

ФЕДЕРАЛЬНАЯ АНТИМОНОПОЛЬНАЯ СЛУЖБА

ПРИКАЗ

от _____

№ _____

Об утверждении Методики расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам

На основании подпункта 5.2.9(22).5. Положения о Федеральной антимонопольной службе, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 года № 331(Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 31, ст. 3259; 2006, № 45, ст. 4706; № 49 (2 ч.), ст. 5223; 2007, № 7, ст. 903; 2008, № 13, ст. 1316; № 44, ст. 5089; № 46, ст. 5337; 2009, № 3, ст. 378; № 39, ст. 4613; 2010, № 9, ст. 960, № 25, ст. 3181; № 26, ст. 3350; 2011, № 14, ст. 1935; № 18, ст. 2645; № 44, ст. 6269; 2012, № 27, ст. 3741; № 39, ст. 5283; № 52, ст. 7518; 2013, № 35, ст. 4514; № 36, ст. 4578; № 45, ст. 5822; 2014, № 35, ст. 4774; 2015, № 1 (часть II), ст. 279; № 10, ст. 1543; № 37, ст. 5153; № 44, ст. 6133, № 49, ст. 6994; 2016, № 1 (часть II), ст. 239; № 28, ст. 4741; № 38, ст. 5564; № 43, ст. 6030; 2018, № 5; ст. 772; № 9, ст. 1399; № 51, ст. 7991), а также в соответствии с пунктами 4 и 7 Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 года № 1021 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 2, ст. 175; 2002, № 21, ст. 2001; 2006, № 50, ст. 5354; 2007, № 23,

ст. 2798; 2008, № 50, ст. 5971; 2009, № 5, ст. 618; № 30, ст. 3842; 2010, № 49, ст. 6520; 2011, № 8, ст. 1109; № 35, ст. 5078; № 48, ст. 6943; 2012, № 6, ст. 682; № 17, ст. 1997; 2013, № 47, ст. 6104; 2014, № 2 (часть I), ст. 137; № 18 (часть IV), ст. 2185; № 26 (часть II), ст. 3566; № 43, ст. 5909; № 50, ст. 7094; 2015, № 37, ст. 5153; 2016, № 22, ст. 3211; 2018, № 1 (часть II), ст. 390; № 6, ст. 897; № 45, ст. 6942; № 51, ст. 7991; № 53 (часть II), ст. 8666; 2019, № 8, ст. 801), п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемую Методику расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам.

2. Признать утратившими силу:

- приказ ФСТ России от 23 августа 2005 года № 388-э/1 «Об утверждении методики расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам» (зарегистрирован Минюстом России 19 октября 2005 года, регистрационный № 7102).

- приказ ФСТ России от 07.11.2006 № 245-э/2 «О внесении изменений и дополнений в Методику расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам» (зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2006 года, регистрационный № 8564);

- приказ ФСТ России от 25.10.2007 № 286-э/4 «О внесении изменений и дополнений в Методику расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденную Приказом Федеральной службы по тарифам от 23 августа 2005 г. № 388-э/1» (зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2007 года, регистрационный № 10518);

- приказ ФСТ России от 17.09.2008 № 174-э/6 «О внесении изменений и дополнений в Методику расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденную Приказом Федеральной службы по тарифам от 23 августа 2005 г. № 388-э/1» (зарегистрирован Минюстом России 2 октября 2008 года, регистрационный № 12387);

- приказ ФСТ России от 02.12.2011 № 315-э/10 «О внесении изменений в приложение 3 к Методике расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденной Приказом Федеральной службы по тарифам от 23 августа 2005 года № 388-э/1» (зарегистрирован Минюстом России 21 декабря 2011 года, регистрационный № 22737);

- приказ ФСТ России от 21.10.2014 № 230-э/1 «О внесении дополнения в Методику расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденную приказом ФСТ России от 23 августа 2005 года № 388-э/1» (зарегистрирован Минюстом России 17 ноября 2014 года, регистрационный № 34738).

3. Контроль исполнения настоящего приказа возложить на заместителя руководителя ФАС России А.Н. Голомолзина.

Руководитель

И.Ю. Артемьев

Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам

I. Общие положения

1. Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам (далее - методика) разработана во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 г. № 1021 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 2, ст. 175; 2002, № 21, ст. 2001; 2006, № 50, ст. 5354; 2007, № 23, ст. 2798; 2008, № 50, ст. 5971; 2009, № 5, ст. 618; № 30, ст. 3842; 2010, № 49, ст. 6520; 2011, № 8, ст. 1109; № 35, ст. 5078; № 48, ст. 6943; 2012, № 6, ст. 682; № 17, ст. 1997; 2013, № 47, ст. 6104; 2014, № 2 (часть 1), ст. 137; № 18 (часть 4), ст. 2185; № 26 (часть 2), ст. 3566; № 43, ст. 5909; № 50, ст. 7094; 2015, № 37, ст. 5153; 2016, № 22, ст. 3211; 2018, № 1 (часть 2), ст. 390; № 6, ст. 897; № 45, ст. 6942; № 51, ст. 7991; № 53 часть II), ст. 8666; 2019, № 8, ст. 801).

2. Настоящая методика определяет основные методы и особенности расчета тарифов (ставок тарифов) на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам по территории Российской Федерации (далее - тарифы).

3. Для целей настоящей методики используются следующие понятия:
«орган регулирования» – федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования цен (тарифов);

«субъект регулирования» - субъект естественной монополии в сфере транспортировки газа по трубопроводам, оказывающий услуги по транспортировке газ по магистральным трубопроводам, либо группа компаний – субъектов естественной монополии, оказывающих услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам с выделением головной компании;

«регулируемый вид деятельности»- оказание услуг по транспортировке газа по магистральным трубопроводам;

«необходима выручка» - экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых регулируемому субъекту для

осуществления регулируемой деятельности в течение периода регулирования (далее НВ);

«точки входа» – места подключения к системе магистральных газопроводов подводящих газопроводов, по которым осуществляется подача газа потребителям от месторождений, газоперерабатывающих заводов, объектов магистрального транспорта газа сторонних организаций, терминалов приема сжиженного природного газа (далее СПГ) и других источников газа для транспортировки российским потребителям;

«точки выхода» – места подключения к системе магистральных газопроводов сетей газораспределения, газопроводов – отводов в которых газ отбирается из системы магистральных трубопроводов, точки пересечения магистральными газопроводами границы Российской Федерации при транспортировке газа на экспорт;

«промежуточные точки»:

– места подключения к системе магистральных газопроводов: подземных хранилищ газа (далее - ПХГ);

- места подключения к системе магистральных трубопроводов межпромысловых коллекторов (далее МПК) по которым газ транзитом транспортируется между различными участками системы магистральных трубопроводов;

- места подключения к системе магистральных трубопроводов газотранспортных систем сопредельных государств, используемых при транзитной транспортировке газа российских производителей для поставки российским потребителям;

- виртуальные балансовые пункты - не имеющие физической привязки к системе магистральных газопроводов точки, в которых для газа, поступившего от различных точек входа, выровнены экономические условия его дальнейшей транспортировки до физически доступных для транспортировки точек выхода, и в которых осуществляются операции по купле и продаже газа;

«транспортировка газа» - перемещение газа по системе магистральных газопроводов, позволяющее подать газ в систему магистральных трубопроводов в точках входа, подать и отобрать газ в промежуточных точках, отобрать газ в точках выхода;

«зона входа» - объединение географически близко расположенных точек входа (кроме точек входа терминалов СПГ), от которых газ физически может транспортироваться до одних и тех же зон выхода, точка входа терминала СПГ, или объединение географически близко расположенных точек входа терминалов СПГ;

«зона выхода» - объединение точек выхода, в которых газ отбирается при поставке российским потребителям в пределах одного субъекта Российской Федерации, одна точка выхода, или объединение

точек выхода при поставке газа на экспорт, в пределах прилегающего к границе Российской Федерации субъекта Российской Федерации.

«макро зона доступности» - совокупность зон выхода, в которые при существующей конфигурации газотранспортной системы физически возможна транспортировка газа от данной зоны входа при поставке газа на внутренний рынок.

«макро зона «вход-выход» - макро зона доступности, или пересечение двух, или нескольких макро зон доступности, в которой газ от любой из зон входа соответствующих макро зон доступности может транспортироваться в любую зону выхода, входящую в данную макро зону «вход-выход» с равной для каждой конкретной зоны входа доходностью, относительно регулируемой оптовой цены газа в данной зоне выхода (разностью регулируемой оптовой цены в зоне выхода и стоимостью транспортировки от зоны входа до зоны выхода, далее нетбэк);

4. Тарифы, рассчитанные в соответствии с настоящей методикой, применяются для расчетов за услуги по транспортировке газа, добываемого на территории Российской Федерации.

5. Тарифы применяются в случае оказания услуг по транспортировке газа организациями - собственниками систем газоснабжения и их аффилированными лицами независимым организациям, а также при оказании ими услуг по транспортировке газа, добываемого организациями - собственниками систем газоснабжения и их аффилированными лицами, цены на который, в соответствии с решениями Правительства Российской Федерации, не регулируются, а после внесения соответствующих изменений в нормативные правовые акты Российской Федерации, газ, добываемый организациями - собственниками систем газоснабжения и их аффилированными лицами, цены на который подлежат государственному регулированию. Тарифы также применяются в случае оказания услуг по транспортировке газа по газопроводам, находящимся в собственности или на иных законных основаниях у независимых организаций.

