

Број: 299/2011-Д-02  
Датум: 13.09.2011.

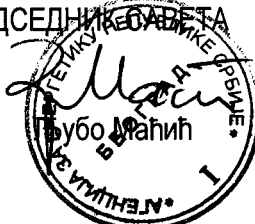
Мишљење  
13.09.2011.

ЈП „ИНГАС“ Инђија  
Блок 63, објект 14/2  
23320 Инђија  
факс: 022/560 862

Поштовани,

У прилогу Вам достављамо Мишљење на Предлог одлуке о утврђивању цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса, који сте нам доставили дописом од 05.09.2011. године (заведено у Агенцији под бројем 299/2011-Д-02 од 05.09.2011. године).

ПРЕДСЕДНИК САВЕТА  
Трубо Рађић



У складу са чланом 66. став 5. Закона о енергетици („Службени гласник РС“, бр. 84/04 ), а у вези са чланом 207 Закона о енергетици („Службени гласник РС“, бр. 57/11) и чланом 12. тачка 8. Статута Агенције за енергетику Републике Србије („Службени гласник РС“, број 52/2005), Савет Агенције за енергетику Републике Србије, на 163. седници од 13.09.2011. године, разматрао је предлог цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса ЈП „Ингас“, Инђија, и даје следеће

## МИШЉЕЊЕ

1. ЈП „Ингас“, Инђија, - оператор дистрибутивног система за природни гас, доставило је својим дописом од доставило је својим дописом од 02.09.2011. године (допис заведен у Агенцији под бројем 299/2011-Д-02 од 05.09.2011.) на мишљење предлог цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса, које износе:

Категорије корисника	Групе корисника	Тарифни став „енергент“ (дин/м <sup>3</sup> )	Тарифни став „капацитет“ (дин/м <sup>3</sup> /дан/година)
Категорија 1 p < 6 bar	Домаћинства	5,91	
	Остали корисници	3,91	170,04
Категорија 2 6 ≤ p < 16 bar	Неравномерна потрошња	3,37	97,81
	Равномерна потрошња	3,37	110,02

2. У поступку оцене оправданости трошкова пословања, као и висине планиране стопе повраћаја на регулисана средства који се, сагласно Закону о енергетици и Методологији за одређивање тарифних елемената за израчунавање цена приступа и коришћења система за дистрибуцију природног гаса („Службени гласник РС“, 68/06, 1/07, 100/08, 116/08 и 64/10) признају енергетским субјектима при образовању цена, Агенција је на основу приложене документације и података достављених уз предлог цена, утврдила да је ЈП „Ингас“, Инђија, при образовању цене за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса:

- обрачунао максимално одобрени приход за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом и извршио алокацију максимално одобрених прихода на тарифне елементе применом критеријума и мерила утврђених Методологијом за одређивање тарифних елемената за израчунавање цена приступа и коришћења система за дистрибуцију природног гаса („Службени гласник РС“, 68/06, 1/07, 100/08, 116/0 и 64/10);
- исказао цене за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса по тарифним ставовима на начин утврђен Тарифним системом за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса („Службени гласник РС“, 1/07);
- стопу повраћаја на регулисана средства обрачунао у висини од 7,50% за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом, и то применом реалне цене сопственог капитала пре опорезивања од 10,00%, пондерисане просечне цене позајмљеног капитала од 5,10%, учешћа сопственог капитала у финансирању регулисаних средстава од 40,00%, учешћа позајмљеног

капитала у финансирању регулисаних средстава од 60,00% и стопе пореза на добит од 10,00%.

3. Полазећи од наведених констатација и свеобухватне анализе приложене документације и података, Агенција је закључила:

- да су сви елементи релевантни за утврђивање оправданих трошкова пословања и максимално одобреног прихода за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом реално исказани и стога је мишљења да се могу сматрати оправданим;
- да су предложене стопе повраћаја на нивоу уобичајених стопа у земљама са сличним условима и ризицима пословања за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом за природни гас.

