

**Доклад**  
**департамента по тарифам Новосибирской области о внесении изменений в приказ**  
**департамента по тарифам Новосибирской области от 13.12.2018 № 754-Г «Об**  
**установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего**  
**оборудования к сетям газораспределения Общества с ограниченной ответственностью**  
**«Техногаз» и стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину, на**  
**территории Новосибирской области на 2019 год»**

В соответствии с требованиями Главы VI.2. 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 29.12.2000 № 1021 (далее – Основные положения №1021: *«Газораспределительные организации ежегодно, не позднее 1 октября, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) прогнозные сведения о планируемых расходах на технологическое присоединение на очередной календарный год в соответствии с методическими указаниями по определению платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования цен (тарифов)»*).

ООО «Техногаз» в срок до 1 октября 2018 года представило в департамент по тарифам Новосибирской области (далее департамент) заявление и копии документов для установления платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину, на 2019 год (заявление от 01.10.2018 № 939, поступило в департамент 01.10.2018, входящий № 2061/33).

Таким образом, расчётные и обосновывающие материалы ООО «Техногаз» представлены согласно требованиям Основных положений № 1021 до 01.10.2018. При этом ООО «Техногаз» руководствовалось Методическими указаниями по расчету размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину, утвержденными приказом ФСТ России от 28.04.2014 № 101-э/3 (далее – Методические указания № 101-э/3).

Приказом департамента от 13.12.2018 № 754-Г (далее – Приказ № 754-Г) установлены стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения ООО «Техногаз» на территории Новосибирской области на 2019 год, на основании обосновывающих материалов ООО «Техногаз», подготовленных с применением Методических указаний № 101-э/3 и действующих на момент принятия тарифного решения.

В связи с тем, что новые Методические указания по расчету размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям и (или) размеров стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину, утвержденные приказом ФАС России от 16.08.2018 № 1151/18 (далее – Методические указания № 1151/18) вступили в законную силу 17.12.2018 г., плата за технологическое присоединение в виде стандартизированных тарифных ставок, установленных Приказом № 754-Г на 2019 год, подлежит пересмотру из-за несоответствия вышеуказанных стандартизированных тарифных ставок и стандартизированных тарифных ставок, используемых для определения размера платы за технологическое присоединение согласно пункту 34 Методических указаний №

1151/18. В связи с чем, департамент письмом от 19.12.2018 № 2061/33 направил запрос в ООО «Техногаз» о предоставлении расчётных и обосновывающих материалов в соответствии с Методическими указаниями № 1151/18.

Для установления платы за технологическое присоединение и стандартизированных тарифных ставок в соответствии с новыми Методическими указаниями № 1151/18 ООО «Техногаз» представило заявление и копии документов (заявление от 31.01.2019 № 101, поступило в департамент 31.01.2019, входящий № 103/33).

**1 ) Главой IV Методических указаний № 1151/18 предусмотрено установление на очередной период регулирования 2019 год следующих размеров стандартизированных тарифных ставок:**

- $C_{1ink}$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием газораспределительной сети;

- $C_{2ik}$ ,  $C_{3j}$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством газопроводов (полиэтиленовых и стальных);

- $C_{4i(j)n}$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством газопроводов (полиэтиленовых и стальных) бестраншейным способом;

- $C_{5m}$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием и строительством пунктов редуцирования газа;

- $C_{6w}$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием и строительством устройств электрохимической (катодной) защиты от коррозии;

- $C_7$  - размер стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов ГРО, связанных с мониторингом выполнения Заявителем технических условий и осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети ГРО, бесхозной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента.

Определение указанных размеров стандартизированных тарифных ставок проводилось департаментом в соответствии с пунктами 23-30 Методических указаний № 1151/18 на основании фактических расходов ГРО по договорам о подключении (по которым подписан акт о подключении), а также с учетом дифференциации стандартизированных тарифных ставок, предусмотренной пунктом 20 Методических указаний № 1151/180.

