

РЕШЕНИЕ

№ Ц – 29

от 12.08.2013 г.

на закрито заседание, проведено на 12.08.2013 г., като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-165/11.04.2013 г. относно подадено заявление с вх. № Е-15-24-19/21.09.2012 г. подадено от „Черноморска технологична компания” АД с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия Добруджа с включени територии на общините Търговище и Омуртаг за периода 2013 – 2017 г. и събраните данни от проведеното открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Със заявление с вх. № Е-15-24-19/21.09.2012 г., подадено от „Черноморска технологична компания” АД дружеството е поискало утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия Добруджа с включени територии на общините Търговище и Омуртаг.

С писмо изх. № Е-ЗЛР-И-74/11.10.2012 г. от дружеството е изискано да отстрани техническа грешка в представения цифров модел, като променените данни бъдат отразени и в бизнес плана. С писмо с вх. № Е-ЗЛР-И-74/29.10.2012 г. операторът на газоразпределителната мрежа е представил коригираната информация.

„Черноморска технологична компания” АД е титуляр на лицензия № Л-132-08/26.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-132-12/27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за обособена територия Добруджа, издадени за срок от 35 години.

С Решение № Ц-077/22.12.2008 г. ДКЕВР е утвърдила считано от 01.01.2009 г. цени за пренос, снабдяване с природен газ от краен снабдител и снабдяване на клиенти със СПГ, при продължителност на регулаторния период до 2012 г. включително.

С Решение № И1-Л-132/27.10.2008 г. на ДКЕВР, Комисията е одобрила на „Черноморска технологична компания” АД актуализиран бизнес план за периода 2008 – 2017 г. във връзка с изменение на издадената на дружеството лицензия относно присъединяването на общините Добрич и Тервел към регион Добруджа.

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

Инвестициите за газификация на обособената територия Добруджа и общини Търговище и Омуртаг следват технико-икономическата логика на поетапното изграждане на газоразпределителната мрежа и възвращаемостта на инвестициите.

При изготвянето на строителната програма са взети под внимание следните основни фактори:

1. Рискови фактори, свързани с недостатъчно обосноваването прогнози за консумациите на природен газ от различните групи потенциални клиенти;
2. Снабдяването на общините Омуртаг, Велики Преслав, Смядово, Венец и Никола Козлево ще се реализира със съгъстен природен газ, съгласно представената схема. В проекта се предвижда изграждане на разпределителна мрежа в общините и декомпресиращи станции без довеждащи газопроводи. Тази форма на газоснабдяване на общините се налага поради отдалечеността им от преносния газопровод.

В ценовия модел дружеството условно е разделило цената за снабдяване:

- за клиенти, снабдявани при изградена връзка с преносната мрежа /всички клиенти от обособената територия Добруджа, респективно община Търговище с изключение на общините Омуртаг, Велики Преслав, Смядово, Венец и Никола Козлево/;
- за клиенти, снабдявани с компресиран газ /само за тези в общините Омуртаг, Велики Преслав, Смядово, Венец и Никола Козлево/.

Съгласно обосновката на дружеството в цената за снабдяване с компресиран природен газ е включена компонента, която е формирана от допълнителните разходи на оператора, както следва: разходи за компресиране; разходи за транспорт; разходи за декомпресиране. Дружеството предвижда услугата по компресиране и доставка на съгъстен природен газ да се извършва от външна фирма, съгласно сключен договор, като разходите за снабдяване със СПГ зависят пряко от количествата съгъстен природен газ и обхващат плащанията по договора за доставка на СПГ до площадката за понижаване на налягането.

Дружеството е представило справки и обосновки, за образуване на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, с данни за всяка една година от регулаторния период 2013 – 2017 г., съгласно и в съответствие с „Указанията за образуване на цените за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител при регулиране на газоразпределителните дружества чрез метода „Горна граница на цени“ (Указанията) към Наредбата за регулиране на цените на природния газ.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл.27 от НРЦПГ, по силата на която в едномесечен срок преди подаване в комисията на заявлението за утвърждаване на цени на природния газ или за изменение на действащи цени общественият доставчик и крайните снабдители оповестяват в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на цени или за изменение на действащите цени.