4. Ставови Агенције изнети у овом мишљењу, детаљније су образложени у анализи енергетско – техничких карактеристика система за дистрибуцију природног гаса и управљање дистрибутивним системом за природни гас, као и економско – финансијских показатеља и као аналитичка основа су прилог овог мишљења.

Број: 348/2011-Д-1/42  
Београд, 13.09.2011. године



## АНАЛИТИЧКА ОСНОВА

### за оцену и давање мишљења о ценама за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса

#### Уводне напомене

У складу са чланом 66. став 5. Закона о енергетици („Службени гласник РС“, бр. 84/04 ), а у вези са чланом 207 Закона о енергетици („Службени гласник РС“, бр. 57/11), ЈП „Ингас“, Инђија као оператор дистрибутивног система за природни гас, доставио је Агенцији за енергетику Републике Србије (Агенција) на давање мишљења предлог цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса (допис заведен у Агенцији под бројем 299/2011-Д-02 од 05.09.2011. године).

У прилогу наведеног дописа достављен је предлог цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса, попуњене табеле по захтеву Агенције и пратећа документација.

ЈП „Ингас“, Инђија је, у претходном поступку, пре достављања поменутог предлога, извршио више корекција обрачуна и доставио Агенцији сва тражена образложења, документацију и додатне податке.

#### Полазне основе

Све енергетско – техничке и економско - финансијске табеле приложене уз предлог цена на захтев Агенције, за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом, предметни подносилац предлога је формално – технички правилно попунио. Економско – финансијска анализа предложених цена односи се на анализу сваког појединачног елемента формуле за израчунавање максимално одобреног прихода, као и на формално - техничку исправност алокације предметних максимално одобрених прихода на тарифне елементе (односно израчунавање цена по тарифним ставовима).

У поступку економско – финансијске анализе предлога цена узето је у обзир и следеће:

- Подносилац захтева има правну форму јавног предузећа и ималац је лиценци за обављање три енергетске делатности, а поред тога не обавља неенергетске делатности,
- Подносилац захтева је у складу са чланом 19. Закона извршио интерно раздвајање књиговодствених рачуна по делатностима и саставио је и Агенцији доставио билансе стања и билансе успеха по делатностима, као и Извештај независног ревизора о извршеној ревизији финансијских извештаја подносиоца захтева за 2009. годину. Интерно раздвајање књиговодствених рачуна по делатностима извршено је на начин који Агенција оцењује као коректан и прихватљив. С тим у вези, сви подаци који су у економско – финансијским табелама наведени за 2009. годину, усклађени су са подацима из биланса стања и биланса успеха за 2009. годину за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом. Такође, алокација заједничких позиција биланса стања и биланса успеха, а које имају утицаја на формирање максимално одобреног прихода за енергетске делатности

дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом, извршена је коректно, односно подносилац захтева је коректно дефинисао кључеве за расподелу заједничких билансних позиција у регулаторном периоду и доставио Агенцији прихватљива образложења (рачунице) за одабране кључеве.

### **Опис дистрибутивног система**

ЈП „ИНГАС“, Инђија обавља делатност дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом који чине 333 km дистрибутивне мреже (54 km гасовода од челика на мрежи притиска и 279 km од полиетилена на мрежи проитиска од ) за 10 насељених места са 8.886 активних места испоруке на почетку 2010. године, од чега је 8.584 домаћинства и 302 правна лица.

### **Количине природног гаса планиране за дистрибуцију**

Трошкови који улазе у обрачун максимално одобреног прихода се утврђују на основу података о планираним количинама природног гаса које ће се испоручити са дистрибутивног система.

