

ПРОТОКОЛ

№ 145

София, 14.07.2015 година

Днес, 14.07.2015 г. от 14:50 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 Харитонова и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

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

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-23-11 от 14.11.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-23-11 от 13.05.2015 г., подадено от „Газинженеринг“ ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Долни Дъбник.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

2. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-24-28 от 30.09.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г., подадено от „Черноморска технологична компания“ АД за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Сопот.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева, Боян Наумов

3. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-24-30 от 02.10.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г., подадено от „Черноморска технологична компания“ АД за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Хисаря.

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

4. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-22-9 от 10.10.2013 г., допълнено със

заявление с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г., подадено от „Каварна Газ“ ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, пределни цени за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ (КППГ) и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла.

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

По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-23-11 от 14.11.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-23-11 от 13.05.2015 г., подадено от „Газинженеринг“ ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Долни Дъбник, установи следното:

„Газинженеринг“ ООД е подало в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-23-11 от 14.11.2013 г., допълнено със заявление вх. № Е-15-23-11 от 13.05.2015 г., за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти за територията на община Долни Дъбник.

Със Заповед № 3-Е-304 от 19.11.2013 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.

След проверка на подаденото заявление с вх. № Е-15-23-11 от 14.11.2013 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-23-10 от 21.11.2013 г. на ДКЕВР, от дружеството е изискано в седемдневен срок от получаването му, да представи следните допълнителни данни и документи: коригиран финансов модел, съдържащ прогнозните цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството за периода 2014 – 2018 г, като бъде съобразено, че целевата норма на възвръщаемост на капитала, определена с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., по т. 1 на Комисията; преработен бизнес план за периода 2014 – 2018 г., като данните кореспондират с финансовия модел; подробна обосновка на разходите по икономически елементи за периода 2014 – 2018 г., заложили във финансовия модел и бизнес плана; справка за числеността на персонала, ангажиран с лицензионната дейност за 2013 г. и прогноза за числеността на персонала за периода 2014 – 2018 г.; справка за дълготрайните активи към 30.09.2013 г., включваща въведените в експлоатация активи, както и натрупаната амортизация, разпределени по дейности и друга информация, свързана с бизнес плана.

С писмо с вх. № Е-15-23-10 от 04.12.2013 г. „Газинженеринг“ ООД е предоставило част от исканата информация, като е уведомило Комисията, че преработката и отстраняването на неточностите в модела за цените и бизнес плана изисква повече време и ще ги представи допълнително. С писмо с вх. № Е-15-23-10 от 16.12.2013 г. „Газинженеринг“ ООД е предоставило коригиран финансов модел и преработен бизнес план за периода 2014 – 2018 г.

С писмо с вх. № Е-15-23-10 от 13.01.2014 г. на Комисията, на дружеството е указано да отстрани следните допуснати неточности в представения финансов модел: сгрешени формули по отношение на прогнозни инвестиции и балансова стойност на дълготрайни материални активи; предложената среднопредтеглена норма на капитала е по-

висока от 12%; справка за дълготрайните активи към 31.12.2013 г., включваща въведените в експлоатация активи, разпределени по дейности, и годишен неаудитиран финансов отчет за 2013 г.

С писмо с вх. № Е-15-23-2 от 06.02.2014 г. дружеството е предоставило изисканата информация. След извършен преглед и анализ на предоставените от дружеството данни и документи, отново са установени неточности, във връзка с което, с писмо с изх. № Е-15-23-2 от 14.02.2014 г. на Комисията, от „Газинженеринг“ ООД е изискано да представи коригиран финансов модел и преработен бизнес план за периода 2014 -2018 г.

С писмо с вх. № Е-15-23-5 от 25.02.2014 г. „Газинженеринг“ ООД е предоставило изисканите документи.

С писмо с изх. № Е-15-23-10 от 27.04.2015 г. на КЕВР, от „Газинженеринг“ ООД е изискано да представи следните данни и документи: актуализиран финансов модел на цени с отчетни данни за базовата 2013 г. и за 2014 г.; актуализирано заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като данните следва да съответстват на електронния модел на цените и бизнес плана; в електронния модел на цените за 2014 г. да се посочат отчетните данни за разходи за покупка на природен газ и технологичните загуби на газ, а в прогнозните разходи за периода 2015 – 2018 г. да бъде заложена цената на обществения доставчик за второ тримесечие на 2015 г.

С писмо с вх. № Е-15-23-11 от 13.05.2015 г., „Газинженеринг“ ООД е предоставило актуализирано заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цени за периода 2014- 2018 г., във връзка с което, със Заповед № 3-Е-119 от 20.05.2015 г. на председателя на КЕВР, е сформирана нова работна група, със задача да извърши проучване на обстоятелствата, съдържащи се в подаденото от „Газинженеринг“ ООД заявление и приложенията към него, за да установи основателността на искането за утвърждаване на цените, предложени от енергийното дружество, и да представи доклад по преписката.

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.

От прегледа на представените данни относно предложените за утвърждаване цени е установено следното:

„Газинженеринг“ ООД е титуляр на лицензи № Л-155-08 от 17.04.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-155-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Долни Дъбник, за срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-36 от 26.10.2009 г. на ДКЕВР са утвърдени, считано от 01.11.2009 г., цени на „Газинженеринг“ ООД за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Долни Дъбник, за периода 2009 г. - 2013 г. включително, както следва:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване със природен газ *Таблица №1*

<i>Групи и подгрупи клиенти</i>	<i>Цени за пренос на природен газ през ГРМ, лева/1000 м³</i>	<i>Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, лева/1000 м³</i>
<i>Промислени</i>		
<i>до 10 х.н.м³</i>	<i>89.72</i>	<i>7.10</i>
<i>от 10 х.н.м³ до 100 х.н.м³</i>	<i>57.69</i>	<i>7.10</i>
<i>над 100 х.н.м³</i>	<i>47.13</i>	<i>7.10</i>

Обществено-административни и търговски		
до 10 х.н.м ³	122.79	8.36
над 10 х.н.м ³	100.89	8.36
Битови	181.93	17.28

Цени за присъединяване **Таблица №2**

Групи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промислени клиенти	
до 10 м ³ /час, вкл.	1 156.00
до 100 м ³ /час, вкл.	1 294.00
до 1000 м ³ /час	1 881.00
ОА и Т клиенти	
до 10 м ³ /час, вкл.	1 154.00
до 100 м ³ /час	1 292.00
Битови клиенти	741.00

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на 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.

Според „Газинженеринг“ ООД, предложена тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отразява разходите, извършвани от дружеството за отделните клиентски групи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. Дружеството е представило подгрупи към групите със съответни пределни цени на потребителите според консумацията на природен газ. Ценообразуването за всяка от трите групи и подгрупи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ. Работната група счита, че предложената тарифна структура отговаря на изискванията на 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.

Работната група счита, че предложените от дружеството прогнозни цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени, по които крайният снабдител продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, са образувани в съответствие с нормативните изисквания и параметрите на ценообразуващите елементи са икономически обосновани и мотивирани.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Газинженеринг“ ООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години - от 2014 г. до 2018 г. включително. Работната група счита, че така предложеният регулаторен период 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 обоснованите 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 № 3 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ в таблица № 4.

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

Дейност „разпределение“

Таблица №3

Клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	лева	79 795	71 832	76 740	90 659	97 595
ОА и търговски	лева	48 786	45 298	50 026	52 942	59 188
Битови	лева	109 226	116 620	133 568	151 686	174 818
ОБЩО	лева	237 807	233 750	260 334	295 287	331 601

Дейност „снабдяване“

Таблица №4

Клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	лева	4 158	7 072	10 683	14 957	16 593
ОА и търговски	лева	2 463	3 879	5 250	6 282	6 751
Битови	лева	18 895	28 928	29 289	35 676	37 070
ОБЩО	лева	25 516	39 879	45 222	56 915	60 414

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 № 5 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за периода на бизнес плана:

Общи разходи по дейности (лева)

Таблица №5

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо разходи	%
Общо разходи в т.ч.	176 967	167 866	182 696	208 089	234 011	969 629	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	157 872	138 882	153 754	173 665	199 587	823 761	85%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	19 095	28 984	28 942	34 424	34 424	145 868	15%

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 дейност „разпределение на природен газ“.

Общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“ са в размер на 823 761 лв. от които:

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи /УПР/, свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ за дейността „разпределение на природен газ“ са в размер на 734 016 лв.

Разходите за амортизация са с най-голям дял от УПР в размер на 64%. През регулаторния период те се увеличават от 100 723 лв. за 2014 г. на 107 215 лв. за 2018 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Външни услуги са следващите по значимост разходи, които представляват 17% от УПР. През регулаторния период те се увеличават от 23 025 лв. за 2014 г. на 30 840 лв. за 2018 г. Тези разходи включват: застраховки (имуществена и за причинени вреди на трети лица), съгласно лицензионните задължения на дружеството, застраховки „Каско“ на МПС - собственост на дружеството. В разходите за външни услуги са включени и разходите

свързани с лицензионните такси; разходи за наеми, включващи наем на офис и на складово помещение. В същата група разходи са включени още разходи за пощенски и телефонни услуги; разходи за абонаментно поддържане и други, в т.ч. разходи за енергия, отопление и др.

Разходи за заплати и възнаграждения

Тези разходи представляват 14% в общия обем УПР, като нарастват от 11 621 лв. през 2014 г. до 27 400 лв. през 2018 г. и в тях са включени разходите за заплати и възнаграждения на служители в отдели: административен, маркетинг и работа с потребители, експлоатация и поддръжка на ГРМ. Предвидено е плавно нарастване на персонала във връзка с развитието на дейността на дружеството. За дейността „разпределение на природен газ“ персонала от 4 души през 2014 г. да се увеличи до 6 души през 2018 г.

Разходи за социални осигуровки

Тези разходи представляват 3% в общия обем УПР, като нарастват от 1 641 лв. през 2014 г. до 5 480 лв., съобразно предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения и заплати. Социалните осигуровки представляват 20% от размера на разходите за заплати и възнаграждения за съответната година. Включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

Разходите за материали представляват 2% от УПР. Тези разходи се увеличават от 95 лв. през 2014 г. до 3 520 лв. през 2018 г., като включват разходи за горива в зависимост от дължината на обслужваната ГРМ, материали за текущо поддържане за линейните части, отклонения и съоръжения, разходи за работно облекло и канцеларски материали.

„Други разходи“ са с относителен дял от 1%, които от 3 лв. за 2014 г. достигат до 2 120 лв. в края на регулаторния период, като в тях са включени разходи за охрана на труда, разходи за реклама и маркетингова дейност, разходи за командировки и обучения на персонала.

За регулаторния период, дружеството не предвижда да извършва социални разходи за дейност разпределение.

Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ:

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ (променливи разходи), дружеството е включило: разходи за одорант, изчислени в размер на около 0.30 лв./1000 н.м³ природен газ. Загубите на газ са прогнозирани около 0.1% от разходите за закупуване на природен газ от обществения доставчик.

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

2.1.2.1. Условно-постоянни разходи /УПР/, свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са в размер на 145 868 лв. за периода.

Разходи за заплати и възнаграждения

Тези разходи представляват 55% в общата сума на УПР, като нарастват от 11 621 лв. през 2014 г. до 19 600 лв. през 2018 г. и в тях са включени разходите за заплати и възнаграждения на служители в отдели: административен, маркетинг и работа с потребители, експлоатация и поддръжка на ГРМ. Предвидено е плавно нарастване на персонала във връзка с развитието на дейността на дружеството. Прогнозният брой на персонала за дейността „снабдяване на природен газ“ се увеличава от 2 души през 2014 г. до 4 души през 2018 г.

