - 34 735 хил. м³/год.; за 2017 г. - 36 043 хил. м³/год.; за 2018 г. - 37 341 хил. м³/год.; за 2019 г. - 38 649 хил. м³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За стопански клиенти:

3.1.1. С равномерно потребление

- до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл. - 11.02 лв./1000 м³ (1.05 лв./MWh);
- до 100 000 м³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.97 лв./1000 м³ (1.05 лв./MWh);
- до 200 000 м³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.89 лв./1000 м³ (1.04 лв./MWh);
- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 600 000 м³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.56 лв./1000 м³ (1.01 лв./MWh);
- до 800 000 м³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.39 лв./1000 м³ (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м³ (0.98 лв./MWh);
- до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.39 лв./1000 м³ (0.90 лв./MWh);
- до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 8.55 лв./1000 м³ (0.82 лв./MWh);
- до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м³ (0.74 лв./MWh);
- до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 6.88 лв./1000 м³ (0.66 лв./MWh);
- до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh);
- до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh);
- над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh) - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh).

3.1.4. С неравномерно потребление

- до 5 000 м³/год. (до 52 MWh), вкл. - 3.01 лв./клиент на месец;
- до 50 000 м³/год., (до 523 MWh) вкл. - 11.02 лв./1000 м³ (1.05 лв./MWh);
- до 100 000 м³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.97 лв./1000 м³ (1.05 лв./MWh);
- до 200 000 м³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.89 лв./1000 м³ (1.04 лв./MWh);
- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 600 000 м³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.56 лв./1000 м³ (1.01 лв./MWh);
- до 800 000 м³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.39 лв./1000 м³ (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м³ (0.98 лв./MWh);
- до 2 000 000 м³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.39 лв./1000 м³ (0.90 лв./MWh);
- до 3 000 000 м³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 8.55 лв./1000 м³ (0.82 лв./MWh);
- до 4 000 000 м³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м³ (0.74 лв./MWh);
- до 5 000 000 м³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 6.88 лв./1000 м³ (0.66 лв./MWh);
- до 7 000 000 м³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh);

- до 10 000 000 м³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh);
- над 10 000 000 м³/год. (над 104 651 MWh) - 5.21 лв./1000 м³ (0.50 лв./MWh).

3.1.5. Метанстанции

- до 400 000 м³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м³ (1.02 лв./MWh);
- до 1 000 000 м³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м³ (0.98 лв./MWh);
- над 1 000 000 м³/год., (над 10 465 MWh) - 6.88 лв./1000 м³ (0.66 лв./MWh).

3.2. За битови клиенти - 3.01 лв./клиент на месец.

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 527.1 хил. лв.; за 2016 г. - 533.9 хил. лв.; за 2017 г. - 542.6 хил. лв.; за 2018 г. - 582.8 хил. лв.; за 2019 г. - 591.7 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 33 801 хил. м³/год.; за 2016 г. - 34 735 хил. м³/год.; за 2017 г. - 36 043 хил. м³/год.; за 2018 г. - 37 341 хил. м³/год.; за 2019 г. - 38 649 хил. м³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, както следва:

5.1. Стопански клиенти:

- до 25 м³/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 м³/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 м³/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 м³/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 м³/h - 4 260.32 лв./клиент.

5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.6. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г., установи следното:

В Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), сега Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД (с ново наименование „Овергаз Мрежи“ АД), с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството след вливане в него на лицензираните дружества „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Север“ ЕАД, „Овергаз Юг“ АД и „Овергаз Запад“ АД, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-45 от 13.02.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подадените документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на

цените на природния газ (НРЦПГ).

След преглед на данните и представените документи е установено следното:

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, на основание чл. 52, ал. 1 от ЗЕ, чл. 87, ал. 1 и чл. 88, ал. 3, т. 1 от НЛДЕ, е дадено разрешение за преобразуване на лицензианти чрез вливане в дружеството „Софиягаз“ ЕАД на дружествата: „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Юг“ АД, „Овергаз Запад“ АД и „Овергаз Север“ ЕАД, като на дружеството са издадени нови лицензии за териториите на вливащите се дружества.

Видно от Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, Комисията, на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ е одобрила отделни бизнес планове за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на приемащото дружество нови лицензии, както и бизнес план за територията на действащата лицензия на „Софиягаз“ ЕАД.

С решението, КЕВР е указала на дружеството до утвърждаване на нови цени за териториите на издадените нови лицензии, да прилага съответните цени, утвърдени с Решение № Ц-011 от 08.03.2010 г., Решение № Ц-16 от 28.05.2009 г., Решение № Ц-01 от 18.01.2010 г. и Решение № Ц-36 от 26.09.2012 г.

С писмо № Е-15-01-2 от 24.04.2015 г. дружеството уведомява КЕВР, че на 23.04.2015 г. е извършено вписване в Търговския регистър към Агенцията по вписванията. Новото наименование на дружеството е „Овергаз Мрежи“ АД.

„Овергаз Мрежи“ АД е подало актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството за всички лицензирани територии за периода 2015-2019 г., ведно с допълнителни документи.

