

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
об утверждении Методологии расчета, утверждения
и применения тарифов на природный газ

N 352 от 01.10.2009

Мониторул Официал N 163-164/737 от 13.11.2009

* * *

Зарегистрировано:
Министр юстиции

Александру

ТЭНАСЕ

№ 716 от 5 ноября 2009 г.

В целях надежного обеспечения потребителей природным газом по тарифам, рассчитанным исходя из реальных, строго необходимых затрат для приобретения по импорту, транспортировки, распределения и поставки газа потребителям, создания равных условий для деятельности всех участников рынка природного газа путем установления единой методики расчета и применения тарифов и во исполнение ст.6, ст.7 и ст.34 Закона о газе № 136-XIV от 17.09.1998 г. (Официальный монитор Республики Молдова, 1998, № 111-113, ст.679) Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Методологию расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ (прилагается).

2. Признать утратившей силу Методологию расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ, утвержденную Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 122 от 25.03.2004 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2004, № 53-55, ст.132).

АДМИНИСТРАТИВНЫЙ СОВЕТ НАРЭ:
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

Вадим ЧЕБАН

Директор
Директор

Николае Трибой
Анатолий Бурлаков

Кишинэу, 1 октября 2009 г.
№ 352.

Утверждена
Постановлением Административного
совета НАРЭ
№ 352 от 1 октября 2009 г.

МЕТОДОЛОГИЯ
расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Методология расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ разработана в соответствии с положениями Закона о газе № 136-XIV от 17.09.1998 г. (Официальный монитор Республики Молдова, 1998, № 111-113, ст.679), Национальными стандартами бухгалтерского учета (НСБУ), утвержденными Приказом Министерства финансов № 174 от 25.12.1997 (Официальный монитор Республики Молдова, 1997, № 88-

91, ст.182) и имеет своей целью установление единой методики расчета, утверждения и применения тарифов на услуги по транспортировке, распределению и поставке природного газа потребителям.

2. Методология устанавливает:

- 1) Структуру и порядок определения регулируемых доходов и расходов.
- 2) Порядок расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов.
- 3) Порядок уточнения тарифов в течение срока действия Методологии.

3. Механизм, применяемый при определении и регулировании тарифов, основывается на соответствии тарифов следующим критериям:

а) надежное обеспечение потребителей природным газом по реальным затратам, строго необходимым для приобретения, транспортировки, распределения и отпуска газа потребителям;

б) возмещение затрат предприятий природного газа, необходимых для соответствующей эксплуатации производственных единиц, нормального осуществления регулируемой деятельности, обеспечения безопасности отрасли природного газа и защиты окружающей среды;

с) осуществление предприятиями природного газа эффективной и прибыльной деятельности, что обеспечит им возможность возмещения финансовых средств, инвестируемых в развитие, модернизацию и реконструкцию производственных мощностей.

4. Настоящая Методология регламентирует порядок расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ для деятельности по транспортировке, распределению и поставке природного газа по регулируемым тарифам. Настоящая Методология предусматривает установление в отрасли природного газа следующих регулируемых тарифов:

- а) на транспортировку природного газа;
- б) на распределение природного газа;
- с) на поставку природного газа;
- д) средний тариф на природный газ, отпускаемый АО "Молдовагаз" с газораспределительных станций;
- е) на природный газ, отпускаемый конечным потребителям.

5. В настоящей Методологии используются следующие понятия:

регулируемые затраты – расходы и затраты обладателя лицензии, относящиеся к одному регулируемому году и признанные НАРЭ строго необходимыми, для осуществления деятельности, предусмотренной в лицензии;

регулируемые затраты на капитал – затраты обладателя лицензии, касающиеся износа основных средств и амортизации нематериальных активов, которые непосредственно используются в регулируемой деятельности, и признанные НАРЭ в тарифных целях;

финансовые отклонения – стоимостная составляющая корректировки доходов обладателя лицензии за текущий год, вытекающая из разницы между параметрами, запланированными при расчете тарифов и реально зарегистрированными в предыдущем периоде регулирования. Данные отклонения определяются на основе разницы, полученной в предыдущем периоде регулирования в результате реального изменения следующих параметров по сравнению с теми, которые были включены при расчете тарифов: закупочная цена; обменный курс национальной валюты; объем приобретенного, транспортированного, распределенного и отпущенного потребителям природного газа; объем и тарифы на транзит природного газа в другие страны; изменение затрат непосредственно принятых предприятием; показатели уточнения базовых затрат; прибыль, предусмотренная для реализации инвестиционного плана. В финансовые отклонения также включается разница между нормативным технологическим расходом и потерями природного газа в транспортных и распределительных сетях, рассчитанными в

начале и в конце текущего года, в соответствии с утвержденными методологиями их расчета и с учетом положений, предусмотренных в разделе II настоящей Методологии;

тариф на транспортировку природного газа – стоимость услуг, оказываемых обладателями лицензий на транспортировку природного газа, по резервированию транспортных мощностей, получению природного газа на пунктах входа в транспортную систему, транспортировке, в том числе транзиту природного газа по транспортной системе, и передаче газа внутренним и внешним поставщикам природного газа или потребителям на пунктах выхода из газотранспортной системы. Тариф на транспортировку устанавливается на 1000 м³ природного газа, не включает НДС и стоимость транспортируемого природного газа;

тариф на распределение природного газа – стоимость услуг, оказываемых обладателями лицензий на распределение природного газа, по использованию газораспределительной системы в целях приема природного газа из транспортной системы, подаче природного газа через газораспределительную систему и его поставке на пункты разграничения с конечными потребителями или другим поставщикам природного газа. Тариф на услуги по распределению природного газа устанавливается на 1000 м³ природного газа, не включает НДС и стоимость распределенного природного газа;

тариф на поставку природного газа – стоимость услуг, оказываемых обладателями лицензий, на поставку природного газа по регулируемым тарифам, связанным с закупкой природного газа и его реализацией конечным потребителям или другим поставщикам на договорной основе. Тариф на поставку газа устанавливается на 1000 м³ природного газа без учета НДС и стоимости поставленного природного газа;

средний тариф на природный газ, отпускаемый АО “Молдовагаз” с газораспределительных станций (ГРС) – стоимость услуг, оказываемых обладателем лицензии на поставку природного газа (АО “Молдовагаз”), по отпуску природного газа с ГРС. Указанный тариф устанавливается на 1000 м³ природного газа, включает стоимость отпущенного природного газа, стоимость услуг по транспортировке указанного газа по транспортным сетям, но не включает НДС;

тариф на природный газ, отпускаемый конечным потребителям, – стоимость, по которой потребителям поставляется природный газ в стандартных условиях давления, температуры и качества, согласно ГОСТ 5542. Данный тариф устанавливается на 1000 м³ природного газа, включает средний тариф на природный газ, отпускаемый АО “Молдовагаз” с ГРС, и тариф на распределение и поставку природного газа потребителям и не включает НДС;

транзит – транспортировка природного газа по газотранспортным сетям, поступающего из одного государства и предназначенного другому государству;

регулируемый доход – доход обладателя лицензии, относящийся к одному календарному году регулирования, признанный НАРЭ строго необходимым для покрытия всех регулируемых затрат обладателя лицензии и получения разумной рентабельности (прибыли) в зависимости от вложенного капитала в развитие регулируемой деятельности.

II. РАСЧЕТ ТАРИФОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

6. Величина применяемых в газовой отрасли тарифов должна обеспечить получение регулируемыми предприятиями доходов, строго необходимых для покрытия реальных затрат по приобретению природного газа, оказанию услуг по транспортировке, распределению и поставке природного газа потребителям, а также обеспечить получение поставщиками услуг разумной рентабельности (прибыли), определяемой в соответствии с положениями п.30 Методологии.