Разходи за социални осигуровки

Тези разходи представляват 11% в общата сума на УПР, като нарастват от 1 641 лв. през 2014 г. до 3 620 лв., съобразно предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения и заплати. Включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

Разходите за амортизация имат относителен дял от 21% в общата сума на УПР. През регулаторния период те се увеличават от 3 626 лв. за 2014 г. на 6 506 лв. за 2018 г.

Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходите за външни услуги представляват 12% в общата сума на УПР. През регулаторния период те се увеличават от 2 198 лв. за 2014 г. на 3 844 лв. за 2018 г. Тези разходи включват: разходи за пощенски и телефонни услуги; разходи за абонаментно поддържане; експертни и одиторски разходи и разходи за енергия, отопление и осветление.

Други разходи са с относителен дял от 1% от УПР и са в размер на 374 лв., който се запазва постоянен за периода 2015 – 2018 г. В тях са включени разходи за охрана на труда, разходи за реклама и маркетингова дейност, разходи за командировки и обучения на персонала.

Разходите за материали са с най-малък дял от УПР в размер на 0.5%. Тези разходи се увеличават от 9 лв. през 2014 г. до 180 лв. през 2018 г. и включват разходи за работно облекло и канцеларски материали.

За регулаторния период, дружеството не предвижда да извършва социални разходи за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, не са предвидени от дружеството за регулаторния период.

Общите разходи за дейностите дружеството е разделило, както следва:

- в съотношение 85/15% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, командировки и обучение на персонала, реклама.

- 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- 100% към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 Таблицы №№ 6 и 7:

Дейност „разпределение” (лв.)

Таблица №6

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Балансова стойност на ДМА	1 123 632	1 378 659	1 480 904	1 593 857	1 613 367
2	Балансова стойност на ДНА	581	278	0,05	0,05	0,05
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на Финансирания	5 558	24 708	58 307	88 782	122 620
4	Необходим оборотен капитал	7 144	7 194	8 520	9 856	11 547
5	Регулаторна база на активите	1 238 500	1 361 423	1 431 117	1 514 931	1 502 294
6	Норма на възвръщаемост	6,5%	7,0%	7,4%	8,0%	8,8%
7	Възвръщаемост	79 933	94 867	106 580	121 622	132 014
8	Разходи	157 872	138 882	153 754	173 665	199 587
9	УПР	137 108	129 197	138 628	152 508	176 575
10	Променливи разходи	207 64	9 685	15 126	21 156	23 012

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Балансова стойност на ДМА	29 292	22 769	16 264	9 758	3 252
2	Балансова стойност на ДНА	581	278	0,05	0,05	0,05
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на Финансираня	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Необходим оборотен капитал	69 605	133 307	202 340	270 391	292 518
5	Регулаторна база на активите	99 478	156 354	218 603	280 149	295 770
6	Норма на възвръщаемост	6,5%	7,0%	7,4%	8,0%	8,8%
7	Възвръщаемост	6 420	10 895	16 280	22 491	25 991
8	Разходи	19 095	28 984	28 942	34 424	34 424
9	УПР	19 095	28 984	28 942	34 424	34 424
10	Променливи разходи	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбите на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Работната група предлага на Комисията да приеме 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 регулаторния период за лицензионната територия са в размер на 855 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 721 хил. лв. За съоръжения (небитови, битови клиенти) са предвидени 134 хил. лв., които ще се инвестират през регулаторния период.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Газинженеринг” ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2014 г. – 2018 г. е в размер 7.45%. 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 в размер на 12%.

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

Клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	хил.м ³ /год.	474	1 044	1 756	2 397	2 530
ОА и търговски	хил.м ³ /год.	166	350	480	600	670
Битови	хил.м ³ /год.	245	600	813	1 080	1 215
ОБЩО	хил.м³/год.	885	1 994	3 049	4 077	4 415

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, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” за промислени клиенти

намаляват през регулаторния период от 0.32 за 2014 г. до 0.27 за 2018 г. Същата е тенденцията при общественно-административните и търговски клиенти, като от 0.21 за 2014 г. намаляват до 0.18 за 2018 г. При битовите клиенти се наблюдава тенденция на увеличение, като коефициентите от 0.48 за 2014 г. нарастват до 0.55 за 2018 г.

Предложените от дружеството коефициенти за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са, както следва: за промишлените клиенти от 0.16 се увеличават до 0.27 в края на регулаторния период. При общественно-административните и търговски клиенти, стойността на коефициентът се увеличава от 0.10 за 2014 г. до 0.11 за 2018 г. При битовите клиенти, коефициентът намалява стойността си от 0.74 за 2014 г. до 0.61 за 2018 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. В тази връзка, изменението за промишлените клиенти е от 0.54 за 2014 г. до 0.57 за 2018 г. Коефициентите при общественно-административните и търговски клиенти намаляват от 0.19 до 0.15 в края на периода. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициента от 0.28 за 2014 г. до 0.30 за 2015 г., а за 2016 г. се изменя от 0.27 до 0.28 за 2018 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 снабдяване с 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 снабдяване с природен газ от краен снабдител на „Газинженеринг” ООД за територията на община Долни Дъбник са посочени в Таблица №9:

Определени цени за пренос и продажба на природен газ

Таблица №9

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		
до 10 000 н.м ³ /год.	99.68	6.55
до 100 000 н.м ³ /год.	64.15	6.55
над 100 000 н.м ³ /год.	51.07	6.55
ОА и търговски		
до 10 000 н.м ³ /год.	135.59	10.96
над 10 000 н.м ³ /год.	110.05	10.96
Битови клиенти	178.40	38.84

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

Работната група счита, че предложените за утвърждаване от „Газинженеринг” ООД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2014 – 2018 г.

4.3. Цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Долни Дъбник:

Цени за присъединяване

Таблица №10

Групи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
---------------	----------------------------

Промислени клиенти	
до 10 м ³ /час	1 156.00
до 100 м ³ /час	1 294.00
над 100 м ³ /час	1 881.00
ОА и Т клиенти	
до 10 м ³ /час	1 154.00
над 10 м ³ /час	1 292.00
Битови клиенти	741.00

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

Предложените от дружеството, в рамките на настоящото административно производство, цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Долни Дъбник, не се изменят спрямо утвърдените с Решение № Ц-36 от 26.10.2009 г. на Комисията.

Изказвания по т.1:

Докладва Р. Тахир.

Ал. Йорданов запита работната група дали прогнозните разходи и необходимите приходи съответстват в пълна степен на тези, които са заложили в бизнес плана.

Р. Тахир отговори, че съответстват. Данните в бизнес плана са взети от модела за цени. Работната група винаги сравнява тези данни.

Ив. Иванов обърна внимание, че цените за присъединяване не са повишени. Има известна промяна в цените за пренос и продажба. Цената за пренос е намалена за битовите потребители, но цената за снабдяване от краен снабдител е увеличена двойно.

Р. Тахир отговори, че дружеството е направило преразпределение на разходите и те са разделени според дейностите.

Ив. Иванов каза, че при другите дружества цените за потребители са намалени, но цената за пренос се увеличава с 10 лв.

Св. Тодорова каза, че от доклада не става ясно кога е представен преработен бизнес план. Записано е, че дружеството е представило коригиран финансов модел и преработен бизнес план за периода 2014 г. – 2018 г. В следващия параграф е записано, че от дружеството е поискано да представи коригиран финансов модел и преработен бизнес план. Коя информация е върна?

Р. Тахир отговори, че дружеството е преработвало бизнес плана няколко пъти. Представени са четири преработени бизнес плана и модела. Работната група е работила върху варианта от 13.06.2015 г.

Св. Тодорова каза, че трябва да бъде ясно записано кога този процес започва и кога приключва. Може да се посочи, че е представен *актуализиран* или *коригиран* бизнес план. От написаното излиза, че работната група всеки път е изисквала представянето на една и съща информация. Няма индикация, че това са допълнителни преработвания.

Р. Тахир отговори, че е записано, че на 13.06.2015 г. е представено актуализирано заявление за утвърждаване на цени.

Ив. Иванов допълни, че става въпрос за дълга кореспонденция с дружеството, която се води от 14.10.2013 г. до 13.06.2015 г.

Р. Тахир обърна внимание, че работната група не е отбелязала, че заедно с актуализираното заявление е представен и бизнес план, за да няма повторение на информацията.

Св. Тодорова запита дали работната група има предложения какви действия да се предприемат спрямо дружества, които в продължение на две години актуализират своите данни. Какво трябва да се предприеме?

Р. Тахир отговори, че през този период работната група е открила допуснати грешки и е искала преработването на информацията. Последната актуализация е във връзка с отчетните данни за 2013 г. – 2014 г. Работната група е изисквала прибавянето на

отчетни данни в модела за цени.

Св. Тодорова обърна внимание, че от казаното излиза, че причината за разглеждането на заявления от 2013 г. е в Комисията. Вярно е, че дружеството не е изпълнило всички указания, но все пак трябва да има и някакви действия от страна на КЕВР.

Р. Тахир отговори, че през 2014 г. заявленията са задържани, поради определени обстоятелства.

Св. Тодорова запитва какви са тези обстоятелства.

Р. Тахир отговори, че заявленията за задържани заради Решение № Ц-8 и намаляването на цените за всички дружества. През това време се е работило и върху приемането на наредба и указания. Това са причините тези заявления да не са разгледани през този период.

Св. Тодорова запитва какви са действията спрямо нормата на възвръщаемост при газовите дружества.

Р. Тахир отговори, че в момента работната група се съобразява с протоколното решение от 2012 г., според което средно претеглената норма е 12%. Тя се изчислява по формула и се залага определена норма и норма на привлечения капитал. Ако се получат над 12%, се дават указания да се направят корекции.

Св. Тодорова запитва дали трябва да се работи по този принцип. Докога Комисията ще се съобразява с тези 12%? Дружествата предлагат стойности от 4% до 12%. На някои се приемат 4%, а на други 12%. Добър подход ли е това? Може ли да се приемат различни стойности за един и същ тип дружества?

Ив. Иванов каза, че решението от 08.10.2012 г. трябва да бъде променено. В него е записан размер до 12%.

Р. Тахир отговори, че този въпрос е обсъждан в работната група.

Св. Тодорова обърна внимание, че това е нов регулаторен период, независимо, че вече е започнал и не е ясно как 2014 г. и 2015 г. се вписват в решението. Ако се продължава по този начин, някои дружества ще поискат обяснение защо на едни са дадени 4%, а на други 12%. Отговорът на работната група няма да бъде аргументиран. Защо трябва да се дадат 12% и защо КЕВР трябва да се съобразява с решение, което е взето в предходен регулаторен период?

Р. Тахир отговори, че последното актуално решение на Комисията е от 2012 г. Решението за норма на възвръщаемост от 8% е отпаднало. Работната група трябва да се съобразява с някакъв документ.

Св. Тодорова запитва работната група дали счита, че това е документът, който трябва да се използва.

Гр. Дечева отговори, че в този случай това е правилно, защото в Наредбата за регулиране на цените за природен газ е записано, че средно претеглената норма се определя от Комисията. Няма друго решение, което може да се използва. Съгласието на работната група е отделен въпрос.

Св. Тодорова запитва дали някой от експертите предлага нещо по-различно.