Със заявлението си за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия Добруджа с включени територии на общините Търговище и Омуртаг дружеството е обосновало формираните цени при следните елементи:

1. Данните за активите за базовата 2012 г. са прогнозни, тъй като заявлението е подадено през 2012г.;
2. Целевата норма на възвръщаемост на целия капитала след данъчно облагане е в размер на 12%;
3. Дружеството е с капиталова структура – 57,26% собствен капитал и 42,74% привлечен капитал за регулаторния период 2013 – 2017 г.
4. Заложени са прогнозни данни за: планираните инвестиции, разходи, количества за осъществяване на лицензионната дейност, потребители и продажби, както следва:
 - Планирани инвестиции за периода 2013-2017 г. са на стойност 41 284 хил.лв. Прогнозния среден размер на инвестициите заложени в ценовия модел са в съответствие с бизнес плана на дружеството, същата е представена по години съгласно изискванията на комисията, и в тях не са включени инвестиции за активи, които не се признават съгласно Указанията;
 - Прогнозни разходи (УПР и променливи) за целия период са в размер на 27 597 хил.лв. за дейност „разпределение на природен газ“ и 1 634 хил. лв. за дейност „снабдяване с природен газ“;
 - Прогнозните количества, които очаква да се реализират за целия регулаторен период възлизат на 302 656 хил. м³;
 - Очаква се стопанските и битовите клиенти да достигнат от 6 651 бр. клиенти в началото на периода, до 16 009 бр. клиенти в края на периода.

5. Стойността на оборотния капитал е определена като 1/8 от годишните разходи без включени разходи за амортизация за съответните дейности в съответствие с Указанията за ценообразуване. Стойността на необходимия оборотен капитал за извършване на снабдяване със СПГ също е определена като 1/8 от разходите за снабдяване със СПГ.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад вх. № Е-Дк-165/11.04.2013 г.

На 18.04.2013 г. е проведено закрито заседание на ДКЕВР, на което е разгледан доклад с вх. № Е-Дк-165/11.04.2013 г. относно заявление с вх. № Е-15-24-19/21.09.2012 г. на „Черноморска технологична компания” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия Добруджа с включени територии на общините Търговище и Омуртаг за периода 2013 – 2017 г. Докладът е публикуван на електронната страница на комисията. На 21.05.2013 г. е проведено открито заседание, след което на закрито заседание на 27.05.2013 г. е приет проект на решение и е взето решение за провеждане на обществено обсъждане по чл.14 от ЗЕ, проведено на 11.06.2013 г.

Съгласно решение № ИЗ-Л-132/27.05.2013 г. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) изменя лицензия № Л-132-08/26.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-132-12/27.04.2004 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, като към обособена територия „Добруджа” се присъединяват териториите на община Търговище и община Омуртаг. Със същото решение ДКЕВР одобрява на дружеството актуализиран бизнес план за обособена територия „Добруджа“ с включени общини Търговище и Омуртаг за периода 2013-2017 г.

Съгласно одобрения бизнес план на дружеството за периода 2013 – 2017 г. с решение № ИЗ-Л-132/27.05.2013 г. ДКЕВР, клиентските групи и подгрупи за обособена територия „Добруджа” с включени общини Търговище и Омуртаг се променят по следния начин:

1. Стопански клиенти:

1.1. Стопански клиенти с равномерно потребление

- до 10 000 куб.м./г.
- до 20 000 куб.м./г.
- до 50 000 куб.м./г.
- до 100 000 куб.м./г.
- до 200 000 куб.м./г.
- до 500 000 куб.м./г.
- до 1 000 000 куб.м./г.
- над 1 000 000 куб.м./г.

1.2. Стопански клиенти с неравномерно потребление

- до 10 000 куб.м./г.
- до 20 000 куб.м./г.
- до 50 000 куб.м./г.
- до 200 000 куб.м./г.
- до 1 000 000 куб.м./г.
- над 1 000 000 куб.м./г.