При расчете стандартизированных тарифных ставок департаментом также применялся пункт 31 Методических указаний № 1151/18 предусматривающий применение количественных показателей (длины газопроводов, количество построенных пунктов редуцирования газа, количество подключений и др.).

В соответствии с абзацами 4 и 5 пункта 32 Методических указаний № 1151/18: *«фактические экономически обоснованные расходы, сложившиеся у ГРО, учитываемые при установлении размера стандартизированных тарифных ставок, с учетом индекса, указанного в пункте 33 настоящих Методических указаний, не должны превышать расходы, определенные в соответствии с НЦС, а для объектов газораспределительной сети, в отношении которых не утверждены НЦС, - средние рыночные цены материалов (работ, услуг), необходимых для строительства объектов газораспределительной сети в целях технологического присоединения.*

*В случае если ГРО в предыдущие годы не осуществляла подключение (технологическое присоединение), регулирующим органом расчет размеров стандартизированных тарифных ставок производится исходя из средних фактических данных по газораспределительным организациям в границах одного субъекта Российской Федерации, имеющим аналогичную структуру и характеристики газового хозяйства, или на основании средних рыночных цен материалов (работ, услуг), необходимых для строительства объектов газораспределительной сети в целях технологического присоединения.»*

Кроме того, при определении размеров стандартизированных тарифных ставок департамент исходил из требований других действующих нормативных правовых актов и документов, а именно:

1. «Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве. Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений» (СБЦП 81-2001-14), принят и введен в действие приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 27.02.2015 № 140/пр.

2. «Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства», одобрен письмом Госстроя РФ от 22.06.1998 № 9-4/84 (в редакции письма Росстроя от 10.07.2006 № СК-2832/02).

3. «Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства. Инженерно-геодезические изыскания», утвержден и введен в действие с 01.01.2004 постановлением Госстроя России от 23.12.2003 № 213.

4. Постановление мэрии города Новосибирска от 05.12.2014 № 10724 «Об установлении тарифов на услуги, оказываемые муниципальным бюджетным учреждением города Новосибирска «Геофонд».

5. «Примерный прейскурант на услуги газового хозяйства по техническому обслуживанию и ремонту газораспределительных систем», утвержденный приказом ОАО «Росгазификация» от 20.06.2001 № 35, (далее «Прейскурант на услуги газового хозяйства»).

6. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

7. Письмо Минстроя НСО от 14.12.2018 № 11080/45 «Об индексах цен в строительстве».

8. НЦС 81-02-15-2017 Сборник № 15. Наружные сети газоснабжения. Государственные сметные нормативы. Укрупненные нормативы цены строительства.

При определении расходов в соответствии с НЦС 81-02-15-2017 департаментом учитывались индексы-дефляторы на 2018 год – 104,9%, на 2019 год – 105,0% в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (Минэкономразвития РФ, октябрь 2018 г.) с применением дополнительных коэффициентов:

0,96 – коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен Новосибирской области;

1,09 – коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства.

В связи с тем, что в отношении ООО «Техногаз» применяется упрощенная система налогообложения в соответствии с главой 26.2 Налогового кодекса РФ, в расходах на материалы, ресурсы и услуги сторонних организаций департаментом предусмотрен НДС в размере 20% в соответствии с пунктом 3 статьи 164 НК РФ (в ред. Федерального закона от 03.08.2018 №303-ФЗ).

Стандартизированные тарифные ставки, сформированные департаментом по результатам рассмотрения расчетных и обосновывающих материалов, отражены в таблицах №№ 1 - 9.

**I. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{link}$  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных с проектированием ООО «Техногаз» газопровода i-того диапазона диаметров n-ной протяженности и k-того типа прокладки по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 1.**

Таблица № 1

№ п/п	Показатели	СТС по проекту организации, руб./шт	СТС по проекту департамента, руб./шт	Отклонения от проекта организации, руб.
<b>1.</b>	<b>Наземный (надземный) тип прокладки:</b>			
<b>1.1.</b>	<b>наружный диаметр строящихся газопроводов менее 100 мм:</b>			
1.1.1.	протяженность до 100 м	-	<b>30 639</b>	30 639
1.1.2.	протяженность 101 -500 м	-	<b>130 859</b>	130 859