Гр. Дечева отговори, че работната група е направила предложение за промяна на наредбата. Може да се стигне до разрешаването на този въпрос, когато се обсъжда наредбата.

Св. Тодорова запитва какво общо има промяната в наредбата с решението.

Гр. Дечева отговори, че в чл.13 от наредбата пише, че Комисията определя средно претеглената норма на възвръщаемост.

Св. Тодорова запитва кога Комисията може да вземе решение относно нормата на възвръщаемост. Може да бъде приет общ подход, ако се утвърждават цени на повече дружества. Тогава може да бъде заявено, че Комисията приема цени при определена норма на възвръщаемост, която важи за всички газови дружества.

Р. Тахир обърна внимание, че това са преписки, които са изостанали във времето и е трябвало да бъдат разгледани през 2014 г. Може да се помисли по този въпрос за

дружествата, чиито регулаторен период изтича през тази година.

Св. Тодорова запитва дали работната група счита, че е нормално едно дружество да има 4% норма на възвръщаемост, а друго 12%.

Гр. Дечева отговори, че това не е нормално, но работната група счита, че не е нормално и силовото намаление с 8%. Експертите трябва да се съобразяват с наредбата и решенията на Комисията.

Ал. Йорданов каза, че за другите сектори има методика за определяне нормата на възвръщаемост. Работната група може да взимаш някои неща от тази методика.

Гр. Дечева отговори, че в наредбата има формула за определянето на нормата на възвръщаемост.

Ив. Иванов каза, че според него Комисията трябва да излезе с решение по този въпрос. Работната група не може да се самосезира относно нормата на възвръщаемост. Тя може да отправи искане до Комисията за актуализиране на нормата на възвръщаемост.

Св. Тодорова каза, че Комисията винаги излиза с решение по всички разглеждани въпроси. Не е вярно, че работната група не може да се самосезира.

Ив. Иванов отговори, че не е ясно какво трябва да направи работната група в този случай.

Св. Тодорова каза, че експертите от отдела трябва да помислят какво може да се направи с този показател. Кой ще го разработи и предложи? Смущаващо е, че се приема това, което предлагат дружествата.

Р. Тахир отговори, че дружествата имат различни стойности на привлечения капитал и различни лихвени проценти. Едва няколко са със собствен капитал. Поради тази причина средно претеглената норма е различна за всяко дружество. Прави се оценка какви цени биха били поносими за потребителите.

Св. Тодорова каза, че Комисията определя цена на собствения капитал и дружествата нямат нищо общо с този въпрос. Средно претеглената норма се изчислява, след като са ясни двата основни елемента. КЕВР определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал. В предложенията за цени няма нито едно предложение в тази насока.

Р. Тахир отговори, че протоколното решение от 2012 г. се прилага за всички дружества.

Ел. Маринова допълни, че в газовия сектор този въпрос е по-сложен, защото дружествата имат различни лицензи и са в различен етап на развитие. С метода на регулиране „горна граница на цени“ се определя норма на възвръщаемост, която важи за целия регулаторен период и по нея се правят само годишни корекции. Трябва да се помисли как могат да бъдат групирани дружествата. Логично е нормата на възвръщаемост да бъде по-висока в началото на дейността на дружеството, а след това да бъде по-ниска. Може да се определи норма на възвръщаемост за дружества, които са в първи регулаторен период. Подходът е ясен: отделно решение с обосноваване нормата на възвръщаемост.

Р. Тахир каза, че за първия регулаторен период определената норма на възвръщаемост е била 15%-16%. Протоколното решение от 2012 г. важи за втори регулаторен период и нормата е 12%.

Гр. Дечева обърна внимание, че регулаторният период не трябва да бъде водещ, защото „Черноморска технологична компания“ АД попада във втори регулаторен период, но въпреки това дружеството не извършва никаква дейност. Уеднаквяването не може да бъде приложено.

Ив. Иванов предложи експертите от отдела да изготвят анализ за определяне нормата на възвръщаемост, мотиви и евентуални предложения за промяна. Този въпрос не може да бъде решен на това заседание. Необходимо е да бъде направен анализ и това е работа на отделите в КЕВР.

Св. Тодорова запитва дали се взема предвид реалната структура на капитала.

Р. Тахир отговори, че се взема предвид реалната структура. Дружеството залага в модела собствен и привлечен капитал.

Св. Тодорова обърна внимание, че се взема структура на капитала 30/70, а в същото

време се казва, че се прилага реалната.

Ив. Иванов каза, че е докладвано, че структурата на капитала е различна.

Р. Тахир отговори, че е различна и работната група следи средно претеглената да не надхвърля 12%.

Св. Тодорова запита каква е нормата на собствен капитал.

Р. Тахир отговори, че всяко дружество предлага различна норма. В протоколното решение е записано, че ако се получи по-ниска норма от 12%, се прилага предложената от дружеството.

Вл. Владимирев запита дали има по-ниски норми от 12%.

Ив. Иванов каза, че повечето стойности са в рамките на 7%-8%, но има и доклад с 11%.

Св. Тодорова каза, че не иска увеличаване или намаляване на този процент. Този подход вкарва КЕВР в ситуация, в която не може да си изпълнява задълженията.

Ив. Иванов каза, че по тази причина е дал предложение за изготвянето на анализ. По този начин ще има възможности за нови действия и няма да се налага използването на решения от 2012 г. Тази корекция трябва да бъде направена в рамките на следващите месеци.

Р. Тахир каза, че може да се приложи нов метод за дружествата, които са с изтичащ регулаторен период през 2015 г.

Св. Тодорова запита дали дружествата ще имат указания за новия регулаторен период.

Р. Тахир каза, че процедурата по изготвянето на наредба и указания може да приключи през септември.

Св. Тодорова каза, че е обърнала внимание на този проблем, защото бъркотията в газовия сектор е пълна. Вниманието трябва да бъде заострено върху това, че е необходимо спешното приемане на актуализирана наредба, приемане указания, корекции по тези въпроси, за да не излиза Комисията с решения, каквито са поискани от дружествата. Наредбата вече е разглеждана на обществено обсъждане, но има някои ключови въпроси, които трябва да бъдат решени.

Ив. Иванов запита дали за тези дружества трябва да бъде приложен този метод, който е използван и за останалите. Това е забележка, която се отнася за всички доклади, включени в дневния ред.

Ал. Йорданов каза, че трябва да се прилагат еднакви критерии за всички дружества.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад на работната група относно заявление с вх. № Е-15-23-11 от 14.11.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-23-11 от 13.05.2015 г., подадено от „Газинженеринг“ ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Долни Дъбник;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2015 г. от 11:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Газинженеринг“ ООД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на

страницата на Комисията в Интернет.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-24-28 от 30.09.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г., подадено от „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Сопот, установи следното:

„Черноморска технологична компания” АД (ЧТК АД) е подало в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-24-28 от 30.09.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г. за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” по групи и подгрупи клиенти и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти за територията на община Сопот.

Със Заповед № З-Е-272 от 10.10.2014 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.

След проверка на подаденото заявление с вх. № Е-15-24-28 от 30.09.2014 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-24-26 от 10.10.2014 г. от ЧТК АД е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: доказателства за оповестяване на информацията по чл. 33 от НРЦПГ; коригиран финансов модел, съдържащ прогнозните цени за разпределение, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството за периода 2015 - 2019 г.; справка за разходите по икономически елементи за 2014 г.; обосновка на прогнозните разходи за закупуване на количества природен газ за периода 2015-2019 г.; справка за дълготрайните активи към 30.09.2014 г., включваща въведените в експлоатация активи, както и натрупаната амортизация, разпределени по дейности; доказателства за източниците на финансиране с привлечен капитал.

С писмо с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г., дружеството е предоставило в указания срок изисканите данни и документи, както и преработено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г., и приложени справки към електронния модел на цените.

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.

От прегледа и анализа на представените данни, относно предложените за утвърждаване цени, е установено следното:

ЧТК АД е титуляр на лицензии № Л-333-08 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-333-12 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Сопот за срок от 35 години.

С Решение № Ц-032 от 09.08.2010 г. Комисията е утвърдила цени на ЧТК АД, считано от 01.09.2010 г., за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител до изграждане на връзката между

газоразпределителната и газопреносната мрежа, както и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа, приложими на територията на община Сопот, за периода от 2010 г. до 2014 г. включително, както следва:

Утвърдени цени

Таблица №1

Потребителски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (лв./1000 н.м³)	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа* (лв./1000 н.м³)
<i>Промислени потребители</i>		
<i>до 100 000 н.м³/год., вкл.</i>	106.74	292.33
<i>над 100 000 н.м³/год.</i>	79.12	292.33
<i>ОА и търговски потребители</i>	156.93	304.50
<i>Битови потребители</i>	235.65	317.98

*В утвърдените цени за снабдяване от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа са включени разходи, произтичащи от снабдяване на клиенти със съгъстен природен газ.

Утвърдени цени за присъединяване

Таблица №2

Потребителски групи и подгрупи	Пределни цени (лв./клиент)
<i>Промислени потребители</i>	
<i>до 400 м³/час, вкл.</i>	2 860.00
<i>до 2 000 м³/час, вкл.</i>	3 780.00
<i>над 2 000 м³/час</i>	4 120.00
<i>ОА и търговски потребители</i>	
<i>до 70 м³/час, вкл.</i>	1 350.00
<i>до 400 м³/час, вкл.</i>	1 600.00
<i>над 400 м³/час</i>	1 650.00
<i>Битови потребители</i>	485.00

С писмо с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 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. Приложена е Заповед № 52 от 12.08.2014 г. на изпълнителния директор на дружеството, протокол към нея и копие от интернет страницата на ЧТК АД, като предложените за утвърждаване цени са публикувани на 28.08.2014 г.

В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите на дружеството са разделени на три групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. През новия регулаторен период, ЧТК АД не предвижда образуване на подгрупи към групите клиенти, тъй като към момента още няма действащи клиенти на природен газ, които да осигурят възможност за емпирични изследвания и анализ на консумацията и характера на потреблението, което би обосновало едно такова разделяне. Съгласно обосновката на дружеството, в рамките на бъдещи актуализации на бизнес плана, образуване на подгрупи към групите може да бъде направено, като по този начин се осигурят икономически стимули и справедливо разделение (със съответни пределни цени) на клиентите според консумацията на природен газ. Ценообразуването за всяка от трите

групи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

Работната група счита, че предложената от ЧТК АД тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според които 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.