7. Тариф на транспортировку природного газа определяется согласно формуле:

$$TT_j = \frac{VRT_j}{VGT_j} \quad (1),$$

где:

TT_j – тариф на транспортировку природного газа в “j” году, леев/1000 м³;

VRT_j – регулируемый доход обладателя лицензии на деятельность по транспортировке природного газа в “j” году;

VGT_j – объем природного газа, транспортируемого обладателем лицензии на деятельность по транспортировке природного газа в течение года “j”, тыс.м³. Данный объем включает как объем природного газа, транспортируемого для нужд страны, так и объем природного газа, транзитируемого в другие страны и измеряемого на пунктах выхода из газотранспортной сети. То есть:

$$VGT_j = VGTN_j + VGTR_j \quad (2),$$

где:

$VGTN_j$ – объем природного газа, транспортируемого для нужд страны в течение года “j”. Данный объем рассчитывается согласно формуле:

$$VGTN_j = VGP_j - VPT_j = VFGT_j \quad (3),$$

где:

VGP_j – общий объем природного газа, приобретенного в течение года “j” для нужд страны;

VPT_j – нормативные технологические расходы и потери природного газа в газотранспортных сетях (тыс.м³) в “j” году, в том числе использование природного газа на собственные нужды газотранспортного предприятия. Нормативный уровень технологических расходов и потерь газа в газотранспортных сетях определяется согласно Методологии нормирования технологических затрат и технических потерь при транспортировке природного газа по магистральным газопроводам Республики Молдова, утвержденной Постановлением НАРЭ № 24 от 28.07.2000 (Официальный монитор Республики Молдова, 2000, № 98-101, ст.290). В начале года технологический расход и потери природного газа, включаемые в тариф, определяются в соответствии с положениями вышеуказанной Методологии исходя из прогнозируемых режимов транспортировки, протяженности и других параметров сетей и работ по ремонту, содержанию и эксплуатации газовых сетей, запланированных в году “j”. В конце текущего года эти нормативные технологические расходы и потери газа уточняются исходя из реальных режимов транспортировки, протяженности и других параметров сетей, работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации сетей, фактически выполненных в году “j”. Для стимулирования транспортного предприятия в уменьшении технологического расхода и потерь природного газа в транспортных сетях настоящая Методология предусматривает, что в случае, когда фактически зарегистрированные в текущем году технологический расход и потери природного газа будут ниже нормативных, уточненных в конце года, то 50% этой разницы останутся в распоряжении предприятия, а остальные 50% будут направлены на уменьшение тарифа следующего года (через финансовые отклонения).

$VFGT_j$ – общий объем природного газа, отпущенный с ГРС в году “j”.

$VGTR_j$ – объем природного газа, транзитируемого в другие страны в течение года “j”. Данный объем определяется как сумма объемов газа, транзитируемого в балканские страны ($VGTR_{bj}$), Украину ($VGTR_{uj}$) и по другим направлениям ($VGTR_{aj}$). То есть:

$$VGTR_j = VGTR_{bj} + VGTR_{uj} + VGTR_{aj} \quad (4)$$

8. Тариф на распределение природного газа рассчитывается согласно формуле:

$$TDj = \frac{VRDj \pm DV_{j-1}}{VGDj} \quad (5),$$

где:

TDj – тариф на распределение природного газа в году “j”, леев/1000м³;

$VRDj$ – регулируемый доход обладателя лицензии на деятельность по распределению природного газа в году “j”;

DV_{j-1} – финансовые отклонения обладателя лицензии на распределение природного газа в предыдущем регулируемом периоде;

$VGDj$ – объем природного газа, распределенного обладателем лицензии на деятельность по распределению природного газа в году “j”.

9. Тариф на поставку природного газа рассчитывается согласно формуле:

$$TFj = \frac{VRFj \pm DV_{j-1}}{VGFj} \quad (6),$$

где:

TFj – тариф на поставку природного газа в году “j”;

$VRFj$ – регулируемый доход обладателя лицензии на поставку природного газа в году “j”;

DV_{j-1} – финансовые отклонения обладателя лицензии на поставку природного газа в предыдущем регулируемом периоде;

$VGFj$ – объем природного газа, поставленного обладателем лицензии на поставку природного газа в году “j”.

10. Если предприятие по распределению природного газа является также и поставщиком, то настоящая Методология предусматривает установление единого тарифа – тарифа на распределение и поставку природного газа, который рассчитывается согласно формуле:

$$TDFj = TDj + TFj = \frac{VRDj + VRFj \pm DV_{j-1}}{VGDFj} \quad (7),$$

где:

$VGDFj$ – объем природного газа, распределенного и поставленного обладателем лицензии в году “j”.

Данный объем определяется как разница между объемом природного газа, отпущенного АО “Молдовагаз” обладателю лицензии на ГРС, и технологическим расходом и потерями природного газа в газораспределительных сетях. То есть:

$$VGDFj = VFGTdj - VPDj \quad (8),$$

где:

$VFGTdj$ – общий объем природного газа, отпущенного АО “Молдовагаз” в году “j” предприятиям по распределению и поставке природного газа, измеренного на пунктах выхода из газотранспортных сетей;

$VPDj$ – нормативный технологический расход и потери природного газа в газораспределительных сетях обладателя лицензии, рассчитанного согласно Методологии расчета технологических затрат и технических потерь природного газа в распределительных сетях, утвержденной Постановлением НАРЭ № 33 от 06.02.2001 (Официальный монитор, 2001, № 19-20, ст.67). В начале года нормативный технологический расход и потери природного газа в распределительных сетях, включаемые в тариф, определяются в соответствии с положениями вышеуказанной

Методологии, исходя из прогнозируемых режимов работы, протяженности и других параметров сетей, количества потребителей и запланированных работ по ремонту, содержанию и эксплуатации газовых сетей в году "j". В конце года эти нормативные технологические расходы и потери природного газа уточняются, исходя из реальных режимов работы, протяженности и других параметров сетей, количества потребителей и фактически выполненных работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации сетей в текущем году "j". Разница между нормативным расходом и потерями природного газа, рассчитанного в начале и уточненного в конце года, включается в финансовые отклонения.

11. Для обладателей лицензий на деятельность по распределению и поставке природного газа, входящих в состав АО "Молдовагаз", определяется один, средний тариф, на распределение и поставку природного газа в целом по АО "Молдовагаз", который и включается в расчет конечного тарифа на отпуск природного газа потребителям.

12. Средний тариф на природный газ, отпускаемый АО "Молдовагаз" с ГРС, определяется согласно формуле:

$$TFGj = \frac{VRFGj \pm DV_{j-1}}{VFGTj} \quad (9),$$

где:

$TFGj$ – средний тариф на природный газ, поставляемый АО "Молдовагаз" с ГРС в году "j";

$VRFGj$ – регулируемый доход АО "Молдовагаз" в году "j" от отпуска природного газа с ГРС;

DV_{j-1} – финансовые отклонения АО "Молдовагаз", образовавшиеся в предыдущем регулируемом периоде;

$VFGTj$ – общий объем природного газа, отпущенного с ГРС;

13. В то же время, в целях сохранения единых тарифов для одних и тех же категорий потребителей, обслуживаемых различными обладателями лицензий, входящих в состав АО "Молдовагаз", настоящая Методология предусматривает дифференциацию среднего тарифа на природный газ, отпускаемый с ГРС для каждого обладателя лицензии данного предприятия в отдельности. Данная дифференциация осуществляется, сохраняя следующие равенства:

$$TFGj = \frac{\sum TFGTij \times VFGT dij}{\sum VFGT dij} \quad (10)$$

и

$$TFGT dij = (TFCj - TDFij) \times (1 - PDij) \quad (11),$$

где:

$TFGTij$ – дифференцированный тариф на природный газ, поставляемый предприятием АО "Молдовагаз" с ГРС обладателю лицензии "i" в году "j";

$VFGTij$ – объем поставленного АО "Молдовагаз" с ГРС природного газа обладателю лицензии "i" в году "j";

$\sum VFGT dij$ – объем поставленного АО "Молдовагаз" с ГРС природного газа в году "j" всем обладателям лицензий, входящим в состав АО "Молдовагаз";

$PDij$ – удельный вес технологических расходов и потерь природного газа в газораспределительных сетях обладателя лицензии "i" в году "j", отнесенный к объему природного газа, поступившего в газораспределительную сеть;

$TDFij$ – тариф на распределение и поставку природного газа обладателя лицензии "i" в течение года "j";

$TFCj$ – тариф на природный газ, отпускаемый конечным потребителям в году "j".

14. Тариф на природный газ, отпускаемый конечным потребителям, рассчитывается согласно формуле:

$$TFCj = \frac{TFGj}{(1 - PDj)} + TDFj + Dd \quad (12),$$

где:

Dd – значение, предусмотренное Законом о государственном бюджете на обслуживание долгов, леев/1000м³ природного газа.