II. Основные методические положения расчета и формирования тарифов

6. Государственное регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам осуществляется путем установления их фиксированных уровней исходя из:

а) возмещения организациям, осуществляющим регулируемый вид деятельности, экономически обоснованных затрат, связанных с транспортировкой газа;

б) установления для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, обоснованной нормы прибыли на капитал, используемый в регулируемых видах деятельности (до разработки методики определения размера основных средств, иных материальных и финансовых активов, используемых в регулируемых видах деятельности, учитывается размер прибыли, необходимой для обеспечения указанных организаций средствами на обслуживание привлеченного капитала, развитие производства и финансирование других обоснованных расходов);

в) удовлетворения платежеспособного спроса на газ, достижения баланса экономических интересов покупателей и поставщиков газа;

г) учета в структуре регулируемых тарифов всех налогов и иных обязательных платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7. Регулирование тарифов базируется на отдельном учете доходов, расходов и финансовых результатов между регулируемыми и нерегулируемыми видами деятельности, по видам регулируемой деятельности, а также объемов услуг по регулируемым видам деятельности в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере бухгалтерского учета, а также в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации, и в соответствии с данными методическими указаниями.

8. В случае если субъект регулирования, помимо деятельности по транспортировке газа, осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы от этих видов деятельности не учитываются при расчете тарифов.

9. В случае если субъект регулирования представляет собой группу компаний с головной компанией в ее составе, тарифы рассчитываются и устанавливаются для головной компании на основании суммарных доходов, расходов и объемов услуг компаний по транспортировке газа, при этом учитывается часть экономически обоснованных расходов головной компании, относящаяся на регулируемый вид деятельности.

10. В случае если субъект регулирования осуществляет регулируемый вид деятельности по нескольким системам магистральных газопроводов, регулирование тарифов для них может осуществляться на основании различных подходов (методов) установления тарифов.

11. Тарифы могут устанавливаться различными методами, различными наборами ставок и различными по величине в зависимости от направления транспортировки газа: на внутренний рынок Российской Федерации, на рынки стран Евразийского экономического союза (далее – ЕАЭС), на экспорт в страны, не входящие в ЕАЭС.

12. В случае если субъект регулирования оказывает услуги по транзитной транспортировке газа через территорию Российской Федерации и стоимость данных услуг не зависит от стоимости транзита газа для субъекта регулирования по территории сопредельных государств, то доход от превышения фактически применяемых тарифов над регулируемыми учитывается в качестве дополнительного источника при определении необходимой выручки для расчета тарифов.

13. Величина инвестиционной программы субъекта регулирования, относимой на регулируемый вид деятельности, принимается для расчета тарифов с учетом решений компетентного органа управления организации, осуществляющей регулируемый вид деятельности, а в случае рассмотрения инвестиционной программы федеральными органами исполнительной власти, в размере, одобренном (согласованном) указанными органами исполнительной власти, а также в соответствии с подходами, изложенными в разделе IV настоящих методических указаний, на основании прогнозных показателей хозяйственной деятельности субъекта регулирования.

В случае отклонения фактических показателей инвестиционной программы от плановых, разница между фактической величиной инвестиционной программы и принятой при установлении тарифов, может быть учтена в следующем периоде регулирования в соответствии с подходами, изложенными в первом абзаце настоящего пункта.

Величина инвестиционной программы принимается без учета налога на добавленную стоимость.

14. Тарифы рассчитываются и устанавливаются без учета налога на добавленную стоимость.

15. В целях выполнения расчетов по данной методике объемные величины транспортируемого газа приводятся к следующим стандартным параметрам:

- температура $t = 20$ град. С;
- давление $p = 760$ мм рт.ст.;
- влажность = 0%.

Тарифы рассчитываются (применяются) независимо от прогнозной (фактической) объемной теплоты сгорания транспортируемого газа

III. Расчет затрат, учитываемых при установлении тарифов на регулируемые виды деятельности

16. Расчет затрат, связанных с регулируемым видом деятельности, на расчетный период действия тарифов производится по следующим составляющим с учетом следующих подходов:

- газ на собственные технологические нужды определяется исходя из нормативов использования природного газа на собственные

технологические нужды, а так же с учетом уровня фактических объемов газа на собственные технологические нужды за последний истекший год, с учетом целевых показателей энергетической эффективности в регулируемом виде деятельности, утверждаемых регулирующим органом, и цены его приобретения на входе в магистральные газопроводы субъекта регулирования (в случае, если субъект регулирования приобретает газ на указанные цели по рыночным (договорным ценам). В случае использования на собственные технологические нужды газа собственной добычи (добычи аффилированных лиц), его стоимость определяется на основании расходов субъекта регулирования на добычу газа и его подготовку к транспорту.

- энергия, расходуемая на производственные и хозяйственные цели, - исходя из расчетных объемов потребления энергии субъектом регулирования в регулируемом виде деятельности, с учетом нормативов потребления и целевых показателей энергетической эффективности, утверждаемых регулирующим органом, и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на ее приобретение;

- материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд - исходя из необходимости их потребления в регулируемом виде деятельности и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на их приобретение;

- затраты на оплату труда - исходя из прогнозируемой численности персонала, занятого в регулируемом виде деятельности, и в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации, Тарифным соглашением, Коллективным договором и другими нормативными актами, действующими в отрасли в области оплаты труда, а также прогнозными индексами потребительских цен;

- взносы в государственные внебюджетные фонды - в размерах, установленных законодательством Российской Федерации;

- арендная плата - исходя из заключенных договоров аренды с собственником арендуемого имущества, состава и стоимости арендуемого имущества, налога на имущество и других обоснованных расходов в составе арендной платы;

- амортизационные отчисления - исходя из состава основных средств и нематериальных активов, используемых в регулируемом виде деятельности, и в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере бухгалтерского учета основных средств и нематериальных активов;

- услуги всех видов транспорта - исходя из необходимости потребления данных услуг субъектом регулирования в регулируемом виде деятельности и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на их оплату;

- услуги сторонних организаций (услуги связи, услуги по обеспечению пожарной безопасности и охране, услуги по техническому обслуживанию и текущему ремонту, услуги по водоснабжению и водоотведению, материально-техническое обеспечение, содержание вахтовых поселков, услуги по программному обеспечению и сопровождению, аудит, энергоаудит, юридические и консультационные услуги, информационно-аналитические услуги, прочие услуги сторонних организаций);

- расходы на капитальный ремонт - исходя из необходимости выполнения ремонтных работ, применимых нормативов работ по капитальному ремонту и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на их оплату;

- пусконаладочные работы - исходя из необходимости проведения работ и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на их оплату;

- диагностика - исходя из необходимости проведения работ, нормативов проведения работ и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на их оплату;

- подготовка кадров - исходя из необходимости подготовки кадров и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на оплату соответствующих услуг;

- охрана труда и техника безопасности - исходя из необходимости проведения работ по охране труда и технике безопасности и прогнозируемых на расчетный период цен и тарифов на оплату соответствующих услуг;

- страховые платежи - в соответствии с законодательством Российской Федерации с учетом различных видов страхования: имущественное страхование (страхование имущества, страхование природного газа, страхование автотранспорта); личное страхование работников (добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев, страхование жизни); пенсионное страхование; обязательное страхование от несчастных случаев; прочие виды страхования (страхование гражданской ответственности, страхование капремонта, ОСАГО, страхование грузов).

- другие расходы: лизинговые платежи, налоги и иные обязательные платежи, реклама, затраты на командировки.

17. Для определения экономически обоснованного уровня отдельных статей затрат может применяться бенчмаркинг – определение оптимального уровня затрат исходя из сопоставления с уровнем соответствующих статей затрат других хозяйствующих субъектов приведённых к сопоставимым условиям хозяйственной деятельности.

18. При отсутствии возможности проведения бенчмарка, может применяться установление экономически обоснованного уровня статей

затрат на основе анализа ретроспективных данных (не менее трёх лет) об уровне затрат субъекта регулирования («эталон» расходов).

Расходы прошлых периодов приводятся к сопоставимым условиям с текущим периодом (приведённые расходы) с учётом изменения масштабов хозяйственной деятельности (в том числе состава основных средств, используемых при осуществлении регулируемой деятельности) и с применением индексов потребительских цен, индексов цен производителей по данным Федеральной службы государственной статистики и Прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемых в установленном порядке, а также фактических индексов изменения цен на товары (услуги).

Величины «эталонных» расходов устанавливаются на уровне не ниже минимальной величины и не выше средней величины приведённых расходов.

19. При проведении расчета тарифов и обосновании величин статей расходов используются нормативы численности, использования материалов и проведения различных видов эксплуатационных работ. При отсутствии нормативов может использоваться метод сравнения с фактическими данными других хозяйствующих субъектов, также допускается использование в расчетах экспертных оценок, на основе публично раскрываемых отчетных данных.