2. Битови клиенти

След проведеното обществено обсъждане, бе поискана допълнителна информация с писмо изх. № Е-15-24-19/18.06.2013 г. относно влияние на промяната на

клиентските групи, подгрупи и ценова структура върху утвърдените пределни цени за обособена територия "Добруджа" и община Търговище. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, постъпи от дружеството исканата информация с писмо с вх. № 15-24-19/26.06.2013 г.:

От представената информация е видно, че дружеството променя класификацията на клиентите, като е премахнало разделението на промишлени и обществено-административни и търговски клиенти. Тези клиенти се обособяват в единна група – стопански клиенти с две подгрупи в зависимост от характера на потреблението – равномерно потребление и неравномерно потребление. За всяка от двете подгрупи са формирани подгрупи в зависимост от годишната консумация на природен газ.

При избора на новия модел клиентски групи и подгрупи стремежа на дружеството е да се осигури по-справедливо разпределение на клиентите по групи и подгрупи в зависимост от спецификата на дейността им и характера на тяхното потребление. Образувани са повече на брой подгрупи към двете подгрупи клиенти (равномерно и неравномерно потребление), за да може всеки клиент да бъде отнесен към правилна подгрупа според годишното си потребление. По този начин, с повече на брой подгрупи се елиминира възможността клиенти да бъдат несправедливо поставени към една или друга клиентска подгрупа и да бъдат третирани при равни условия с други клиенти, въпреки голямата разлика в годишната им консумация.

При анализа на влиянието на промяната на клиентските групи и подгрупи върху утвърдените на дружеството пределни цени, за определяне на новите клиентски групи и подгрупи на активните клиенти е взета за база тяхната реална консумация през 2012 г. По този начин дружеството е определило новата група и подгрупи на всеки клиент.

За всички битови клиенти е предложено намаление на цената за разпределение и снабдяване с природен газ от краен снабдител, като по-голямо е намалението за активните битови клиенти на обособена територия „Добруджа“ – 10,35%. За битовите клиенти на територията на община Търговище намалението е с 4,17%.

За активните настоящи клиенти на дружеството от обособена територия „Добруджа“ и община Търговище (промишлени и обществено-административни и търговски), предложената промяна на цените, както и на клиентските групи и подгрупи се изразява в намаление или увеличение на утвърдените цени в диапазона от -17% до +19% за 85,98 % от тези клиенти.

Сравнение на групите, подгрупите и ценовата структура за обособена територия „Добруджа" и община Търговище

Обособена територия/община	Клиентска група		Клиентска подгрупа		Брой активни клиенти	Цена		Разлика в цената в %
	стара	нова	стара	нова		утвърдена	предложена	
Добруджа	ОА и търговски	Стопански/равномерно	до 50 000 м ³	до 50 000 м ³	2	206,73	171,52	-17,03%
	ОА и търговски	Стопански/равномерно	до 10 000 м ³	до 10 000 м ³	9	226,51	194,22	-14,26%
	ОА и търговски	Стопански/равномерно	до 50 000 м ³	до 20 000 м ³	1	206,73	186,79	-9,65%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 10 000 м ³	до 50 000 м ³	3	226,51	213,92	-5,56%
	Промишлен	Стопански/равномерно	до 20 000 м ³	до 100 000 м ³	1	164,14	157,42	-4,09%