1.1.3.	протяженность 501-1000 м	-	184 719	184 719
1.1.4.	протяженность 1001-2000 м	-	285 434	285 434
1.1.5.	протяженность 2001-3000 м	-	391 076	391 076
1.1.6.	протяженность 3001-4000 м	-	492 753	492 753
1.1.7.	протяженность 4001-5000 м	-	591 691	591 691
1.1.8.	протяженность 50001 м и более	-	691 816	691 816
<b>1.2.</b>	<b>наружный диаметр строящихся газопроводов менее 101 мм и выше:</b>			
1.2.1.	протяженность до 100 м	-	90 263	90 263
1.2.2.	протяженность 101 -500 м	-	188 212	188 212
1.2.3.	протяженность 501-1000 м	-	196 641	196 641
1.2.4.	протяженность 1001-2000 м	-	302 780	302 780
1.2.5.	протяженность 2001-3000 м	-	413 224	413 224
1.2.6.	протяженность 3001-4000 м	-	518 566	518 566
1.2.7.	протяженность 4001-5000 м	-	620 969	620 969
1.2.8.	протяженность 50001 м и более	-	724 354	724 354
<b>2.</b>	<b>Подземный тип прокладки:</b>			
<b>2.1.</b>	<b>наружный диаметр строящихся газопроводов менее 100 мм:</b>			
2.1.1.	протяженность до 100 м	-	65 812	65 812
2.1.2.	протяженность 101 -500 м	-	128 748	128 748
2.1.3.	протяженность 501-1000 м	-	256 250	256 250
2.1.4.	протяженность 1001-2000 м	-	389 509	389 509
2.1.5.	протяженность 2001-3000 м	-	523 959	523 959
2.1.6.	протяженность 3001-4000 м	-	647 638	647 638
2.1.7.	протяженность 4001-5000 м	-	767 357	767 357
2.1.8.	протяженность 50001 м и более	-	887 042	887 042
<b>2.2.</b>	<b>наружный диаметр строящихся газопроводов менее 101 мм и выше:</b>			
2.2.1.	протяженность до 100 м	-	130 720	130 720
2.2.2.	протяженность 101 -500 м	-	287 320	287 320
2.2.3.	протяженность 501-1000 м	-	276 119	276 119
2.2.4.	протяженность 1001-2000 м	-	418 418	418 418
2.2.5.	протяженность 2001-3000 м	-	560 870	560 870
2.2.6.	протяженность 3001-4000 м	-	690 661	690 661
2.2.7.	протяженность 4001-5000 м	-	816 154	816 154
2.2.8.	протяженность 50001 м и более	-	941 272	941 272

ООО «Техногаз» не представлены фактические данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{link}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для проектирования (строительства) объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области.

Определение расходов, связанных с проектированием ООО «Техногаз» газопровода проведено департаментом в ценах 2018 года с применением прогнозного ИЦП по видам экономической деятельности по строке «Капитальные вложения (инвестиции)» на 2019 год – 105,0%.

В состав расходов, связанных с проектированием, входят: расходы на геодезические и геологические изыскания, расходы на землеустроительные и кадастровые работы, расходы на проектные работы, расходы на проведение экспертизы проектной документации.

**II. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{2ik}$  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных со строительством стального газопровода  $i$ -того диапазона диаметров и  $k$ -того типа прокладки по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 2.**