В хода на административното производство е проведена кореспонденция със заявителя, като с писма с изх. № Е-ЗЛР-Р-3 от 29.01.2015 г., № Е-15-02-4 от 18.02.2015 г. и с изх. № Е-15-02-4 от 11.08.2015 г. същият е уведомен, че с оглед разглеждане по същество на преписката за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на „Овергаз Мрежи“ АД лицензии, е необходимо да представи в КЕВР отделни заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности за отделните територии и газоразпределителни мрежи по издадените на дружеството лицензии вследствие преобразуването. Горното се основава на разпоредбите на действащите нормативни актове, приложими в административното производство по утвърждаване на цени, а именно чл. 31 и чл. 41, ал. 2 от ЗЕ, чл. 9-10, чл. 12, чл. 19-20 и други от НРЦПГ относно формирането на ценообразуващите елементи, чл. 15 от НЛДЕ, както и предвид факта, че на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ на дружеството са одобрени отделни бизнес планове за различните лицензирани територии и съответно газоразпределителни мрежи, определени с издадените на дружеството лицензии.

Във връзка с гореизложеното, „Овергаз Мрежи“ АД е подало отделни заявления с вх. № № Е-15-57-18, Е-15-57-19 и Е-15-57-20 от 27.08.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на териториите съответно на:

- общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ (Лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-438-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог (Лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-440-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера (Лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-439-12 от 30.03.2015 г.).

Предвид писменото изявление на „Овергаз Мрежи“ АД, обективизирано чрез направените искания по горецитираните заявления за утвърждаване на цени за

лицензионните дейности на отделните лицензирани територии, подадените заявления с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. и вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. не подлежат на разглеждане по същество. С оглед гореизложеното, административното производство по утвърждаване на цени се е развило чрез разглеждане на подадените от дружеството отделни заявления за утвърждаване на цени, като преценката им за съответствие със законовите изисквания е извършена в отделни административни производства.

Настоящото производство е по повод подаденото от „Овергаз Мрежи“ АД в КЕВР заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., съдържащо искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за териториите на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-179 от 07.09.2015 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 ЗЕ и НРЦПГ.

Във връзка с установени несъответствия с приложимите разпоредби на НРЦПГ, с писмо с изх. № Е-15-57-18 от 02.09.2015 г. от дружеството е изискано: да преработи електронния модел на цените, като в справка „норма на възвръщаемост на капитала“ посочи процента на данъчните задължения, съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ, както и да бъде приложена среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал съгласно решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията. На основание чл. 10, ал. 3, във връзка с ал. 2 от НРЦПГ, дружеството е уведомено за необходимостта да представи и следната допълнителна информация: писмена обосновка и доказателства във връзка с приложения подход за формиране на предложените цени за разпределение и за снабдяване с природен газ в MWh при горна граница на калоричност 9 000 kcal/m³; писмена обосновка на приложения подход при формирането на предложените от дружеството цени за снабдяване с природен газ на стопанските клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец; писмена обосновка на прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди на клиенти, както и график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г., изготвен съгласно изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, както и данни и доказателства относно начина на формиране на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството за периода 2015-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., „Овергаз Мрежи“ АД е представило изменено заявление за утвърждаване на цени, справки на хартиен носител, ведно с преработен електронен модел, както и изисканите писмени обосновки.

С писмо изх. № Е-15-57-26 от 07.10.2015 г. от дружеството е изискана информация и документи във връзка с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ относно сключени договори за доставка на природен газ. С писмо с вх. № Е-15-57-26 от 15.10.2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканата информация с отбелязване, че същата представлява търговска тайна.

Подробна информация относно всички факти и обстоятелства във връзка с административните производства по заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД и актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, както и резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г. и изменено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, предмет на настоящото решение са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-298 от 23.10.2015 г. В съответствие с чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от НРЦПГ, цитираният доклад е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 6, и е публикуван на интернет страницата на Комисията, ведно с датата и часа за провеждане на открито заседание.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал.

4 от НРЦПГ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Овергаз Мрежи“ АД. Представителят на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. С решение по Протокол № 229 от 09.11.2015 г., т. 8, КЕВР е приела проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството и е насрочила дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., представителят на „Овергаз Мрежи“ АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. На общественото обсъждане не са присъствали поканените заинтересовани лица съгласно чл. 14, ал. 2 от ЗЕ.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД.

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 и чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5 от НРЦПГ, на регулиране от Комисията подлежат 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.

„Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на Лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и Лицензия № Л-438-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общини Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово, издадени за срок от 26 години.

Дружеството е представило доказателства 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 (на интернет страницата на дружеството).

В приложена писмена обосновка към подаденото заявление за утвърждаване на цени, „Овергаз Мрежи“ АД на основание чл. 14 от НРЦПГ предлага за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, която според дружеството е съобразена с нормативните изисквания и пазарните условия. Заявителят посочва, че в ЗЕ са дефинирани основните групи клиенти: клиенти на природен газ за стопански нужди и клиенти на природен газ за битови нужди, като тази диференциация отчита особеностите при търговските взаимоотношения и техническите нормативи, прилагани при газификацията на двете основни групи клиенти. Съгласно цитираната разпоредба от НРЦПГ, газоразпределителните дружества формират групите клиенти и тарифните компоненти на база сходни характеристики на потребление и/или по друг признак. Разработената от дружеството тарифна структура е блокова.