	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 200 000 м ³	2	206,73	202,87	-1,87%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 200 000 м ³	1	206,73	202,87	-1,87%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 10 000 м ³	до 20 000 м ³	3	226,51	227,55	0,46%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 50 000 м ³	85	206,73	213,92	3,48%
	Промислен	Стопански/равномерно	до 20 000 м ³	до 50 000 м ³	1	164,14	171,52	4,50%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 10 000 м ³	до 10 000 м ³	243	226,51	239,8	5,87%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 20 000 м ³	79	206,73	227,55	10,07%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 100 000 м ³	до 200 000 м ³	12	182,38	202,87	11,23%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	над 100 000 м ³	до 1 000 000 м ³	2	168,82	191,34	13,34%
	Промислен	Стопански/равномерно	до 200 000 м ³	до 500 000 м ³	1	123,89	140,69	13,56%
	Промислен	Стопански/равномерно	до 20 000 м ³	до 20 000 м ³	1	164,14	186,79	13,80%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 10 000 м ³	2	206,73	239,8	16,00%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 100 000 м ³	до 50 000 м ³	6	182,38	213,92	17,29%
	Промислен	Стопански/равномерно	до 20 000 м ³	до 10 000 м ³	2	164,14	194,22	18,33%
	Битови	Битови			3 879	286,65	256,97	-10,35%
Търговище	ОА и търговски	Стопански/равномерно	до 10 000 м ³	до 10 000 м ³	2	231,98	194,22	-16,28%
	ОА и търговски	Стопански/равномерно	над 100 000 м ³	до 200 000 м ³	1	171,09	153,18	-10,47%
	ОА и търговски	Стопански/равномерно	до 50 000 м ³	до 20 000 м ³	1	208,52	186,79	-10,42%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 10 000 м ³	до 20 000 м ³	3	231,98	227,55	-1,91%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 50 000 м ³	25	208,52	213,92	2,59%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 10 000 м ³	до 10 000 м ³	91	231,98	239,8	3,37%
	Промислен	Стопански/равномерно	до 200 000 м ³	до 200 000 м ³	2	141,65	153,18	8,14%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 100 000 м ³	до 200 000 м ³	4	186,67	202,87	8,68%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 20 000 м ³	19	208,52	227,55	9,13%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	над 100 000 м ³	до 1 000 000 м ³	1	171,09	191,34	11,84%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	до 50 000 м ³	до 10 000 м ³	1	208,52	239,8	15,00%
	ОА и търговски	Стопански/неравномерно	над 100 000 м ³	до 200 000 м ³	1	171,09	202,87	18,58%
	Битови	Битови			1 182	268,15	256,97	-4,17%

В същото време, за годините на последния регулаторен период - 2008-2012 г., общата инфлация (индексът на клиентските цени), според официални данни от Националния статистически институт е 19,7%, като дружеството не е подавало заявление за корекция на цените с индекс на инфлация.

След проведеното обществено обсъждане, комисията даде указания да продължи анализа на условно-постоянните и променливи разходи на дружеството по отношение формирането цената за дейност „разпределение на природен газ” и дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. След извършения анализ се установи следното:

В заявлението си за цени за регулаторния период 2013 – 2017 г., дружеството е заявило УПР за дейност „разпределение на природен газ” в размер на 27 310 хил. лв. Сравнени с предходния регулаторен период 2008 – 2012 г. общо за регион Добруджа, с включена община Търговище се наблюдава намаление на разходите с около 16 %. С най-голямо намаление на разходите са разходите за възнаграждения и осигурителни вноски с около 60%, разходите за материали с около 44% и другите разходи с 48%. При променливите разходи се наблюдава увеличение на разходите с 11%, но в общия дял на разходите те са 1% за новия регулаторен период и възлизат на 287 хил. лв.

С най-голям дял в УПР са разходите за амортизации, които представляват 65% от общия им дял, като същите нарастват със 9% спрямо предходния регулаторен период. Дружеството е спазило изискването по отношение на амортизационния срок и прилагания линеен метод на амортизация съгласно Указанията. Като същите възлизат на 17 422 хил. лв.

Следващите с най-голям дял в УПР са разходите за външни услуги, като за периода 2013-2017 г. от дружеството са заложили 4 479 хил.лв., представляващи:

- застраховки – прогнозиран са като процент от стойността на дълготрайните материални активи като включват имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица;
- данъци и такси – прогнозиран са лицензионните такси в съответствие с Тарифата за таксите, които се събират от ДКЕВР по Закона за енергетиката за периода на бизнес плана;
- пощенски, телефонни и абонаменти такси, абонаментно поддържане, наеми, въоръжена и противопожарна охрана, проверки на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление;

Външните услуги представляват 16% от УПР, като за новия регулаторен период са с 18% по-малко. Средния процент на изменението на разходите за външни услуги за всяка следваща година е 11,5%, като с най-голям дял са разходите за абонаментно поддържане и аварийно готовност, които възлизат за регулаторния период на 2 055 хил.лв.

Разходите за заплати и възнаграждения, социални разходи и осигурителни вноски за сметка на работодателя представляват 15% от общия размер на УПР и са с 12% по-ниски от тези заложили за първи регулаторен период (2008-2012 г.).

Разходите за материали представляват 2% от общите УПР, като същите спрямо предходния регулаторен период бележат спад от 44%.