20. При проведении расчета тарифов и обосновании величин отдельных статей расходов могут применяться следующие цены (тарифы) на продукцию (услуги), приобретаемые субъектом регулирования для осуществления регулируемого вида деятельности:

- регулируемые государством цены (тарифы);
- цены (тарифы, стоимость услуг), установленные на основании договоров, заключенных по результатам проведенных субъектом регулирования конкурсов (тендеров, запросов котировок);
- цены на продукцию (услуги), приобретаемые другими хозяйствующими субъектами в сопоставимых условиях (бенчмарк);
- биржевые котировки;
- биржевые и внебиржевые индексы публикуемые уполномоченными биржами;
- прогнозные рыночные цены (тарифы, стоимость услуг), определяемые с учетом прогнозных индексов изменения цен в целом по отраслям промышленности, с учетом индексов-дефляторов, устанавливаемых в рамках Прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемых в установленном порядке.

IV. Методы отнесения доходов, расходов и капитальных вложений субъекта регулирования на регулируемый вид деятельности, а также для целей определения тарифов на транспортировку газа на экспорт в страны, не являющиеся участниками ЕАЭС, и на рынки стран участниц ЕАЭС, включая внутренний рынок Российской Федерации.

21. На регулируемый вид деятельности в полном объеме относятся все расходы субъекта регулирования (включая капитальные вложения и амортизационные отчисления), непосредственно связанные с оказанием услуг по транспортировке газа по магистральным трубопроводам.

22. В случае если дочерние газотранспортные организации возмещают головной компании часть ее расходов, связанных с транспортировкой газа (амортизационные отчисления, расходы на страхование и т.п.), в составе арендной платы или иным образом, указанные расходы не учитываются при отнесении части расходов головной компании на транспортировку газа.

23. Затраты субъекта естественной монополии, которые невозможно отнести к определенным видам деятельности, относятся на регулируемый вид деятельности в соответствии со следующими подходами:

а) затраты головной компании (в случае выделения в структуре субъекта регулирования головной компании) - пропорционально доле суммарных затрат газотранспортных дочерних организаций по регулируемому виду деятельности, в сумме общих затрат дочерних организаций по нерегулируемым видам деятельности (при этом учитываются суммарные расходы без учета внутреннего оборота).

б) прочие операционные доходы и расходы, прочие внереализационные доходы и расходы - пропорционально доле затрат по регулируемому виду деятельности в сумме затрат субъекта регулирования по всем видам деятельности.

в) капитальные вложения - пропорционально удельному весу капитальных вложений по регулируемому виду деятельности в общей сумме капитальных вложений.

г) величина дивидендов, относимая на регулируемый вид деятельности, определяется исходя из величины дивидендов, предусмотренных к выплате субъектом регулирования за предыдущий расчетный период действия тарифов, либо в соответствии с указаниями Правительства на текущий период регулирования, пропорционально

финансовому результату субъекта регулирования, отнесённых на регулируемый вид деятельности, в сумме общих затрат всех дочерних обществ, включая затраты по нерегулируемым видам деятельности (при этом учитываются суммарные расходы без учета внутреннего оборота).

24. Для целей определения тарифов на транспортировку газа на экспорт в страны, не являющиеся участниками ЕАЭС, и на рынки стран участниц ЕАЭС, включая внутренний рынок Российской Федерации все расходы субъекта регулирования (включая операционные расходы, капитальные вложения и амортизационные отчисления), которые относятся только к оказанию услуг по транспортировке в соответствующих направлениях, целиком учитываются при расчёте тарифов по соответствующим направлениям транспортировки.

25. Затраты субъекта естественной монополии (включая операционные расходы, капитальные вложения и амортизационные отчисления), которые невозможно отнести к определенным направлениям транспортировки, относятся на соответствующие направления в соответствии со следующими подходами:

а) затраты головной компании, относимые на регулируемый вид деятельности, разносятся пропорционально товаротранспортной работе (далее ТТР) субъекта регулирования в целом по направлениям транспортировки газа.

б) затраты, связанные с транспортировкой газа по участками линейных объектов газотранспортной системы, по которым осуществляется транспортировка газа по обоим направлениям транспортировки (включая амортизационные отчисления, налог на имущество, капитальные вложения), разносятся пропорционально ТТР по направлениям транспортировки газа осуществляемых посредством этих участков линейных объектов.

26. В случае если сумма всех амортизационных отчислений, учитываемые при расчете тарифов на услуги по транспортировке газа по различным направлениям транспортировки, превышают размер относимой на соответствующее направление части инвестиционной программы, сумма указанного превышения может использоваться в качестве источника по тому же направлению транспортировки при определении тарифной выручки на следующий расчетный период действия тарифов.

V. Методы определения необходимой выручки субъекта регулирования

27. Для определения необходимой выручки субъекта регулирования могут использоваться следующие методы (в порядке приоритетности применения):

- а) метод сопоставимых рынков;
- б) метод индексации;
- в) метод экономически обоснованных расходов;
- г) метод доходности инвестированного капитала.

28. Метод сопоставимых рынков основывается на сравнительном анализе органом регулирования хозяйственной деятельности, величин необходимой выручки, или величин регулируемых тарифов групп субъектов регулирования осуществляющих аналогичные регулируемые виды деятельности в сопоставимых технических, технологических, экономических, природно-климатических и иных объективных условиях.

Необходимая выручка субъекта регулирования определяется исходя из соотнесения с уровнем необходимой выручки эталонной организации, приведенной к сопоставимым условиям хозяйствования, с учётом предполагаемого объёма оказываемых услуг субъекта регулирования на предстоящий период регулирования.

Если регулируемая и эталонные организации осуществляют хозяйственную деятельность в сопоставимых условиях, то для установления тарифов может использоваться соотнесение устанавливаемого тарифа непосредственно с уровнем тарифов эталонных организаций.

29. Под методом индексации понимается способ определения регулирующим органом необходимой валовой выручки, отдельных расходов регулируемых субъектов или тарифа (группы тарифов), основанный на установлении и применении индексов (коэффициентов) на следующий период регулирования (в том числе долгосрочный период регулирования).

30. Необходимым условием применения метода индексации является достижение на предыдущем периоде регулирования необходимой выручки, обеспечивающей покрытие обоснованных расходов и формирование необходимого размера прибыли по регулируемому виду деятельности.

31. При применении метода индексации регулирующий орган в обязательном порядке устанавливает целевые показатели эффективности деятельности субъектов регулирования, и осуществляет контроль за их достижением.

32. Порядок применения метода индексации и определения индексов (коэффициентов), а также целевые показатели эффективности деятельности устанавливается Правительством Российской Федерации

33. До момента установления соответствующего порядка, при применении метода индексации используется коэффициент индексации ($K_{и}$), рассчитываемый по формуле:

$$K_{и} = ИПЦ * (1 - K_{эфф})$$

где ИПЦ – индекс потребительских цен, определяемый на основе Прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемых в установленном порядке;

$K_{эфф}$ – индекс повышения эффективности деятельности субъекта регулирования, определяемый на период регулирования органом регулирования.

34. Под методом доходности инвестиционного капитала понимается способ установления необходимой выручки субъекта регулирования, при котором величина прибыли, закладываемая в тарифы, рассчитывается путем умножения установленной нормы доходности на стоимость капитала, инвестированного в развитие регулируемого субъекта.

35. Порядок определения величины стоимости капитала и нормы доходности устанавливается Правительством Российской Федерации.

36. До установления соответствующего порядка применяются следующие подходы.

а) рассчитываются величины собственного и заёмного капитала по регулируемому виду деятельности:

- собственный капитал - по данным налогового учёта в части, относимой на регулируемый вид деятельности с применением подходов к распределению инвестиций, изложенным в разделе IV;

- доля краткосрочного заёмного капитала, относимая на регулируемую деятельность определяется пропорционально доле затрат по регулируемому виду деятельности в сумме затрат субъекта регулирования по всем видам деятельности;

- доля долгосрочного заёмного капитала, относимая на регулируемую деятельность, определяется пропорционально доле инвестиций относимых на регулируемый вид деятельности в соответствии с подходами к распределению инвестиций, изложенными в разделе IV,

к общему объёму инвестиций за предшествующий период (не менее трёх лет);

б) собственный и заёмный капиталы по регулируемому виду деятельности разносятся по направлениям транспортировки газа:

- собственный капитал в соответствии с подходами распределения инвестиций, изложенными в разделе IV;

- краткосрочный заёмный капитал, относимый на регулируемую деятельность распределяется по направлениям транспортировки пропорционально операционным затратам по направлениям транспортировки;

- долгосрочный заёмный капитал, относимый на регулируемую деятельность, распределяется по направлениям транспортировки пропорционально объемам инвестиций по направлениям транспортировки за предшествующий период (не менее трёх лет);

37. Нормы доходности капитала устанавливаются как средневзвешенные стоимости собственного и заемного капиталов, относимых на регулируемый вид деятельности, распределённых по направлениям транспортировки газа.

38. Норма доходности собственного капитала устанавливается на уровне ключевой ставки Центрального банка России.

39. Норма доходности заёмного капитала рассчитывается как средневзвешенная стоимость привлечённых субъектом регулирования заёмных средств.