Видно от така предложената тарифна структура, са обособени следните групи: група битови клиенти и група стопански клиенти, включваща подгрупите клиенти с равномерно и с неравномерно потребление. В последната група „Овергаз Мрежи“ АД е обособило допълнителна клиентска група - метанстанции. Дружеството обосновава това предложение с мотиви, че метанстанциите не използват природния газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. В тази връзка, при метанстанциите съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са крайни клиенти на природен газ. Те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен стопански клиент, който носи риска от грешни заявки за собственото си потребление, което е много по-лесно за прогнозиране и управление. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че на лицензионната територия работят метанстанции, пряко присъединени към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които купуват природния газ на цената, по която купува и газоразпределителното дружество

(ГРД). Това поставя метанстанциите, присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД в изключително неизгодна позиция. Дружеството счита, че изложените факти са основание за обособяването на метанстанциите в самостоятелна група.

Комисията приема, че предложената тарифна структура е в съответствие с чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, като предложените групи са обособени в зависимост от сходни характеристики на потребление. Дружеството е обосновало предложената за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Видно от обосновката на дружеството, за изчисляване на цените за разпределение на природен газ, групите клиенти са формирани на база годишно потребление и режим на потребление на природен газ, представени в Таблица № 1.

Таблица № 1

Основна клиентска група	Клиентска група по годишно потребление	Клиентска група по режим на потребление	Критерий за делене на равномерни / неравномерни	
			ФН (фактор на натоварване), %	ММК (максимална месечна консумация), хил. m ³ /месец (МВтч/месец)
Битови клиенти		Неравномерно потребление		
Клиенти на природен газ за стопански нужди	До 5 000 м ³ /год., вкл. (52 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление		
	До 50 000 м ³ /год. (523 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 4,6 (95.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 4,6 (95.9)
	До 100 000 м ³ /год. (1 047 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 12,5 (261.6)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 12,5 (261.6)
	До 200 000 м ³ /год. (2 093 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 25,0 (523.3)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 25,0 (523.3)
	До 400 000 м ³ /год. (4 186 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 50,0 (1 046.5)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 50,0 (1 046.5)
		Метанстанции	-	-
	До 600 000 м ³ /год. (6 279 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 83,3 (1 744.2)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 83,3 (1 744.2)
	До 800 000 м ³ /год. (8 372 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 116,7 (2 441.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 116,7 9 (2 441.9)
	До 1 000 000 м ³ /год., (10 465 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 150,0 (3 139.5)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 150,0 (3 139.5)
		Метанстанции	-	-
	До 2 000 000 м ³ /год., (20 930 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 250,0 (5 232.6)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 250,0 (5 232.6)
	До 3 000 000 м ³ /год., (31 395 МВтч) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 416,7 (8 720.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 416,7 (8 720.9)

До 4 000 000 м ³ /год., (41 860 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 583,3 (12.209.3)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 583,3 (12 209.3)
До 5 000 000 м ³ /год., (52 326 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 750,0 (15 697.7)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 750,0 (15 697.7)
	Метанстанции	-	-
До 7 000 000 м ³ /год., (73 256 Мвтч/год.) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 000,0 (20 930.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 000,0 (20 930.2)
До 10 000 000 м ³ /год., (104 651 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 416,7 (29 651.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 416,7 (29 651.2)
Над 10 000 000 м ³ /год. (104 651 Мвтч/год.)	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	

Клиенти с равномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} \geq 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Клиенти с неравномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $\text{ФН} < 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Факторът на натоварване и ММК се определят по данните в договора за доставка на природен газ за всеки стопански клиент.

Съгласно чл. 14, ал. 3 от НРЦПГ, цените от тарифната структура включват следните компоненти: цени за разпределение на природен газ (пренос по газоразпределителната мрежа и отчитане на природен газ) - еднокомпонентни, в лева/1000 м³ (лева/MWh); цени за снабдяване с природен газ - еднокомпонентни в лева/клиент на месец или в лева/1000 м³ (лева/MWh). Предложението на „Овергаз Мрежи“ АД цените да бъдат посочени и в лева/MWh цели прозрачност и лесна сравнимост на цените на природния газ за крайните клиенти с цените на алтернативните енергоносители. За определяне на цените в MWh за съответните групи е използвана горната граница на калоричност (ГГК) на газа (9 000 kcal/m³ на база 5-годишни отчети на оператора на газопреносна мрежа). Използването на ГГК е съгласно т. 12 от Допълнителните разпоредби на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (обн. ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г.). Друг аргумент, който заявителят е изложил в подкрепа на прилагането на ГГК, е Директива 2008/92/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 22 октомври 2008 година относно процедура на Общността за подобряване на прозрачността на цените на газ и електроенергия за промишлени крайни потребители, използвана при изготвяне на статистическите доклади на EUROSTAT. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ АД е представило таблица с ГГК за период от пет години (2010-2014 г.), по месеци, от която е видно, че средната калоричност за разглеждания период е 8 998 kcal/m³.

„Овергаз Мрежи“ АД заявява, че при промяна на калоричността на природния газ с $\pm 100 \text{ kcal/m}^3$, тарифните групи и съответните цени автоматично ще бъдат преизчислявани в енергийни единици.

Във връзка с формиране на предложените цени за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 м³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец, Комисията е изисквала от дружеството обосновка на това

предложение. В представената писмена обосновка, „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че утвърдените от Комисията и действащи в момента цени за тези категории клиенти на дружеството са в същата дименсия - лева/клиент на месец. Според дружеството, прилагането на този подход води до положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията им са най-високи. В допълнение, когато клиент заяви, че няма да консумира природен газ за определен период, той не заплаща цена за снабдяване за този период.