15. Исходя из среднего тарифа на отпуск природного газа с ГРС, среднего уровня технологических затрат и потерь природного газа в распределительных сетях и среднего тарифа на распределение и поставку природного газа, рассчитанного в целом по АО “Молдовагаз” для обладателей лицензии, входящих в состав АО “Молдовагаз”, определяется средний тариф на отпуск природного газа конечным потребителям.

III. РАСЧЕТ РЕГУЛИРУЕМЫХ ДОХОДОВ

16. Регулируемые доходы обладателей лицензии в отрасли природного газа рассчитываются по следующим формулам:

1) Регулируемый доход обладателя лицензии на деятельность по поставке газа АО “Молдовагаз”:

$$VRMGj = VRFj + VTRj = CTRMGj + PGj \quad (13),$$

где:

$VRMGj$ – регулируемый доход АО “Молдовагаз” в году “j”;

$VRFj$ – доход от природного газа, отпущенного в году “j”. Этот доход определяется согласно формуле:

$$VRFj = VRFTj + VRFGj = VPTj \times PGLj + VRFGj \quad (14),$$

где:

$VRFTj$ – доход от продажи природного газа обладателю лицензии на деятельность по транспортировке природного газа для покрытия технологического расхода и потерь природного газа в транспортных сетях;

$VRFGj$ – расчетный доход от поставки природного газа с ГРС;

$PGLj$ – средняя цена приобретения природного газа АО “Молдовагаз” в году “j”, леев/1000м³. Данная цена рассчитывается согласно формуле:

$$PGLj = PGVj \times CVj \quad (15),$$

где:

$PGVj$ – средняя цена приобретения природного газа в течение года “j” в иностранной валюте, согласно договорам на закупку природного газа;

CVj – средний обменный курс национальной валюты по отношению к валюте, в которой приобретается природный газ в течение года “j”. При определении доходов в начале года, данный курс устанавливается на прогнозируемом уровне, а в течение года обменный курс уточняется на основании фактически зарегистрированного уровня в предыдущем периоде года и уровня, прогнозируемого до конца года;

$VTRj$ – доход от транзита природного газа в другие страны в году “j”, который рассчитывается как произведение объемов транзита природного газа на соответствующие тарифы по оказанию данных услуг. Таким образом:

$$VTRj = VTRbj + VTRuj + VTRaj =$$

$$= VGTRbj \times kTRbj \times CVj \times DTb + VGTRuj \times TRuj \times CVj \times Dtu + VGTRaj \times TRaj \times CVj \times DTa \quad (16),$$

где:

$VTRbj$ – доход от транзита природного газа в балканские страны в году “j”;

$VTRuj$ – доход от транзита природного газа на Украину в году “j”;

$VTRaj$ – доход от транзита природного газа по другим направлениям в году “j”;

$VGTRbj$ – объем транзитируемого природного газа в балканские страны в году “j”;

$TRbj$ – тариф на услуги по транзиту природного газа в балканские страны в году “j”, установленный в иностранной валюте, согласно договору;

DTb – расстояние транзита природного газа в балканские страны по территории Республики Молдова, в км;

$VGTRuj$ – объем природного газа, транзитируемого на Украину в году “j”;

$TRuj$ – тариф на услуги по транзиту природного газа на Украину в году “j” в иностранной валюте согласно договору;

DTu – расстояние транзита природного газа на Украину по территории республики, в км;

$VGTRaj$ – объем газа, транзитируемого в другие направления в году “j”;

$TRaj$ – тариф на услуги по транзиту газа в другие направления в году “j” в иностранной валюте, согласно договору;

DTa – расстояние транзита природного газа в другие направления по территории республики, в км;

k – коэффициент, который учитывает удельный вес оказанных АО “Молдовагаз” услуг по транзиту природного газа в общем объеме услуг по транзиту природного газа по территории Республики Молдова;

$CTRMGj$ – регулируемые затраты АО “Молдовагаз” в году “j”;

PGj – прибыль АО “Молдовагаз”, необходимая для реализации утвержденного НАРЭ инвестиционного плана в году “j”. Данная прибыль определяется как разница между стоимостью инвестиций, предусмотренных инвестиционным планом, утвержденным НАРЭ для года “j”, и стоимостью износа (амортизации) основных средств и нематериальных активов ($\sum(Uj + Aj)$) и рентабельности существующих активов всех предприятий АО “Молдовагаз”, включенных в тариф текущего года “j” ($\sum Rj$). Максимальный уровень данной прибыли не может превышать разницу между доходами от транзита природного газа и затратами, необходимыми для осуществления транзита.

На основании формул (13) и (14) определяются регулируемые доходы, которые должно получить АО “Молдовагаз” от поставки природного газа с ГПС:

$$VRFGj = CTRMGj + PGj - VTRj - VRFTj \quad (17)$$

2) Регулируемые доходы обладателя лицензии на деятельность по транспортировке природного газа:

$$VRTj = VTNj + VTRj = CTRTj + RTj \pm DV_{j-1} \quad (18),$$

где:

$VRTj$ – регулируемый доход газотранспортного предприятия в году “j”;

$VTNj$ – доход от оказания услуг по транспортировке природного газа для нужд страны в году “j”. Данный доход рассчитывается как произведение объема природного газа, транспортируемого для нужд страны в году “j” ($VG TNj$) и тарифа на транспортировку природного газа (TTj), утвержденного НАРЭ для “j” года. То есть:

$$VTNj = VG TNj \times TTj \quad (19);$$

$VTRj$ – доход от оказания транспортных услуг по транзиту природного газа в году “j”. Данный доход определяется как произведение объема природного газа,

транзитируемого в году "j" ($VGTR_j$), на тариф по транспортировке природного газа, утвержденного НАРЭ для "j" года (TT_j). То есть:

$$VTR_j = VGTR_j \times TT_j \quad (20);$$

$CTRT_j$ – регулируемые затраты газотранспортного предприятия в году "j";

RT_j – рентабельность (прибыль) активов обладателя лицензии на транспортировку природного газа в году "j";

DV_{j-1} – финансовые отклонения обладателя лицензии на транспортировку природного газа в предыдущем регулируемом периоде.

3) Регулируемые доходы обладателя лицензии на деятельность по распределению и поставке природного газа:

$$VRDF_j = CTRDF_j + RDF_j = (CTRD_j + CTRF_j) + RDF_j \quad (21),$$

где:

$VRDF_j$ – регулируемый доход обладателя лицензии на деятельность по распределению и поставке природного газа в году "j";

$CTRDF_j$ – регулируемые затраты обладателя лицензии на деятельность по распределению и поставке природного газа в году "j". Эти затраты включают регулируемые затраты, относящиеся к деятельности по распределению ($CTRD_j$), и регулируемые затраты, относящиеся к деятельности по поставке природного газа ($CTRF_j$). В указанные затраты не включается стоимость приобретенного и поставленного потребителям природного газа;

RDF_j – рентабельность (прибыль) активов обладателей лицензии на деятельность по распределению и поставке газа в году "j".

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЗАТРАТ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

17. Исходя из технологического процесса, специфики и структуры отрасли природного газа и на основании положений Национальных стандартов бухгалтерского учета (НСБУ) настоящая Методология устанавливает, что при определении затрат предприятий природного газа включаются следующие расходы и затраты:

1) У обладателя лицензии на поставку природного газа, АО "Молдовагаз":

a) стоимость приобретенного природного газа (CGP);

b) стоимость услуги по транспортировке природного газа (CTG);

c) стоимость услуги по хранению природного газа в подземных хранилищах ($C\hat{I}M$);

d) собственные расходы обладателя лицензии (CP), которые включают регулируемую стоимость на капитал (CCR) и регулируемые операционные расходы (COR).

Общие регулируемые затраты предприятия АО "Молдовагаз" в году "j" рассчитываются по формуле:

$$CTRMG_j = CGP_j + CTG_j + C\hat{I}M + CP_j = CGP_j + CTG_j + CCR_j + COR_j \quad (22)$$

2) У обладателя лицензии на деятельность по транспортировке природного газа:

a) регулируемая стоимость на капитал (CCR);

b) регулируемые операционные расходы (COR).

Общие регулируемые затраты газотранспортного предприятия в году "j" рассчитываются по формуле:

$$CTRT_j = CCR_j + COR_j \quad (23)$$

3) У обладателя лицензии на деятельность по распределению и поставке природного газа:

а) регулируемая стоимость на капитал (CCR);

б) регулируемые операционные расходы (COR).

