

**РЕШЕНИЕ**

**№ Ц – 031**

**от 09.08.2010 г.**

на закрито заседание, проведено на 09.08.2010 г., след като разгледа доклад с вх.№ Е-Дк 248/16.06.2010г., във връзка със заявление с вх. № Е-15-49-3/18.02.2010 г. на „Неврокоп-Газ” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев и събраните данни от проведените открито заседание и обществено обсъждане, установи следното :

„Неврокоп-Газ” АД е подало заявление с вх.№ Е-15-49-3/18.02.2010 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа , цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев. Дружеството представило и допълнително изискана информация с писмо вх. Е-15-49-3/19.04.2010 г.

Заявителят е титуляр на лицензия № Л-289-08/22.12.2008г. за извършване на дейността «разпределение на природен газ» и лицензия № Л-289-12/22.12.2008г. за извършване на дейността « снабдяване с природен газ от краен снабдител» за територията на община Гоце Делчев за срок от 35 години.

Във връзка с разработената в бизнес плана, схема за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ), са формирани отделни компоненти на цената за снабдяване: за потребители при изградена връзка с преносната мрежа и за потребители снабдявани със СПГ. В цената за снабдяване с природен газ на потребителите снабдявани със СПГ е включена компонента, която е формирана от допълнителните разходи на дружеството във връзка със снабдяването със СПГ. Тази компонента ще бъде част от цените за снабдяване на потребителите до изграждане на съответните отклонения до газопреносната мрежа.

Необходимостта от снабдяване с компресиран природен газ се определя от следните фактори:

- Дружеството не е присъединено към газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД;

- Най-близката възможна точка за присъединяване е ГИС Симитли, намиращ се на транзитния газопровод за Република Гърция в близост до гр. Симитли. Разстоянието между ГИС Симитли и гр. Гоце Делчев е около 90 км. Изграждането на магистрално газопроводно отклонение с дължина 90 км. и с работно налягане до 5.5 МРа по експертна е на стойност над 40 млн.лв. Процедурата по проектиране, съгласуване и узаконяване на проектите ще отнеме най-малко 2 г., а изграждането му ще отнеме около 2-3 г., което води до избора за снабдяване със СПГ.

Дружеството е представило справки за цените с данни за всяка една година от регулаторния период 2010 – 2014 г.

Справки №№ 1А, 1Б, 1В и 1Г съдържат данни за регулаторните амортизационни планове поотделно за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ с разходите за амортизации, определени съгласно указанията за ценообразуване;

Справка № 2 съдържа данни за прогнозните приходи от присъединяване; Справка № 3 съдържа данни за дълготрайните активи по дейности, включени в регулаторната база на активите по години за регулаторния период, които са в съответствие с инвестиционната програма на дружеството;

Справка № 4 съдържа данни за годишните разходи по дейности за периода на бизнес плана, като за дейността разпределение на природен газ са разделени на: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

За дейността снабдяване с природен газ са посочени постоянните разходи за тази дейност.

В отделна група са представени и разходите за снабдяване със СПГ. Дружеството предвижда услугата по компресиране и доставка на състен природен газ да се извършва от външни фирми, съгласно сключени договори, като разходите за снабдяване със СПГ зависят пряко от количествата състен природен газ и обхващат плащанията по договорите за доставка на СПГ до площадката за понижаване на налягането.

Справка № 5 съдържа данни за прогнозния капитал на дружеството. В справката е посочен собствения и привлечен капитал на дружеството, за периода на изчисление на цената, като погасителните планове на дългосрочните кредити са представени в справка №17;

Капиталовата структура на дружеството е посочена в справка № 7, която за регулаторния период (2010 – 2014 г.) е в размер на 30.00 % собствен капитал и 70.00 % привлечен капитал. Средно претеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството за регулаторния период, преди данъчно облагане, е 10.93%, определена при целева норма на възвръщаемост на собствения капитал 14 %, след данъчно облагане и целева норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 8,94 %.