Предвид гореизложеното, Комисията приема, че предложението на заявителя за формиране на цената за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец е обосновано и е в съответствие с разпоредбата на чл. 5, ал. 1, т. 3 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи и подгрупи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 2 и 3:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т.ч.	хил.лв.	9 620.6	9 506.9	9 574.8	9 491.5	9 476.8
с равномерно потребление	хил.лв.	3 599.1	3 533.6	3 562.5	3 530.3	3 481.3
с неравномерно потребление	хил.лв.	4 751.5	4 718.6	4 744.2	4 697.7	4 728.6
метанстанции	хил.лв.	1 270.1	1 254.6	1 268.1	1 263.6	1 266.8
Битови клиенти	хил.лв.	2 551.2	2 474.8	2 532.0	2 528.8	2 534.7
Общо:	хил.лв.	12 171.8	11 981.7	12 106.8	12 020.3	12 011.5

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 3

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил.лв.	539.5	565.6	606.7	637.4	668.8
Битови клиенти	хил.лв.	385.5	416.3	431.6	461.8	493.2
Общо:	хил.лв.	925.0	981.9	1 038.3	1 099.2	1 162.0

2.1. Разходи

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни 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 регулаторния период:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 4

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
Общо разходи в т.ч.	7 805.1	7 851.3	8 187.1	8 327.0	8 552.1	40 722.55	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	7 230.3	7 247.2	7 557.7	7 670.3	7 868.3	37 573.72	92%

Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	574.8	604.1	629.4	656.7	683.8	3 148.83	8%
---	-------	-------	-------	-------	-------	----------	----

Дружеството е представило обосновка за разпределението на административно-управленските разходи (АУП) по отделните лицензирани територии, изчислени на база относителния дял на продажбите на природен газ за съответната територия в общите продажби на дружеството. Съгласно представената обосновка, разходите за периода 2015-2019 г. са планирани въз основа на реализираните през 2014 г. разходи и прогнозните основни параметри на регулираната дейност като: продажби на природен газ по клиентски групи, брой клиенти по групи и подгрупи, дължина на газоразпределителната мрежа (ГРМ), отчетна стойност на ГРМ, брой персонал.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи както по дейности, така и по икономически елементи, както следва:

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 92% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ, променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ, и разходи, предвидени за АУП. Съгласно обосновката на дружеството, разходите за административно-управленския персонал са разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 7 230 хил. лв. през 2015 г. до 7 868 хил. лв. през 2019 г., или се увеличават с 9% за регулаторния период.

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи:

Разходите за материали са с относителен дял 2% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават през регулаторния период от 145 хил. лв. през 2015 г. до 156 хил. лв. през 2019 г., или с 8%. Тези разходи включват:

- горива за автотранспорт, прогнозиран на база постигнатото ниво за 2014 г.;
- канцеларски материали, които са прогнозиран в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2014 г.;
- материали за текущо поддържане на ГРМ: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, и 0.15% от средната стойност на линеен метър (125 лв./м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозиран на база брой на съоръженията и 0.15% от средната стойност на съоръжение (1 007 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по магистралните газопроводни отклонения (МГО);

- други материали, планирани на база годишен разход за 2014 г.

Разходите за външни услуги представляват 22% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 1 646 хил. лв. през 2015 г. до 1 683 хил. лв. през 2019 г., или ръст от 2% за регулаторния период. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, включващи: имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“ на стойност 0.1% от отчетната стойност на линейната част и съоръженията. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по МГО. Друг вид застраховки са за техника и имоти, изчислени на база разходите за 2014 г. Застраховката на персонал за съответната дейност е в размер на 100 лв./служител;
- разходи за данъци и такси, които са прогнозиран на база извършени разходи за 2014 г. Прогнозираните лицензионни такси са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ. Лицензионните такси са планирани в размер на 0.055% от приходите за съответната дейност през предходната година, плюс постоянен компонент в размер на 2 000 лв.;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, които са прогнозиран на база

извършени разходи за 2014 г.;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по МГО. От 2015 г. комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на съоръженията и газопроводите ще се извършва от служителите на дружеството, а не от специализираната фирма от групата на Овергаз. В резултат на това, разходите по това перо са намалени, а разходите за персонала (заплати, осигуровки и социални), материали и транспорт са увеличени. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, които са планирани като функция от броя на персонала, ангажиран в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- разходи за наеми: за сгради (включва се наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности); за газопроводи, съоръжения, техника (включва наем на газопровод). Отнасят се само за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани на база годишен разход за 2014 г.;

- разходи за транспортна услуга по видове дейности, във функция от изменението на броя на персонала за съответната дейност;

- разходи за проверка на уреди, които са прогнозирани съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване“ и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване“ от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“.

В обосновката за прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди, които подлежат на метрологичен контрол, дружеството е представило изготвен съгласно цитираната наредба график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г. В Таблица № 5 са представени по години броят и разходите за проверка и ремонт на различните видове разходомери:

Таблица № 5

Наименование	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.
Проверка на диафрагмени разходомери	3 081	49	633	10	2 396	38	2 538	41	3 560	57
Ремонт на диафрагмени разходомери	1 695	64	348	13	1 318	50	1 396	52	1 958	74
Проверка на ротационни разходомери	292	114	206	80	300	117	247	96	284	111
Ремонт на ротационни разходомери	44	50	31	36	45	52	37	43	43	49
Общо:*	3 373	277	839	139	2 696	257	2 785	232	3 844	290

** Забележка: Общ брой на проверените средства за търговско измерване и разходите за проверка и ремонт*

Дружеството посочва, че графикът за проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е изготвен в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а ротационните се проверяват през 2 години. Разходите за

проверка са формирани на база графика и цената за проверка на съответно СТИ. В ценовия модел, в перо „проверка на средствата за търговско измерване” са включени и разходи за ремонт на разходомерите, които са изчислени като произведение от броя на разходомерите за ремонт и цената за ремонт. Броят на разходомерите за ремонт е определен като процент от всички проверявани през съответната година разходомери на базата на отчетни данни.