В бизнес плана за периода 2015 – 2019 г. ЧТК АД е избрало метод за снабдяване на клиенти с природен газ чрез изграждане на отклонение от преносен газопровод и газоразпределителна мрежа на територията на община Сопот. Методът е съобразен с *Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2014-2023 г.*

1. Регулаторен период

Предложеният от лицензианта регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години - от 2015 г. до 2019 г. включително. Работната група счита, че така предложеният регулаторен период 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, признатата от Комисията регулаторна база на активите, както и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години за регулаторния период, както следва: за дейността разпределение на природен газ и за дейността по снабдяване с природен газ от краен снабдител. Според работната група необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови, и са представени в таблици №№3 и 4:

Дейност „разпределение”

Таблица №3

<i>Клиенти</i>	<i>Мярка</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017 г.</i>	<i>2018 г.</i>	<i>2019 г.</i>
<i>Промислени</i>	<i>лв.</i>	<i>34 530</i>	<i>39 118</i>	<i>94 365</i>	<i>95 826</i>	<i>94 296</i>
<i>ОА и търговски</i>	<i>лв.</i>	<i>10 005</i>	<i>11 335</i>	<i>27 530</i>	<i>30 784</i>	<i>30 664</i>
<i>Битови</i>	<i>лв.</i>	<i>10 026</i>	<i>11 359</i>	<i>25 400</i>	<i>27 992</i>	<i>29 558</i>
<i>ОБЩО</i>	<i>лв.</i>	<i>54 561</i>	<i>61 812</i>	<i>147 295</i>	<i>154 602</i>	<i>154 518</i>

Дейност „снабдяване”

Таблица №4

<i>Клиенти</i>	<i>Мярка</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017 г.</i>	<i>2018 г.</i>	<i>2019 г.</i>
<i>Промислени</i>	<i>лв.</i>	<i>909</i>	<i>908</i>	<i>4 284</i>	<i>7 555</i>	<i>7 609</i>
<i>ОА и търговски</i>	<i>лв.</i>	<i>202</i>	<i>202</i>	<i>1 329</i>	<i>2 553</i>	<i>2 450</i>
<i>Битови</i>	<i>лв.</i>	<i>909</i>	<i>908</i>	<i>3 834</i>	<i>4 299</i>	<i>4 821</i>
<i>ОБЩО</i>	<i>лв.</i>	<i>2 020</i>	<i>2 018</i>	<i>9 447</i>	<i>14 407</i>	<i>14 880</i>

2.1. Разходи

Дружеството е формирало структурата и обема на разходите по години, в съответствие с разпоредбите на чл. 10 от НРЦПГ, съгласно които 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 № 5 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо разходи	%
Общо разходи в т.ч.	15 590	25 321	95 496	105 263	107 723	349 392	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	13 590	23 321	90 245	99 589	102 033	328 778	94%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	2 000	2 000	5 251	5 673	5 690	20 614	6%

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 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 клиентите; брой офиси, складови площи и транспортни средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при потребителите.

В съответствие с разпоредбите на НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи за всяка лицензионна дейност и по икономически елементи.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ”

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи.

Условно-постоянните разходи /УПР/ представляват 99% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ”. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За периода на бизнес плана УПР от 13 590 за 2015 г. нарастват до 100 197 лв. за 2019 г.

Разходи за амортизации

УПР се формират основно от разходите за амортизации, които представляват 49%, като нарастват през годините от 11 492 лв. през 2015 г. до 48 199 лв. през 2019 г. Увеличението е свързано с намерението на дружеството да инвестира в системни, небитови и битови съоръжения както и в други активи, особено след очакваното изграждане на отклонението от преносния газопровод. Разходите за амортизации са изчислени по линейен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определени от Комисията.

Разходи за заплати, възнаграждения и социални осигуровки

Тези разходи включват разходите за заплати, възнаграждения и социалните осигуровки, начислявани върху тях на служители в отдели: административен/маркетинг-работа с потребители и експлоатация и поддръжка на ГРМ. Тези разходи са прогнозирани при единична стойност 800 лв. на всеки зает. В общия обем УПР, разходите за заплати, възнаграждения и социални осигуровки, представляват 21% и остават непроменени в размер на 22 956 лв. през периода 2017 г. – 2019 г.

Разходи за външни услуги

Разходите за външни услуги, представляват 20% от УПР и нарастват от 2 098 лв. през 2015 г. до 20 400 лв. през 2019 г. Тези разходи включват: застраховки – прогнозирани в размер на 0.18% от стойността на дълготрайните активи; данъци и такси – включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана; пощенски разходи, телефони и

абонаменти - прогнозираны в размер на 1200 лв./г. при единична стойност 100 лв./м.; абонаментно поддържане – включват разходите за абонаментно поддържане на ГРМ и съоръженията и аварийна готовност и са прогнозираны в зависимост от дължината на експлоатираната газоразпределителна мрежа при единична стойност 0.7 лв./метър ГРМ; въоръжена и противопожарна охрана – включват разходи по договор със СОТ и ППО и са прогнозираны при единична стойност 0.2 лв./метър ГРМ; наеми – включват наем на офис и складова база, като са прогнозираны в размер на 4 800 лв./г. при единична стойност 400 лв./м.; проверка на уреди – прогнозираны в размер на 12 лв./бр. за всяко въведено в експлоатация съоръжение; съдебни разходи – прогнозираны в размер на 600 лв./г.; експертни и одиторски разходи – прогнозираны в размер на 600 лв./г.; вода, отопление и осветление – прогнозираны са в размер на 960 лв./г.

Разходи за материали

Разходите за материали имат относителен дял от 4% в УПР. Тези разходи се изменят от 7 940 лв. за 2017 г. до 2 966 лв. за 2019 г., като намалението е 63%. Разходите за материали включват: горива за автотранспорт – изчислени на база прогнозния средномесечен разход на гориво в зависимост от дължината на обслужваната ГРМ; работно облекло – прогнозираны са в зависимост от броя на персонала по експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и са в размер на 400 лв./зает; канцеларски материали – прогнозираны са в размер на 600 лв./г. при единична стойност 50 лв./м.; материали за текущо поддържане – за линейните части и отклоненията са прогнозираны в размер на 1.5% от стойността им, а за съоръженията са прогнозираны в размер на 2.5% от стойността им.

Разходи за социални разходи

Социални разходи имат относителен дял също от 4% в УПР, като включват допълнителни разходи за персонала със социална насоченост в размер на 20% от работната заплата. Размерът от 3 911 лв. на социалните разходи остава непроменен за периода 2017 г. – 2019 г.

Други разходи

Другите разходи имат относителен дял от 2% в УПР, които от 1 475 лв. за 2017 г. достигат до 1 765 лв. в края на регулаторния период, като бележат ръст от 20%. В тях са включени: охрана на труда – прогнозираны са в зависимост от броя на служителите при единична стойност 200 лв./служител; командировки и обучение на персонала – прогнозираны са в зависимост от броя на персонала и са в размер на 720 лв./г.; маркетинг и реклама – прогнозираны са в размер на 0.2% от реализираните продажби на природен газ с приспаднати разходи за закупуване на природен газ от обществения доставчик.

2.1.1.2. Променливи разходи:

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е прогнозирано: за одорант – в размер на 0.5 лв./1000 куб. м. природен газ; загуби на газ – прогнозираны в размер на 0.1% от закупения природен газ от обществения доставчик. Променливите разходи се увеличават от 858 лв. за 2017 г. до 1 836 лв. за 2019 г. Това е периодът, през който дружеството планира да започне интензивна лицензионна дейност.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ се разделят в две основни групи: разходи за снабдяване с природен газ – УПР и разходи, пряко зависещи от количеството природен газ. За периода на бизнес плана УПР от 2 000 лв. за 2015 г. нарастват до 5 690 лв. за 2019 г.

Разходи за външни услуги

С най-голям относителен дял 66% в УПР за тази дейност са разходите за външни услуги, които от 2 000 лв. за 2015 г. се увеличават на 3 303 лв. за 2019 г. В тях са включени: разходи за данъци и такси, пощенски разходи, наеми, съдебни разходи, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходи за заплати, възнаграждения и социални осигуровки

Тези разходи включват разходите за заплати, възнаграждения и социалните осигуровки. В общия обем УПР, тези разходи представляват 18% и остават непроменени в размер на 1 208 лв. през периода 2017 г. – 2019 г.

Други разходи

С относителен дял от 8% са „Други разходи”, които от 508 лв. за 2017 г. достигат до 523 лв. в края на регулаторния период, като бележат ръст от 3%. В тях са включени: охрана на труда, командировки и обучение на персонала; разходи за реклама и публикации.

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации, представляват 4% от УПР и нарастват от 155 лв. за 2015 г. до 310 лв. през 2019 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определени от Комисията.

Социални разходи

Тези разходи са с относителен дял от 3 % в общия обем на УПР и остават непроменени за периода 2017 – 2019 г. в размер на 206 лв.

Разходи за материали

Разходите за материали са с малък относителен дял от 2% в общия обем на УПР и остават непроменени в размер от 140 лв. през периода 2017 – 2019 г.

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

Разходите за дейностите дружеството е разделило, както следва:

- в съотношение 95/5% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама.

- в съотношение 30/70% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за публикации и експертните и одиторски разходи.

- 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- 100% към дейността „снабдяване с природен газ” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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, снабдяване с природен газ по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици №№ 6 и 7:

Дейност „разпределение” (лв.)

Таблица №6

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	481 624	461 965	737 987	721 922	688 131
2.	Балансова стойност на ДНА	51 458	49 795	50 338	48 335	46 333
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	38 455	64 350	77 242

4.	Необходим оборотен капитал	262	250	7 221	6 779	6 729
5.	Регулаторна база на активите	533 344	512 011	757 090	712 686	663 952
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7.7%	7.5%	7.5%	7.7%	7.9%
7.	Възвръщаемост	40 971	38 491	57 050	55 012	52 485
8.	Разходи в т.ч.	13 590	23 321	90 245	99 589	102 033
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	13 590	23 321	89 387	97 808	100 197
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	0	0	858	1 782	1 836

Дейност „снабдяване” (лв.)

Таблица №7

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	1 314	1 022	730
2.	Балансова стойност на ДНА	0	0	116	98	80
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	250	250	54 261	112 028	115 443
5.	Регулаторна база на активите	250	250	55 691	113 148	116 253
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7.7%	7.5%	7.5%	7.7%	7.9%
7.	Възвръщаемост	19	19	4 197	8 734	9 190
8.	Разходи в т.ч.	2 000	2 000	5 251	5 673	5 690
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	2 000	2 000	5 251	5 673	5 690
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	0	0	0	0	0

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Работната група предлага на Комисията да приеме 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 810 078 лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 660 349 лв., които ще се реализират през 2015 г. и 2017 г. За съоръжения /небитови, битови клиенти/ са предвидени 149 729 лв., които ще се инвестират през последните три години от регулаторния период.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Черноморска технологична компания” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015 г. - 2019 г. е в размер 7.9%, при структура на капитала 29% собствен и 71% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала, определена от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. в размер на 12%.

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 №№8 и 9:

Прогнозна консумация

Таблица №8

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил.м ³ /год.	0	0	723	1 445	1 445
ОА и търговски	хил.м ³ /год.	0	0	70	226	242
Битови	хил.м ³ /год.	0	0	65	111	150
ОБЩО	хил.м ³ /год.	0	0	858	1 782	1 836

Прогнозен брой клиенти

Таблица №9

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	бр.	0	0	2	2	2
ОА и търговски	бр.	0	0	6	14	15
Битови	бр.	0	0	50	85	115
ОБЩО	бр.	0	0	58	101	132

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на ДА 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 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 възвращаемостта по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ за промишлени клиенти намаляват през регулаторния период от 0.63 през 2015 г. до 0.61 през 2019 г. Обратна е тенденцията при общественно-административните и търговски клиенти, при които коефициентите нарастват от 0.18 за 2015 г. до 0.20 за 2019 г. При битовите клиенти тези коефициенти се изменят от 0.18 за 2015 г. до 0.19 в края на регулаторния период.

Предложението на дружеството за коефициентите за разпределение на условно-постоянните разходи и възвращаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, е както следва: за промишлените клиенти от 0.45 през 2015 г. нараства до 0.51 през 2019 г. Същата тенденция се наблюдава и при общественно-административните и търговски клиенти, при които стойността на коефициента от 0.10 през 2015 г. нараства до 0.16 в края на регулаторния период. При битовите клиенти се наблюдава тенденция на намаление от 0.45 за 2015 г. до 0.32 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. В тази връзка, стойностите на коефициентите за първите две години от регулаторния период са нула и за трите групи клиенти. Изменението започва от 2017 г. и е, както следва: коефициентите при промишлените клиенти намаляват от 0.84 през 2017 г., до 0.79 в края на периода. Коефициентите при общественно-административни и търговски клиенти нарастват от 0.08 за 2017 г. до 0.13 през 2019 г. При битовите клиенти се наблюдава динамика в стойността на коефициента през трите години на регулаторния период - от 0.076 през 2017 г., намалява до 0.062 през 2018 г. и достига до 0.081 в края на периода.