Таблица № 2

№ п/п	Показатели	СТС по проекту организации, руб. за 1 км	СТС по проекту департамента, руб. за 1 км	Отклонения от проекта организации руб. за 1 км
<b>1.1.</b>	<b>Наземный (надземный) тип прокладки строящихся газопроводов:</b>			
1.1.1.	наружный диаметр 50 мм и менее	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
1.1.2.	наружный диаметр 51 – 100 мм	-	<b>1 916 638</b>	1 916 638
1.1.3.	наружный диаметр 101 – 158 мм	-	<b>2 544 345</b>	2 544 345
1.1.4.	наружный диаметр 159 – 218 мм	-	<b>3 262 213</b>	3 262 213
1.1.5.	наружный диаметр 219 – 272 мм	-	<b>4 866 704</b>	4 866 704
1.1.6.	наружный диаметр 273 – 324 мм	-	<b>5 511 455</b>	5 511 455
<b>1.2.</b>	<b>Подземный тип прокладки строящихся газопроводов:</b>			
1.2.1.	наружный диаметр 50 мм и менее	-	<b>1 978 977</b>	1 978 977
1.2.2.	наружный диаметр 51 – 100 мм	-	<b>2 523 384</b>	2 523 384
1.2.3.	наружный диаметр 101 – 158 мм	-	<b>3 563 038</b>	3 563 038
1.2.4.	наружный диаметр 159 – 218 мм	-	<b>4 516 395</b>	4 516 395
1.2.5.	наружный диаметр 219 – 272 мм	-	<b>4 516 395</b>	4 516 395
1.2.6.	наружный диаметр 273 – 324 мм	-	<b>7 044 487</b>	7 044 487
1.2.7.	наружный диаметр 325 – 425 мм	-	<b>7 979 141</b>	7 979 141
1.2.8.	наружный диаметр 426 – 529 мм	-	<b>8 974 434</b>	8 974 434

ООО «Техногаз» не представлены фактические данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

Департаментом определены размеры СТС  $C_{2ik}$  в соответствии с пунктом 24 Методических указаний № 1151/18 исходя из того, что фактические расходы на строительство объектов газораспределения из стальных газопроводов с учетом индекса, указанного в пункте 33 Методических указаний № 1151/18, не превышают расходов, определенных по НЦС 81-02-15-2017.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{2ik}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области, не превышающие расходы, определенные по НЦС 81-02-15-2017.

**III. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{3j}$  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных со строительством полиэтиленового газопровода j-того диапазона диаметров по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом** приведены в Таблице № 3.

Таблица № 3

№ п/п	Показатели	СТС по проекту организации, руб. за 1 км	СТС по проекту департамента, руб. за 1 км	Отклонения от проекта организации руб. за 1 км
<b>1.</b>	<b>Строящиеся газопроводы</b>			
1.1.	наружный диаметр 109 мм и менее	3 667 810	<b>1 515 561</b>	-2 152 249
1.2.	наружный диаметр 110 – 159 мм	3 518 460	<b>1 887 518</b>	-1 630 942
1.3.	наружный диаметр 160 - 224 мм	-	<b>3 299 051</b>	3 299 051
1.4.	наружный диаметр 225 – 314 мм	-	<b>4 518 896</b>	4 518 896
1.5.	наружный диаметр 315 – 399 мм	-	<b>6 406 436</b>	6 406 436
1.6.	наружный диаметр 400 мм и выше	-	<b>9 740 900</b>	9 740 900

ООО «Техногаз» представлены данные о размерах СТС  $C_{3j}$  только по части пунктов, предусмотренных при дифференциации диапазонов наружных диаметров строящихся газопроводов и типу их прокладки. При этом расчеты на основании отчетных данных за 2017 год представлены только по пункту 1.1. и 1.2. Таблицы № 3.

Департаментом определены размеры СТС  $C_{3j}$  в соответствии с пунктом 25 Методических указаний № 1151/18 исходя из того, что фактические расходы на строительство

объектов газораспределения из полиэтиленовых газопроводов с учетом индекса, указанного в пункте 33 Методических указаний № 1151/18, не превышают расходов, определенных по НЦС 81-02-15-2017.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{3ik}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области, не превышающие расходы, определенные по НЦС 81-02-15-2017.