Към *разходите за външни услуги* спадат и следните:

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозирани на база годишен разход за 2014 г. за съответната дейност;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в дейността, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- други разходи за външни услуги включват: ИТ и информационно обслужване, като тези разходи се отнасят по дейности на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек годишно; права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана система за производство и експлоатация на елементите на газовата инфраструктура, управление на отношенията с клиентите и вземанията от тях (модули АММ, CRM, Billing и BI);

Разходите за амортизации представляват 48% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи нарастват от 3 326 хил. лв. през 2015 г. до 3 770 хил. лв. през 2019 г., или приблизително увеличение с 13%. Разходите за амортизации са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 17% от УПР за дейността и нарастват от 1 212 хил. лв. през 2015 г. до 1 250 хил. лв. през 2019 г., или с 3%.

Разходите за социални осигуровки и надбавки включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са 4% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 304 хил. лв. за 2015 г. на 314 хил. лв. за 2019 г., или ръст от 3%.

Други разходи – същите са с относителен дял 7% от УПР, като нарастват от 452 хил. лв. за 2015 г. до 506 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), които са прогнозирани като функция от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход за 2014 г.;

- разходи за командировки и разходи за работно облекло, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.;

- разходи за данъци, удържани при източника, изчислени от дружеството съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО като 10% от разходите за горива за автотранспорт и разходите за социални осигуровки и надбавки за съответната дейност;

- разходи за публикации, които са прогнозирани на база четири публикации на цените и средна стойност на рекламното каре от 100 лв. Прогнозираните разходи са разпределени в съотношение 50%:50% за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”;

- разходи за въздействие на пазара са прогнозирани в зависимост от планираните нови клиенти и са отнесени към дейност „разпределение на природен газ“. Съгласно представената обосновка, това са разходи за маркетинг и реклама; разходи, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Заявителят посочва, че газоразпределителните дружества са не само транспортъри на енергийния източник и сервизна компания за обслужване на ГРМ и клиентите, но от ГРД се изисква активна дейност по разширяване на пазара, предоставяне на алтернативен източник на енергия и изпълнение на социални ангажменти към обществото, съгласно издадените лицензии.

- разходи за обучение и квалификация, които са планирани в зависимост от броя на

персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.

2.1.1.2. Променливи разходи

Променливите разходи се увеличават от 146 хил. лв. за 2015 г. до 190 хил.лв. за 2019 г. Тези разходи включват:

- разходи за одорант, които са в размер на 0.72 лв./1000 m³ природен газ (20 mg/1000 m³) и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;
- разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозиран в съответствие с приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ, както и на база отчетните загуби на природен газ за 2013 г. и 2014 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват условно-постоянни разходи, като дружеството не прогнозира разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността нарастват от 575 хил. лв. за 2015 г. на 684 хил. лв. за 2019 г. Начинът на формиране на разходите по икономически елементи следва логиката на формиране на разходите за дейността „разпределение на природен газ“.

Разходите за материали са с относителен дял 0.4% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“, като се увеличават през регулаторния период от 2.5 хил. лв. през 2015 г. до 2.9 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за външни услуги представляват 43% от УПР за дейността и нарастват от 264 хил. лв. през 2015 г. до 274 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за амортизации за дейността представляват 0.9% от УПР. Тези разходи нарастват от 5.8 хил. лв. през 2015 г. до 6 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 44% от УПР и нарастват от 239 хил. лв. през 2015 г. до 317 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за социални осигуровки и надбавки се увеличават от 57 хил. лв. за 2015 г. на 75 хил. лв. за 2019 г.

Други разходи са с относителен дял 1% от УПР, като нарастват от 7 хил. лв. за 2015 г. до 9 хил. лв. в края на регулаторния период.

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. За изчисляването на възвръщаемостта за съответната лицензионна дейност, нормата на възвръщаемост се прилага към регулаторната база на активите, използвани за съответна дейност. При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Така изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка. Изчислените 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 № 6 и 7:

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

Таблица №6

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	81 064.2	82 711.5	84 413.7	86 131.9	87 863.7
2	Натрупана амортизация	35 861.5	39 220.1	42 690.5	46 279.8	49 990.4
3	Финансирания	2 747.2	3 033.4	3 383.9	3 748.7	4 070.6
4	Оборотен капитал	352.8	343.9	368.7	368.2	378.0
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	42 808.2	40 801.9	38 708.0	36 471.8	34 180.7
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	4 977.1	4 794.6	4 609.1	4 410.0	4 203.1

7.1	от АУП	39.0	35.8	32.8	29.6	26.5
8	Разходи, в т.ч.	7 170.2	7 187.1	7 497.7	7 610.3	7 808.4
8.1	от АУП	1 081.4	1 077.5	1 077.6	1 075.2	1 074.0
9=7+8	Необходими приходи за дейността разпределение	12 147.3	11 981.7	12 106.8	12 020.3	12 011.5