Тарифни елемент „енергент“ - 17.946.480 m<sup>3</sup> је укупна планирана количина природног гаса за испоруку тарифним купцима у 2010. години. Тарифни елемент енергент је правилно израчунат и износи по групама: Категорија 1: 9.905.580 m<sup>3</sup> домаћинства и 2.580.000 m<sup>3</sup> остали купци. Категорија 2: 1.775.900 m<sup>3</sup> неравномерна потрошња и 3.685.000 m<sup>3</sup> равномерна потрошња.

Тарифни елемент „енергент“ за 2010 годину је за 3,6 % мањи него приликом претходног одобравања цена када је износио 18.616.000 m<sup>3</sup> и 18,2 % већи у односу на реализацију у 2009. години од 15.187.298 m<sup>3</sup>.

Тарифни елемент „капацитет“ - 168.808 m<sup>3</sup>/дан/год. је за 2010. годину усвојен на основу података из 2009. године. Тарифни елемент капацитет је правилно израчунат и износи по групама: Категорија 1: 102.931 m<sup>3</sup>/дан/год за домаћинства и 33.011 m<sup>3</sup>/дан/год. за остале купце. Категорија 2: 15.946 m<sup>3</sup>/дан/год за неравномерну потрошњу и 16.920 m<sup>3</sup>/дан/год. за равномерну потрошњу.

Тарифни елемент „капацитет“ за 2010 годину је за 10,8 % већи него приликом претходног одобравања цена када је износио 152.383 m<sup>3</sup>/дан/год.

### **Планирани губици природног гаса за 2010.год.**

Губици природног гаса у дистрибутивном систему су планирани за 2010.годину у износу од 1,30%, јер није прихваћен предлог дистрибутера од 2,1%. Реализоване стопе губитака су 1,82% у 2009. години и 1,41 % у 2008. години. Другачији начин обрачуна радне температуре гаса и атмосферског притиска код мерних уређаја без коректора притиска и температуре од 01.02.2010. године ће утицати на смањење стопе губитака код ЈКП „Ингас“ Инђија од око 0,5%. На основу наведеног Агенција је одредила, а дистрибутер прихватио, да максималана стопа губитака буде 1,3% за 2010. годину.

### **Потрошња природног гаса за сопствене потребе**

Планирана потрошња природног гаса за грејање сопствених просторија у 2010. години износи 7.230 m<sup>3</sup>, што је у складу са потрошњом у 2009. години од 6.303 m<sup>3</sup>.

## Оперативни трошкови

Економско – финансијска анализа оперативних трошкова уважила је пројектовану стопу инфлације за 2010. годину од 6,0%, као и да је планирана дистрибуирана количина природног гаса у регулаторном периоду већа за 18,2% у односу на остварење у претходној години, а што све има утицаја на планиране оперативне трошкове у регулаторном периоду.

Укупни оперативни трошкови планирани су у регулаторном периоду за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у износу од 48.914.000 динара (за 7% више у односу на остварење у претходној години). За енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас нису планирани оперативни трошкови у регулаторном периоду. Структура оперативних трошкова је приказана у следећој табели:

(у 000 динара)