Справка № 6 съдържа данни за необходимия оборотен капитал за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ. 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 е определена като 1/8 от разходите за снабдяване със СПГ; Справка № 8 съдържа данни, по години за броя присъединени потребители и годишните количества природен газ по групи и подгрупи потребители за дейностите разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ. В отделна справка са посочени данни за потребителите снабдявани със СПГ и съответните количества СПГ. Стойностите са определени според бизнес плана на дружеството; Справка № 9А съдържа данни за коефициентите за разпределяне по групи потребители на възвръщаемостта и постоянните разходи, и данни за коефициентите за разпределяне по групи потребители на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ за дейността по разпределение на природен газ; Справка № 9Б съдържа данни за коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи по групи потребители за дейността снабдяване с природен газ; Справка № 9В съдържа данни за коефициентите за разпределение по групи потребители на разходите зависещи от количеството доставен СПГ за потребителите снабдявани със СПГ;

Справка № 11 съдържа данни за необходимите годишни приходи по групи потребители за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ, а също и за разходите свързани със снабдяване със СПГ;

Справка № 13 съдържа данни за цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ по групи потребители и за снабдяване по групи потребители със СПГ ;

Справка № 15 съдържа видовете признати разходи за присъединяване на групите потребители към газоразпределителните мрежи, формиращи постоянна и променлива компонента и съответните цени за присъединяване по групи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни, са отразени в Доклад № Е-Дк-248/16.06.2010г., който на основание чл. 28, ал. 3 от НРЦПГ е публикуван на страницата на комисията в интернет. На 06.07.2010 г. е проведено открито заседание за обсъждане на заявлението, след което на закрито заседание от 12.07.2010 г. е приет проект на решение и е взето решение за провеждане на обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ, проведено на 20.07.2010 г. След проведеното обществено обсъждане, в срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, становища не са постъпили.

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**

Съгласно чл. 13, ал. 1 и ал. 2 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ, нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на среднопретеглената цена на капитала на цялото дружество и се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} \cdot \left( \frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК} \quad (1)$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Д<sub>СК</sub> - дялът на собствения капитал в общия капитал;

НВ<sub>СК</sub> - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС - корпоративният данък върху печалбата по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Д<sub>ПК</sub> - дялът на привлечения капитал в общия капитал;

НВ<sub>ПК</sub> - нормата на възвръщаемост на привлечения капитал.

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на данните за регулаторния период, обобщени в таблица №1 и таблица №2.

№	Описание	Единица мярка	2010	2011	2012	2013	2014
1	Собствен капитал	хил. лв.	330	728	1 468	1 936	1 936
2	Привлечен капитал	хил. лв.	771	1 699	3 425	4 516	4 516

№	Описание	Единица мярка	2010	2011	2012	2013	2014	Средно
1	Дял на собствен капитал	%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
2	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	14,00%	14,00%	14,00%	14,00%	14,00%	14,00%
3	Дял на привлечен капитал	%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
4	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	8,94%	8,94%	8,94%	8,94%	8,94%	8,94%
5	Данъчни задължения	%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	%	10,93%	10,93%	10,93%	10,93%	10,93%	10,93%

Изчислената по горепосочената формула, норма на възвръщаемост на капитала на дружеството за регулаторния период 10.93 % преди данъчно облагане, е определена като средно претеглена цена на капитала при норма на възвръщаемост на собствения капитал 14 %, след данъчно облагане (корпоративния данък е 10 %, съгласно ЗКПО) и норма на възвръщаемост на привлечения капитал 8.94%.

## 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:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК + Инв \quad (2)$$

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<sub>м</sub> - 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 съответно в таблици №3,4 и 5.

### *Дейност „разпределение”*

ХИЛ.ЛВ.

№	Позиция	2010	2011	2012	2013	2014
1	Балансова стойност на ДМА	1 073	2 304	4 573	5 828	5 482
2	Балансова стойност на ДНМА	27	22	18	14	9
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на Финансирания	105	227	488	647	619
4	Необходим оборотен капитал	11	19	23	28	30
5	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>1 006</b>	<b>2 118</b>	<b>4 126</b>	<b>5 223</b>	<b>4 903</b>
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%
7	<b>Възвръщаемост</b>	<b>110</b>	<b>231</b>	<b>451</b>	<b>571</b>	<b>536</b>
8	<b>Разходи в т.ч.</b>	<b>122</b>	<b>247</b>	<b>390</b>	<b>530</b>	<b>591</b>
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	118	243	384	524	584
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	4	4	6	6	6

### *Дейност „снабдяване”*

ХИЛ.ЛВ.

№	Позиция	2010	2011	2012	2013	2014
1	Балансова стойност на ДМА	0	0	0	0	0
2	Балансова стойност на ДНМА	27	22	18	14	9

3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на Финансирания	0	0	0	0	0
4	Необходим оборотен капитал	44	70	15	178	177
5	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>71</b>	<b>92</b>	<b>33</b>	<b>192</b>	<b>186</b>
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%
7	<b>Възвръщаемост</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>21</b>	<b>20</b>
8	<b>Разходи в т.ч.</b>	<b>23</b>	<b>33</b>	<b>38</b>	<b>46</b>	<b>51</b>
8.1	Условно постоянни разходи за дейността	20	27	31	37	42
8.2	Разходи зависещи от количеството пренесен природен газ	3	6	8	9	9

**Компонента за снабдяване със СПГ**

ХИЛ.ЛВ.