Като „други разходи” са квалифицирани разходи за: охрана на труда за всеки зает; командировки и обучение на персонала; разходи за маркетинг и реклама, дялът им в общата стойност на УПР е 3%, и сравнени с предходния регулаторен период са с 48% по-малко.

В разходите пряко зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ (променливите разходи) са включени разходи за одорант, загуби на газ. Технологичните разходи са 0,1% от прогнозната консумация на природен газ, същите се признават, тъй като приетия от комисията праг е от 4%. Дялът на променливите разходи в общите прогнозни разходи е 1,2%.

За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са заложили условно-постоянните разходи в размер на 842 хил.лв. В сравнение с предишния регулаторен период разходите са със 70% по-ниски.

Разходите за материали запазват относителния си дял от общите УПР, но същите спрямо предходния регулаторен период бележат спад с 67%.

Външните услуги представляват 23% от УПР, като за новия регулаторен период са с 5% по-високи. Спрямо предходния регулаторен период тези разходи са с 59% по-ниски.

Разходите за амортизации представляват 7% от общия дял на УПР, като същите намаляват със 2% спрямо предходния регулаторен период.

Разходите за заплати и възнаграждения, социални разходи и осигурителни вноски за сметка на работодателя са с най-голям дял от общия размер на УПР – 54%. Спрямо предходния регулаторен период тези разходи са с 65% по-ниски.

Като „други разходи” са квалифицирани разходи за: охрана на труда за всеки зает; командировки и обучение на персонала; разходи за маркетинг и реклама, делът им в общата стойност на УПР е 10%, и сравнени с предходния регулаторен период са с 67% по-малко.

Разходи за снабдяване със СПГ – прогнозираните са на база на информация за количествата, периодите за снабдяване със СПГ, местоположението на общинските центрове предвидени за газификация със СПГ и проектните точки за захранване. Същите сравнени с предходния регулаторен период са увеличени с 1%.

След обсъждане на всички факти и обстоятелства във връзка с подаденото заявление, комисията по отношение на ценообразуващите елементи установи следното:

НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Нормата на възвръщаемост на капитала заложена от дружеството е 12%, съобразена с одобрената от Комисията целева норма на възвръщаемост.

СТОЙНОСТ НА РЕГУЛАТОРНАТА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Съгласно чл.12 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ, регулаторната база на активите, пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, определена по следната формула:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК + Инв. \quad (1),$$

където:

РБА е регулаторната база на активите, хил.лв.;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот;

Φ – стойността на активите, които са придобити по безвъзмезден начин;

А_м – амортизацията за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност;

ОК – необходимият оборотен капитал;

Инв. – прогнозен среден номинален размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, хил.лв.

Изчислените стойности на регулаторната база на активите по горепосочената формула, възвръщаемостта и разходите за дейностите по разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ и формиране на компонентата за снабдяване със СПГ по години за регулаторния период са обобщени, както следва:

<i>Дейност „разпределение”</i>		ХИЛ.ЛВ.				
№	Позиция	2013	2014	2015	2016	2017
1	Балансова стойност на ДМА	34 598	40 240	45 138	50 926	54 426
2	Балансова стойност на ДНМА	662	608	589	566	538

3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	2 847	3 559	4 405	5 378	6 390
4	Необходим оборотен капитал	192	225	260	288	306
5	Регулаторна база на активите	32 604	37 515	41 582	46 402	48 880
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	12%	12%	12%	12%	12%
7	Възвръщаемост	3 913	4 502	4 990	5 568	5 866
8	Разходи в т.ч.	4 171	4 795	5 497	6 223	6 910
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	4 128	4 746	5 440	6 158	6 838
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	43	49	57	65	73

Дейност „снабдяване”

ХИЛ.ЛВ.

№	Позиция	2013	2014	2015	2016	2017
1	Балансова стойност на ДМА	12	23	22	18	20
2	Балансова стойност на ДНМА	74	68	65	63	60
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на Финансираня	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Необходим оборотен капитал	4 129	4 864	5 620	6 311	6 913
5	Регулаторна база на активите	4 214	4 955	5 708	6 392	6 993
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	12%	12%	12%	12%	12%
7	Възвръщаемост	506	595	685	767	839
8	Разходи в т.ч.	139	154	172	185	193
8.1	Условно постоянни разходи за дейността	139	154	172	185	193
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Компонента за снабдяване със СПГ

ХИЛ.ЛВ.