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

Таблица № 7

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
2	Натрупана амортизация	137.4	140.9	144.3	147.7	151.1
3	Финансирания					
4	Оборотен капитал	2 989.2	3 196.4	3 421.9	3 653.0	3 887.3
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	3 009.7	3 213.5	3 435.6	3 663.3	3 894.2
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	350.3	377.8	408.9	442.5	478.1
7.1	от АУП	3.1	3.0	2.7	2.5	2.3
8	Разходи, в т.ч.	574.7	604.1	629.4	656.7	683.8
8.1	от АУП	86.0	89.8	89.7	92.1	93.3
9=7+8	Необходими приходи за дейността снабдяване	925.0	981.9	1 038.3	1 099.2	1 162.0

За периода 2015-2019 г., инвестициите за териториите на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, са в размер на 7 222 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 4 860 хил. лв., а за съоръжения (небитови и битови клиенти) са планирани 2 362 хил. лв., в съответствие със заложените инвестиции в одобрения бизнес план.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 11.85% при структура на капитала 66% собствен и 34% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска от определената от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., по т. 1 среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11.68% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 9.60%.

Дружеството отбелязва, че при разглеждане на цената на привлечения капитал, следва да се има предвид цената на финансиране на нови проекти на групата като цяло. По данни на БНБ, средният лихвен процент за новоотпуснати кредити за инвестиционни проекти, в левове за нефинансови институции през 2014 г., в зависимост от размера им, е средно между 8.16% и 8.30% за кредити със срок над 5 години, каквито са инвестициите на дружеството.

„Овергаз Мрежи“ АД твърди, че след кризата от 2009 г. българските банки значително са увеличили изискванията при отпускане на кредити, като отпусканите заеми остават с високи лихви поради: несигурността в икономиката и банковия сектор, влошената бизнес среда в страната, повишените изисквания за капиталова адекватност в Евроразоната, нарасналият дял на необслужваните кредити. Освен това, към лихвения процент по кредитите стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им като: такса за управление на кредит приблизително 0.5% годишно, такса ангажимент от 0.25% до 0.5% годишно върху неусвоената част от кредита, такса за изготвяне на оценка от лицензирана фирма на активите на кредитополучателя (които ще служат за обезпечение), държавни и нотариални такси за учредяване на договорната ипотека, такси за вписване на залог в Централния регистър на особените заложи на активите на кредитополучателя

съгласно Закона за особени залози; такса на лицензираната фирма, която извършва инвеститорски контрол при строителството на ГРМ за периода на ползване на привлечения капитал, като същата изготвя задължителни ежемесечни доклади до банката, такса на лицензирана фирма, която извършва постоянен строителен надзор и такса за предсрочно погасяване при рефинансиране със собствени средства или чрез нов банков кредит (около 1%). Тези такси и комисиони оскъпяват кредитния ресурс с допълнителни 1.5-2.0% от цената на привлечения ресурс на годишна база.

Заявителят посочва също, че плащанията на клиентите са със забава между 30 и 180 дни. Върху забавените плащания за природен газ дружеството дължи лихва за забава в размер на ОЛП + 10% на годишна база. Средно за 5-годишен период, ОЛП е в размер на 0.09%, т.е. лихвеният процент за забавените плащания е 10.09%.

Въз основа на горепосочените фактори, които ще оказват влияние през целия период на ползване на кредитния ресурс, дружеството предвижда прогнозната цена на привлечения капитал за периода да бъде при годишен процент на разходите (ГПР) около 9.66-10.16% (за кредити до 1 млн. евро) и 9.80-10.30% (за кредити над 1 млн. евро). Предвид изложеното, цената на привлечения капитал на годишна база се изчислява на 10%.

С оглед горното и предвид решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията, „Овергаз Мрежи“ АД предлага норма на възвращаемост на привлечения капитал 9.60%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в Таблица № 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т. ч.	хил.м ³ /год.	58 209	62 410	66 716	71 181	75 697
с равномерно потребление	хил.м ³ /год.	28 690	30 681	32 801	34 952	36 792
с неравномерно потребление	хил.м ³ /год.	18 489	19 905	21 240	22 641	24 338
метанстанции	хил.м ³ /год.	11 030	11 824	12 675	13 588	14 567
Битови клиенти	хил.м ³ /год.	8 501	8 949	9 707	10 431	11 181
Общо:	хил.м³/год.	66 710	71 359	76 423	81 612	86 878

За целите на ценообразуването коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Дружеството предлага стойността на активите, обслужващи групите клиенти, да бъде разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход.

От представените данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвращаемостта и УПР по основните групи клиенти се изменят за дейността „разпределение на природен газ“, като за стопански клиенти се изменят плавно през регулаторния период и размерът им е около 0.79. Същата е тенденцията и при изменението на коефициентите за битовите клиенти, които са в размер около 0.21.

Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за стопански клиенти се изменят през регулаторния период от 0.874 за 2015 г. на 0.873 за 2019 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0.126 за 2015 г. на 0.127 за 2019 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. При тях изменението е минимално: коефициентите при стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0.406 за 2015 г. на 0.367 в края на периода, а при битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.594 за 2015 г. на 0.633 за 2019 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 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение.

При образуване на цените за пренос на природен газ през ГРМ, в електронния модел е включена и цената за пренос на природен газ по магистрално газопроводно отклонение в размер на 1.30 лв./1000 m³. Цената за пренос на природен газ по МГО е образувана въз основа на необходимите годишни приходи, свързани с преноса на природен газ по МГО, които не се разпределят по клиентски групи. Цената е еднаква за всички групи клиенти на територията на лицензията.