40. По методу экономически обоснованных расходов необходимая выручка (НВ) на расчетный период действия тарифов для покрытия обоснованных расходов, связанных с транспортировкой газа, в том числе диспетчеризацией поставок газа, включая его учет в системе магистральных газопроводов, и формирования необходимого размера прибыли по регулируемому виду деятельности рассчитывается по следующей формуле:

$$НВ = З^{ТР} + \Delta P^{ТР} - C_{\text{прочие}}^{ТР} + Н_{\text{пр}}^{ТР} + ЧП^{ТР} \quad (1),$$

где:

$З^{ТР}$ - проектируемые на расчетный период действия тарифов суммарные затраты субъекта регулирования на транспортировку газа;

$\Delta P^{ТР}$ – не учтенные/ не использованные в предыдущем расчетном периоде действия тарифов расходы субъекта регулирования, подлежащие возмещению (со знаком «+») или исключению (со знаком «-») из тарифной выручки в соответствии с пунктами 41 и 42 настоящей методики;

$C_{\text{прочие}}^{ТР}$ - проектируемое на расчетный период действия тарифов сальдо прочих доходов и расходов субъекта регулирования в части, отнесенной на деятельность по транспортировке газа;

$Н_{\text{пр}}^{ТР}$ – проектируемая на расчетный период действия тарифов сумма налога

на прибыль субъекта регулирования в части прибыли, получаемой от деятельности по транспортировке газа;

ЧП^{тр} – проектируемая на расчетный период действия тарифов сумма чистой прибыли субъекта регулирования, необходимой для покрытия всех согласованных регулирующим органом расходов из чистой прибыли по регулируемому виду деятельности.

41. В случае если субъект регулирования в течение предыдущего расчетного периода действия тарифов понес экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов, указанные расходы учитываются при определении тарифной выручки на следующий расчетный период действия тарифов, при этом капитальные вложения, превысившие уровень утвержденного объема инвестиционной программы не учитываются.

42. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение предыдущего расчетного периода действия тарифов средства по статьям затрат и по капитальным вложениям учитываются при определении тарифной выручки на расчетный период действия тарифов в качестве источника покрытия предстоящих расходов.

43. При проведении расчета тарифов, в случае подтверждения данными статистической, бухгалтерской или управленческой отчетности учитывается обоснованный незапланированный убыток прошлых лет, полученный субъектом регулирования от регулируемого вида деятельности. При этом в целях обеспечения среднесрочной сбалансированности динамики изменения тарифов возможно покрытие незапланированного убытка прошлых лет (учета незапланированной прибыли) в течение нескольких лет в соответствии с графиком, согласованным с регулирующим органом.

44. Сумма налога на прибыль ($H_{np}^{тр}$) рассчитывается исходя из условия обеспечения субъекту регулирования получения необходимого объема чистой прибыли по регулируемому виду деятельности:

$$H_{np}^{тр} = \left(\frac{ЧП^{тр} + З^{тр} - З_{учитНО}^{тр} - C_{прочие}^{тр} + C_{прочие_учитНО}^{тр}}{1 - K_{np}} \right) \cdot K_{np} \quad (2)$$

где:

$З_{учитНО}^{тр}$ - проектируемые на расчетный период действия тарифов суммарные затраты субъекта регулирования на транспортировку газа, учитываемые в целях налогообложения в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации;

$C_{прочие_учитНО}^{тр}$ - проектируемое на расчетный период действия тарифов сальдо прочих доходов и расходов субъекта регулирования в части, отнесенной на деятельность по транспортировке газа, учитываемое в целях

налогообложения в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации;

$K_{\text{пр}}$ - ставка налога на прибыль.

45. Необходимый для покрытия согласованных расходов субъекта регулирования размер чистой прибыли (ЧП) по регулируемому виду деятельности определяется по формуле:

$$\text{ЧП} = \frac{\text{ИНВ} - А}{(1 - k_{\text{див}})} (3),$$

где:

ИНВ - инвестиции субъекта регулирования по регулируемому виду деятельности в расчетном периоде действия тарифов;

А - амортизационные отчисления по основным средствам и нематериальным активам в регулируемом виде деятельности в расчетном периоде действия тарифов;

$k_{\text{див}}$ – доля чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов с учетом распоряжений Правительства Российской Федерации (для субъектов регулирования – компаний с государственным участием) и внутренних документов организации, определяющих принципы дивидендной политики.

46. Если $\text{ЧП} < 0$ (инвестиции превышают величину амортизационных отчислений), метод экономически обоснованных расходов не применяется. Вместо него орган регулирования применяет метод индексации. Для покрытия недостатка средств для реализации инвестиционной программы субъект регулирования привлекает долгосрочные займы, либо использует собственные средства за счёт нерегулируемых видов деятельности. Стоимость привлечения долгосрочных заемных средств в размере фактической ставки долгосрочного кредита и стоимость собственных средств в размере средневзвешенной ставки долгосрочного кредитного портфеля субъекта регулирования учитываются при установлении тарифов на следующий период регулирования.

VI. Ставки тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам

47. Для региональных систем газоснабжения, а также на услуги по транспортировке газа по газопроводам-отводам устанавливаются одноставочные тарифы. Одноставочный тариф устанавливается на транспортировку 1000 м³ в случае, если транспортировка газа для всех потребителей транспортных услуг осуществляется по одному маршруту. В других случаях одноставочный тариф устанавливается на транспортировку 1000 м³ на 100 км.

48. На услуги по транспортировке газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, при поставке на рынки стран – участниц ЕАЭС и на экспорт в другие страны устанавливается одноставочный тариф на транспортировку 1000 м³ газа от конкретной зоны входа до конкретной зоны выхода. Тарифы устанавливаются дифференцированно на услуги по транспортировке газа на рынки стран – участниц ЕАЭС и на экспорт в другие страны.

49. Тариф на услуги по транспортировке газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящих в Единую систему газоснабжения (далее – ЕСГ), формируется из следующих ставок:

- ставка за вход в систему магистральных газопроводов в точках входа (далее – ставка за вход), устанавливаемая на транспортировку 1000 м³ газа;

- ставка за пересечение границы макро-зоны «вход-выход» (далее – межзонная ставка), устанавливаемая на транспортировку 1000 м³ газа;

- ставка за выход из системы магистральных газопроводов в точках выхода (далее – ставка за выход), устанавливаемая на транспортировку 1000 м³ газа.

Стоимость транспортировки 1000 м³ газа определяется как сумма ставки за вход, всех межзонных ставок и платы за выход.

50. Ставка за вход устанавливается одинаковой для всех точек входа, входящих в каждую отдельную зону входа.

51. Ставка за вход от точки входа терминала приема СПГ не взимается.

52. При объединении точек входа в зоны входа используются следующие подходы:

- оптимальное расстояние между крайними точками входа в систему магистральных газопроводов в пределах одной зоны входа - не более 100 км;

- к одной зоне входа могут быть отнесены участки нескольких магистральных газопроводов, находящихся в одном коридоре;

- зоны входа устанавливаются с учетом границ отдельных газотранспортных предприятий, входящих в группу компаний организации – собственника ЕСТ, и субъектов Российской Федерации;

53. Ставка за выход устанавливается одинаковой для всех точек выхода, входящих в каждую отдельную зону выхода.

54. Межзональная ставка устанавливается одинаковой вне зависимости от того, по какому газопроводу газ транспортируется из одной макро зоны «вход-выход» в другую, для каждого возможного сочетания прилегающих друг к другу макро зон «вход-выход» отдельно, с учётом физической возможности транспортировки газа из одной макро зоны «вход-выход» в другую (при отсутствии возможности транспортировки между макро зонами «вход-выход» тариф не устанавливается). В случае наличия реверсных трубопроводов, либо нескольких трубопроводов, по которым транспортировка газа между двумя макро зонами «вход-выход» возможна в прямом и обратном направлении, межзональный тариф устанавливается отдельно для каждого направления транспортировки.

55. Ставки за вход и выход в промежуточных точках не устанавливаются.

VII. Расчет ставок тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам

56. Одноставочный тариф в зависимости от технологической схемы транспортировки газа в соответствии с положениями п. 47 настоящей методики определяется по следующим формулам (на транспортировку 1000 м³ либо на транспортировку 1000 м³ на 100 км):

$$T_{\text{тр.}} = \frac{НВ}{V_{\text{тр.}}} \quad (4)$$

$$T_{\text{тр.}} = \frac{НВ}{ТТР}, \quad (5)$$

где:

$V_{\text{тр.}}$ - прогнозный на расчетный период регулирования объем транспортировки газа;

ТТР - прогнозный на расчетный период регулирования объем товаро-транспортной работы.

57. Объем транспортируемого газа ($V_{\text{тр.}}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{тр.}} = V_{\text{вх.}} - V_{\text{СНИТП}} \quad (6)$$

где:

$V_{\text{вх.}}$ - объем газа, поступающего в газотранспортную систему субъекта регулирования;

$V_{\text{СНИТП}}$ - объем газа, используемый субъектом регулирования при транспортировке газа на собственные нужды, а также объем технологических потерь.