Общие регулируемые затраты предприятий по распределению и поставке природного газа в году "j" рассчитываются по формуле:

$$CTRDFj = CCRj + CORj \quad (24)$$

18. Стоимость приобретенного природного газа рассчитывается по формуле:

$$CGPj = \sum VGPij \times PGij \times CVj + TVj \quad (25),$$

где:

$CGPj$ – стоимость приобретенного природного газа предприятием АО "Молдовагаз" в году "j";

$VGPij$ – объем приобретенного природного газа предприятием АО "Молдовагаз" у поставщика "i" в году "j";

$PGij$ – цена приобретения природного газа в валюте, указанной в договорах о закупке природного газа у поставщика "i" в году "j";

TVj – таможенные пошлины, оплаченные в соответствии с законом.

19. Стоимость услуг по транспортировке природного газа рассчитывается согласно формуле:

$$CTGj = CTRGj + CTNGj = VGTRj \times TTj + VGTNj \times TTj = VGTj \times TTj \quad (26),$$

где:

$CTRGj$ – расходы услуг по транспортировке (транзиту) природного газа в другие страны в году "j";

$CTNGj$ – расходы услуг по транспортировке природного газа для нужд страны в году "j";

$VGTj$ – общий объем природного газа, транспортируемого газотранспортным предприятием в году "j", определенный согласно формуле (2);

TTj – тариф на транспортировку природного газа в году "j", рассчитанный согласно формуле (1) и утвержденный НАРЭ.

20. Стоимость услуг по хранению природного газа в подземных газохранилищах определяется в соответствии с объемом природного газа и тарифами на хранение, предусмотренными договорами, заключенными с владельцами данных хранилищ, как в Молдове, так и в соседних странах.

21. Регулируемая стоимость на капитал обладателей лицензии отрасли природного газа определяется согласно общей формуле:

$$CCRj = Uj + Aj \quad (27),$$

где:

Uj – износ долгосрочных материальных активов, использованных непосредственно для осуществления регулируемой деятельности в году "j". Стоимость износа основных средств определяется в соответствии с положениями НСБУ 16 "Бухгалтерский учет долгосрочных материальных активов", а порядок их включения в стоимость продукции – в соответствии с НСБУ 3 "Состав затрат и расходов предприятия". В стоимость на капитал не включается износ законсервированных, сданных в аренду основных средств, жилых помещений и сооружений социально-культурного назначения, других основных средств, не предназначенных для оказания услуг по транспортировке, распределению и поставке природного газа. Помимо этого в стоимость капитала не включается износ основных средств, финансируемых из государственного и местного бюджетов, потребителями, безвозмездно переданные в управление газовому предприятию и переданные для технического обслуживания. При определении износа основных средств

применяется метод линейного списания, который обеспечивает его равномерное начисление в течение всего срока службы основных средств. То есть:

$$U_j = \sum_{i=1}^n \frac{VIA_{ij}}{DVi} \quad (28),$$

где:

VIA_{ij} – первоначальная стоимость основных средств категории “i”;

DVi – срок полезной службы основных средств категории “k”, определяемый в соответствии с НСБУ. Категории “i” формируются путем группирования активов с идентичным сроком службы с экономической точки зрения.

В случае осуществления предприятием переоценки основных средств их износ, в тарифных целях, будет включен в пропорции, предварительно согласованной с НАРЭ.

A_j – амортизация нематериальных активов в году “j”, которая определяется исходя из первоначальной стоимости нематериальных активов и сроков полезной эксплуатации данных активов.

На предприятиях, которые имеют лицензии на деятельность по распределению природного газа и на деятельность по поставке природного газа, износ основных средств рассчитывается отдельно на деятельность по распределению природного газа и на деятельность по поставке природного газа.

Методология предусматривает, что в деятельность по распределению природного газа входят все находящиеся на балансе предприятия основные средства, непосредственно входящие в газораспределительные сети, по обслуживанию, содержанию и ремонту данных сетей. К газораспределительным сетям относится весь комплекс основных средств, расположенных от пункта разграничения газораспределительных сетей с газотранспортными сетями и до пункта разграничения собственности с потребителями или другими обладателями лицензий. К деятельности по поставке относятся все основные средства, участвующие в процессах заключения договоров и купли-продажи природного газа, снятия показаний и поверки приборов учета природного газа потребителей, фактурирования, сбора денег от потребителей за поставленный природный газ, учета приобретенного, поставленного и оплаченного природного газа, работы с потребителями. Все остальные основные средства общего или административного порядка, которые невозможно прямо отнести к одному или другому виду деятельности, включаются в деятельность по распределению и поставке природного газа, пропорционально стоимости основных средств, непосредственно относящихся к данным видам деятельности.

22. Операционные расходы обладателей лицензии отрасли природного газа включают:

- 1) материальные затраты (CM);
- 2) расходы на содержание и эксплуатацию газовых сетей и других производственных основных средств (CIE);
- 3) расходы на оплату труда персонала, задействованного в деятельности по транспортировке, распределению и поставке природного газа (CRM);
- 4) коммерческие расходы (CC);
- 5) общие и административные расходы (CGA);
- 6) другие расходы (CAj).

То есть:

$$COR = CM + CIE + CRM + CC + CGA + CA_j \quad (29).$$

23. Материальные затраты включают расходы, связанные с покупкой материалов, запасных частей, всех видов энергии, топлива, горючесмазочных материалов и других видов материальных ресурсов, необходимых для содержания, эксплуатации и ремонта сетей природного газа, оборудования, зданий и сооружений, непосредственно

используемых в процессе транспортировки и распределения природного газа, содержания и эксплуатации производственных основных средств вспомогательных производств обладателей лицензии (транспортных, по ремонту и обслуживанию, контролю, телерадиокоммуникационных, по соблюдению экологических, санитарно-гигиенических норм, норм безопасности, по поддержанию чистоты и порядка в производственных единицах), в соответствии с НСБУ 3.

Материальные затраты определяются исходя из требований, предусмотренных Законом о газе № 136-XIV от 17.09.1998 г. (Официальный монитор, 1998, № 111-113, ст.679), Законом о промышленной безопасности опасных промышленных объектов № 803-XIV от 11.02.2000 г. (Официальный монитор, 2000, № 59-61, ст.401), Правилами безопасности в газовой отрасли NRS 35-04-09, 2002, утвержденными Постановлением Департамента "Молдова-Стандарт" № 1229-RT от 17.12.2002 г. (Официальное издание Департамента "Молдова-Стандарт", 2005), Нормами расхода материалов и нормами запасов оборудования, приборов, инструментов, материалов и средств личной защиты на эксплуатацию газораспределительных систем, утвержденными Приказом Министерства экономики и торговли № 154 от 22.12.2006 (Официальный монитор, 2007, № 64-66, ст.296), планами технического обслуживания и ремонта основных средств и действующими нормами расхода материалов, предусмотренными техническими паспортами основных средств и материальными затратами, реально использованных в предыдущем периоде регулирования.

У обладателя лицензии на транспортировку газа в материальные расходы не включается стоимость электроэнергии, так как она зависит от режима транзита газа. Эти затраты включаются в раздел "Другие расходы", в расходы, зависящие от объема, условий и режима транспортировки газа (п.28, 3), b).

Материальные затраты относятся к распределительной деятельности и к деятельности по поставке по прямому назначению. Материальные затраты для нужд коммерческого, общего и административного порядка отражаются только в данных расходах.

24. Расходы на содержание и эксплуатацию сетей природного газа и других производственных основных средств включают платежи за услуги, предоставленные третьими сторонами для поверки, технического обслуживания, содержания, эксплуатации и ремонта газопроводов, компрессорных станций, газораспределительных станций, газоизмерительных и газорегулировочных станций и пунктов, лабораторных установок и приборов, зданий, сооружений, транспортных, телерадиовещательных, коммуникационных средств, контрольно-измерительных приборов, установок по защите и безопасности, систем автоматизации, электроустановок и других производственных основных средств, относящихся к деятельности по транспортировке, распределению и поставке природного газа. Расходы на содержание и эксплуатацию рассчитываются на основании законодательных и нормативных актов, указанных в п.23 настоящей Методологии, смет расходов и заключенных с третьими сторонами договоров для осуществления вышеуказанных работ и распределяются между деятельностью по распределению и поставке природного газа по прямому назначению, а расходы на содержание и эксплуатацию основных средств общего и административного порядка – согласно положениям п.27.