Р/б	Позиција	Биланс успеха за 2009. годину	Оправдани трошкови за 2009. годину	Планирано за 2010. годину	Индекс
1	2	3	4	5	6(5/4)
1.	Трошкови материјала	9.437	8.303	8.099	97,5%
1.1.	Трошкови материјала за израду	1.135			
1.2.	Трошкови осталог материјала (режијског)	6.741	6.741	6.485	96,2%
1.3.	Трошкови горива и енергије	1.562	1.562	1.614	103,3%
2.	Трошкови зарада, накнада зарада и остали лични расходи	29.052	27.575	29.359	106,5%
2.1.	Трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	18.904	18.501	20.371	110,1%
2.2.	Трошкови пореза и доприноса на зараде и накнаде зарада на терет послодавца	3.404	3.332	3.668	110,1%
2.3.	Трошкови накнада по уговору о делу	86	86	74	85,9%
2.4.	Трошкови накнада по ауторским уговорима				
2.5.	Трошкови накнада по уговору о привременим и повременим пословима	1.354	1.354	1.235	91,2%
2.6.	Трошкови накнада физичким лицима по основу осталих уговора	2.795	2.795	2.334	83,5%
2.7.	Трошкови накнада члановима управног и надзорног одбора	617	617	622	100,8%
2.8.	Остали лични расходи и накнаде	1.892	890	1.055	118,6%
3.	Трошкови производних услуга	5.774	3.285	3.611	109,9%
3.1.	Трошкови услуга на изради учинака	2.489			
3.2.	Трошкови транспортних услуга	568	568	511	90,0%
3.3.	Трошкови услуга одржавања	1.939	1.939	2.352	121,3%
3.4.	Трошкови закупнина	248	248	236	95,2%
3.5.	Трошкови сајмова				
3.6.	Трошкови рекламе и пропаганде	247	247	258	104,6%
3.7.	Трошкови истраживања				
3.8.	Трошкови развоја који се не капитализују				
3.9.	Трошкови осталих услуга	283	283	254	89,8%
4.	Нематеријални трошкови	6.535	6.535	7.846	120,1%
4.1.	Трошкови непроизводних услуга	4.805	4.805	6.028	125,5%

4.2.	Трошкови репрезентације				
4.3.	Трошкови премија осигурања	1.155	1.155	1.117	96,7%
4.4.	Трошкови платног промета	73	73	76	103,2%
4.5.	Трошкови чланарина	126	126	117	92,5%
4.6.	Трошкови пореза	279	279	310	111,3%
4.7.	Трошкови доприноса				
4.8.	Остали нематеријални трошкови	97	97	198	204,9%
5.	Део резервисања за накнаде и друге бенефиције запослених а који се исплаћују у регулаторном периоду				
6.	Укупно (1 + 2 + 3 + 4+5)	50.799	45.697	48.914	107,0%

Као полазна основа за оцену оправданости оперативних трошкова у регулаторном периоду коришћени су остварени оперативни трошкови у претходној години а чију оправданост је ценила Агенција. У односу на остварене оперативне трошкове који су исказани у Билансу успеха за 2009. годину за делатност дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом за природни гас кориговани су следећи оперативни трошкови који нису у директној функцији обављања предметних енергетских делатности или чији се износ не може оценити као оправдан:

- «Трошкови материјала за израду» су умањени за 1.135.000 динара, «Трошкови зарада и накнада зарада (брото)» су умањени за 403.000 динара, «Трошкови пореза и доприноса на зараде и накнаде зарада на терет послодавца» су умањени за 72.000 динара и «Трошкови услуга на изради учинака» су умањени за 2.489.000 динара који не могу бити признати као оправдани оперативни трошкови, јер се односе на материјал и радове за изградњу система за дистрибуцију природног гаса и прикључака у сопственој режији и не представљају оперативне трошкове у смислу Методологије.
- «Трошкови добровољног додатног пензијског и инвалидског осигурања» су умањени за 1.002.000 динара који не могу бити признати као оправдани оперативни трошкови периода.

Економско – финансијска анализа појединачних оперативних трошкова нарочито је фокусирана на трошкове код којих је предвиђено значајније повећање у регулаторном периоду у односу на остварење у претходној години и који су планирани у значајнијем апсолутном износу, а то су:

- „Остали лични расходи и накнаде“ планирани су у регулаторном периоду у износу од 1.055.000 динара што је за 18,6% више од остварења у 2009. години. До раста ових трошкова је дошло услед раста „Трошкова превоза на радно место и са радног места“ и „Свих других осталих личних расхода и накнада“ чија планирана висина одговара износу оствареног трошка у 2010. години, па се планирана висина овог трошка у регулаторном периоду може сматрати оправданом и прихватљивом.
- „Трошкови услуга одржавања гасоводног система“ планирани су у регулаторном периоду у износу од 1.963.000 динара што је за 30% више од остварења у 2009. години. Подносилац захтева је првобитно планирао висину овог трошка у износу од 1.000.000 динара, али је на предлог Агенције (имајући у виду да је овај трошак остварен у износу од 3.977.000 динара у 2010. години) усвојен предложени износ чија висина се у регулаторном периоду може сматрати оправданом и прихватљивом.