**IV. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{4i(j)n}$  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных со строительством стального газопровода  $i$ -того диапазона диаметров (полиэтиленового газопровода  $j$ -того диапазона диаметров)  $n$ -ной протяженности бестраншейным способом по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 4.**

Таблица № 4

№ п/п	Показатели	СТС по проекту предприятия, руб. за 1 км	СТС по проекту департамента, руб. за 1 км	Отклонения от проекта предприятия руб. за 1 км
1.	Стальные газопроводы:			
1.1.	наружный диаметр строящихся газопроводов 50 мм и менее, в грунтах I и II группы	-	4 864 563	4 864 563
1.2.	наружный диаметр строящихся газопроводов 51 – 100 мм, в грунтах I и II группы	-	5 283 739	5 283 739
1.3.	наружный диаметр строящихся газопроводов 101 – 158 мм, в грунтах I и II группы	-	5 414 206	5 414 206
2.	Полиэтиленовые газопроводы:			
2.1.	наружный диаметр строящихся газопроводов 109 мм и менее, в грунтах I и II группы	-	7 505 711	7 505 711
2.2.	наружный диаметр строящихся газопроводов 110 - 158 мм, в грунтах I и II группы	-	10 456 225	10 456 225

ООО «Техногаз» не представлены фактические данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{4i(j)n}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области.

**V. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{5m}$  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных с проектированием и строительством пунктов редуцирования газа  $m$ -ного диапазона максимального часового расхода газа по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 5.**

Таблица № 5

№ п/п	Пропускная способность	СТС по проекту предприятия, руб./м <sup>3</sup>	СТС по проекту департамента, руб./м <sup>3</sup>	Отклонения от проекта предприятия руб.
1.	до 40 м <sup>3</sup> /час	-	5 942	5 942
2.	40 – 99 м <sup>3</sup> /час	-	2 424	2 424
3.	100 – 399 м <sup>3</sup> /час	-	1 141	1 141
4.	400 – 999 м <sup>3</sup> /час	-	912	912

ООО «Техногаз» не представлены фактические данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{5m}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области.

В состав расходов входят расходы на разработку проектной документации и расходы на выполнение работ по строительству пунктов редуцирования газа.

**VI. Размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{6w}$**  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных с проектированием и строительством устройств электрохимической (катодной) защиты от коррозии по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 6.

Таблица № 6

№ п/п	Пропускная способность	СТС по проекту предприятия, руб./м <sup>3</sup>	СТС по проекту департамента, руб./м <sup>3</sup>	Отклонения от проекта предприятия руб.
1.	до 1 кВт	-	<b>4 687</b>	4 687
2.	от 1 кВт до 2 кВт	-	<b>5 147</b>	5 147
3.	от 2 кВт до 3 кВт	-	<b>5 632</b>	5 632
4.	свыше 3 кВт	-	<b>6 295</b>	6 295

ООО «Техногаз» не представлены отчетные данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{6w}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов газораспределительной сети, на территории Новосибирской области.

При этом для определения размера ставки на 1 м<sup>3</sup>/час департаментом применялось среднее значение часового расхода газа газоиспользующего оборудования – 250 м<sup>3</sup>/час.

В состав расходов входят расходы на разработку проектной документации, приобретение систем ЭХЗ и расходы на выполнение работ по строительству устройств электрохимической (катодной) защиты от коррозии.

**VII. Стандартизированные тарифные ставки  $C_{7.1}$**  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных с мониторингом выполнения Заявителем технических условий по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 7.

Таблица № 7

№ п/п	Показатели	СТС по проекту предприятия, руб.	СТС по проекту департамента, руб.	Отклонения от проекта предприятия руб.
1.	Размер стандартизированной тарифной ставки $C_{7.1}$ , связанной с мониторингом выполнения Заявителем технических условий:	-	<b>1 323</b>	1 323

ООО «Техногаз» не представлены фактические данные, предусмотренные пунктом 32 Методических указаний № 1151/18.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС  $C_{7.1}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для осуществления данного вида работ, на территории Новосибирской области.

**VIII. Стандартизированные тарифные ставки  $C_{7.2}$**  на покрытие расходов ООО «Техногаз», связанных с осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) газопровода, бесхозяйного газопровода или газопровода основного абонента,

выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 8.