№	Позиция	2013	2014	2015	2016	2017
1	Променливи разходи	410	1 304	1 938	2 431	2 730
2	Необходим оборотен капитал	51	163	242	304	341
3	Възвръщаемост	6	20	29	36	41

Основните клиентски групи са стопански клиенти и битови клиенти.

Стопанските клиенти са разделени на подгрупи в зависимост от режима на потреблението им на: стопански клиенти с равномерно потребление и стопански клиенти с неравномерно потребление на природен газ. Стопански клиенти с равномерно потребление са клиенти, работещи с фактор на натоварване $ФН > 50\%$. Стопански клиенти с неравномерно (сезонно) потребление на природен газ са клиенти, работещи с фактор на натоварване $ФН \leq 50\%$. Факторът на натоварване се изчислява за всеки стопански клиент.

НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ

Съгласно чл.9 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ, необходимите годишни приходи включват разходи, подлежащи на утвърждаване от Комисията и възвръщаемост на инвестирания капитал по следната формула:

$$НГП = Р + (РБА \times НВ) \quad (2),$$

където:

НГП – необходимите годишни приходи;
 Р – признатите годишни разходи за дейността по лицензията;
 РБА – регулаторната база на активите;
 НВ – нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

В резултат от заместване на стойностите на елементите на необходимите годишни приходи във формула (2) са изчислени по години за регулаторния период, както следва:

Дейност „разпределение”

Клиенти	Мярка	2013	2014	2015	2016	2017	ОБЩО
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:							
Стопански	хил.лв.	5 343	6 235	7 053	7 911	8 478	35 020
Битови	хил.лв.	2 741	3 062	3 434	3 881	4 298	17 416
ОБЩО	хил.лв.	8 084	9 297	10 487	11 792	12 776	52 436

Дейност „снабдяване”

Клиенти	Мярка	2013	2014	2015	2016	2017	ОБЩО
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:							
Стопански	хил.лв.	449	523	587	630	651	2 840
Битови	хил.лв.	195	226	270	323	381	1 395
ОБЩО	хил.лв.	644	749	857	953	1 032	4 235

Компонента за снабдяване със СПГ

Клиенти	Мярка	2013	2014	2015	2016	2017	ОБЩО
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:							
Стопански	хил.лв.	391	1 256	1 837	2 260	2 461	8 205
Битови	хил.лв.	25	67	130	208	310	740
ОБЩО	хил.лв.	416	1 323	1 967	2 468	2 771	8 945

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти в рамките на регулаторния период е както следва:

Прогнозна консумация

Клиенти	Мярка	2013	2014	2015	2016	2017	ОБЩО
Стопански	хил.м ³ /год.	35 285	41 365	46 922	50 971	53 440	53 440
с равномерно потребление	хил.м ³ /год.	19 085	22 412	25 243	27 431	29 183	29 183
с неравномерно потребление	хил.м ³ /год.	16 200	18 953	21 679	23 540	24 257	24 257
Битови	хил.м ³ /год.	9 594	11 513	14 177	17 646	21 743	21 743
ОБЩО	хил.м ³ /год.	44 879	52 878	61 099	68 617	75 183	75 183

Констатирано бе, че прогнозираните от дружеството количества природен газ за регулаторния период 2013-2017 г. са с 18% по-ниски от утвърдените за периода 2008-2012 г. От друга страна към края на отчетната 2012 г. общият брой на клиентите на ЧТК ЕАД за регион Добруджа и Търговище е значително под заложеното в бизнес плана на дружеството за изтеклия регулаторен период. В утвърдения от комисията бизнес план с

решение № ИЗ-Л-132/27.05.2013 г. дружеството е прогнозирано, значително по-малко потенциални клиенти в сравнение с утвърдените за периода 2008-2012 г. По-малкият брой клиенти и прогнозираните количества природен газ, са едни от причините за предложеното увеличаване на цените за някои подгрупи клиенти от дружеството.