- „Трошкови непроизводних услуга“ планирани су у регулаторном периоду у износу од 6.028.000 динара што је за 25,5% више од остварења у 2009. години. Подносилац захтева је првобитно планирао висину овог трошка у износу од 4.212.000 динара, али је на предлог Агенције (имајући у виду да је овај трошак остварен у износу од 6.292.000 динара у 2010. години) усвојен предложени износ чија висина се у регулаторном периоду може сматрати оправданом и прихватљивом.
- „Трошкови добровољног додатног пензијског и инвалидског осигурања“ нису планирани у регулаторном периоду.

На основу свега напред наведеног, предложени оперативни трошкови у регулаторном периоду се могу сматрати оправданим и прихватљивим.

### **Трошкови амортизације**

Трошкови амортизације планирани су у регулаторном периоду за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у износу од 15.649.000 динара. За енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас нису планирани трошкови амортизације у регулаторном периоду.

Трошкови амортизације постојећих средстава планирани су у регулаторном периоду у износу од 15.274.000 динара. Трошкови амортизације средстава која ће бити активирана у регулаторном периоду планирани су у износу од 375.000 динара и правилно су обрачунати у складу са планираним активирањем средстава у регулаторном периоду и дефинисаним процењеним корисним веком средстава која ће бити активирана у регулаторном периоду.

Према општем акту о рачуноводству и рачуноводственим политикама подносиоца захтева, трошкови амортизације се обрачунавају пропорционалном методом у процењеном корисном веку трајања средстава.

На основу свега напред наведеног, предложени трошкови амортизације у регулаторном периоду се могу сматрати оправданим и прихватљивим.

### **Стопа повраћаја на регулисана средства**

Стопа повраћаја на регулисана средства у регулаторном периоду је обрачуната за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у висини од 7,5% и то применом реалне цене сопственог капитала после опорезивања од 10,00% а коју Агенција оцењује као прихватљиву, пондерисане просечне реалне цене позајмљеног капитала од 5,10% а која се креће у границама обазриво и рационално позајмљених средстава, прописаног учешћа сопственог капитала у финансирању регулисаних средстава од 40,00%, прописаног учешћа позајмљеног капитала у финансирању регулисаних средстава од 60,00% и стопе пореза на добит од 10,00%.

По овом основу у максимално одобреном приходу за енергетску делатност дистрибуције природног гаса укључен је износ од 2.522.000 динара.

На основу свега напред наведеног, предложена стопа повраћаја на регулисана средства од 7,50% се може сматрати оправданом и прихватљивом, нарочито имајући у виду неопходност даљег развоја система за дистрибуцију природног гаса у земљи.



## Регулисана средства

Регулисана средства у регулаторном периоду планирана су за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у износу од 33.622.000 динара. За енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас нису планирана регулисана средства у регулаторном периоду.

Приликом економско – финансијске анализе регулисаних средстава у регулаторном периоду треба имати у виду следеће:

- Вредност регулисаних средстава на почетку регулаторног периода износи 249.113.000 динара. Износ нето вредности средстава на почетку регулаторног периода, а која је основ за утврђивање вредности регулисаних средстава на почетку регулаторног периода одговара износу исказаном у пословним књигама подносиоца захтева на дан 31.12.2009. године за енергетску делатност дистрибуције природног гаса. Према информацији подносиоца захтева није вршена процена вредности средстава.
- Нето вредност средстава прибављених без накнаде на почетку регулаторног периода износи 201.246.000 динара (90,6% нето вредности система за дистрибуцију гаса који је активиран). Подносилац захтева је доставио адекватно образложење наведеног износа које се може сматрати прихватљивим.
- Вредност регулисаних средстава на крају регулаторног периода износи 33.099.000 динара и правилно је израчуната у складу са Методологијом.