ТТР рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ТТР} = \text{ТТР}_{\Sigma} - \text{ТТР}_{\text{СНИТП}} \quad (7)$$

где:

ТТР_{Σ} - суммарная ТТР по перемещению газа, поступающего в сумма газотранспортную систему субъекта регулирования;

$\text{ТТР}_{\text{СНИТП}}$ - ТТР по перемещению газа, используемого субъектом регулирования при транспортировке газа на собственные нужды, а также технологических потерь газа.

При определении размера $V_{\text{СНИТП}}$, $\text{ТТР}_{\text{СНИТП}}$ учитываются только объемы газа, находящиеся в собственности субъекта регулирования.

58. Объемы транспортировки газа и ТТР для расчета тарифов (здесь и далее) принимаются на уровне прогнозных на период регулирования, определяемых с учетом договорных объемов транспортировки газа, а также статистики объемов транспортировки газа и ТТР за предыдущие 3 года.

59. Тариф на услуги по транспортировке газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на экспорт в страны - участники Евразийского экономического союза между i -той зоной входа и j -той зоной выхода рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ij}^{\text{ЕЭС}} = \frac{НВ^{\text{ЕЭС}}}{\text{ТТР}^{\text{ЕЭС}}} * l_{ij} \quad (8)$$

где:

$НВ^{\text{ЕЭС}}$ - необходимая выручка субъекта регулирования на расчетный период действия тарифов для покрытия обоснованных расходов, связанных с транспортировкой газа на экспорт в страны - участники Евразийского экономического союза по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ;

$TTR^{EЭС}$ – суммарная ТТР по перемещению газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на экспорт в страны - участники Евразийского экономического союза;

l_{ij} - средневзвешенное расстояние транспортировки газа от i -той зоны входа до j -той зоны выхода.

60. Средневзвешенное расстояние транспортировки газа между i -той зоной входа и j -той зоной выхода рассчитывается по следующей формуле:

$$l_{ij} = \frac{\sum_{g=1}^G V_g^{ij} * l_g^{ij}}{\sum_{g=1}^G V_g^{ij}} \quad (9)$$

где:

G - число возможных маршрутов транспортировки газа из i -той зоны входа в j -тую зону выхода;

V_g^{ij} - объем газа, транспортируемый от i -той зоны входа до j -той зоны выхода по маршруту g ;

l_g^{ij} - расстояние транспортировки газа из i -той зоны входа в j -тую зону выхода по маршруту g .

При определении ТТР по транспортировке газа от i -той зоны входа до j -той зоны выхода принимается во внимание распределение объемов поступления газа по точкам входа в систему магистральных газопроводов в i -той зоне входа и объемов выхода из системы магистральных газопроводов в j -той зоне выхода, а также фактически сложившаяся и планируемая на период регулирования схема потоков газа.

61. Тариф на услуги по транспортировке газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на экспорт в страны, не являющиеся участниками Евразийского экономического союза, между i -той зоной входа и j -той зоной выхода рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ij}^{ДЗ} = \frac{НВ^{ДЗ}}{TTR^{ДЗ}} * l_{ij} \quad (10)$$

где:

$НВ^{ДЗ}$ - необходимая выручка субъекта регулирования на расчетный период действия тарифов для покрытия обоснованных расходов, связанных с транспортировкой газа на экспорт в страны, не являющиеся участниками Евразийского экономического союза, по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ;

ТТР^{ДЗ} – суммарная ТТР по перемещению газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на экспорт в страны, не являющиеся участниками Евразийского экономического союза.

62. Для расчета тарифов на транспортировку газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, выделяются диапазоны протяженности транспортировки газа - отдельные участки на всей средневзвешенной протяженности транспортировки газа, для которых определяются коэффициенты удельной стоимости транспортировки газа. Количество и протяженность диапазонов, значения коэффициентов удельной стоимости транспортировки газа для расчета тарифов определяются и пересматриваются органом регулирования, исходя из достижения оптимального соотношения регулируемых оптовых цен и тарифов на транспортировку (в соответствии с Приложением 1).

63. На первом этапе расчета тарифов на транспортировку газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, для каждой зоны входа определяется удельная выручка из расчета на 1000 м от реализации газа за вычетом стоимости его транспортировки по магистральным газопроводам (нетбэк), по следующей формуле:

$$NB_i = \frac{(\sum_{k=1}^K C_k * V_{ik} - NB_i)}{\sum_{k=1}^K V_{ik}} \quad (11)$$

где:

NB_i – нетбэк для i -той зоны входа;

k – количество регионов, для которых установлена отдельная регулируемая оптовая цена для прочих потребителей (кроме населения), в которые осуществляется транспортировка газа от i -той зоны входа;

C_k - регулируемая оптовая цена для прочих потребителей (кроме населения), установленная для k -того региона;

V_{ik} – объем транспортировки газа от i -той зоны входа до k -того региона, как напрямую от точек входа до точек выхода, так и через промежуточные точки в течение периода регулирования. Остатки газа в промежуточных точках, соответствующих ПХГ, на начало и конец периода регулирования в данной формуле и в формулах (12) – (17) не учитываются;

NB_i – необходимая выручка субъекта регулирования для покрытия его обоснованных расходов по транспортировке газа на внутренний рынок на расчетный период действия тарифов, отнесенная на i -тую зону входа.

Необходимая выручка субъекта регулирования для покрытия его обоснованных расходов по транспортировке газа на внутренний рынок на

расчетный период действия тарифов, отнесенная на i -тую зону входа, определяется по следующей формуле:

$$НВ_i = НВ_{\Sigma}^{BH} * \frac{TTP_i^{с\text{корр.}}}{TTP_{\Sigma}^{с\text{корр.}}} \quad (12)$$

где:

$НВ_{\Sigma}^{BH}$ - необходимая выручка субъекта регулирования для покрытия его обоснованных расходов по транспортировке газа на внутренний рынок на расчетный период действия тарифов;

$TTP_{\Sigma}^{с\text{корр.}}$ – скорректированная суммарная ТТР по перемещению газа по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок;

$TTP_i^{с\text{корр.}}$ - скорректированная ТТР по перемещению газа, поступившего в систему в i -той зоне входа, по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок.

Скорректированная суммарная ТТР по перемещению газа по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на внутренний рынок рассчитывается по следующей формуле:

$$TTP_{\Sigma}^{с\text{корр.}} = \sum_{r=1}^R TTP_{\Sigma}^r * K_r \quad (13)$$

где:

R – количество диапазонов протяженности транспортировки газа, определенных в Приложении 1;

K_r - коэффициент удельной стоимости транспортировки газа, определенный в Приложении 1 к настоящей методике для r -того диапазона протяженности транспортировки газа;

TTP_{Σ}^r – часть суммарной ТТР по перемещению газа по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок в r -том диапазоне протяженности транспортировки газа.

Скорректированная ТТР по перемещению газа, поступившего в систему в i -той зоне входа, по системе магистральных газопроводов, входящих в ЕСГ, на внутренний рынок рассчитывается по следующей формуле:

$$TTP_i^{с\text{корр.}} = \sum_{r=1}^R TTP_i^r * K_r \quad (14)$$

где:

TTP_i^r – ТТР по перемещению газа, поступившего в систему в i -той зоне входа, по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок в r -том диапазоне протяженности транспортировки газа.

Суммарная ТТР для r -того диапазона протяженности транспортировки газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, определяется по следующей формуле:

$$TTP_{\Sigma}^r = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J TTP_{ij}^r \quad (15)$$

где:

TTP_{ij}^r - ТТР по транспортировке газа на внутренний рынок от i -той зоны входа до j -той зоны выхода для r -того диапазона протяженности транспортировки;

i - количество зон входа, из которых осуществляется транспортировка газа на внутренний рынок;

j - количество зон выхода, через которые поставляется газ на внутренний рынок.

ТТР по перемещению газа, поступившего в систему в i -той зоне входа, по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок в r -том диапазоне протяженности транспортировки газа рассчитывается по следующей формуле:

$$TTP_i^r = \sum_{j=1}^J TTP_{ij}^r \quad (16)$$

где:

TTP_{ij}^r - ТТР по перемещению газа, поступившего в систему в i -той зоне входа, до j -той зоны выхода по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, на внутренний рынок в r -том диапазоне протяженности транспортировки газа.

ТТР по транспортировке газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, от i -той зоны входа до j -той зоны выхода для r -того диапазона протяженности транспортировки рассчитывается по следующей формуле:

$$TTP_{ij}^r = V_{ij}^{BH} * l_r \quad (17)$$

где:

V_{ij}^{BH} - объем поставки газа из i -той зоны входа в j -тую зону выхода на внутренний рынок, как напрямую от точек входа до точек выхода, так и через промежуточные точки в течение периода регулирования. Остатки газа в промежуточных точках, соответствующих ПХГ, на начало и конец периода регулирования в данной формуле не учитываются;

l_r – протяженность r -того диапазона протяженности транспортировки газа, определенная в Приложении 1 к настоящей методике.