Таблица № 8

№ п/п	Показатели	СТС по проекту предприятия, руб.	СТС по проекту департамента, руб.	Отклонения от проекта предприятия руб.
1.	Размеры стандартизированных тарифных ставок $C_{7,2}$ , связанных с осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) газопровода, бесхозяйного газопровода или газопровода основного абонента, выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа, в расчете на одно подключение (технологическое присоединение):			
<i>1.1.</i>	<i><b>стальные газопроводы:</b></i>			
<i>1.1.1.</i>	<i><b>надземный (наземный) тип прокладки:</b></i>			
<i>1.1.1.1.</i>	<i>с давлением до 0,005 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.1.1.1.1.	наружным диаметром до 100 мм	8 280	8 184	-96
1.1.1.1.2.	наружным диаметром 108-158 мм	-	8 184	8 184
1.1.1.1.3.	наружным диаметром 159 - 218 мм	-	25 759	25 759
1.1.1.1.4.	наружным диаметром 219 - 272 мм	-	79 705	79 705
1.1.1.1.5.	наружным диаметром 273 - 324 мм	-	111 855	111 855
1.1.1.1.6.	наружным диаметром 325-425 мм	-	111 855	111 855
1.1.1.1.7.	наружным диаметром 426-529 мм	-	158 853	158 853
1.1.1.1.8.	наружным диаметром 530 мм и выше	-	186 624	186 624
<i>1.1.1.2.</i>	<i>с давлением от 0,005 МПа до 1,2 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.1.1.2.1.	наружным диаметром до 100 мм	-	40 975	8 109
1.1.1.2.2.	наружным диаметром 108-158 мм	-	40 975	8 109
1.1.1.2.3.	наружным диаметром 159 - 218 мм	-	87 613	76 186
1.1.1.2.4.	наружным диаметром 219 - 272 мм	-	115 067	100 058
1.1.1.2.5.	наружным диаметром 273 - 324 мм	-	117 959	102 573
1.1.1.2.6.	наружным диаметром 325-425 мм	-	117 959	102 573
1.1.1.2.7.	наружным диаметром 426-529 мм	-	158 853	138 133
1.1.1.2.8.	наружным диаметром 530 мм и выше	-	186 624	162 281
	- подземная прокладка, в том числе:			
<i>1.1.2.</i>	<i><b>подземный тип прокладки:</b></i>			
<i>1.1.2.1.</i>	<i>с давлением до 0,005 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.1.2.1.1.	наружным диаметром до 100 мм	-	8 184	8 184
1.1.2.1.2.	наружным диаметром 108-158 мм	-	8 184	8 184
1.1.2.1.3.	наружным диаметром 159 - 218 мм	-	25 759	25 759
1.1.2.1.4.	наружным диаметром 219 - 272 мм	-	79 705	79 705
1.1.2.1.5.	наружным диаметром 273 - 324 мм	-	111 855	111 855
1.1.2.1.6.	наружным диаметром 325-425 мм	-	111 855	111 855
1.1.2.1.7.	наружным диаметром 426-529 мм	-	158 853	158 853
1.1.2.1.8.	наружным диаметром 530 мм и выше	-	186 624	186 624
<i>1.1.2.2.</i>	<i>с давлением от 0,005 МПа до 1,2 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.1.2.2.1.	наружным диаметром до 100 мм	-	69 592	69 592
1.1.2.2.2.	наружным диаметром 108-158 мм	-	77 710	77 710
1.1.2.2.3.	наружным диаметром 159 - 218 мм	-	100 871	100 871