25. Расходы на оплату труда включают расходы обладателя лицензии, непосредственно связанные с оплатой труда производственного персонала, расходы на взносы социального и медицинского страхования. Расходы на оплату труда рассчитываются исходя из численности персонала, непосредственно задействованного в процессе содержания, эксплуатации и ремонта сетей природного газа, диспетчерского оборудования и других основных средств, определенных в соответствии с Нормами времени на техническое обслуживание и ремонт газовых систем NTSG-01-2005, утвержденных Приказом Министерства экономики и торговли № 135 от 14.09.2006 г.

(Официальный монитор, 2007, № 64-66, ст.295), персонала (торгового, административного и др.), необходимого для нормальной деятельности предприятия, гарантированного минимума зарплаты в реальном секторе экономики и уровнем квалификации персонала, режима и условий труда, премий и других выплат в соответствии с Трудовым кодексом, утвержденным Законом № 154-XV от 28.03.2003 г. (Официальный монитор, 2003, № 159-162, ст.648), Законом о зарплате № 847-XV от 14.02.2002 г. (Официальный монитор, 2002, № 50-52, ст.336) и Постановлением Правительства № 152 от 10.02.2004 г. "О тарифной ставке первого квалификационного разряда работников хозрасчетных предприятий и размера компенсационных доплат за работу в неблагоприятных условиях" (Официальный монитор, 2004, № 39-41, ст.299), а также другими, относящимися к отрасли природного газа, факторами. Расходы, связанные со взносами на социальное и медицинское страхование, определяются исходя из тарифов и норм отчислений, установленных законом. Расходы на оплату труда относятся к деятельности по распределению и деятельности по поставке, исходя из непосредственной принадлежности персонала к той или иной деятельности. Оплата труда общего и административного персонала распределяется между этими двумя деятельностью согласно положениям п.27.

26. К коммерческим расходам относятся расходы, непосредственно связанные с покупкой и продажей природного газа. Эти расходы включают маркетинговые услуги по заключению и реализации договоров о купле-продаже природного газа, оплату комиссионных при сборе платежей за поставленный потребителям природный газ, расходы на рекламу и информирование покупателей, расходы, связанные со снятием показаний приборов учета и фактурированием поставленного потребителям природного газа, расходы отделов, служб или работ, связанных с коммерческой деятельностью обладателя лицензии. Все эти расходы отражаются в деятельности по поставке природного газа.

27. Общие и административные расходы охватывают все расходы, необходимые для деятельности руководящего аппарата, общих и административных подразделений предприятия, расходы общего и административного порядка (банковские, почтовые, телекоммуникационные, юридические, нотариальные, аудиторские услуги, по подготовке кадров, технике безопасности, охране, аренде) и другие расходы в соответствии с НСБУ 3. Общие и административные расходы обладателей лицензии, которые осуществляют деятельность по распределению и поставке природного газа, распределяются между этими видами деятельности пропорционально оплате труда персонала, непосредственно задействованного в этих видах деятельности.

28. В состав "Другие расходы" включаются:

- 1) расходы, понесенные обладателями лицензии под видом налогов, пошлин и сборов, предусмотренные законом;
- 2) расходы, относящиеся к оборотным фондам;
- 3) расходы, зависящие от объемов природного газа, условий и режимов транспортировки природного газа.

Эти расходы определяются ежегодно согласно формулам:

- а) у обладателей лицензий на деятельность по распределению и поставке природного газа:

$$CA_j = ITP_j + CFR_j \quad (30),$$

где:

ITP_j – ежегодные налоги, пошлины и платежи, выплачиваемые в соответствии с законом. Для исключения двойного учета при расчете тарифов эти расходы не должны включаться в общие и административные расходы. Распределение этих расходов между деятельностью по распределению и деятельностью по поставке осуществляется в соответствии с положениями п.27;

CFR_j – расходы, необходимые для создания оборотного фонда в году “j”. Данные расходы полностью относятся на деятельность по поставке природного газа и определяются в соответствии с формулой:

$$CFR_j = \frac{\alpha}{365} \times (VGFC_j + CM_j + CIE_j) \times R_{rn} \quad (31),$$

где:

α – потребность в оборотных фондах в году “j”, выраженная в днях фактурирования и определяемая на основании режима фактурирования и оплаты природного газа, примененного по отношению к потребителям в соответствии с Положением о поставке и использовании природного газа, утвержденным Постановлением Административного совета НАРЭ № 304 от 07.08.2008 г. (Официальный монитор, 2008, № 162-164, ст.471) и режимом оплаты приобретенного природного газа и материалов, согласно договорам, подписанным с поставщиками.

Для всех обладателей лицензий отрасли природного газа устанавливается $\alpha = 6$ дней;

$VGFC_j$ – стоимость природного газа, отпущенного конечным потребителям. Эта стоимость определяется как произведение объема природного газа, распределенного и поставленного потребителям в году “j” на средний тариф природного газа, поставленного АО “Молдовагаз” с ГРС. То есть:

$$VGFC_j = VGDF_j \times TFG_j \quad (32);$$

b) у обладателя лицензии на деятельность по транспортировке природного газа:

$$CA_j = ITP_j + CFR_j + CD_j \quad (33),$$

где:

CD_j – расходы, зависящие от годовых объемов, условий и режима транспортировки природного газа, которые рассчитываются согласно формуле:

$$CD_j = CEE_j + CPT_j \quad (34),$$

где:

CEE_j – стоимость электроэнергии, израсходованной обладателем лицензии в году “j”;

CPT_j – стоимость природного газа, израсходованного на технологические расходы и потери газа в газотранспортных сетях. Данная стоимость определяется как произведение между объемом природного газа, использованного на эти нужды в году “j” и средней закупочной цены импортного природного газа в году “j”;

расходы, необходимые для оборотных фондов обладателя лицензии на деятельность по транспортировке природного газа, рассчитываются согласно формуле:

$$CFR_j = \frac{\alpha}{365} \times (CM_j + CIE_j) \times R_{rnj} \quad (35)$$

29. В регулируемые затраты обладателей лицензии отрасли природного газа не включаются расходы, относящиеся к:

a) строительным работам, реконструкции, приобретению, модернизации, монтажу и тестированию оборудования;

b) пуску в действие новых предприятий, подразделений и агрегатов, на сдачу в эксплуатацию новых предприятий (объектов) и авторский надзор проектных организаций, на устранение недоработок в проектировочных работах, строительство и монтаж, ревизию (демонтаж), устранение неполадок и поломок оборудования, выявленных по вине

производителей, поставщиков и транспортных организаций, другие капиталовложения. Все эти расходы включаются в тариф только после сдачи в эксплуатацию основных средств путем включения их износа и рентабельности осуществленных инвестиций, как изложено в п.30;

с) выполнению проектно-строительных работ, на приобретение оборудования, ремонт и содержание объектов жилищного фонда, коммунального, социально-культурного назначения и других объектов, не связанных с производством;

d) работам, квалифицированным как помощь другим предприятиям и организациям, как в виде услуг, так и материальной или финансовой поддержки;

e) оплате различных штрафных санкций, покрытию потерь или недостат;

f) сомнительным долгам;

g) благотворительным целям и спонсорской деятельности;

h) выполнению или оплате вспомогательных работ (услуг), не связанных со сферой оказания услуг по транспортировке, распределению и поставке природного газа, а также тех, которые возмещаются газовыми предприятиями отдельно от тарифов на транспортировку, распределение и поставку природного газа.

30. Рентабельность (прибыль) обладателей лицензии в году "j" определяется согласно формуле:

$$R_j = VNA_{ej} \times R_{rej} + VNA_{nj} \times R_{rnj} \quad (36),$$

где:

VNA_{ej} – чистая стоимость в году "j" существующих основных средств и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года. Методология предусматривает, что чистая стоимость существующих активов, принятая в расчете рентабельности для предприятий, входящих в состав АО "Молдовагаз", является постоянной на весь период действия методологии и равна их балансовой стоимости по состоянию на 31.12.2008, без учета переоценки, а именно: транспортного предприятия "Молдоватрансгаз" – 235,17 млн.леев; всех предприятий по распределению и поставке природного газа – 254,25 млн.леев. Для всех остальных предприятий отрасли природного газа чистая стоимость существующих активов определяется как разница между их первоначальной стоимостью и износом (амортизацией) данных активов на начало года "j". То есть:

$$VNA_{ej} = VIA_{ej} - UA_{ej-1} \quad (37),$$

где:

VIA_{ej} – первоначальная, входящая стоимость основных средств и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 г.;

UA_{ej-1} – износ (амортизация) активов с момента их сдачи в эксплуатацию и до начала года "j";

R_{rej} – уровень рентабельности существующих чистых активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года. Настоящая методология устанавливает рентабельность существующих активов на уровне 5% при условии использования этих средств на выполнение инвестиционного плана, утвержденного НАРЭ. Если в течение отчетного года данные средства не используются для инвестиций, неиспользованная стоимость будет исключена из расчета тарифа на будущий год.