За дейността разпределение на природен газ, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните материални активи. 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, а именно:

Коефициенти за разпределение на постоянните разходи и възвръщаемостта					
Клиенти	2013	2014	2015	2016	2017
Стопански	0,66	0,67	0,67	0,67	0,66
Битови	0,34	0,33	0,33	0,33	0,34
ОБЩО	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Коефициенти на разпределение на разходите зависещи от количествата пренесен природен газ					
Клиенти	2013	2014	2015	2016	2017
Стопански	0,79	0,78	0,77	0,74	0,71
Битови	0,21	0,22	0,23	0,26	0,29
ОБЩО	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

За дейността снабдяване с природен газ, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи са формирани на база годишна консумация и броя обслужвани клиенти от съответните групи, както следва:

Коефициенти за разпределение на възвръщаемостта					
Клиенти	2013	2014	2015	2016	2017
Стопански	0,79	0,78	0,77	0,74	0,71
Битови	0,21	0,22	0,23	0,26	0,29
ОБЩО	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Коефициенти за разпределение на постоянните разходи					
Клиенти	2013	2014	2015	2016	2017
Стопански	0,37	0,37	0,36	0,32	0,28
Битови	0,63	0,63	0,64	0,68	0,72
ОБЩО	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

За компонентата за снабдяване със СПГ са образувани коефициенти за разпределяне на разходите, зависещи от годишната консумация на природен газ по групи клиенти, както следва:

Коефициенти на разпределение на възвръщаемостта и разходите за снабдяване със СПГ					
Клиенти	2013	2014	2015	2016	2017
Стопански	0,94	0,95	0,93	0,92	0,89
Битови	0,06	0,05	0,07	0,08	0,11
ОБЩО	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЦЕНИ

Цените са определени за петгодишен регулаторен период с продължителност 2013 – 2017 г. включително.

Цената за разпределение на природен газ се образува като отношение между дисконтираните необходими годишни приходи и съответни количества природен газ за пренос през газоразпределителната мрежа за регулаторния период за съответната група и/или подгрупа.

Цената за снабдяване с природен газ се образува като отношение между дисконтираните необходими годишни приходи и съответни количества природен газ за снабдяване с природен газ за регулаторния период за съответната група и/или подгрупа.

Цените за разпределение на природен газ по газоразпределителната мрежа и снабдяване с природен газ са изчислени в резултат на заместване на стойностите в модела за цени.

Цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на дружеството са образувани по групи клиенти (стопански и битови) в зависимост от заявения максимален капацитет и съответните признати разходи за групата и са единни за целия регулаторен период. Цените за присъединяване са формирани от признатите разходи, групирани в постоянна и променлива компонента.

Предвид гореизложеното и на основание чл.21, ал.1, т.8, чл.30, ал.1, т.8, т.11 и т.12 от Закона за енергетиката, чл.4, ал.1, т.2, б.,„а”, чл.14, чл.20 и чл.24 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ и Указания на ДКЕВР за образуване на цените за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител при регулиране на газоразпределителните дружества чрез метода „горна граница на цени”

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.09.2013 г. на „Черноморска технологична компания” АД цени, приложими за обособена територия „Добруджа”, с включени територии на община Търговище и на община Омуртаг при продължителност на регулаторния период от 2013 г. до 2017 г. включително, както следва:

I. Цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ.

1. Цени без ДДС за разпределение на природен газ

Стопански клиенти с равномерно потребление:

- до 10 хил.м ³ /год. вкл.	182,66 лева/1000 м ³ (19,63 лв./MWh);
- до 20 хил.м ³ /год. вкл.	175,23 лева/1000 м ³ (18,83 лв./MWh);
- до 50 хил.м ³ /год. вкл.	159,96 лева/1000 м ³ (17,19 лв./MWh);
- до 100 хил.м ³ /год. вкл.	145,86 лева/1000 м ³ (15,68 лв./MWh);
- до 200 хил.м ³ /год. вкл.	141,62 лева/1000 м ³ (15,22 лв./MWh);
- до 500 хил.м ³ /год. вкл.	129,13 лева/1000 м ³ (13,88 лв./MWh);
- до 1 000 хил.м ³ /год. вкл.	124,87 лева/1000 м ³ (13,42 лв./MWh);
- над 1 000 хил.м ³ /год.	87,79 лева/1000 м ³ (9,44 лв./MWh).

