

# КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков” № 8-10, тел.: 02/988 24 98, 02/935 96 13, факс: 02/988 87 82

---

## РЕШЕНИЕ

№ Ц – 30

от 17.09.2015 г.

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 17.09.2015 г., като разгледа подадените от „Черноморска технологична компания” АД заявления 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, както и събраните данни от проведените на 22.07.2015 г. открито заседание и на 27.08.2015 г. обществено обсъждане, 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 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 № 3-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.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-224 от 08.07.2015 г., който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 145 от 14.07.2015 г., т. 2. Докладът е публикуван на интернет страницата на Комисията. На 22.07.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад. На заседанието присъстваха следните представители на „Черноморска технологична компания” АД: г-н Масимо Бонато - изпълнителен

директор, г-н Дамян Пейчев - мениджър „Инвестиционни проекти” и г-жа Десислава Шопова - преводач. Изпълнителният директор на дружеството заяви, че е запознат с доклада и го приема без възражения. На закрито заседание на Комисията, проведено на 29.07.2015 г. е приет проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството и е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ. Общественото обсъждане е проведено на 27.08.2015 г., като на него присъства мениджър „Инвестиционни проекти” на „Черноморска технологична компания” АД. От поканените на общественото обсъждане заинтересовани лица по чл. 14, ал. 2 от ЗЕ присъстваха следните представители на Федерация Химия към КТ „Подкрепа“: г-н Иван Иванов - председател, и г-жа Петя Богатинова - федерален секретар. Представителят на „Черноморска технологична компания” АД заяви, че дружеството се е запознало с проекта на решение, няма забележки и коментари, и приема предложението в този вид. Представителите на Федерация Химия към КТ „Подкрепа“ заявиха, че също нямат възражения. На основание чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, Комисията определи 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Черноморска технологична компания” АД. В указания срок не са постъпили становища от заинтересованите лица.

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

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

ЧТК АД е титуляр на лицензи № 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 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.

Комисията 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 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 2015 г. до 2019 г. включително. Комисията 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, 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 Комисията, необходимите годишни приходи са прогнозираны съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови, и са посочени в таблици №№ 1 и 2:

*Дейност „разпределение”*

*Таблица № 1*

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

*Дейност „снабдяване”*

*Таблица № 2*

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

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

*Общи разходи по дейности (лв.)*

*Таблица № 3*

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 линеен 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 2017-2019 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 - прогнозирани 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 прогнозирани 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 прогнозирани при единична стойност 0.2 лв./метър ГРМ; наеми – включват наем на офис и складова база, като са прогнозирани в размер на 4 800 лв./г. при единична стойност 400 лв./м.; проверка на уреди – прогнозирани в размер на 12 лв./бр. за всяко въведено в експлоатация съоръжение; 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 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 – прогнозирано са в зависимост от броя на персонала по експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и са в размер на 400 лв./зает; канцеларски материали – прогнозирано са в размер на 600 лв./г. при единична стойност 50 лв./м.; материали за текущо поддържане – за линейните части и отклоненията са прогнозирано в размер на 1.5% от стойността им, а за съоръженията са прогнозирано 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 2017-2019 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 – прогнозирано са в зависимост от броя на служителите при единична стойност 200 лв./служител; командировки и обучение на персонала – прогнозирано са в зависимост от броя на персонала и са в размер на 720 лв./г.; маркетинг и реклама – прогнозирано 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 – прогнозирано 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, 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 2017-2019 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, 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 №№ 4 и 5:

<i>Дейност „разпределение“ (лв.)</i>		<i>Таблица № 4</i>				
<i>№</i>	<i>Позиция</i>	<i>2015 г.</i>	<i>2016 г.</i>	<i>2017 г.</i>	<i>2018 г.</i>	<i>2019 г.</i>
1.	<i>Балансова стойност на ДМА</i>	481 624	461 965	737 987	721 922	688 131
2.	<i>Балансова стойност на ДНА</i>	51 458	49 795	50 338	48 335	46 333
3.	<i>Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня</i>	0	0	38 455	64 350	77 242
4.	<i>Необходим оборотен капитал</i>	262	250	7 221	6 779	6 729
5.	<i>Регулаторна база на активите</i>	533 344	512 011	757 090	712 686	663 952
6.	<i>Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане</i>	7.7%	7.5%	7.5%	7.7%	7.9%
7.	<i>Възвръщаемост</i>	40 971	38 491	57 050	55 012	52 485
8.	<i>Разходи в т.ч.</i>	13 590	23 321	90 245	99 589	102 033
8.1	<i>Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ</i>	13 590	23 321	89 387	97 808	100 197
8.2	<i>Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ</i>	0	0	858	1 782	1 836

**Дейност „снабдяване” (лв.)**

**Таблица № 5**

№	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. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за лицензионната територия са в размер на 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 2015-2019 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. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 7.5%.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период.

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството са представени по години и по групи клиенти в таблици №№ 6 и 7:

**Прогнозна консумация**

**Таблица № 6**

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

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
<b>Общо:</b>	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 № 8:

**Цени за пренос и продажба на природен газ**

**Таблица № 8**

<b>Клиентски групи</b>	<b>Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1 000 н.м<sup>3</sup>)</b>	<b>Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1 000 н.м<sup>3</sup>)</b>
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.

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 № 9**

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

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

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

#### **Р Е Ш И :**

Утвърждава, считано от 01.10.2015 г. на „Черноморска технологична компания” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа,

цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот при регулаторен период от 2015 до 2019 г. включително, както следва:

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

**1.1. За промишлени клиенти** – 104.94 лв./1000 nm<sup>3</sup> (11.28 лв./MWh);

**1.2. За обществено-административни и търговски клиенти** – 217.86 лв./1000 nm<sup>3</sup> (23.42 лв./MWh).

**1.3. За битови клиенти** - 340.29 лв./1000 nm<sup>3</sup> (36.57 лв./MWh).

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

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. – 54 561 лв.; за 2016 г. – 61 812 лв.; за 2017 г. – 147 295 лв.; за 2018 г. – 154 602 лв.; за 2019 г. – 154 518 лв.;

**Количества природен газ** - за 2015 г. – 0 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 0 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 858 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 782 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 836 хил. nm<sup>3</sup>/год.;

**Норма на възвръщаемост на капитала** - 7.9%.

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

**3.1. За промишлени клиенти** - 6.01 лв./1000 nm<sup>3</sup> (0.65 лв./MWh);

**3.2. За обществено-административни и търговски клиенти** - 12.82 лв./1000 nm<sup>3</sup> (1.38 лв./MWh);

**3.3. За битови клиенти** - 47.32 лв./1000 nm<sup>3</sup> (5.09 лв./MWh).

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

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. – 2 020 лв.; за 2016 г. – 2 018 лв.; за 2017 г. – 9 447 лв.; за 2018 г. – 14 407 лв.; за 2019 г. – 14 880 лв.;

**Количества природен газ** - за 2015 г. – 0 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 0 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 858 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 782 хил. nm<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 836 хил. nm<sup>3</sup>/год.;

**Норма на възвръщаемост на капитала** - 7.9%.

**5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот**

**5.1. Промислени клиенти:**

до 400 nm<sup>3</sup>/час, вкл. – 2 860 лв./клиент;

от 400 nm<sup>3</sup>/час до 2 000 nm<sup>3</sup>/час, вкл. – 3 780 лв./клиент;

над 2 000 nm<sup>3</sup>/час – 4 120 лв./клиент.

**5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:**

до 70 m<sup>3</sup>/час, вкл. – 1 350 лв./клиент;

от 70 m<sup>3</sup>/час до 400 m<sup>3</sup>/час, вкл. – 1 600 лв./клиент;

над 400 m<sup>3</sup>/час – 1 650 лв./клиент.

**5.3. Битови клиенти – 485 лв./клиент.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**ЮЛИЯН МИТЕВ**

(съгласно Заповед № ЧР-ДС-205 от 14.09.2015 г.)