„Овергаз Мрежи” АД е изложило аргументи за обосноваване на така формираната цена. В обосновката си дружеството посочва, че притежава магистрални газопроводни отклонения, осигуряващи връзката между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и мрежата на газоразпределителното дружество. Тези отклонения са изградени от ГРД, тъй като газопреносното дружество не е осигурило връзката между неговата мрежа и ГРМ. В тази връзка дружеството посочва разпоредбата на § 1, т. 9 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, която дефинира газоразпределителната мрежа като система от газопроводи, работещи в режим средно или ниско налягане. Според „Овергаз Мрежи” АД, това обуславя принадлежността на МГО към газопреносната мрежа съгласно §4 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗЕ тези МГО подлежат на изкупуване от собственика на газопреносната мрежа високо налягане „Булгартрансгаз“ ЕАД. Изкупуването на тези обекти ще доведе до намаляване на цените за крайните клиенти с размера на цената за пренос по МГО.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Предложените от „Овергаз Мрежи” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, са посочени в следващата таблица:

Цени за пренос и цена за снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Клиентски група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 m ³	лева/MWh	лева/месец /клиент	лева/1000 m ³	лева/MBT ч
1	2	3	4	5	6
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					
до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	168.58	16.11		10.34	0.99
до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	157.09	15.01		10.32	0.99
до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	145.59	13.91		10.29	0.98

до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	134.10	12.81		10.21	0.98
до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	127.37	12.17		10.13	0.97
до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	122.60	11.72		10.06	0.96
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	118.90	11.36		9.98	0.95
до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	107.41	10.26		9.61	0.92
до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	100.69	9.62		9.23	0.88
до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	95.92	9.17		8.85	0.85
до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	92.22	8.81		8.47	0.81
до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	86.64	8.28		7.72	0.74
до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	80.72	7.71		6.58	0.63
над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	74.00	7.07		4.69	0.45
С неравномерно потребление					
до 5 000 m ³ /год. (до 52 MWh), вкл.	264.01	25.23	3.44		
до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	232.83	22.25		10.34	0.99
до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	225.57	21.55		10.32	0.99
до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	218.30	20.86		10.29	0.98
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	211.04	20.17		10.21	0.98
до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	206.79	19.76		10.13	0.97
до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	203.77	19.47		10.06	0.96
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	201.43	19.25		9.98	0.95
до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	194.17	18.55		9.61	0.92
до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	189.92	18.15		9.23	0.88
до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	186.90	17.86		8.85	0.85
до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	184.56	17.64		8.47	0.81
до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	181.04	17.30		7.72	0.74
до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	177.30	16.94		6.58	0.63
над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	173.05	16.54		4.69	0.45
Метанстанции					
до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	119.95	11.46		10.21	0.98
до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	108.90	10.41		9.98	0.95
над 1 000 000 m ³ /год., (над 10 465 MWh)	89.50	8.55		8.47	0.81
Битови клиенти	264.01	25.23	3.44		

Забележка*: В предложените за утвърждаване на цени не е включен ДДС.

Забележка**: Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4.3.Цени за присъединяване

Цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия са формирани на база постоянните и променливи разходи на дружеството за проектно осигуряване, в т. ч. осигуряване на разрешение за строеж и изграждане на съоръженията за присъединяване - газопроводно отклонение и монтаж на съоръжение за регулиране и измерване разхода на природен газ. Дружеството е предложило цени за присъединяване с дименсия лева/клиент. С оглед гарантиране на заявения от клиента максимален часов разход, при хидравлично оразмеряване на газопроводните отклонения се отчитат редица фактори: местоположението на клиента спрямо изградената ГРМ, капацитет, натовареност и действително работно налягане на изградената ГРМ, към която клиентът ще бъде присъединен, допустимо минимално налягане на вход съоръжение на клиента, максимално допустима скорост на природния газ в мрежата. Факторите, които оказват влияние върху цените за земно-изкопни и възстановителни работи са: цените на инертните материали, цените на асфалтобетонни смеси, цените на горивата, транспортните разстояния до депата за извозване на излишните строителни отпадъци и земни маси и за доставка на инертни материали и асфалтобетонни смеси, които са променливи, както по територии, така и по години.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираната територия са посочени в следващата таблица.

Цени за присъединяване		Таблица № 10
Групи и подгрупи клиенти		Пределни цени (лв./клиент)
Стопански клиенти		
до 25 m ³ /час, вкл.		430.83
до 50 m ³ /час, вкл.		1 152.60
до 1 000 m ³ /час, вкл.		2 401.55
до 3 000 m ³ /час, вкл.		3 603.14
над 3 000 m ³ /час		4 260.32
Битови клиенти		430.83

Забележка *: Предложените цени са без включен ДДС.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД данни, и подкрепящите ги документи и обосновки, предложените от дружеството цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия, за периода 2015-2019 г., са формирани в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за лицензираната територия на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

Изказвания по т.6:

Докладва Г. Дечева. Представителите на „Овергаз Мрежи“ АД не са имали възражения по този проект за решение и не са представили допълнителна информация. Работната група предлага на Комисията да утвърди предложените цени на дружеството, считано от 01.12.2015 г.