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.

Предложените от „ЧТК” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Сопот са посочени в таблица №10:

Цени за пренос и продажба на природен газ

Таблица №10

Клиентски групи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1 000 н.м ³)	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1 000 н.м ³)
Промислени клиенти	104.94	6.01
ОА и търговски клиенти	217.86	12.82
Битови клиенти	340.29	47.32

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

Работната група, счита че предложените за утвърждаване от „Черноморска технологична компания” АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2015 - 2019 г.

4.3. Цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за територията на община Сопот:

Цени за присъединяване

Таблица №11

Клиентски групи и подгрупи с максимален часов разход	Пределни цени лв./клиент
Промислени клиенти	
до 400 м ³ вкл.	2 860
от 400 до 2 000 м ³ вкл.	3 780
над 2 000 м ³	4 120
ОА и търговски клиенти	
до 70 м ³ вкл.	1 350
От 70 до 400 м ³ вкл.	1 600
над 400 м ³	1 650
Битови клиенти	485

Дружеството не предлага изменение в размера на утвърдените с Решение № Ц-032 от 09.08.2010 г. на ДКЕВР цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Сопот.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад на работната група относно заявление с вх. № Е-15-24-28 от 30.09.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-24-26 от 20.10.2014 г., подадено от „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Сопот;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2015 г. от 11:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Черноморска технологична компания” АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-24-30 от 02.10.2014 г., допълнено със заявление вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г., подадено от „**Черноморска технологична компания**” АД за утвърждаване на пределни цени дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Хисаря, установи следното:

„Черноморска технологична компания” АД е подало в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-24-30 от 02.10.2014 г., допълнено със заявление вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г., за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” по групи и подгрупи клиенти и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти за територията на община Хисаря.

Със Заповед № 3-Е-271 от 10.10.2014 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на посочените по-горе заявления 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 проверка на подаденото заявление с вх. № Е-15-24-30 от 02.10.2014 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-24-27 от 10.10.2014 г. от „Черноморска технологична компания” АД е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: доказателства за оповестяване на информацията по чл. 33 от НРЦПГ; коригиран финансов модел, съдържащ прогнозните цени за разпределение, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството за периода 2015 – 2019 г.; справка за разходите по икономически елементи за 2014 г.; обосновка на прогнозните разходи за закупуване на количества природен газ за периода 2015 – 2019 г.; справка за дълготрайните активи към 30.09.2014 г., включваща въведените в експлоатация активи, както и натрупаната амортизация, разпределени по дейности; доказателства за източниците на финансиране с привлечен капитал.

С писмо с вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г. дружеството е предоставило в указания срок изисканите данни и документи, както и преработено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни

мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

От прегледа на представените данни относно предложените за утвърждаване цени е установено следното:

„Черноморска технологична компания” АД е титуляр на лицензии № Л-332-08 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-332-12 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Хисаря, за срок от 35 години.

С Решение № Ц-033 от 09.08.2010 г. Комисията е утвърдила цени на „Черноморска технологична компания” АД, считано от 01.09.2010 г., за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа, и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа, приложими на територията на община Хисаря, за периода от 2010 г. до 2014 г. включително, както следва:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване със природен газ **Таблица №1**

<i>Клиентски групи и подгрупи</i>	<i>Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 н.м³)</i>	<i>Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа (лв./1000 н.м³)</i>
Промислени клиенти	95.19	292.95
ОА и търговски		
<i>до 20 000 н.м³/год. вкл.</i>	225.83	298.47
<i>до 100 000 н.м³/год. вкл.</i>	172.88	298.47
<i>над 100 000 н.м³/год.</i>	142.76	298.47
Битови клиенти	253.43	307.49

*В утвърдените цени за снабдяване от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа са включени разходи, произтичащи от снабдяване на клиенти със съгъстен природен газ.

Цени за присъединяване **Таблица №2**

<i>Групи клиенти</i>	<i>Пределни цени (лв./клиент)</i>
Промислени клиенти	
<i>до 400 м³/час, вкл.</i>	2 860.00
<i>до 2 000 м³/час, вкл.</i>	3 780.00
<i>над 2 000 м³/час</i>	4 120.00
ОА и Т клиенти	
<i>до 70 м³/час, вкл.</i>	1 350.00
<i>до 400 м³/час, вкл.</i>	1 600.00
<i>над 400 м³/час</i>	1 650.00
Битови клиенти	485.00

С писмо с вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 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. Видно от приложена Заповед № 52 от 12.08.2014 г. на изпълнителния директор на дружеството, протокол към нея и копие от

интернет страницата на „Черноморска технологична компания” АД, като предложените за утвърждаване цени са публикувани на 29.08.2014 г.

Според „Черноморска технологична компания” АД (ЧТК АД), предложената тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отразява разходите, извършвани от дружеството за отделните клиентски групи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. През новия регулаторен период, дружеството не предвижда образуване на подгрупи към групите клиенти, тъй като към момента още няма действащи потребители на природен газ, които да осигурят възможност за емпирични изследвания и анализ на консумацията и характера на потреблението, което би обосновало едно такова разделяне. Съгласно обосновката на дружеството, в рамките на бъдещи актуализации на бизнес плана, образуване на подгрупи към групите може да бъде направено, като по този начин се осигурят икономически стимули и справедливо разделение (със съответни пределни цени) на потребителите според консумацията на природен газ. Ценообразуването за всяка от трите групи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

Работната група счита, че предложената тарифна структура отговаря на изискванията на 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.

В бизнес плана за периода 2015 – 2019 г. ЧТК АД е избрало метод за снабдяване на клиенти с природен газ чрез изграждане на отклонение от преносен газопровод и газоразпределителна мрежа на територията на община Хисаря. Методът е съобразен с *Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2014-2023 г.*

1. Регулаторен период

Предложеният от „Черноморска технологична компания” АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години - от 2015 г. до 2019 г. включително. Работната група счита, че така предложеният регулаторен период 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, подлежащи на утвърждаване от Комисията, включват икономически обосноваването разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години за регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Според работната група, необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови, и са представени в таблици №№3 и 4:

Дейност „разпределение” *Таблица №3*

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	лева	778	750	16 575	20 929	24 363
ОА и търговски	лева	4 667	4 501	133 635	165 660	190 717
Битови	лева	2 334	2 250	62 484	83 495	100 343
ОБЩО	лева	7 779	7 501	212 693	270 083	315 423

Дейност „снабдяване” *Таблица №4*

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

Промислени	лева	202	202	363	1 475	1 425
ОА и търговски	лева	808	808	3 181	5 288	5 740
Битови	лева	1 010	1 010	4 084	5 460	6 046
ОБЩО	лева	2 020	2 020	7 628	12 224	13 211

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 № 5 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за периода на бизнес плана:

Общи разходи по дейности (лв.)

Таблица №5

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо разходи	%
Общо разходи в т.ч.	5 632	5 632	118 738	154 821	180 122	464 946	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	3 632	3 632	113 600	149 232	174 441	444 539	96%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	2 000	2 000	5 138	5 588	5 680	20 407	4%

В съответствие с разпоредбите на НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи за всяка лицензионна дейност и по икономически елементи.

2.1.1. Разходи за дейност „разпределение на природен газ”

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи.

Условно-постоянните разходи /УПР/ представляват 99% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ”. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За периода на бизнес плана УПР от 3 632 лв. за 2015 г. нарастват до 172 901 лв. за 2019 г.

Разходи за амортизации

УПР се формират основно от разходите за амортизации, които представляват 51%, като нарастват през годините от 1 632 лв. през 2015 г. до 102 291 лв. през 2019 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията. Разходите за амортизация за първите две години на бизнес плана включват амортизационните квоти само на дълготрайните нематериални активи.

Разходите за външни услуги

Втори по значимост са разходите за външни услуги, които представляват 20% от УПР.

Тези разходи за външни услуги се увеличават през регулаторния период, като от 2 000 лв. за 2015 г. достигат до 31 481 лв. за 2019 г. Тези разходи включват: застраховки – прогнозираны в размер на 0.18% от стойността на дълготрайните активи; данъци и такси – включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, и параметрите на бизнес плана; пощенски разходи, телефони и абонаменти - прогнозираны в размер на 1 200 лв./г. при единична стойност 100 лв./месец; абонаментно поддръжане – включват разходите за абонаментно поддръжане на ГРМ и съоръженията и аварийна готовност и са прогнозираны в зависимост от дължината на експлоатираната газоразпределителна мрежа при единична стойност 0.7 лв./метър ГРМ; въоръжена и противопожарна охрана – включват разходи по договор със СОТ и ППО и са прогнозираны при единична стойност 0.2 лв./метър ГРМ; наеми – включват наем на офис и складова база, като са прогнозираны в размер на 4 800 лв./г.

при единична стойност 400 лв./месец; проверка на уреди – прогнозирани в размер на 12 лв./бр. за всяко въведено в експлоатация съоръжение; съдебни разходи – прогнозирани в размер на 600 лв./г.; експертни и одиторски разходи – прогнозирани в размер на 600 лв./г.; вода, отопление и осветление – прогнозирани са в размер на 960 лв./г.

Разходи за заплати, възнаграждения и социални осигуровки

Тези разходи включват разходите за заплати, възнаграждения и социалните осигуровки, начислявани върху тях на служители в отдели: административен/маркетинг-работа с потребители и експлоатация и поддръжка на ГРМ. Тези разходи са прогнозирани при единична стойност 800 лв. на всеки зает. В общия обем УПР, разходите за заплати, възнаграждения и социални осигуровки, представляват 16% и остават непроменени в размер на 22 956 лв. през периода 2017 – 2019 г.

Разходи за материали

Разходите за материали имат относителен дял от 10% в УПР. Тези разходи се изменят от 24 760 лв. за 2017 г. до 10 261 лв. за 2019 г. Разходите за материали включват: горива за автотранспорт – изчислени на база прогнозният средномесечен разход на гориво в зависимост от дължината на обслужваната ГРМ; работно облекло – прогнозирани в зависимост от броя на персонала по експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и са в размер на 400 лв./зает; канцеларски материали – прогнозирани са в размер на 600 лв./г. при единична стойност 50 лв./месец; материали за текущо поддържане – за линейните части и отклоненията са прогнозирани в размер на 1.5% от стойността им, а за съоръженията са прогнозирани в размер на 2.5% от стойността им.

Социални разходи

Социалните разходи включват допълнителни разходи за персонала със социална насоченост в размер на 3% от УПР, като размерът им за първите две години от регулаторния период е с нулева стойност, а от през периода от 2017 г. до 2019 г. остава непроменен в размер на 3 911 лв.

Други разходи

Другите разходи имат относителен дял от 1% в УПР, които от 1 486 лв. за 2017 г. достигат до 2 001 лв. в края на регулаторния период. В тях са включени: охрана на труда – прогнозирани са в зависимост от броя на служителите при единична стойност 200 лв./служител; командировки и обучение на персонала – прогнозирани в зависимост от броя на персонала и са в размер на 720 лв./г.; маркетинг и реклама – са в размер на 0.2% от реализираните продажби на природен газ с приспаднати разходи за закупуване на природен газ от обществения доставчик.