В случае, если r -тый диапазон является последним диапазоном протяженности транспортировки между рассматриваемыми зонами входа и выхода, то протяженности транспортировки рассчитывается по следующей формуле:

$$l_r = l_{ij} - l_{r-1} \quad (18)$$

где l_{r-1} – верхняя граница диапазона протяженности транспортировки газа $r-1$, определенная в Приложении 1 к настоящей методике/

64. После определения нетбэков для всех зон входа производится группировка зон входа для формирования макро-зон «вход-выход» на основании данных об инфраструктурных ограничениях (потенциальной возможности транспортировки газа между зонами входа и выхода), раскрываемыми субъектом регулирования по форме, приведенной в Приложении 2, и исходя из следующих принципов:

- географическая близость;
- совпадающие или близкие по составу наборы регионов, куда возможна поставка газа из рассматриваемых зон входа (далее – макро-зоны доступности);
- близкие значения нетбэков;
- недопущение отрицательной платы за вход для зон входа, входящих в макро-зону «вход-выход», в которой осуществляется организованная торговля газом.

После группировки зон входа определяется окончательная конфигурация макро-зон «вход-выход», начиная с макро-зоны «вход-выход» с максимальным нетбэком, для которой макро-зона «вход-выход» соответствует макро-зоне доступности. Затем определяется конфигурация макро-зон «вход-выход» по мере убывания значений их нетбэков. При этом макро-зона «вход-выход» соответствует территории макро-зоны доступности за исключением пересечений с территориями ранее определенных макро-зон «вход-выход».

65. После определения структуры макро-зон «вход-выход» проводится расчет платы за вход, платы за пересечение границы и платы за выход для всех физически возможных вариантов транспортировки газа.

Определение размера ставок тарифа проводится для отдельных макро-зон «вход-выход» в порядке убывания нетбэков.

Плата за вход определяется равной нулю для зоны входа с максимальным нетбэком в данной макро зоне «вход-выход». Для

остальных зон входа, входящих в m -ную макро-зону «вход-выход», плата за вход определяется по следующей формуле:

$$T_{\text{вх}}^{im} = NB_0^m - NB_i^m \quad (19)$$

где:

NB_0^m – нетбэк, определенный для зоны входа, для которой определено нулевое значение платы за вход;

NB_i^m - нетбэк, определенный для зоны входа, входящей в m -ную макро-зону «вход-выход», для которой определяется значение платы за вход.

Плата за выход для j -той зоны выхода, входящей в m -ную макро-зону «вход-выход», рассчитывается исходя из равнодоходности поставок во все зоны выхода, входящие в m -ную макро-зону «вход-выход», от зоны входа, для которой установлена плата за вход, равная нулю:

$$T_{\text{вых}}^{jm} = C_{im} - NB_0^m \quad (20)$$

где:

C_{im} - регулируемая оптовая цена для прочих потребителей (кроме населения), установленная для j -той зоны выхода, входящей в m -ную макро-зону «вход-выход».

Плата за пересечение границы между макро-зонами «вход-выход» рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{пер}}^{m,m+1} = NB_0^{m+1} - NB_0^m \quad (21)$$

где:

NB_0^{m+1} – нетбэк для зоны входа, входящей в $m+1$ макро-зону «вход-выход» (куда транспортируется газ), для которой определена плата за вход, равная нулю;

NB_0^m – нетбэк для зоны входа, входящей в m -ную макро-зону «вход-выход» (откуда транспортируется газ), для которой определена плата за вход, равная нулю.

66. Для того, чтобы учесть наличие остатков в ПХГ на начало и на конец периода регулирования:

- используя посчитанные выше ставки тарифов на вход, выход и ставку межзонного тарифа по формулам (19) – (21), рассчитаем дополнительную $NB_{\text{ост}}$, в результате транспортировки остатков газа в ПХГ на начало периода регулирования в зоны выхода (потребителям) и от зон входа в ПХГ для создания остатков на конец периода регулирования.

- вычислим корректирующий коэффициент

$$K_{\text{ост}} = \frac{НВ}{(НВ+НВ_{\text{ост}})}$$

- умножим на этот корректирующий коэффициент $K_{\text{ост}}$ все тарифы, рассчитанные на первом шаге по формулам (19) – (21).

67. В случаях, когда газораспределительные станции (далее – ГРС) не принадлежат на праве собственности или на иных законных основаниях субъекту регулирования размер платы за выход уменьшается на размер платы за понижение давления, определяемой по следующей формуле:

$$T_{\text{ГРС}} = \frac{НВ^{\text{ГРС}}}{V_{\text{ГРС}}} \quad (22)$$

где:

$НВ^{\text{ГРС}}$ - необходимая выручка на расчетный период действия тарифов для покрытия обоснованных расходов, связанных с эксплуатацией ГРС;

$V_{\text{ГРС}}$ - объем газа, проходящий через ГРС субъекта ГРС регулирования.

Необходимая выручка на расчетный период действия тарифов, для покрытия обоснованных расходов, связанных с эксплуатацией ГРС, рассчитывается по следующей формуле:

$$НВ^{\text{ГРС}} = P^{\text{ГРС}} + C_{\text{пр}}^{\text{ГРС}} \quad (23)$$

где:

$P^{\text{ГРС}}$ - проектируемая на расчетный период действия тарифов сумма расходов субъекта регулирования на эксплуатацию ГРС, относимых на себестоимость;

$C_{\text{пр}}^{\text{тр.}}$ - проектируемое на расчетный период действия тарифов сальдо прочих доходов и расходов субъекта регулирования в части, отнесенной на эксплуатацию ГРС.

При определении платы за понижение давления не учитываются расходы и объем газа по ГРС, удельная загрузка которых составляет менее 10%, которые учитываются в других составляющих тарифа.

В случае, если определение точной суммы расходов на эксплуатацию ГРС затруднено, принимается минимальная оценка указанной величины.

При этом размер необходимой выручки увеличивается на сумму, определяемую по следующей формуле:

$$NB = T_{ГРС} * V_{ГРСчуж} \quad (24)$$

где $V_{ГРСчуж}$ – объем транспортировки газа через ГРС, не принадлежащие на праве собственности или на иных законных основаниях субъекту регулирования.

VI. Особенности расчета тарифов

68. Если в соответствии с прогнозной схемой потоков газа на период регулирования газ от зоны входа транспортируется сначала по магистральным газопроводам, затем полностью, или частично по межпромысловым коллекторам (далее МПК), а затем снова по магистральным трубопроводам, лицо, заключившее договор транспортировки от данной зоны входа, дополнительно к ставкам тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, оплачивает стоимость транспортировки газа по МПК в соответствии с формулой:

$$C_{МПК} = k_{МПК} * V * T_{МПК} * L_{МПК}$$

где:

$C_{МПК}$ – стоимость транспортировки по МПК газа, лица, заключившего договор транспортировки;

$k_{МПК}$ – доля газа, транспортируемого по МПК от данной зоны входа, в соответствии с прогнозной схемой потоков газа;

V – объем транспортировки газа лица, заключившего договор транспортировки;

$T_{МПК}$ – тариф на услуги по транспортировке по МПК, установленный регулирующим органом;

$L_{МПК}$ – протяженность транспортировки газа по МПК.

Значения $k_{МПК}$ и $L_{МПК}$ раскрываются субъектом регулирования по форме Приложения 3.

69. Если в соответствии с прогнозной схемой потоков газа на период регулирования газ от данной зоны входа до данной зоны выхода транспортируется сначала по магистральным газопроводам, затем полностью, или частично по газотранспортной системе сопредельных государств, а затем снова по магистральным трубопроводам, лицо, заключившее договор транспортировки от данной зоны входа, до данной зоны выхода дополнительно к ставкам тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, оплачивает (компенсирует субъекту регулирования расходы по оплате транзитных

тарифов сопредельных государств) стоимость транспортировки газа по газотранспортной системе сопредельных государств в соответствии с формулой:

$$C_{\text{сопр}} = k_{\text{сопр}} * V * T_{\text{сопр}} * L_{\text{сопр}}$$

где:

$C_{\text{сопр}}$ – стоимость транспортировки по газотранспортной системе сопредельных государств газа, лица, заключившего договор транспортировки;

$k_{\text{сопр}}$ – доля газа, транспортируемого по газотранспортной системе сопредельных государств от данной зоны входа, до данной зоны выхода в соответствии с прогнозной схемой потоков газа;

V – объем транспортировки газа лица, заключившего договор транспортировки;

$T_{\text{сопр}}$ – тариф на услуги по транспортировке по газотранспортной системе сопредельных государств, установленный уполномоченным органом сопредельного государства, или межправительственным соглашением;

$L_{\text{сопр}}$ – протяженность транспортировки газа по газотранспортной системе сопредельных государств.

Значения $k_{\text{сопр}}$ и $L_{\text{сопр}}$ раскрываются субъектом регулирования по форме Приложения 3.

70. В случае, если точка выхода не принадлежит ни к одной из зон выхода, и рассчитанный для неё нетбэк превышает максимальный нетбэк зон выхода в данной макро зоне «вход – выход», стоимость входа для данной точки выхода устанавливается отрицательной как разница максимального нетбэка зон входа и нетбэка данной точки входа. В этом случае при определении стоимости оказанных услуг по транспортировке газа плата за вход применяется равной нулю, а плата за выход уменьшается на размер установленной платы за вход.