Стопански клиенти с неравномерно потребление:

- до 10 хил.м³/год. вкл. 226,23 лева/1000 м³ (24,32 лв./MWh);
- до 20 хил.м³/год. вкл. 213,98 лева/1000 м³ (23,00 лв./MWh);
- до 50 хил.м³/год. вкл. 200,35 лева/1000 м³ (21,53 лв./MWh);
- до 200 хил.м³/год. вкл. 189,30 лева/1000 м³ (20,35 лв./MWh);
- до 1 000 хил.м³/год. вкл. 177,77 лева/1000 м³ (19,11 лв./MWh);
- над 1 000 хил.м³/год. 158,23 лева/1000 м³ (17,01 лв./MWh).

Битови клиенти:

- 238,14 лева/1000 м³ (25,60 лв./MWh).

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

Необходими годишни приходи за регулаторния период по години, както следва: за 2013 г. – 8 084 хил. лв.; за 2014 г. – 9 297 хил. лв.; за 2015 г. – 10 487 хил. лв.; за 2016 г. – 11 792 хил. лв.; за 2017 г. – 12 776 хил. лв.

Регулаторна база на активите за регулирания период по години, както следва: за 2013 г. – 32 604 хил. лв.; за 2014 г. – 37 515 хил. лв.; за 2015 г. – 41 582 хил. лв.; за 2016 г. – 46 402 хил. лв.; за 2017 г. – 48 880 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 12,00%.

2. Цени без ДДС за снабдяване с природен газ:

Стопански клиенти с равномерно потребление:

- 11,56 лева/1000 м³ (1,24 лв./MWh);

Стопански клиенти с неравномерно потребление:

- 13,57 лева/1000 м³ (1,46 лв./MWh);

Битови клиенти:

- 18,83 лева/1000 м³ (2,02 лв./MWh).

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

Необходими годишни приходи за регулаторния период по години, както следва: за 2013 г. – 644 хил.лв.; за 2014 г. – 749 хил.лв.; за 2015 г. – 857 хил.лв.; за 2016 г. – 953 хил.лв.; за 2017 г. – 1 032 хил.лв.

Регулаторна база на активите за регулирания период по години, както следва: за 2013 г. – 4 214 хил.лв., за 2014 г. – 4 955 хил.лв.; за 2015 г. – 5 708 хил.лв.; за 2016 г. – 6 392 хил.лв.; за 2017 г. – 6 993 хил.лв.

Нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 12,00%.

3. Прогнозните количества природен газ по години за регулаторния период, са както следва: за 2013 г. – 44 879 хил.м³/год.; за 2014 г. – 52 878 хил.м³/год.; за 2015 г. – 61 099 хил.м³/год.; за 2016 г. – 68 617 хил.м³/год.; за 2017 г. – 75 183 хил.м³/год.

4. Цени без ДДС за снабдяване с природен газ от краен снабдител до изграждане на връзката между газоразпределителната и газопреносната мрежа:

Стопански клиенти с равномерно потребление:

- 295,76 лева/1000 м³ (31,79 лв./MWh)

Стопански клиенти с неравномерно потребление:

- 297,77 лева/1000 м³ (32,00 лв./MWh)

Битови клиенти:

- 303,03 лева/1000 м³ (32,57 лв./MWh)

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

Необходими годишни приходи за регулаторния период по години, както следва: за 2013 г. – 416 хил.лв.; за 2014 г. – 1 323 хил.лв.; за 2015 г. – 1 967 хил.лв.; за 2016 г. – 2 468 хил.лв.; за 2017 г. – 2 771 хил.лв.

Нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 12,00%.

II. Цени без ДДС за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа.

1. Стопански клиенти:

- 2 396,00 лева/клиент – средна цена за регулаторния период;

- до 25 м³/час 1 355 лева/клиент;

- до 70 м³/час 1 560 лева/клиент;

- до 400 м³/час 2 025 лева/клиент;

- до 2 000 м³/час 3 200 лева/клиент;

- над 2 000 м³/час 3 840 лева/клиент.

2. Битови клиент:

- 485,00 лева/клиент.

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:

Димитър Димитров
(Заповед № 3-ОХ-59/26.07.2013 г.)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Емилия Савева