2.1.1.2. Променливи разходи

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е прогнозирано: за одорант – в размер на 0.5 лв./1000 куб. м. природен газ; загуби на газ – прогнозирани в размер на 0.1% от закупения природен газ от обществения доставчик. Променливите разходи се увеличават от 494 лв. за 2017 г. до 1 540 лв. за 2019 г. Това е периодът, през който дружеството планира да започне интензивна лицензионна дейност.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се разделят в две основни групи: разходи за снабдяване с природен газ – УПР и разходи, пряко зависещи от количеството природен газ. За периода на бизнес плана УПР от 2 000 лв. за 2015 г. нарастват до 5 680 лв. за 2019 г.

Разходи за външни услуги

С най-голям относителен дял 65% в УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разходите за външни услуги, които от 2 000 лв. през 2015 г. се увеличават на 3 222 лв. през 2019 г. В тях са включени: разходи за данъци и такси, пощенски разходи, наеми, съдебни разходи, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходи за заплати, възнаграждения и социални осигуровки

Тези разходи включват разходите за заплати, възнаграждения и социалните осигуровки. В общия обем УПР, тези разходи представляват 18% и остават непроменени в размер на 1 208 лв. през периода 2017 г. – 2019 г.

Други разходи

Тези разходи са с относителен дял от 7% от УПР, които от 489 лв. за 2017 г. достигат до 516 лв. в края на регулаторния период, като бележат ръст от 5.5%. В тях са включени: охрана на труда, командировки и обучение на персонала; разходи за реклама и публикации.

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации представляват 4% от УПР и нарастват от 155 лв. за 2015 г. до 310 лв. за 2019 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определени от Комисията.

Социалните разходи

Социалните разходи са с относителен дял в общия обем на УПР в размер на 3% като за 2015 г. и 2016 г. са с нулева стойност, а за през периода 2017 – 2019 г. остават непроменени в размер на 206 лв.

Разходи за материали

Разходите за материали са в размер на 3% от УПР като за периода 2017 – 2019 г. нарастват от 146 лв. до 219 лв.

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

Разходите за дейностите дружеството е разделило, както следва:

- в съотношение 95/5% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама.

- в съотношение 30/70% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за публикации и експертните и одиторски разходи.

- 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- 100% към дейността „снабдяване с природен газ” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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, снабдяване с природен газ по години за регулаторния период са обобщени съответно в Таблици №№ 6 и 7:

Дейност „разпределение” (лева)

Таблица №6

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Балансова стойност на ДМА	0	0	1 332 318	1 654 263	1 941 926
2	Балансова стойност на ДНА	50 592	48 959	49 532	47 560	45 589
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	81 668	128 898	166 881

4	Необходим оборотен капитал	250	250	9 629	8 401	9 019
5	Регулаторна база на активите	50 842	49 209	1 309 811	1 581 326	1 829 653
6	Норма на възвръщаемост	8,2%	7,9%	7,6%	7,6%	7,7%
7	Възвръщаемост	4 146	3 869	99 093	120 851	140 982
8	Разходи	3 632	3 632	113 600	149 232	174 441
9	УПР	3 632	3 632	113 107	147 872	172 901
10	Променливи разходи	0	0	494	1 361	1 540

Дейност „снабдяване” (лева)

Таблица №7

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Балансова стойност на ДМА	0	0	1 314	1 022	730
2	Балансова стойност на ДНА	0	0	116	98	80
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4	Необходим оборотен капитал	250	250	31 481	85 708	96 925
5	Регулаторна база на активите	250	250	32 911	86 828	97 735
6	Норма на възвръщаемост	8,2%	7,9%	7,6%	7,6%	7,7%
7	Възвръщаемост	20	20	2 490	6 636	7 531
8	Разходи	2 000	2 000	5 138	5 588	5 680
9	УПР	2 000	2 000	5 138	5 588	5 680
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. Работната група предлага на Комисията да приеме така изчисления оборотен капитал от енергийното предприятие, 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 2 129 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1 868 хил. лв., които ще се реализират от 2017 г. до 2019 г. За съоръжения /небитови, битови клиенти/ са предвидени 261 хил. лв., които ще се инвестират през последните три години от регулаторния период.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Черноморска технологична компания” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015 г. - 2019 г. е в размер 7.71%, при структура на капитала 15% собствен и 85% привлечен капитал. 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, в размер на 12%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период.

Прогнозната консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти по групи в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в таблици №№8 и 9:

Прогнозна консумация

Таблица №8

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил.м ³ /год.	0	0	38	256	256
ОА и търговски	хил.м ³ /год.	0	0	378	840	926
Битови	хил.м ³ /год.	0	0	78	265	358
ОБЩО	хил.м³/год.	0	0	494	1 361	1 540

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	бр.	0	0	1	2	2
ОА и търговски	бр.	0	0	17	24	32
Битови	бр.	0	0	115	196	265
ОБЩО	бр.	0	0	133	222	299

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на ДА 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, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” за промишлени клиенти намаляват от 0.10 за 2015 г. до 0.08 през 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти коефициента е в размер на 0.60 за 2015 г. и 2016 г. Същият се увеличава до 0.63 за 2017 г. и намалява до 0.60 за 2019 г. При битовите клиенти коефициентът се увеличава от 0.30 за 2015 г. до 0.32 за 2019 г.

Предложението на дружеството за коефициентите за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е следното: за промишлените клиенти от 0.10 за 2015 г. нараства до 0.11 за 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти стойността на коефициента се увеличава от 0.40 за 2015 г. до 0.43 за 2019 г. При битовите клиенти стойността на коефициента намалява от 0.50 за 2015 г. до 0.46 през 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. В тази връзка стойностите на коефициентите за първите две години от регулаторния период са нула и за трите групи клиенти. Изменението започва от 2017 г. и е, както следва: за промишлените клиенти е от 0.08 за 2017 г. до 0.17 за 2019 г. Коефициентът при общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0.77 за 2017 г. до 0.60 в края на периода. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициента през регулаторния период от 0.16 през 2017 г. до 0.23 през 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 „Черноморска технологична компания” АД за територията на община Хисаря, са посочени в таблица №10:

Определени цени за пренос и продажба на природен газ

Таблица №10

<i>Клиентски групи и подгрупи</i>	<i>Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 н.м³)</i>	<i>Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 н.м³)</i>
<i>Промислени клиенти</i>	118.30	6.88
<i>ОА и търговски</i>	236.17	7.59
<i>Битови клиенти</i>	366.69	26.32

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

Работната група счита, че предложените за утвърждаване от „Черноморска технологична компания” АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2015 - 2019 г.

4.3. Цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Хисаря:

Цени за присъединяване

Таблица №11

<i>Клиентски групи и подгрупи с максимален часов разход</i>	<i>Пределни цени лв./клиент</i>
<i>Промислени клиенти</i>	
<i>до 400 м³ вкл.</i>	2 860
<i>от 400 до 2 000 м³ вкл.</i>	3 780
<i>над 2 000 м³</i>	4 120
<i>ОА и търговски клиенти</i>	
<i>до 70 м³ вкл.</i>	1 350
<i>От 70 до 400 м³ вкл.</i>	1 600
<i>над 400 м³</i>	1 650
<i>Битови клиенти</i>	485

Дружеството не предлага изменение на утвърдените с Решение № Ц-033 от 09.08.2010 г. на ДКЕВР цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Хисаря.

Изказвания по т.3:

Докладва Б. Наумов.

Ал. Йорданов запитва дали работната група има стойностите само на средно претеглената норма на възвръщаемост или в доклада е посочена нормата на възвръщаемост за собствения и привлечения капитал поотделно.

Б. Наумов отговори, че тези стойности са отбелязани в моделите, а в доклада е включена само средно претеглената стойност.

Ал. Йорданов отбеляза, че приветства подхода на работната група за отделните дружества да докладват различни експерти.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад на работната група относно заявление с вх. № Е-15-24-30 от 02.10.2014 г., допълнено със заявление вх. № Е-15-24-27 от 20.10.2014 г., подадено от „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на пределни цени дейностите

„разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Хисаря;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2015 г. от 11:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Черноморска технологична компания” АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-22-9 от 10.10.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г., подадено от „Каварна Газ” ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ”, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, пределни цени за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ (КПГ) и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла, установи следното:

„Каварна Газ” ООД е подало в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-22-9 от 10.10.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г. за утвърждаване на пределни цени за дейностите: „разпределение на природен газ”, „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, пределни цени за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Каварна и община Шабла.

Със Заповед № 3-Е-260 от 17.10.2013 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-15-22-10 от 16.10.2013 г. на Комисията, от дружеството е изискана подробна обосновка на предвидените разходи за периода 2014 – 2018 г.

С писма с вх. № Е-15-22-10 от 04.11.2013 г. и с вх. № Е-15-22-10 от 29.11.2013 г., дружеството е предоставило изисканите обосновки за разходите за периода 2014 – 2018 г., както и обосновка за наличието на несъответствие на данни в представения бизнес план и електронния модел за образуване на цените.

От дружеството са изискани, с писмо с изх. № Е-15-22-10 от 13.01.2014 г. на Комисията, следните данни и документи: подробна обосновка за разходите за горива за автотранспорт за периода 2014 г. – 2018 г.; отчетни разходи, копия на сключени договори, свързани с тях и обосновка на прогнозните разходи съответно за абонаментно поддържане и аварийна готовност, за експертни и одиторски услуги и за проверки на уреди. Изискан е също така график за извършване на проверки на уреди по клиенти за периода 2014 – 2018 г.

С писмо с вх. № Е-15-22-10 от 29.01.2014 г., дружеството е предоставило изисканите данни и обосновки.

С писмо с вх. № Е-15-22-4 от 10.03.2014 г., дружеството е предоставило актуализирани бизнес план и финансов модел за определяне на цените за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ за територията на лицензията.

С писмо изх. № Е-15-22-9 от 20.04.2015 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 2014 г. – 2018 г., с отчетни данни за базовата 2013 г. и отчетни данни за 2014 г.

С писмо с вх. № Е-15-22-9 от 30.04.2015 г., от „Каварна Газ“ ООД е отправена молба за удължаване на срока за представяне на актуализираните бизнес план и електронен модел на цените, като предложеният от дружеството срок е 15.05.2015 г.

С писмо с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г., „Каварна Газ“ ООД е предоставило изискваните актуализирани документи, както и преработено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г.

Във връзка с горното, със Заповед № З-Е-117 от 20.05.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на посочените по-горе заявления 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).

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. От приложното поле на посочените разпоредби са изключени цените за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ, поради което същите не подлежат на регулиране от КЕВР.

От прегледа на представените данни относно предложените за утвърждаване цени беше установено следното:

„Каварна Газ“ ООД е титуляр на лицензии № Л-154-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-154-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Каварна и община Шабла, за срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-37 от 16.11.2009 г. на ДКЕВР, на „Каварна Газ“ ООД са утвърдени, считано от 01.12.2009 г., цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, цени за снабдяване на потребители при снабдяване с КПП и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Каварна и община Шабла, при продължителност на регулаторния период на цените 2009 - 2013 г. включително.