71. В случае если отнесенные на внутренний рынок амортизационные отчисления превышают размер соответствующей инвестиционной программы, также отнесенной на внутренний рынок два года подряд, а в газотранспортной системе имеются участки, не позволяющие подключить новых потребителей, или производителей газа, то размер амортизационных отчислений в размере 10% от суммы указанного превышения не учитывается при расчете тарифа.

Если описанная выше ситуация сохраняется в течение трёх лет подряд, то размер амортизационных отчислений в размере 20% от суммы указанного превышения не учитывается при расчете тарифа.

Если описанная выше ситуация сохраняется в течение трёх лет и более подряд, то размер амортизационных отчислений в размере 40% от суммы указанного превышения не учитывается при расчете тарифа.

72. Если стоимость транспортировки газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, между i -той зоной входа и j -той зоной выхода, отклоняется более чем на 5% от стоимости транспортировки газа между указанными зонами входа и выхода до пересмотра тарифов в соответствии с настоящей методикой, увеличенной на средний уровень роста тарифов, то размер платы за выход для j -той зоны выхода корректируется таким образом, чтобы стоимость транспортировки газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, между i -той зоной входа и j -той зоной выхода превышала стоимость транспортировки газа между указанными зонами входа и выхода до пересмотра тарифов в соответствии с настоящей методикой, увеличенной на средний уровень роста тарифов, на 5%.

После проведения корректировки платы за вход во всех полученных случаях в соответствии с настоящим пунктом расчет тарифов на транспортировку газа на внутренний рынок по системе магистральных газопроводов, входящей в ЕСГ, проводится повторно без учета выручки, объемов газа и ТТР от транспортировки газа между i -той зоной входа и j -той зоной выхода, для которой проводилась корректировка размера платы за выход в соответствии с настоящим пунктом.

Подобная корректировка проводится однократно при первом установлении тарифов по данным методическим указаниям с целью недопущения резкого изменения стоимости транспортировки при переходе на данную методику.

73. Возврат налога на добавленную стоимость по объектам капитального строительства, введённым до первого установления тарифов в соответствии с настоящими методическими указаниями, может быть использован как источник пополнения необходимой выручки субъекта регулирования с учётом подходов, приведенных в разделе IV настоящих методических указаний.

VII. Порядок представления материалов для рассмотрения регулирующему органу вопросов об утверждении (пересмотре) тарифов

74. Документы для установления (пересмотра) регулируемых тарифов субъекты регулирования подают в орган регулирования посредством регуляторной (тарифной) заявки.

75. Регуляторная (тарифная) заявка в орган регулирования направляется в одной из следующих форм:

а) в электронной форме, посредством информационной системы «ЕИАС»;

б) на бумажном носителе, в случае невозможности предоставления посредством информационной системы «ЕИАС».

76. Для утверждения (пересмотра) тарифов субъект регулирования вместе с тарифной заявкой представляет регулирующему органу следующие материалы:

- расчет тарифов с обосновывающими материалами по формам приложений 2-13;

- бухгалтерский баланс (бухгалтерские балансы группы газотранспортных организаций и головной компании) с приложениями к нему на последнюю отчетную дату;

- постатейное обоснование расходов, относимых на себестоимость услуг, и их изменения к предыдущим периодам исходя из отдельного учета услуг и затрат на их оказание по регулируемому виду деятельности;

- обоснование необходимой прибыли по регулируемому виду деятельности;

- планы капитальных вложений на соответствующий год по регулируемому виду деятельности в целях учета в структуре тарифов затрат на привлечение заимствований и других источников финансирования инвестиций согласно этим планам, а также отчеты по использованию инвестиционных средств за предыдущие периоды;

- сравнительные данные по статьям затрат по регулируемому виду деятельности и размеру балансовой прибыли за предыдущие 3 года.

77. Представляемые материалы на бумажном носителе должны быть подписаны уполномоченными лицами организации, осуществляющей регулируемый вид деятельности.

Копии бухгалтерских документов должны быть заверены в установленном порядке.

78. В случае необходимости ФАС России запрашивает дополнительные обоснования.

79. Минимальный период регулирования тарифов составляет один год. Тарифы могут быть пересмотрены в связи с обращением субъекта регулирования (по инициативе ФСТ России) ранее указанного срока в случае существенного уменьшения объема оказываемых услуг по

регулируемому виду деятельности, существенного роста расходов по регулируемому виду деятельности или возникновения иных обоснованных причин, повлекших за собой убыточность регулируемого вида деятельности для субъекта регулирования.

80. При пересмотре тарифов по инициативе ФАС России у организации, осуществляющей регулируемый вид деятельности, запрашиваются материалы в соответствии с п. 74 настоящей методики.

81. В случае, если запрошенные материалы не представлены в месячный срок, ФАС России вправе установить (или осуществить пересмотр) тарифов на основании имеющихся в его распоряжении материалов.

82. В случае планируемого появления новой точки входа в систему, которая не будет входить ни в одну из указанных в действующем решении ФАС России об установлении тарифов зон входа в систему, субъект регулирования не менее чем за три месяца до начала подачи газа в систему направляет ФАС России информацию о расположении новой точки входа и планируемым объемам подачи газа через эту точку.

Приложение 1
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Коэффициенты дифференциации удельной стоимости транспортировки

Порядковый номер диапазона протяженности транспортировки	Диапазоны транспортировки, км	Протяженность диапазона транспортировки (l_r), км	Величина коэффициента удельной стоимости

* параметры коэффициентов в установленных диапазонах принимаются регулирующим органом на расчетный период действия тарифов исходя из цели достижения равной доходности (равных нетбэков) от реализации газа по регулируемым ценам в различных регионах с учетом стоимости транспортировки в зависимости от расстояния его транспортировки от мест добычи газа до регионов потребления газа

Приложение 2
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

**Образец представления данных о наличии возможности транспортировки, расстоянии,
объеме транспортировки газа между зонами входа и выхода**

да/нет

км

млн.м3

Наименование зон выхода	Наименование зон входа				
Внутренний рынок					
...					
в страны - участницы ЕАЭС (за исключением Российской Федерации)					
за пределы ЕАЭС					

Информация представляется в матричном виде. Данные о наличии возможности транспортировки (да- возможность есть, нет – возможности нет), протяженности и объеме транспортировки газа между конкретными зонами входа и выхода приводятся на пересечении соответствующих строки и столбца.

Приложение 3
к Методике расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Образец представления данных о доле транспортируемого газа и расстоянии
транспортировки газа по межпромышленным коллекторам, по территории сопредельных
государств между зонами входа и выхода

$k_{\text{МПК}}$ (%)

$L_{\text{МПК}}$ (км)

$k_{\text{сопр}}$ (%)

$L_{\text{сопр}}$ (км)

	Наименование зон входа				
Наименование зон выхода					
...					

Информация представляется в матричном виде только для зон входа и выхода, при транспортировке между которыми газ транспортируется соответственно по межпромышленным коллекторам, территории сопредельных государств. Данные о долях транспортируемого газа и протяженности транспортировки газа по межпромышленным коллекторам, территории сопредельных государств между конкретными зонами входа и выхода приводятся на пересечении соответствующих строки и столбца.

Приложение 4
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

**Сводный расчет
тарифа на услуги субъекта регулирования по транспортировке газа по магистральным
газопроводам на ____ год**

Показатели	Ед. изм.	Всего на долю транспорта	в том числе при поставке газа	
			в пределах ЕАЭС* (1)	за пределы ЕАЭС* (1)
Объем транспортировки газа	млн.м3			
Товаротранспортная работа - всего	млрд.м3 х км/ млн.м3 х км			
Затраты - всего	млн.руб./тыс. руб.			
- дочерних организаций* (2)	-"-			
- головной компании* (2)	-"-			
	-"-			
	-"-			
	-"-			
Сальдо прочих операционных доходов и расходов, всего	-"-			
- дочерних организаций* (2)	-"-			
- головной компании* (2)	-"-			
Сальдо прочих внеоперационных доходов и расходов, всего	-"-			
- дочерних организаций* (2)	-"-			

- головной компании* (2)	-"-			
Разница между Налогооблагаемой прибылью и Прибылью (бухг.) до налогообложения (постоянные и временные разницы)	-"-			
Налогооблагаемая прибыль				
Налог на прибыль	-"-			
Потребность в чистой прибыли	-"-			
Итого - Необходимая выручка	-"-			
Средний Тариф на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам* (3)	руб./1000 м3; руб./1000 м3 x 100 км			

*(1) - заполняется в случае, если субъект регулирования осуществляет транспортировку газа на оба указанных рынка

*(2) - заполняется в случае, если субъект регулирования представляет собой вертикально интегрированную группу компаний с головной компанией в ее составе

*(3) - заполняется в случае, если устанавливается одноставочный тариф на транспортировку

Объем транспортировки газа без учета газа без СНиТП								
---	--	--	--	--	--	--	--	--

* - заполняется в случае, если субъект регулирования осуществляет транспортировку газа на различные рынки

Приложение 6
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Данные о газораспределительных станциях

Показатели	Ед. изм.	
Объем газа, транспортируемый через ГРС субъекта регулирования	млн.м3	
в том числе:		
- через ГРС с проектной производительностью свыше 12 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	
- через ГРС с проектной производительностью от 1,2 до 12 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	
- через ГРС с проектной производительностью до 1,2 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	
Количество ГРС, всего	ед.	
в том числе:		
- через ГРС с проектной производительностью свыше 12 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	
- через ГРС с проектной производительностью от 1,2 до 12 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	
- через ГРС с проектной производительностью до 1,2 тыс.м3/час	-"	
в т.ч. с загрузкой менее 10%	-"	

Приложение 7
к Методике расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Экономические показатели субъекта регулирования в регулируемом виде деятельности*

млн. руб.