VNA_{nj} – чистая стоимость в году "j" новых активов, сданных в эксплуатацию в результате осуществления обладателями лицензий инвестиций, начиная с 2004 года и до начала года "j". Данная стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и износом активов на начало года "j". То есть:

$$VNA_{nj} = VIA_{nj} - UA_{nj-1} \quad (38),$$

где:

$VIAn_j$ – первоначальная стоимость новых активов, сданных в эксплуатацию в результате осуществления инвестиций, начиная с 2004 года и до начала года “j”;

UAn_{j-1} – износ (амортизация) новых активов, накопленный с момента их сдачи в эксплуатацию до начала года “j”;

Rrn_j – уровень рентабельности в году “j” новых активов, сданных в эксплуатацию в результате осуществленных инвестиций. Данный уровень рентабельности определяется ежегодно согласно методу средневзвешенной стоимости капитала (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Таким образом:

$$Rrn_j = WACC = \frac{Re}{(1 - t)} \times \frac{E}{(E + D)} + Rd \times \frac{D}{(E + D)} \quad (39),$$

где:

Re – стоимость собственного капитала, %, которая определяется на основании модели CAMP (Capital Assets Pricing Model), согласно формуле:

$$Re = rf + rt + \beta d \times (rm - rf) \quad (40),$$

где:

rf – ставка рентабельности, свободная от риска, в %. Эта ставка определяется ежегодно на основе ставок свободных от риска государственных казначейских ценных бумаг США со сроком погашения более 10 лет, исходя из статистических данных, опубликованных BLOOMBERG;

rt – величина риска, характерная для Республики Молдова. Настоящая Методология предусматривает, что величина риска для Молдовы будет применяться на уровне 6,75%. В том году, когда согласно статистическим публикациям DAMODARAN, величина риска для Молдовы будет ниже вышеуказанной, будет применяться опубликованная величина;

βd – коэффициент бета, который определяется согласно формуле:

$$\beta d = \beta + \frac{D}{E} \times \beta(1 - t) \quad (41),$$

где:

β – коэффициент бета без учета долгов. Данный коэффициент определяется ежегодно, исходя из данных, опубликованных в статистическом отчете DAMODARAN в разделе “Betas by Industry”, для предприятий природного газа развивающихся стран;

D/E – отношение заемного капитала к собственному капиталу. Данное отношение установлено на уровне 0,54 и определено из структуры осуществления инвестиций на уровне 35% из займов и 65% из собственного капитала предприятий (акционеров);

t – ставка налога на прибыль, применяемого к газовым предприятиям согласно закону;

$(rm - rf)$ – риск рынка. Данная переменная определена на уровне 5,26%;

Rd – стоимость заемного капитала в %. Годовая ставка данного показателя устанавливается на уровне 9,13%.

31. Настоящая Методология устанавливает следующие принципы осуществления инвестиций:

1) На основании энергетической стратегии Республики Молдова до 2020 года, утвержденной Постановлением Правительства № 958 от 21.08.2007 (Официальный монитор, 2007, № 141-145, ст.1012), программ национального развития, утвержденных Правительством в соответствии с законом и годовых планов развития газовых предприятий, обладатели лицензий до 1 декабря разрабатывают и представляют НАРЭ инвестиционные планы (PI) на следующий год, которые должны содержать следующие разделы:

а) инвестиции в развитие газотранспортных и газораспределительных сетей (строительство новых газотранспортных и газораспределительных сетей, распределительных, компрессорных, регулирующих, измерительных станций и пунктов и др.);

б) инвестиции в существующие газовые сети (реконструкция, обновление, модернизация, капитализированный ремонт, покупка основных средств);

с) инвестиции в транспортные средства;

д) инвестиции в здания и сооружения;

е) инвестиции в вычислительную технику, теле-радио коммуникации;

ф) инвестиции в нематериальные активы (программы, системы, лицензии и др.);

г) другие инвестиции, связанные с деятельностью по транспортировке, распределению и поставке природного газа.

2) В инвестиционном плане в обязательном порядке должны быть указаны:

а) стоимость запланированных инвестиций в целом и по каждому разделу в отдельности, а также источники их финансирования;

б) описание запланированных инвестиционных разделов, их стоимость и результаты, которые предполагается достичь за счет осуществления инвестиций (газификация населенных пунктов, число новых потребителей, которые предполагается подсоединить к газовым сетям в результате газификации, повышение качества и надежности газоснабжения населения, сокращение случаев и времени отключений, снижение потерь природного газа в газотранспортных и газораспределительных сетях, сокращение расходов на транспортировку, распределение, коммерческих, общих и административных расходов и др.).

32. НАРЭ утверждает инвестиционные планы на следующий год не позднее 31 декабря текущего года и вправе не принимать представленные обладателями лицензий инвестиционные планы или отдельные инвестиции из этих планов в случаях когда:

1) Инвестиционные планы не соответствуют требованиям, предусмотренным п.31.

2) Инвестиции не связаны с регулируемой деятельностью.

3) Предусмотренные работы не связаны с инвестициями и должны быть отнесены на расходы.

4) Инвестиции не должны быть финансированы предприятием или же должны быть возмещены предприятием через страховые компании (страховки, включенные в тариф), через судебные инстанции и т.д.

5) Инвестиции не являются строго необходимыми, не приносят экономическую выгоду, а ведут только к увеличению расходов предприятия.

33. В январе-феврале каждого отчетного года обладатели лицензии представляют НАРЭ отчет о реализации инвестиционного плана, утвержденного НАРЭ на прошлый год, в котором указываются предусмотренные планом инвестиции и фактически сданные в эксплуатацию, их стоимость и достигнутые результаты.

34. Инвестиции, осуществленные согласно утвержденному НАРЭ инвестиционному плану, включаются в расчет стоимости капитала и рентабельности в соответствии с положениями настоящей Методологии. Изменения, внесенные обладателем лицензии в утвержденный инвестиционный план, будут приниматься в расчет тарифа только в тех случаях, когда эти изменения были скоординированы с НАРЭ.

V. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ОТПУСКАЕМЫЙ ПО КАТЕГОРИЯМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

35. Постепенный переход к установлению дифференцированных тарифов будет осуществляться таким образом, чтобы каждая категория потребителей уплатила реальную стоимость природного газа и услуг по распределению и поставке природного газа, относящуюся исключительно к этой категории потребителей. Принцип дифференциации тарифов по категориям потребителей основан на определении реальных затрат,

подлежащих оплате соответствующей категорией потребителей, связанных с закупкой природного газа на границе республики, транспортировкой по транспортным сетям, распределением и поставкой природного газа на пунктах разграничения между распределительными сетями, к которым подключен потребитель и газовыми установками потребителя.

36. Исходя из структуры газовых сетей, дифференциация тарифов будет осуществляться по трем категориям потребителей:

1) потребители, чьи газовые установки подключены к газораспределительным сетям высокого давления;

2) потребители, чьи газовые установки подключены к газораспределительным сетям среднего давления;

3) потребители, чьи газовые установки подключены к газораспределительным сетям низкого давления.

37. Согласно технологическому процессу по транспортировке, распределению и поставке природного газа потребителям, затраты, связанные с закупкой природного газа, и затраты, связанные с транспортировкой природного газа, оплачиваются всеми категориями потребителей, независимо от уровня давления в сетях, к которым они подключены. То есть, тариф на природный газ, отпускаемый АО "Молдовагаз" с ГРС (TFG_j) един для всех категорий потребителей. Единым для всех категорий потребителей является также тариф на поставку природного газа (TF_j), так как процесс поставки природного газа идентичен для всех категорий потребителей и не зависит от процесса распределения природного газа. Различными для различных категорий потребителей будут только тарифы на распределение природного газа (TD_j) и технологические затраты и потери природного газа в газораспределительных сетях (PD_j).