Утвърдените цени на „Каварна Газ“ ООД са посочени в таблици №№ 1 и 2:

Утвърдени цени

Таблица №1

Групи и подгрупи потребители	Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (лв./1000 м ³)	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 м ³)	Цени за снабдяване на потребители при снабдяване с КПП (лв./1000 м ³)
<i>Промислени потребители</i>			
до 10 000 н.м ³ /год. вкл.	119.11	8.57	294.04
до 50 000 н.м ³ /год. вкл.	99.94	8.57	294.04
до 200 000 н.м ³ /год. вкл.	80.46	8.57	294.04
над 200 000 н.м ³ /год.	62.89	8.57	294.04
<i>ОА и търговски потребители</i>			
до 5 000 н.м ³ /год. вкл.	190.44	12.05	297.43
до 20 000 н.м ³ /год. вкл.	145.80	12.05	297.43
до 100 000 н.м ³ /год. вкл.	117.54	12.05	297.43
над 100 000 н.м ³ /год.	70.02	12.05	297.43
<i>Битови потребители</i>	200.04	36.68	322.13

Утвърдени цени за присъединяване

Таблица №2

<i>Потребителски групи и подгрупи</i>	<i>Пределни цени (лв./клиент)</i>
<i>Промислени потребители</i>	
<i>до 500 м³/час, вкл.</i>	<i>2 731.00</i>
<i>до 1 000 м³/час, вкл.</i>	<i>3 658.00</i>
<i>над 1 000 м³/час</i>	<i>4 181.00</i>
<i>ОА и търговски потребители</i>	
<i>до 70 м³/час, вкл.</i>	<i>1 506.00</i>
<i>до 500 м³/час, вкл.</i>	<i>1 892.00</i>
<i>над 500 м³/час</i>	<i>2 309.00</i>
<i>Битови потребители</i>	<i>682.00</i>

Забележка: Утвърдените цени са без ДДС

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. Приложена е Заповед № 67 от 02.10.2013 г. на управителя на дружеството, протокол към нея и копие от интернет страницата на „Каварна Газ” ООД, видно от които предложените за утвърждаване цени са публикувани на 03.10.2013 г. на интернет страницата на дружеството.

В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите на дружеството са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ), и битови. От своя страна, групите на промишлените и обществено-административни и търговски клиенти са разделени в зависимост от годишната консумация на следните подгрупи:

Промислени клиенти:

до 10 000 н.м³/год. включително;
от 10 000 н.м³/год. до 50 000 н.м³/год. включително;
от 50 000 н.м³/год. до 200 000 н.м³/год. включително;
над 200 000 н.м³/год.

Обществено-административни и търговски клиенти:

до 5 000 н.м³/год. включително;
от 5 000 н.м³/год. до 20 000 н.м³/год. включително;
от 20 000 н.м³/год. до 100 000 н.м³/год. включително;
над 100 000 н.м³/год.

От предоставената обосновка е видно, че дружеството е направило класификацията на клиентските групи и подгрупи въз основа на проучване и анализ на състоянието и сегментацията на енергийния пазар в региона. В общините, попадащи в териториалния обхват на лицензиите на „Каварна Газ” ООД, се използват всички видове енергийни източници, като за промишлеността е характерно използването на мазут, нефта и въглища, а за ОАТ и битовия сектор – електричество, нефта, дърва и въглища. Данните за потреблението на промишлените и ОАТ клиенти са на база извършени проучвания, а тези за битовия сектор са определени след изследване профила на потреблението на клиента (домакинство), нагласата на битовите клиенти за използване на природен газ, климатичните особености на региона, състоянието на жилищния фонд, статистически данни за градоустройственото и демографското състояние на съответното населено място.

Работната група счита, че предложената от „Каварна Газ” ООД 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 лицензианта регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години - от 2014 г. до 2018 г. включително. Работната група счита, че така предложеният регулаторен период 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 обоснованите разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ - в таблица № 3 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ - в таблица № 4. Според работната група, необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

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

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица №3

<i>Клиенти</i>	<i>Мярка</i>	<i>2014 г.</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017 г.</i>	<i>2018 г.</i>
<i>Промислени</i>	<i>лв.</i>	<i>93 722</i>	<i>117 543</i>	<i>118 596</i>	<i>121 848</i>	<i>127 436</i>
<i>ОА и търговски</i>	<i>лв.</i>	<i>140 691</i>	<i>176 361</i>	<i>185 679</i>	<i>194 577</i>	<i>207 841</i>
<i>Битови</i>	<i>лв.</i>	<i>207 840</i>	<i>254 527</i>	<i>268 890</i>	<i>284 103</i>	<i>310 829</i>
<i>ОБЩО</i>	<i>лв.</i>	<i>442 253</i>	<i>548 432</i>	<i>573 164</i>	<i>600 529</i>	<i>646 106</i>

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица №4

<i>Клиенти</i>	<i>Мярка</i>	<i>2014 г.</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017 г.</i>	<i>2018 г.</i>
<i>Промислени</i>	<i>лв.</i>	<i>7 907</i>	<i>9 678</i>	<i>11 367</i>	<i>12 835</i>	<i>13 945</i>
<i>ОА и търговски</i>	<i>лв.</i>	<i>9 773</i>	<i>16 181</i>	<i>16 962</i>	<i>19 461</i>	<i>21 467</i>
<i>Битови</i>	<i>лв.</i>	<i>40 960</i>	<i>62 395</i>	<i>58 194</i>	<i>60 813</i>	<i>64 747</i>
<i>ОБЩО</i>	<i>лв.</i>	<i>58 639</i>	<i>88 254</i>	<i>86 523</i>	<i>93 108</i>	<i>100 160</i>

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 № 5 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

Общи разходи по дейности (лв.)

Таблица №5

<i>Наименование</i>	<i>2014 г.</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017г.</i>	<i>2018 г.</i>	<i>Общо разходи</i>	<i>%</i>
<i>Общо разходи в т.ч.</i>	<i>324 396</i>	<i>458 915</i>	<i>461 586</i>	<i>489 664</i>	<i>536 815</i>	<i>2 271 375</i>	<i>100%</i>
<i>Разходи за дейността „разпределение на природен газ“</i>	<i>285 386</i>	<i>397 483</i>	<i>405 803</i>	<i>432 338</i>	<i>477 066</i>	<i>1 998 077</i>	<i>88%</i>
<i>Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“</i>	<i>39 010</i>	<i>61 431</i>	<i>55 782</i>	<i>57 325</i>	<i>59 749</i>	<i>273 298</i>	<i>12%</i>

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 ГРМ и промяната на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: консумация на природен газ по групи потребители; брой потребители 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 потребителите.

В съответствие с разпоредбите на НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи за всяка лицензионна дейност по икономически елементи и обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи.

Условно-постоянните разходи /УПР/ представляват 98.58% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ“. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За периода на бизнес плана, УПР нарастват почти два пъти от 284 618 лв. за 2014 г. до 468 879 лв. за 2018 г.

Разходи за материали

Разходите за материали са с относителен дял 5% от УПР и се увеличават повече от два пъти през регулаторния период - от 9 993 лв. през 2014 г. до 23 515 лв. през 2018 г.

Разходите за материали включват: горива за автотранспорт – прогнозиран са на базата на необходимия среден пробег на транспортните средства на дружеството за обслужване на дейността, като са обвързани с прогнозната дължина на ГРМ; разходите за работно облекло са прогнозиран в зависимост от броя на персонала и са в размер на 80 лева годишно за всеки зает, като към тези разходи са предвидени и разходи за подходящо работно облекло с оглед безопасност на условията на труд; канцеларски материали – прогнозиран са в зависимост от необходимите материали за обслужване на дейността в централния офис в гр. Каварна и на предвидения за откриване демонстрационен център в гр. Шабла; материали за текущо поддържане, тези разходи включват разходи за закупуване на резервни части за ремонт на линейната част и са прогнозиран в размер на 0.08% от стойността на изградените линейни участъци. Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозиран в размер на 0.2% от стойността на изградените съоръжения.

Разходи за външни услуги

Разходите за външни услуги представляват 23% от УПР и нарастват от 88 042 лв. през 2014 г. до 96 578 лв. през 2018 г. или приблизителен ръст от 10% през регулаторния период. Тези разходи включват: застраховки – прогнозиран в размер на 0.20% от стойността на дълготрайните активи и включват имуществена застраховка и застраховка за причинени вреди на трети лица; данъци и такси – включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана; пощенски разходи, телефони и абонаменти – прогнозиран са в зависимост от броя на офисите и са в размер на 5 000 лв./год. за централния офис в гр. Каварна и 2 000 лв./год. за офиса в гр. Шабла; абонаментно поддържане – включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръжения по ГРМ, разходи за поддържане на аварийна готовност, разходи за абонаментно поддържане на специализиран софтуер за обслужване на дейността и разходи за отчитане на средствата за търговско измерване. Прогнозираните разходи за външни услуги са в размер на 0.4 лв. на метър построена и влязла в експлоатация ГРМ за година; въоръжена и противопожарна охрана – включват разходи по договор със СОТ и ППО и са прогнозиран при единична стойност 0.04 лв./метър построена и влязла в експлоатация ГРМ; проверка на уреди – определени са съгласно план за извършване на проверки на уреди за регулаторния период и средни цени за проверки

на лицензирани лаборатории към дата на изготвяне на бизнес плана; експертните и одиторски разходи, както и разходите за вода, отопление и осветление са прогнозирани в съответствие с отчетените разходи за базисната година.

Разходи за амортизации

УПР се формират основно от разходите за амортизации, които представляват 37%, като нарастват през годините - от 107 615 лв. през 2014 г. до 180 983 лв. през 2018 г., или ръст от 68%. Разходите за амортизации са определени по линеен метод, съгласно чл.12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходи за заплати, възнаграждения

В общия обем УПР, разходите за заплати и възнаграждения представляват 28% и нарастват от 60 604 лв. през 2014 г. до 133 056 лв. през 2018 г. Тези разходи включват разходите за заплати, възнаграждения на целия персонал на дружеството, разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Стойностите на разходите са прогнозирани, като се има предвид разширяването на дейността на дружеството и съответното увеличение числеността на персонала. Предвидено е плавно нарастване на персонала във връзка с развитието на дейността на територията на община Шабла. Броят на ръководния персонал на дружеството е запазен на нивото от 2012 г. Прогнозният брой на персонала се отнася за двете лицензионни дейности и нараства от 15 души през 2014 г. до 19 души през 2018 г. Предвидените средни брутни заплати са прогнозирани на нивото на отчетените през 2013 г., като са постоянни за целия регулаторен период.

Разходи за социални осигуровки и надбавки

Социалните осигуровки представляват 16% от размера на разходите за заплати и възнаграждения и включват вноските начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. През регулаторния период на цените, тези разходи нарастват от 9 500 лв. през 2014 г. до 21 289 лв., съобразно предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения и заплати.

Други разходи

С относителен дял 3% от УПР са „Други разходи”, които от 8 864 лв. за 2014 г. достигат до 13 458 лв. в края на регулаторния период, като бележат ръст от 52%. В тях са включени: охрана на труда в т.ч. разходи за мероприятия по охрана на труда и са прогнозирани в зависимост от броя на персонала в размер на 60 лв. годишно на всеки зает; командировки и обучение на персонала – прогнозирани са в зависимост от броя на персонала като са в размер на 260 лв./год. за всеки зает; маркетинг и реклама – тези разходи са прогнозирани в размер на 0.25% от приходите от продажби на природен газ.

Социални разходи

През новия регулаторен период на цените, дружеството не е предвидило средства за социални разходи.