Наименование	Отчет за год**	Ожидаемые показатели за текущий период	Расчетные показатели на плановый период
Выручка от услуг по транспортировке			
Затраты - всего			
в том числе:			
Материальные расходы			
- энергия			
- материалы			
- газ на собственные технологические нужды			
Затраты на оплату труда			
Взносы в государственные внебюджетные фонды			
Амортизация			
Прочие затраты***			
- арендная плата			
- капремонт			
- лизинговые платежи			
- налоги			
- страховые платежи			
- другие расходы			
Прочие операционные доходы и расходы***			
Прочие внереализационные доходы и			

расходы ^{***}			
Разница между Налогооблагаемой прибылью и Прибылью (бухг.) до налогообложения (постоянные и временные разницы)			
Налог на прибыль			

* - в случае, если субъект регулирования представляет собой вертикально интегрированную группу компаний с головной компанией в ее составе, заполняется - по дочерним организациям (по головной компании заполняется [приложение 9](#))

** - указываются фактические данные за 2 предыдущих года

*** - дополнительно расшифровываются (указываются все статьи, превышающие 5% от общей суммы соответствующей сводной статьи доходов и расходов)

Приложение 8
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Отнесение управленческих расходов, операционных и внереализационных доходов и расходов головной компании субъекта регулирования на деятельность по транспортировке газа в ____ г.

млн. руб.

Показатели	Расходы субъекта регулирования	Всего на долю транспорта* (3)	Учтено в составе арендной платы дочерних газотранспортных организаций	Итого - для включения в тариф	в том числе при поставках газа	
					в пределах ЕАЭС* (4)	за пределы ЕАЭС* (4)
1	2	3	4	5	6	7
<p>Раздел 1*(1)</p> <p>Суммарные затраты субъекта регулирования, , за вычетом затрат головной компании</p> <p>в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - добыча и переработка газа (в т.ч. добыча газа, расходуемого на СТН в транспорте) - добыча, переработка и транспортировка углеводородного сырья - хранение газа - транспортировка газа - расходы по другим видам деятельности <p>Удельный вес расходов по транспортировке газа в сумме расходов субъекта регулирования по основным</p>	К1					

видам деятельности						
Раздел 2						
Расходы головной компании субъекта регулирования (общесистемные)						
Затраты:						
Материальные расходы						
Затраты на оплату труда						
Взносы в государственные внебюджетные фонды						
Амортизация						
Прочие расходы *(2)						
Прочие операционные доходы и расходы *(2)						
Прочие внереализационные доходы и расходы *(2)						

***(1)** - по разделу 1 заполняется только 2 столбец

***(2)** - дополнительно расшифровываются (указываются все статьи, превышающие 5% от общей суммы соответствующей сводной статьи доходов и расходов)

***(3)** - Расходы головной компании, которые невозможно отнести к определенным видам деятельности, относятся на транспортировку газа пропорционально K1

***(4)** - заполняется в случае, если субъект регулирования осуществляет транспортировку газа на различные рынки

Приложение 9
к Методике расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Расчет
цены газа собственной добычи, используемого на СТН в транспорте газа*

Показатели	Ед. изм.	
Объем добычи газа (товарная добыча) - всего	млрд.м3/млн.м3	
Затраты - всего	млн.руб	
- затраты дочерних организаций**	-"-	
- затраты головной компании**	-"-	
Сальдо прочих операционных доходов и расходов	-"-	
- дочерних организаций**	-"-	
- головной компании**	-"-	
Сальдо прочих внереализационных доходов и расходов	-"-	
- дочерних предприятий**	-"-	
- головной компании**	-"-	
Разница между Налогооблагаемой прибылью и Прибылью (бухг.) до налогообложения (постоянные и временные разницы)	-"-	
Налог на прибыль	-"-	
Чистая прибыль	-"-	
Потребность в расходах за счет всех источников финансирования (включая чистую прибыль), всего	-"-	
- инвестиции	-"-	
- средства на погашение заемных средств, привлеченных на долгосрочной основе	-"-	
- резервный фонд	-"-	
- дивиденды	-"-	
Источники финансирования (кроме чистой прибыли), всего	-"-	
- амортизация	-"-	

в т.ч. - амортизация головной компании**		
- амортизация дочерних организаций**	-"-	
- долгосрочные заимствования	-"-	
Итого - Необходимая выручка	-"-	
Расчетная цена газа	руб./тыс.м3	

* - приложение заполняется в случае, если на СТН в транспорте газа используется газ собственной добычи субъекта регулирования

** - заполняется в случае, если субъект регулирования представляет собой вертикально интегрированную группу компаний с головной компанией в ее составе

Приложение 10
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

Расчет
размера арендной платы за арендуемые основные средства*

млн. руб.

Показатели	Всего по газотранспортным организациям	из нее на деятельность по транспортировке газа
Арендная плата за арендуемые субъектом регулирования основные средства, используемые в транспорте газа, всего		
в том числе:		
- амортизация		
- налог на имущество		
- прочие расходы (страховые платежи и др.)		
- прибыль арендодателя		

* - заполняется также в случае, если дочерние организации арендуют основные средства, используемые в транспорте газа, у головной организации

Приложение 11
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

**Отнесение инвестиций на долю магистрального транспорта газа и на различные рынки
поставки газа - для расчета тарифов на транспортировку газа***

Наименование	Всего	На долю магистральног о транспорта газа	в том числе	
			в пределах ЕАЭС	за пределы ЕАЭС
Инвестиционная программа - всего				
в том числе:				
- по головной компании				
в т.ч. по отдельным направлениям работ и проектам**				
- по дочерним обществам				
в т.ч. по отдельным направлениям работ и проектам**				

* - заполняется в случае, если субъект регулирования осуществляет транспортировку газа на различные рынки

** - указываются проекты, инвестиции в которые превышают 10% от общей суммы инвестиционной программы, а также проекты, распределение которых по различным рынкам производится непропорционально ТТР

В отношении расходов, распределение которых по различным рынкам производится не пропорционально ТТР, приводится обоснование такого распределения

Приложение 12
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

**Отнесение средств на погашение кредитов и выплату процентов по ним в _____ г. на
деятельность по транспортировке газа субъекта регулирования, млн. руб**

Показатели	Всего по субъекту регулирования	Всего на долю транспорта**	в том числе при поставках газа	
			в пределах ЕАЭС***	за пределы ЕАЭС***
1	2	3	4	5
<p>Раздел 1*</p> <p>Сумма инвестиционных программ субъекта регулирования за 5 лет с учетом уровня инфляции (изменения курса рубля к корзине валют)</p> <p>Сумма инвестиционных программ субъекта регулирования в транспорте газа за 5 лет с учетом уровня инфляции (изменения курса рубля к корзине валют)</p> <p>Коэффициент для отнесения средств на погашение долгосрочных кредитов и процентов по ним на долю магистрального транспорта газа</p>	K2			
<p>Раздел 2</p> <p>Обязательства субъекта регулирования по погашению кредитов и облигаций (основной долг):</p> <p>- выплаты по</p>				

<p>действующим долгосрочным кредитам</p> <ul style="list-style-type: none"> - облигационные займы - выплаты по вновь привлекаемым долгосрочным кредитам <p>Обязательства субъекта регулирования по погашению кредитов и облигаций (проценты и купонные выплаты):</p> <ul style="list-style-type: none"> - проценты по долгосрочным кредитам - купонные выплаты по облигационным займам - проценты по краткосрочным кредитам - проценты по вновь привлекаемым долгосрочным кредитам - проценты по вновь привлекаемым облигационным займам - проценты по вновь привлекаемым краткосрочным кредитам - прочие 				
--	--	--	--	--

Приложение 13
к [Методике](#) расчета тарифов на услуги
по транспортировке газа по
магистральным газопроводам

**Расчет
необходимой суммы чистой прибыли субъекта регулирования в транспорте газа по
магистральным газопроводам**

млн. руб.

Показатели	Всего на долю транспорта	в том числе при поставке газа	
		в пределах ЕАЭС**	за пределы ЕАЭС**
Потребность в расходах за счет всех источников финансирования (включая чистую прибыль), всего			
- инвестиции			
- средства на погашение заемных средств, привлеченных на долгосрочной основе			
- резервный фонд			
- дивиденды			
Источники финансирования (кроме чистой прибыли), всего			
- амортизация			
в т.ч. - амортизация головной компании*			
- амортизация дочерних организаций*			
- долгосрочные заимствования			
Потребность в расходах за счет чистой прибыли			

* - заполняется в случае, если субъект регулирования представляет собой вертикально интегрированную группу компаний с головной компанией в ее составе

** - заполняется в случае, если субъект регулирования осуществляет транспортировку газа на оба указанных рынка