38. Для определения дифференцированных тарифов по категориям потребителей необходимо определить:

1) объем природного газа, распределенного по газораспределительным сетям высокого давления (VGD_{Ij});

2) объем природного газа, распределенного по газораспределительным сетям среднего давления (VGD_{Mj});

3) объем природного газа, распределенного по газораспределительным сетям низкого давления (VGD_{Jj});

4) доля технологических расходов и потерь природного газа в газораспределительных сетях высокого давления (PD_{Ij});

5) доля технологических расходов и потерь природного газа в газораспределительных сетях среднего давления (PD_{Jj});

6) доля технологических расходов и потерь природного газа в газораспределительных сетях среднего давления (PDM_j);

7) затраты на распределение в сетях высокого давления (CD_{Ij});

8) затраты на распределение в сетях среднего давления (CD_{Mj});

9) затраты на распределение в сетях низкого давления (CD_{Jj}).

39. Объемы природного газа, распределенного в течение года "j" по распределительным сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления определяются в соответствии с формулами:

$$VGD_{Ij} = \frac{VFGT_{dj}}{(1 - PD_{Ij})} \quad (42)$$

$$VGD_{Mj} = \frac{VGD_{Ij} - VGD_{FIj}}{(1 - PDM_j)} \quad (43)$$

$$VG DJj = \frac{VGDMj - VGDFMj}{(1 - PDJj)} \quad (44),$$

где:

$VGDFIj$ – объем природного газа, отпущенного в году “j” потребителям, которые подключены к распределительным сетям природного газа высокого давления;

$VGDFMj$ – объем природного газа, отпущенного в году “j” потребителям, которые подключены к распределительным сетям природного газа среднего давления.

40. Удельный вес технологических расходов и потерь газа в распределительных сетях природного газа высокого, среднего и низкого давления определяется в соответствии с формулами:

$$PD Ij = \frac{VPDIj}{VFGTdj} \quad (45)$$

$$PDMj = \frac{VPDMj}{VGDIj - VGDFIj} \quad (46)$$

$$PDJj = \frac{VPDJj}{VGDMj - VGDFMj} \quad (47),$$

где:

$VPDIj$; $VPDMj$ и $VPDJj$ – технологические расходы и потери газа, в натуральном выражении (тыс.м³) в газораспределительных сетях высокого, среднего и низкого давления, которые определяются в соответствии с Методологией расчета расхода природного газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях. В этом случае сумма технологических расходов и потерь природного газа, определенных по каждому типу сети, должна быть равной величине технологических расходов и потерь природного газа, определенных и включенных в тариф в целом по всем газораспределительным сетям.

41. Затраты на распределение, относящиеся к сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления рассчитываются следующим образом:

1) на основании структуры газовых сетей и данных бухгалтерского учета предприятия по распределению природного газа разделяют и определяют долгосрочные материальные активы, принадлежащие распределительным сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления. В состав распределительных сетей природного газа высокого давления следует включать все долгосрочные активы данных сетей, расположенные от пункта разграничения с транспортными сетями природного газа до (включительно) выхода из станций (пунктов) регулирования природного газа с высокого на среднее/низкое давление и до пунктов разграничения с потребителями, подключенными к распределительным сетям природного газа высокого давления. В состав распределительных сетей природного газа среднего давления следует включать все долгосрочные активы данных сетей, расположенные от пунктов выхода из станций (пунктов), регулирующих природный газ с высокого на среднее давление, до (включительно) пунктов выхода из станций (пунктов, установок), регулирующих природный газ со среднего на низкое давление, и пунктов разграничения с потребителями, подключенными к распределительным сетям природного газа среднего давления. В состав распределительных сетей низкого давления следует включить все долгосрочные активы

данных сетей, расположенные от пункта выхода из станций (пунктов, установок), регулирующих природный газ с высокого/среднего на низкое давление, и до (включительно) пунктов разграничения сетей с установками потребителей;

2) исходя из долгосрочных активов, разделенных по уровням давления, определяются затраты на капитал (износ) в течение года "j", относящиеся к сетям высокого, среднего и низкого давления;

3) на основании операционных затрат, утвержденных в целом по всем распределительным сетям для первого года действия Методологии, определяются соответствующие затраты по каждому виду распределительных сетей природного газа (высокого, среднего и низкого давления) следующим образом:

а) материальные расходы, расходы на содержание, эксплуатацию и оплату труда, рассчитанные для первого года действия настоящей Методологии и относящиеся к газораспределительной деятельности, делятся между этими тремя видами сетей по прямому назначению, на базе нормативов расхода материалов и норм времени на осуществление данной работы, согласно рабочим планам, утвержденным отдельно по каждой распределительной сети. В течение последующих лет данные расходы уточняются в соответствии с п.47 настоящей Методологии.

б) общие и административные расходы, утвержденные для первого года действия настоящей Методологии и относящиеся к газораспределительной деятельности, делятся между сетями высокого, среднего и низкого давления пропорционально объемам поставки газа конечным потребителям, подключенным к данной сети. В течение последующих лет данные расходы уточняются согласно п.47 настоящей Методологии.

42. Тарифы на распределение природного газа по сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления рассчитываются согласно формулам:

$$TD_{lj} = \frac{CCR_{lj} + CMI_{lj} + CIE_{lj} + CRM_{lj} + CGA_{lj} + RD_{lj}}{VGD_{lj}} \quad (48)$$

$$TDM_j = \frac{TD_{lj}}{(1 - PDM_j)} + \frac{CCRM_j + CMM_j + CIEM_j + CRMM_j + CGAM_j + RDM_j}{VGD_{Mj}} \quad (49)$$

$$TDJ_j = \frac{TDM_j}{(1 - PD_j)} + \frac{CCR_{Jj} + CM_{Jj} + CIE_{Jj} + CRM_{Jj} + CGA_{Jj} + RD_{Jj}}{VGD_{Jj}} \quad (50),$$

где:

CCR_{lj} ; CMI_{lj} ; CIE_{lj} ; CRM_{lj} ; CGA_{lj} – затраты на капитал, материальные затраты, расходы на содержание и эксплуатацию, оплату труда, общие и административные расходы в году "j", относящиеся к деятельности по распределению природного газа по сетям высокого давления, рассчитанные согласно положениям п.41;

$CCRM_j$; CMM_j ; $CIEM_j$; $CRMM_j$; $CGAM_j$ – затраты на капитал, материальные затраты, расходы на содержание и эксплуатацию, оплату труда, общие и административные расходы в году "j", относящиеся к деятельности по распределению природного газа по сетям среднего давления, рассчитанные согласно положениям п.41;

CCR_{Jj} ; CM_{Jj} ; CIE_{Jj} ; CRM_{Jj} ; CGA_{Jj} – затраты на капитал, материальные затраты, расходы на содержание и эксплуатацию, оплату труда, общие и административные расходы в году "j", относящиеся к деятельности по распределению природного газа по сетям низкого давления, рассчитанные согласно положениям п.41;

RD_{Ij} ; RDM_j ; RD_{Jj} – рентабельность (прибыль) в году “j”, относящаяся к сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления. Величина рентабельности в зависимости от уровня давления природного газа в сети определяется исходя из общей величины рентабельности (прибыли), включенной в тариф предприятия (RDF_j) и удельного веса долгосрочных активов газовых сетей соответствующего уровня давления в общей стоимости долгосрочных активов предприятия.

При определении тарифов на распределение природного газа по газовым сетям различного давления необходимо сохранить следующее равенство:

$$\frac{TD_{Ij} \times VGD_{Ij} + TDM_j \times VGDM_j + TD_{Jj} \times VGD_{Jj}}{VGD_j} = TD_{mj} \quad (51),$$

где:

VGD_j – объем природного газа, распределенного всем потребителям предприятия в году “j”.

43. Дифференцированные тарифы на природный газ, отпускаемый конечным потребителям, подключенным к сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления, определяются согласно формулам:

$$TFC_{Ij} = \frac{TFG_j}{(1 - PD_{Ij})} + TD_{Ij} + TF_j + D_d \quad (52)$$

$$TFC_{Mj} = \frac{TFG_j}{(1 - PD_{Ij})(1 - PDM_j)} + TDM_j + TF_j + D_d \quad (53)$$

$$TFC_{Jj} = \frac{TFG_j}{(1 - PD_{Ij})(1 - PDM_j)(1 - PD_{Jj})} + TD_{Jj} + TF_j + D_d \quad (54),$$

где:

TFC_{Ij} ; TFC_{Mj} ; TFC_{Jj} – тарифы на природный газ, отпускаемый конечным потребителям в году “j”, подключенным к распределительным сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления, соответственно.