2.1.1.2. Променливи разходи:

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е включило: за одорант – в размер на 0.28 лв./1000 куб.м. одориран природен газ; загуби на газ – прогнозирани са в размер на 0.20% от прогнозната консумация на природен газ. Променливите разходи се увеличават от 768 лв. през 2014 г. до 8 187 лв. през 2018 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се разделят в две основни групи: разходи за снабдяване с природен газ – УПР и разходи, пряко зависещи от количеството природен газ;

2.1.2.1. Условно-постоянни разходи.

Разходи за материали

С относителен дял от 7% са „Други разходи”, които от 2 322 лв. за 2014 г. достигат до

4 379 лв. в края на регулаторния период, като бележат ръст от 89%. В тях са включени: разходи за гориво за автотранспорт, за работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане.

Разходи за външни услуги

С относителен дял от 24% в УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разходите за външни услуги, които от 13 741 лв. през 2014 г. намаляват с 4% като през 2018 г. са в размер на 13 220 лв. В тях са включени: разходи за данъци и такси снабдяване, разходи за пощенски и телефонни услуги; разходи за абонаментно обслужване и аварийна готовност, дружеството е планирало само за първата година от регулаторния период в размер на 5 262 лв. „Външни услуги“ включват още разходи за наеми, разходи за вода, отопление и осветление, експертни и одиторски разходи

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации представляват 6% от УПР. Разходите за амортизации са изчислени по линейен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определени от Комисията, като намаляват с 78% по време на регулаторния период и от 4 173 лв. през 2014 г. стигат до 888 лв. през 2018 г.

Разходи за заплати, възнаграждения и социални осигуровки

Тези разходи представляват 58% в общия обем УПР и нарастват от 17 526 лв. през 2014 г. и достигат до 38 586 лв. през 2018 г.

Други разходи

Тези разходи са с малък относителен дял 4%, в общия обем на УПР като нарастват от 1 248 лв. до 2 676 лв. В тези разходи са включени: разходи за охрана на труда, разходи за маркетинг и реклама, за командировки и обучение на персонала.

Общите разходи, обслужващи и двете лицензионни дейности се разпределят, както следва:

- в съотношение 80% към 20% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, реклама, командировки и обучение на персонала.

- 100% към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- 100% към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 №№ 6 и 7:

Дейност „разпределение“ (лв.)

Таблица №6

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1 575 611	1 605 161	1 818 490	1 913 359	2 025 035
2.	Балансова стойност на ДНМА	5 249	3 156	1 004	962	1 166
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	178 023	231 417	309 116	409 162	526 164
4.	Необходим оборотен капитал	22 221	30 999	33 679	34 321	37 010

5.	Регулаторна база на активите	1 425 059	1 407 898	1 544 057	1 539 480	1 537 047
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	11.0%	10.7%	10.8%	10.9%	11.0%
7.	Възвръщаемост	156 868	150 948	167 361	168 191	169 040
8.	Разходи в т.ч.	285 386	397 483	405 803	432 338	477 066
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ (УПР)	284 618	392 028	399 201	424 918	468 879
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ (Променливи разходи)	768	5 456	6 603	7 420	8 187

Дейност „снабдяване” (хил. лв.)

Таблица №7

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	15 948	6 984	6 148	5 648	5 100
2.	Балансова стойност на ДНМА	1 628	1 056	470	410	413
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	160 743	242 138	276 988	321 470	361 935
5.	Регулаторна база на активите	178 320	250 179	283 606	327 528	367 448
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	11.0%	10.7%	10.8%	10.9%	11.0%
7.	Възвръщаемост	19 629	26 823	30 740	35 783	40 411
8.	Разходи	39 010	61 431	55 782	57 325	59 749

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Работната група предлага на Комисията да приеме 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 2014 – 2018 г. за лицензионната територия са в размер на 1 141 597 лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 637 824 лв. За съоръжения, предназначени за небитови и битови клиенти са предвидени 503 773 лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Каварна Газ” ООД среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2014 - 2018 г. е в размер 10.96% при структура на капитала 97% собствен и 3% привлечен капитал.

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 №№8 и 9:

Прогнозна консумация

Таблица №8

Клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	хил.м ³ /год.	788	1 187	1 418	1 619	1 765
ОА и търговски	хил.м ³ /год.	608	1 190	1 369	1 682	1 940
Битови	хил.м ³ /год.	693	1 223	1 342	1 502	1 711
ОБЩО	хил.м³/год.	2 089	3 600	4 128	4 803	5 416

Клиенти	Мярка	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	бр.	13	16	19	20	22
ОА и търговски	бр.	105	140	159	179	198
Битови	бр.	891	1 020	1 132	1 282	1 472
ОБЩО	бр.	1 009	1 176	1 310	1 481	1 692

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на ДА 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 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 0.21 през 2014 г. до 0.20 през 2018 г. При коефициентите на обществено-административните и търговски клиенти се наблюдава минимално увеличаване от 0.318 в началото на регулаторния период на 0.321 през 2018 г. Същата е тенденцията при битовите клиенти - от 0.47 през 2014 г. нараства до 0.48 в края на регулаторния период.

Возвръщаемостта 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. Според дружеството, избраният начин на алокиране се налага от факта, че основната част от регулаторната база на активите при тази дейност заема необходимият оборотен капитал, който основно се определя от разходите за закупуване на природен газ, съответно от прогнозните количества природен газ. При дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ се наблюдава увеличаване на стойността на коефициентите при промишлените клиенти като от 0.135 през 2014 г. достигат до 0.139 през 2018 г. Коефициентите за снабдяване с природен газ от краен снабдител при обществено- административните и търговски клиенти нарастват от 0.17 за 2014 г. до 0.21 през 2018 г. При битовите клиенти се наблюдава тенденция на намаляване, като от 0.70 за 2014 г. до 0.65 за 2018 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 0.38 в началото, до 0.33 в края на периода. При обществено-административните и търговски клиенти коефициентите нарастват плавно като от 0.29 за 2014 г. до 0.36 за 2018 г. При битовите клиенти се наблюдава намаление на коефициентите - от 0.33 в началото на периода до 0.32 в края на периода.

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.

Предложените от „Каварна Газ” ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Каварна и община Шабла са посочени в табл. №10:

<i>Цени за пренос и продажба на природен газ</i>		<i>Таблица №10</i>
<i>Групи и подгрупи клиенти</i>	<i>Цена за пренос на природен газ през ГРМ</i>	<i>Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител</i>
	<i>лева/1000 м³</i>	<i>лева/1000 м³</i>
Промислени клиенти		
<i>до 10 000 н.м³/год., вкл.</i>	125.11	8.30
<i>от 10 000 н.м³/год. до 50 000 н.м³/год., вкл.</i>	103.45	8.30
<i>от 50 000 н.м³/год. до 200 000 н.м³/год., вкл.</i>	82.56	8.30
<i>над 200 000 н.м³/год.</i>	68.55	8.30
Обществено-административни и търговски клиенти		
<i>до 5 000 н.м³, вкл.</i>	205.52	12.55
<i>от 5 000 н.м³/год. до 20 000 н.м³/год., вкл.</i>	155.53	12.55
<i>от 20 000 н.м³/год. до 100 000 н.м³/год., вкл.</i>	128.15	12.55
<i>над 100 000 н.м³/год.</i>	75.00	12.55
Битови клиенти	208.99	45.31

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

В посочените по-горе цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител не са включени разходи, произтичащи от дейността за снабдяване на клиенти с природен газ с КПГ.

Съгласно действащата нормативна уредба, цената за дейността „снабдяване с компресиран природен газ ” не подлежи на регулиране от Комисията.

Работната група, счита че предложените от „Каварна Газ” ООД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2014 - 2018 г.

4.3. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа

Цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежи на дружеството са образувани по групи клиенти (небитови и битови клиенти), в зависимост от заявения максимален капацитет и съответните признати разходи за групата.

Прогнозните цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа са образувани на база на присъщите разходи за съответните групи и подгрупи клиенти.

Цените за присъединяване, предложени от дружеството са посочени в таблица № 11:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица №11</i>
<i>Клиентски групи и подгрупи с максимален часов разход</i>	<i>Цени (лв./клиент)</i>	
Промислени клиенти		
<i>до 500 м³ вкл.</i>	2 731	
<i>от 500 м³ до 1 000 м³ вкл.</i>	3 658	
<i>над 1 000 м³</i>	4 181	
ОА и търговски клиенти		
<i>до 70 м³ вкл.</i>	1 506	
<i>от 70 м³ до 500 м³ вкл.</i>	1 892	
<i>над 500 м³</i>	2 309	
Битови клиенти	682	

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

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Каварна газ“ ООД не се променят спрямо действащите в момента на територията на община Каварна и община Шабла.

Изказвания по т.4:

Докладва Р. Тахир.

Св. Тодорова запитва коя е базовата година.

Р. Тахир отговори, че базовата година е 2013 г.

Св. Тодорова обобщава, че се приемат цени, които ще важат от средата на 2015 г. до 2018 г. За всички разглеждани дружества ли 2013 г. е базова?

Р. Тахир отговори, че 2013 г. е базова за тези дружества, които са с изтекъл регулаторен период. 2014 г. е базова за тези дружества на които регулаторният период изтича през 2015 г.

Св. Тодорова запитва дали не трябва да се вземе предвид по-близък период, след като са пропуснати срокове от страна на Комисията. Това е записано и в наредбата.

Р. Тахир каза, че по този начин регулаторният период ще се промени.

Св. Тодорова запитва кога започва регулаторният период.

Р. Тахир отговори, че започва през 2014 г.

Св. Тодорова запитва дали работната група не счита, че е абсурдно да се приемат цени за бъдещ период, а в същото време те са за период, който е с година и половина назад.

Р. Тахир отговори, че са посочени отчетни данни за 2013 г. и 2014 г. Данните от 2014 г. са отчетни, защото това е първа година от модела. Базовата година не оказва влияние върху цените, а значение има периодът на бизнес плана.

Св. Тодорова запитва дали всички разходи са обвързани с базовата година.

Р. Тахир отговори, че в случая с това дружество е изпусната една година и затова са приложени отчетни данни за 2014 г.

Ал. Йорданов поиска в следващите доклади да бъдат посочвани стойностите на собствения и привлечения капитал, освен средно претеглената норма на възвръщаемост, защото при подобно съотношение вариациите могат да бъдат много.

Ив. Иванов обърна внимание, че за това дружество собственият капитал е 97%, а привлеченият е само 3%. Поради тази причина нормата на възвръщаемост почти достига горната граница от 12%.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад на работната група относно заявление с вх. № Е-15-22-9 от 10.10.2013 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-22-9 от 14.05.2015 г., подадено от „Каварна Газ“ ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, пределни цени за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ (КПГ) и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2015 г. от 11:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Каварна Газ” ООД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-227/09.07.2015 г. относно заявление от „Газинженеринг” ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ“, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Долни Дъбник.;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-224/08.07.2015 г. относно заявление от „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на пределни цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Сопот;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-221/08.07.2015 г. относно от „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на пределни цени дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, и цени за присъединяване по групи и подгрупи потребители за територията на община Хисаря;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-229/09.07.2015 г. относно от „Каварна Газ” ООД за утвърждаване на пределни цени за дейността „разпределение на природен газ”, пределни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, пределни цени за снабдяване с природен газ при снабдяване с компресиран природен газ (КПГ) и цени за присъединяване по групи и подгрупи клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

1.....
(С. Годорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

2.
(Р. Осман)

3.
(А. Йорданов)

4.
(В. Владимиров)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Н. ГЕОРГИЕВ

5.
(Г. Златев)

6.
(Е. Харитонова)