На основу свега напред наведеног, предложена вредност регулисаних средстава у регулаторном периоду се може сматрати оправданом и прихватљивом.

## План улагања

ЈП „ИНГАС“, Инђија нема усвојен петогодишњи план развоја, што отежава анализу оправданости инвестиција.

Програмом пословања ЈП „ИНГАС“, Инђија за 2010. годину предвиђене су следеће инвестиције: Разводни полиетиленски гасовод димензије ПЕ 90 и ПЕ 110 за другу фазу изградње гасификације Блока 11 у Инђији у дужини од 1.000 метара, испорука и монтажа МРС за спортску халу у Инђији и доградња система даљинског читавања потрошње гаса за нове индустријске потрошаче у деловима где већ постоји изведена инфраструктура за систем даљинског читавања.

Укупна улагања у регулаторном периоду планирана су за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у износу од 17.725.000 динара. За енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас нису планирана улагања у регулаторном периоду.

У претходној години у енергетској делатности дистрибуције природног гаса уложено је 19.305.000 динара (7,2% или 1.396.000 динара из сопствених средстава, 81,5% или 15.732.000 динара из средстава потрошача и 11,3% или 2.177.000 динара из донација по основу прибављања без накнаде). У претходној години у енергетској делатности управљања дистрибутивним системом за природни гас није било улагања.

У изворима финансирања планираних улагања у регулаторном периоду сопствена средства учествују са 2.341.000 динара (или 13,2%) и средства потрошача са 15.383.000 динара (или

86,8%). Сопствена средства као извор финансирања планираних улагања у регулаторном периоду су мања од планираног трошка амортизације у регулаторном периоду. Планирана улагања у регулаторном периоду су исправно унета у обрачун регулисаних средстава и планирано је њихово активирање у регулаторном периоду у целокупном износу .

На основу свега напред наведеног, извори финансирања планираних улагања у регулаторном периоду се могу сматрати оправданим и прихватљивим.

### **Трошкови за надокнаду губитака**

Трошкови за надокнаду губитака у регулаторном периоду планирани су за енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас у износу од 7.887.000 динара. Пондерисана просечна набавна цена природног гаса за покриће губитака у регулаторном периоду (укључујући и све зависне трошкове набавке природног гаса) исказана је у износу од 33,3783 дин/м<sup>3</sup>, а што је заправо пондерисана просечна продајна цена природног гаса трговца природним гасом ради снабдевања тарифних купаца.

На основу свега напред наведеног, предложени трошкови за надокнаду губитака у регулаторном периоду за енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас се могу сматрати оправданим и прихватљивим.

### **Остали приходи**

Остали приходи у регулаторном периоду планирани су за енергетску делатност дистрибуције природног гаса у износу од 2.373.000 динара (за 10% више у односу на остварење у претходној години) и односе се на планиране приходе од издатих техничких услова и сагласности лицима која нису купци, приходе од услуга купцима (приходи од поновног укључења, сагласности и сл.) и прихода од годишњег прегледа инсталација. За енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас нису планирани остали приходи у регулаторном периоду.

На основу свега напред наведеног, предложени остали приходи у регулаторном периоду се могу сматрати оправданим и прихватљивим.

### **Корекциони елемент**

Корекциони елемент за енергетску делатност дистрибуције природног гаса правилно је обрачунат у складу са Методологијом у износу од 23.018.000 динара. Корекциони елемент је обрачунат за део првог регулаторног периода у коме су се регулисане цене примењивале (од 01.04. до 31.12.2009. године). Корекциони елемент је са једне стране последица већих остварених оперативних трошкова (у највећем делу трошкова запослених) и амортизације (због разлика у подели средстава по делатностима приликом првог одобравања цена и остварења 2009. године) и мањих остварених осталих прихода (приликом првог одобравања цена у структуру осталих прихода ушли су и приходи од прикључака и активирања учинака који су искључени из остварења 2009. године) а са друге стране последица мањег остварења дистрибуираних количина природног гаса у претходном регулаторном периоду у односу на количине природног гаса које су као тарифни елемент коришћене у израчунавању регулисаних цена за први регулаторни период..