При определении дифференцированных тарифов на поставку природного газа конечным потребителям необходимо соблюдать следующее равенство:

$$\frac{TFC_{Ij} \times VGDF_{Ij} + TFC_{Mj} \times VGDF_{Mj} + TFC_{Jj} \times VGDF_{Jj}}{VGDF_j} = TFC_j \quad (55)$$

44. Обладатели лицензий отрасли природного газа до 01.01.2010 обязаны осуществить как разделение учета затрат, связанных с деятельностью по распределению природного газа и деятельностью по поставке природного газа, так и разделение указанных затрат и технологических расходов и потерь природного газа в распределительных сетях природного газа по уровням давления газа в этих сетях.

VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ, УТВЕРЖДЕНИЕ И УТОЧНЕНИЕ ТАРИФОВ

45. Обладатели лицензии ежегодно до конца ноября представляют в НАРЭ расчеты тарифов на следующий год, произведенные в соответствии с Методологией. НАРЭ рассмотрит представленные предприятиями материалы и при наличии объективных причин утвердит данные тарифы.

46. Тарифы утверждаются Административным советом НАРЭ в расчете на 1000 м³ природного газа по каждому виду деятельности: на транспортировку природного газа; на распределение и поставку природного газа; на природный газ, отпускаемый АО "Молдовагаз" с ГРС; на природный газ, отпускаемый конечным потребителям. Тарифы утверждаются фиксированные и, таким образом, исключается возможность любой дискриминации потребителей в процессе их применения. Утвержденные тарифы вступают в силу после их опубликования в "Официальном мониторе Республики Молдова".

47. Материальные затраты, расходы на оплату труда, на содержание и эксплуатацию, коммерческие, общие и административные расходы для первого (базового) года действия Методологии (CM_0 ; CRM_0 ; CIE_0 , CC_0 и CGA_0), рассчитываются обладателями лицензий, исходя из реальных потребностей в соответствии с п.23-28 настоящей Методологии, рассматриваются и утверждаются Административным советом НАРЭ и вступают в силу с даты их опубликования.

В течение последующих лет данные затраты и расходы будут актуализированы НАРЭ исходя из величины параметров актуализации.

Расходы по оплате труда будут актуализироваться в зависимости от уровня инфляции в Республике Молдова. При актуализации материальных затрат в расчет будет приниматься уровень инфляции США и обменный курс доллара США, так как большинство материалов импортируются. Расходы на содержание и эксплуатацию будут актуализироваться в зависимости от уровня инфляции в Республике Молдова, так как большинство указанных расходов связано с поставками на внутреннем рынке. Коммерческие расходы будут актуализироваться в зависимости от индекса изменения количества потребителей, а общих и административных расходов – от уровня инфляции в Республике Молдова. В то же время расходы по оплате труда и материальные затраты будут корректироваться с учетом изменения протяженности газовых сетей. Все вышеуказанные затраты и расходы будут также корректироваться, исходя из необходимости повышения уровня эффективности предприятий. Таким образом, вышеуказанные затраты и расходы предприятий газовой отрасли будут актуализироваться ежегодно по следующим формулам:

$$CM_j = CM_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98[(1 + IPCD_j) \times (1 + \Delta LR_j)] \times \left(\frac{LeiD_j}{LeiD_{i-1}} \right) \quad (56)$$

$$CIE_j = CIE_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98(1 + IPCM_j) \quad (57)$$

$$CRM_j = CRM_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98[(1 + IPCM_j) \times (1 + \Delta LR_j)] \quad (58)$$

$$CC_j = CC_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98(1 + \Delta NC_j) \quad (59)$$

$$CGA_j = CGA_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98(1 + IPCM_j) \quad (60)$$

$$\Delta LR_j = \frac{LR_j - LR_{j-1}}{LR_{j-1}} \quad (61)$$

$$\Delta NC_j = \frac{NC_j - NC_{j-1}}{NC_{j-1}} \quad (62),$$

где:

LR_j – протяженность газовых сетей в году “j”;

LR_{j-1} – протяженность газовых сетей в предыдущем году;

NC_j – число потребителей, обслуживаемых в году “j”;

NC_{j-1} – число потребителей, обслуживаемых в предыдущем году;

$IPCD_j$ – индекс потребительских цен в США в году “j”, опубликованный Департаментом труда США;

$IPCM_j$ – индекс потребительских цен в Республике Молдова в году “j”, опубликованный Национальным бюро статистики Республики Молдова.

48. Исходя из того, что обладатель лицензии на поставку природного газа АО “Молдовагаз” несет только коммерческие, общие и административные расходы, настоящая Методология не предусматривает разделение его регулируемых операционных расходов (COR_0) по видам затрат и устанавливает их на базовый год в целом, а в течение последующих лет они актуализируются в зависимости от индекса потребительских цен в Республике Молдова и повышения уровня эффективности предприятия. То есть:

$$COR_j = COR_0 \times \prod_{i=1}^j 0,98(1 + IPCM_j) \quad (63)$$

49. Актуализация тарифов в течение года будет осуществлена только в случаях наличия объективных факторов, неподконтрольных предприятиям (изменение закупочной цены природного газа, колебания обменного курса национальной валюты, принятие законодательных актов, приводящих к увеличению затрат и др.), которые обосновывают соответствующую актуализацию и которые приводят к отклонению от первоначальных общих регулируемых затрат более чем на 5 процентов. Для этого предприятия представят в НАРЭ анализ факторов влияния и расчет отклонений, образовавшиеся в связи с изменением реальных параметров по отношению к тем, которые были включены в расчет утвержденных тарифов. НАРЭ в таких случаях произведет актуализацию тарифов, исходя из возникших объективных факторов и уровня их влияния на тарифы.

50. В случае изменения тарифов в течение года, финансовые отклонения (DV_j), образованные в предыдущем периоде текущего года, в полной мере учитываются при расчете новых тарифов. При этом финансовые отклонения в тариф включаются таким образом, чтобы они были возмещены до конца текущего года.

VII. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

51. Настоящая Методология предусматривает, что ежегодный износ и амортизация нематериальных активов, включенные в тариф обладателей лицензий, входящих в состав АО "Молдовагаз" (за исключением тех, которые относятся к инвестициям, осуществленным из заемных средств) будут использоваться ими только в целях осуществления новых инвестиций, а из общей суммы запланированных ежегодных инвестиций не менее 70% должны быть направлены на расширение, реконструкцию, модернизацию, реновацию и реабилитацию сетей природного газа. В случае использования данных средств на другие цели, НАРЭ вправе уменьшить эти расходы на следующий год, в объеме средств, использованных на иные цели.

52. Учитывая, что использование материальных затрат и расходов на содержание и эксплуатацию сетей природного газа напрямую влияет на состояние сетей, качество и надежность газоснабжения потребителей, и в целях исключения использования этих тарифных ресурсов на другие цели, НАРЭ вправе уменьшить указанные затраты на следующий год в объеме неосуществленных работ или нецелевого их использования.

53. В случае, когда:

1) АО "Молдовагаз" в течение текущего года не использует или использует на другие цели средства, предназначенные для инвестиций (PG), то НАРЭ вправе уменьшить регулируемые затраты АО "Молдовагаз", необходимые для включения в тариф на следующий год, в размере неиспользованных или использованных на другие цели указанных средств;

2) на национальном уровне будет изменен гарантированный минимум зарплаты, то расходы на оплату труда соответствующего периода года будут скорректированы исходя из данного гарантированного минимума зарплаты, режима работы и других факторов;

3) законодательство изменит по отношению к потребителям режим фактурирования-оплаты природного газа или изменятся условия приобретения-оплаты природного газа, то НАРЭ произведет перерасчет дней, относящихся к оборотному капиталу, указанных в п.28. 3), а), исходя из этих изменений;

4) доходы от транспортировки (транзита) газа в другие страны (VTR_j) не покроют необходимые расходы для оказания этих услуг ($CTRG_j$), то образовавшаяся от этого разница будет отнесена на счет обладателя лицензии, который заключил с внешними поставщиками контракты на данный вид услуг.

54. Настоящая Методология вступает в силу с даты опубликования в "Официальном мониторе Республики Молдова", будет действительна в течение пятилетнего периода и обязательна для всех обладателей лицензий, осуществляющих регулируемую деятельность по транспортировке, распределению и поставке природного газа.