№	Позиция	2010	2011	2012	2013	2014
1	Променливи разходи	311	1 288	2 156	2 542	2 388
2	Необходим оборотен капитал	39	161	270	318	298
3	<b>Възвръщаемост</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>29</b>	<b>35</b>	<b>33</b>

**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:

$$НП = Р + (РБА \times НВ) \quad (3)$$

където:

НП – 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 приходи във формула (3) са изчислени необходимите годишни приходи по години за регулаторния период, както следва:

**Дейност „разпределение”**

ХИЛ.ЛВ.

Позиция	Мярка	2010	2011	2012	2013	2014	ОБЩО
<b>НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:</b>							
Промишлени потребители	хил.лв	59	171	232	275	281	1 019
Обществени потребители	хил.лв	63	114	170	264	270	882
Битови потребители	хил.лв	110	193	438	561	575	1 878
<b>ОБЩО</b>	хил.лв	<b>232</b>	<b>479</b>	<b>841</b>	<b>1 101</b>	<b>1 126</b>	<b>3 778</b>

**Дейност „снабдяване”**

ХИЛ.ЛВ.

Позиция	Мярка	2010	2011	2012	2013	2014	ОБЩО
<b>НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:</b>							
Промишлени потребители	хил.лв	4	9	6	12	11	43

Обществени потребители	хил.лв	7	6	4	8	7	32
Битови потребители	хил.лв	20	28	32	47	52	179
<b>ОБЩО</b>	хил.лв	31	43	42	66	71	254

**Компонента за снабвяване със СПГ**

ХИЛ.ЛВ.

Позиция	Мярка	2010	2011	2012	2013	2014	ОБЩО
<b>НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ, в т.ч.:</b>							
Промишлени потребители	хил.лв	104	710	1 097	1 024	894	3 829
Обществени потребители	хил.лв	137	346	487	543	474	1 987
Битови потребители	хил.лв	75	250	601	1 010	1 052	2 988
<b>ОБЩО</b>	хил.лв.	315	1 306	2 186	2 577	2 421	8 804

Необходимите приходи са разпределени по групи потребители с коефициенти за разпределение на постоянните и променливи разходи по методика предложена от дружеството, което е в съответствие с указанията за ценообразуване.

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

**Прогнозна консумация**

ХИЛ.М<sup>3</sup>/ГОД

Позиция	Мярка	2010	2011	2012	2013	2014	ОБЩО
Промишлени потребители	хил.м <sup>3</sup> /год	252	1 725	2 846	2 846	2 846	<b>10 514</b>
Обществени потребители	хил.м <sup>3</sup> /год	332	841	1 264	1 509	1 509	<b>5 455</b>
Битови потребители	хил.м <sup>3</sup> /год	181	608	1 558	2 806	3 348	<b>8 502</b>
<b>ОБЩО</b>	хил.м <sup>3</sup> /год	<b>766</b>	<b>3 174</b>	<b>5 668</b>	<b>7 161</b>	<b>7 703</b>	<b>24 472</b>

За дейността разпределение на природен газ, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи за съответната група потребители в общата стойност на дълготрайните материални активи. Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи потребители отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление.

За дейността снабвяване 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:

<b>Коефициенти за разпределение на постоянните разходи и възвръщаемостта</b>					
Потребители	2010	2011	2012	2013	2014
Промишлени потребители	0,25	0,36	0,27	0,25	0,25
ОА и търговски	0,27	0,24	0,20	0,24	0,24
Битови потребители	0,48	0,41	0,52	0,51	0,51
<b>ОБЩО</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
<b>Коефициенти на разпределение на разходите зависещи от количествата пренесен природен газ</b>					
Потребители	2010	2011	2012	2013	2014

Промислени потребители	0,33	0,54	0,50	0,40	0,37
ОА и търговски	0,43	0,26	0,22	0,21	0,20
Битови потребители	0,24	0,19	0,27	0,39	0,43
<b>ОБЩО</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>