И. Иванов прочете проекта за решение и *напомни на работната група, че трябва да провери в закона за легална дефиниция на средства за масово осведомяване. При следващите насрочвания на заседания трябва да се спазва срок от три дни, които да не се покрива от почивните дни. Забележката на А. Йорданов трябва да бъде отразена и Комисията да се произнася общо по цените, а не по отделен ценообразуващ елемент.*

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 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 01.12.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ 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 към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, при регулаторен период от 2015

до 2019 г. включително, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

1.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 168.58 лв./1000 m³ (16.11 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 157.09 лв./1000 m³ (15.01 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 145.59 лв./1000 m³ (13.91 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 134.10 лв./1000 m³ (12.81 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 127.37 лв./1000 m³ (12.17 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 122.60 лв./1000 m³ (11.72 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 118.90 лв./1000 m³ (11.36 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 107.41 лв./1000 m³ (10.26 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 100.69 лв./1000 m³ (9.62 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 95.92 лв./1000 m³ (9.17 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 92.22 лв./1000 m³ (8.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 86.64 лв./1000 m³ (8.28 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 80.72 лв./1000 m³ (7.71 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 74.00 лв./1000 m³ (7.07 лв./MWh).

1.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m³/год., (до 52 MWh) вкл. - 264.01 лв./1000 m³ (25.23 лв./MWh);
- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 232.83 лв./1000 m³ (22.25 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 225.57 лв./1000 m³ (21.55 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 218.30 лв./1000 m³ (20.86 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 211.04 лв./1000 m³ (20.17 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 206.79 лв./1000 m³ (19.76 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 203.77 лв./1000 m³ (19.47 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 201.43 лв./1000 m³ (19.25 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 194.17 лв./1000 m³ (18.55 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 189.92 лв./1000 m³ (18.15 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 186.90 лв./1000 m³ (17.86 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 184.56 лв./1000 m³ (17.64 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 181.04 лв./1000 m³ (17.30 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 177.30 лв./1000 m³ (16.94 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 173.05 лв./1000 m³ (16.54 лв./MWh).

1.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 119.95 лв./1000 m³ (11.46 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 108.90 лв./1000 m³ (10.41 лв./MWh);
- над 1 000 000 m³/год., (над 10 465 MWh) - 89.50 лв./1000 m³ (8.55 лв./MWh).

1.2. За битови клиенти - 264.01 лв./1000 m³ (25.23 лв./MWh).

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се произчисляват в енергийни единици.

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 12 171.8 хил. лв.; за 2016 г. - 11 981.7 хил. лв.; за 2017 г. - 12 106.8 хил. лв.; за 2018 г. - 12 020.3 хил. лв.; за 2019 г. - 12 011.5 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 66 710 хил. m³/год.; за 2016 г. - 71 359 хил. m³/год.; за 2017 г. - 76 423 хил. m³/год.; за 2018 г. - 81 612 хил. m³/год.; за 2019 г. - 86 878 хил. m³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

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

Цени за снабдяване с природен газ

3.1. За стопански клиенти:

3.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 m³ (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 m³ (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 m³ (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m³ (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 m³ (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 m³ (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m³ (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 m³ (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 m³ (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 m³ (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 m³ (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 m³ (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 m³ (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 m³ (0.45 лв./MWh).

3.2.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m³/год. (до 52 MWh), вкл. - 3.44 лв./клиент на месец;
- до 50 000 m³/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 m³ (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 m³/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 m³ (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 m³/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 m³ (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m³ (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 m³/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 m³ (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 m³/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 m³ (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m³ (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 m³/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 m³ (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 m³/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 m³ (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 m³/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 m³ (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 m³/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 m³ (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m³/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 m³ (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 m³/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 m³ (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 m³/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 m³ (0.45 лв./MWh).

3.2.3. Метанстанции:

- до 400 000 m³/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m³ (0.98 лв./MWh);
- до 1 000 000 m³/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m³ (0.95 лв./MWh);
- над 1 000 000 m³/год., (над 10 465 MWh) - 8.47 лв./1000 m³ (0.81 лв./MWh).

3.2. За битови клиенти - 3.44 лв./клиент на месец.

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m³). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 925.0 хил. лв.; за 2016 г. - 981.9 хил. лв.; за 2017 г. - 1 038.3 хил. лв.; за 2018 г. - 1 099.2 хил. лв.; за 2019 г. - 1 162.0 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 66 521 хил. m³/год.; за 2016 г. - 71 155 хил. m³/год.; за 2017 г. - 76 205 хил. m³/год.; за 2018 г. - 81 384 хил. m³/год.; за 2019 г. - 86 634 хил. m³/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както

следва:

5.1. Стопански клиенти:

- до 25 m³/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 m³/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 m³/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 m³/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 m³/h - 4 260.32 лв./клиент.

5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-39/30.11.2015 г. относно заявление от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване на цени за община Ботевград.

2. Решение на КЕВР № Ц-40/30.11.2015 г. относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на пределни цени за община Севлиево за периода 2015-2019 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-41/30.11.2015 г. относно заявление от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за община Камено за периода 2015-2019 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-42/30.11.2015 г. относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.

5. Решение на КЕВР № Ц-43/30.11.2015 г. относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

6. Решение на КЕВР № Ц-44/30.11.2015 г. относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

1.
(С. Тодорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

2.
(Р. Осман)

3.
(А. Йорданов)

4.
(В. Владимиров)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Н. ГЕОРГИЕВ

5.
(Г. Златев)

6.
(Е. Харитонов)