Корекциони елемент за енергетску делатност управљања дистрибутивним системом за природни гас правилно је обрачунат у складу са Методологијом у износу од 426.000 динара. Корекциони елемент је обрачунат за део првог регулаторног периода у коме су се регулисане цене примењивале (од 01.04. до 31.12.2009. године).

На основу свега напред наведеног, корекциони елементи за претходни регулаторни период за предметне енергетске делатности обрачунати су у складу са Методологијом и могу се сматрати оправданим и прихватљивим.

### Предложени максимално одобрени приход

Максимално одобрени приход у регулаторном периоду обрачунат је у складу са достављеним техничким податком о степену искоришћености дистрибутивног система (СИДС<sub>т</sub>), и према предлогу подносиоца захтева за енергетске делатности дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом за природни гас, приказан је у следећој табели:

Редни број	Позиција	Скраћенице	Дистрибуција природног гаса	Управљање дистрибутивним системом за природни гас
1.	Оперативни трошкови	ОТ <sub>т</sub>	48.914	-
2.	Трошкови амортизације	А <sub>т</sub>	15.649	-
3.	Стопа повраћаја на регулисана средства	ППЦК	7,50%	-
4.	Регулисана средства	РС <sub>т</sub>	33.622	-
5.	Трошкови за надокнаду губитака у систему за дистрибуцију природног гаса	Г <sub>т</sub>	-	7.887
6.	Остали приходи	ОП <sub>т</sub>	2.373	-
7.	Корекциони елемент	КЕ <sub>т</sub>	23.018	426
8.	Максимално одобрени приход:	МОП <sub>т</sub>	87.730	8.313

### Цене за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса

Алокација предложених максимално одобрених прихода предметних енергетских делатности на тарифне елементе (односно израчунавање цена по тарифним ставовима) извршена је у складу са Тарифним системом за обрачун природног гаса за тарифне купце („Службени гласник РС“, 1/07).

Ради целовитог сагледавања економско – финансијских ефеката који су последица обрачуна цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса подносиоца захтева као оператора дистрибутивног система за природни гас, у наставку је приказан упоредни преглед постојећих и предложених тарифних ставова и просечних цена за приступ и коришћење система за дистрибуцију природног гаса:

Категорије корисника	Групе корисника	Тарифни став „енергент“ (дин/м <sup>3</sup> )		Тарифни став „капацитет“ (дин/м <sup>3</sup> /дан/година)	
		Постојеће цене	Предложене цене	Постојеће цене	Предложене цене
Категорија 1 p < 6 bar	Домаћинства	2,72	5,91		
	Остали корисници	1,82	3,91	97,69	170,04
Категорија 2 6 ≤ p < 16 bar	Неравномерна потрошња	1,54	3,37	84,80	97,81
	Равномерна потрошња	1,54	3,37	62,75	110,02

Категорије корисника	Групе корисника	Просечне постојеће цене у дин/м <sup>3</sup>	Просечне предложене цене у дин/м <sup>3</sup>	Индекс
Категорија 1 p < 6 bar	Домаћинства	2,72	5,91	217,1
	Остали корисници	2,80	6,09	217,4
Категорија 2 6 ≤ p < 16 bar	Неравномерна потрошња	2,36	4,25	180,3
	Равномерна потрошња	1,87	3,88	207,1
Просечна цена у дин/м <sup>3</sup>		2,44	5,35	218,9

Напомена: Просечна цена прерачуната у дин/м<sup>3</sup> која је приказана у табели има искључиво информативни карактер (ради упоредивости података).