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

<b>Коефициенти на разпределение на възвръщаемостта</b>					
<b>Потребители</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Промислени потребители	0,33	0,54	0,50	0,40	0,37
ОА и търговски	0,43	0,26	0,22	0,21	0,20
Битови потребители	0,24	0,19	0,27	0,39	0,43
<b>ОБЩО</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
<b>Коефициенти за разпределение на постоянните разходи</b>					
<b>Потребители</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Промислени потребители	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01
ОА и търговски	0,11	0,08	0,06	0,04	0,04
Битови потребители	0,88	0,90	0,93	0,95	0,95
<b>ОБЩО</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>

Коефициентите за разпределение на необходимите приходи за компонентата за снабдяване със СПГ, са както следва:

<b>Коефициенти на разпределение на възвръщаемостта и разходите за снабдяване със СПГ</b>					
<b>Потребители</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Промислени потребители	0,33	0,54	0,50	0,40	0,37
ОА и търговски	0,43	0,26	0,22	0,21	0,20
Битови потребители	0,24	0,19	0,27	0,39	0,43
<b>ОБЩО</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>

### **ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЦЕНИ**

Цените са определени за петгодишен регулаторен период с продължителност 2010г. - 2014 г. включително.

Цената за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, 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.

Цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и снабдяване с природен газ са изчислени в резултат на заместване на стойностите в модела за цени

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 6, чл. 30, ал. 1, т. 6а, т. 7 и т. 8 от Закона за енергетиката, чл. 4, ал. 1, т. 2, б. „а”, чл. 19, 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”, приети с протоколно решение на ДКЕВР №11/24.01.2008г., т. 8,

## ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.09.2010 г., на „Неврокоп-Газ” АД цени, приложими на територията на община Гоце Делчев при продължителност на регулаторния период 2010г. - 2014 г. включително, както следва:

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

##### 1. Промишлени потребители:

до 100 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	118.79 лева/1000 м <sup>3</sup> (12,77 лв./MWh);
до 200 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	110.95 лева/1000 м <sup>3</sup> (11,93 лв./MWh);
до 400 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	107.73 лева/1000 м <sup>3</sup> (11,58 лв./MWh);
до 600 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	99.44 лева/1000 м <sup>3</sup> (10,69 лв./MWh);
над 600 000 н.м <sup>3</sup> /год.	76.02 лева/1000 м <sup>3</sup> (8,17 лв./MWh);

##### 2. Обществено-административни и търговски потребители:

до 10 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	187.71 лева/1000 м <sup>3</sup> (20,18 лв./MWh);
до 20 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	175.44 лева/1000 м <sup>3</sup> (18,86 лв./MWh);
до 50 000 н.м <sup>3</sup> /год. вкл.	164.92 лева/1000 м <sup>3</sup> (17,73 лв./MWh);
над 50 000 н.м <sup>3</sup> /год.	154.15 лева/1000 м <sup>3</sup> (16,57 лв./MWh);

##### 3. Битови потребители:

- 228.51 лева/1000 м<sup>3</sup> (24,56 лв./MWh).

#### 4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3, са както следва:

Необходими годишни приходи за регулаторния период по години, както следва: за 2010 г. – 232 хил. лв., за 2011 г. – 479 хил. лв., за 2012 г. – 841 хил. лв., за 2013 г. – 1 101 хил. лв., за 2014 г. – 1 126 хил. лв.;

Регулаторна база на активите за регулаторния период по години, както следва: за 2010 г. – 1 006 хил. лв., за 2011 г. – 2 118 хил. лв., за 2012 г. – 4 126 хил. лв., за 2013 г. – 5 223 хил. лв., за 2014 г. – 4 903 хил. лв.;



**Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 10.93 %.**

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

**1. Промишлени потребители:**

- 372,29 лева/1000 м<sup>3</sup> (40,01 лв./MWh);

**2. Обществено-административни и търговски потребители:**

- 374.94 лева/1000 м<sup>3</sup> (40,30 лв./MWh);

**3. Битови потребители:**

- 377.26 лева/1000 м<sup>3</sup> (40,55 лв./MWh);

**4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1., т. 2. и т.3., са както следва:**

**Необходими годишни приходи за регулаторния период по години, както следва:**  
за 2010г. – 346 хил. лв., за 2011г. – 1 349 хил.лв., за 2012г. – 2 228 хил.лв., за 2013г. – 2 643 хил.лв., за 2014г. – 2 492 хил.лв.;

**Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 10.93 %.**

**III. Цени без ДДС за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев**

**1. Промишлени потребители:**

- 2 872.80 лева/потребител;

**2. Обществено-административни и търговски потребители:**

- 1 909.80 лева/потребител;

**3. Битови потребител**

- 351.20 лева/потребител.

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

**ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**/В. Кирчев/**



**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**/Е. Савева/**