1.1.2.2.4.	наружным диаметром 219 - 272 мм	-	115 067	115 067
1.1.2.2.5.	наружным диаметром 273 - 324 мм	-	117 959	117 959
1.1.2.2.6.	наружным диаметром 325-425 мм	-	117 959	117 959
1.1.2.2.7.	наружным диаметром 426-529 мм	-	158 853	158 853
1.1.2.2.8.	наружным диаметром 530 мм и выше	-	186 624	186 624
<b>1.2.</b>	<b>полиэтиленовые газопроводы:</b>			
1.2.1.	<i>с давлением до 0,6 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.2.1.1.	наружным диаметром 109 мм и менее	-	8 184	8 184
1.2.1.2.	наружным диаметром 110 – 159 мм	130 160	23 362	-106 798
1.2.1.3.	наружным диаметром 160 – 224 мм	-	39 417	39 417
1.2.1.4.	наружным диаметром 225 – 314 мм	187 797	39 417	-148 380
1.2.1.5.	наружным диаметром 315 – 399 мм	-	41 528	41 528
1.2.1.6.	наружный диаметр 400 мм и выше	-	66 472	66 472
1.2.2.	<i>с давлением 0,6 МПа до 1,2 МПа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка:</i>			
1.2.2.1.	наружным диаметром 109 мм и менее	-	72 158	72 158
1.2.2.2.	наружным диаметром 110 – 159 мм	-	91 503	91 503
1.2.2.3.	наружным диаметром 160 – 224 мм	-	111 712	111 712
1.2.2.4.	наружным диаметром 225 – 314 мм	-	111 712	111 712
1.2.2.5.	наружным диаметром 315 – 399 мм	-	161 294	161 294
1.2.2.6.	наружный диаметр 400 мм и выше	-	211 298	211 298

ООО «Техногаз» представлены данные о размерах СТС С<sub>7.2</sub> только по части пунктов, предусмотренных при дифференциации диапазонов наружных диаметров стальных и полиэтиленовых газопроводов ГРО, в которые осуществляется врезка, по типу их прокладки и по типу врезки. При этом расчеты на основании отчетных данных за 2017 год представлены только по пунктам 1.1.1.1.1., 1.2.1.2., 1.2.1.4. Таблицы № 8.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения СТС С<sub>7.2</sub> департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для осуществления данного вида работ, на территории Новосибирской области.

**2 ) В соответствии с Главой VI Методических указаний № 1151/18 предлагаются к установлению на очередной период регулирования 2019 год следующие размеры стандартизированных тарифных ставок за технологическое присоединение внутри границ земельного участка Заявителя, максимальный расход газа газоиспользующего оборудования которого не более 42 м<sup>3</sup>/час:**

-С<sup>пр</sup> - размер стандартизированной тарифной ставки на проектирование сети газопотребления;

-С<sup>г</sup> - размер стандартизированной тарифной ставки на строительство газопровода и устройств системы электрохимической защиты от коррозии;

-С<sup>прг</sup> - размер стандартизированной тарифной ставки на установку пункта редуцирования газа;

-С<sup>оу</sup> - размер стандартизированной тарифной ставки на установку отключающих устройств;

-С<sup>г</sup><sub>окс</sub> - размер стандартизированной тарифной ставки на устройство внутреннего газопровода объекта капитального строительства Заявителя;

-С<sup>пу</sup> - размер стандартизированной тарифной ставки на установку прибора учета газа.

Размер платы за технологическое присоединение в границах земельного участка Заявителя, максимальный расход газа газоиспользующего оборудования которого не более 42 м<sup>3</sup>/час, определяется на основании вышеуказанных стандартизированных тарифных ставок в случаях, указанных в п.п. а), б) и в) пункта 4 Методических указаний № 1151/18, а так же по индивидуальному проекту.

Определение вышеуказанных размеров стандартизированных тарифных ставок проводилось департаментом в соответствии с дифференциацией, предусмотренной пунктом 39 Методических указаний № 1151/18.

Стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение внутри границ земельного участка Заявителя, по расчету организации и предлагаемые для установления департаментом приведены в Таблице № 9.

Таблица № 9

№ п/п	Показатели	СТС по проекту предприятия	СТС по проекту департамента	Отклонения от проекта предприятия
<b>1.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^{np}</math> на проектирование сети газопотребления (руб. за 1 присоединение):</b>			
1.1.	при использовании газа для коммунально-бытовых нужд	-	<b>4 552</b>	4 552
1.2.	при использовании газа для иных нужд	-	<b>15 924</b>	15 924
<b>2.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^r</math> на строительство газопровода и устройств системы электрохимической защиты от коррозии (руб./км):</b>			
<b>2.1.</b>	<b>стальные газопроводы надземного (наземного) типа прокладки:</b>			
2.1.1.	наружный диаметр 25 мм и менее	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
2.1.2.	наружный диаметр 26 - 38 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
2.1.3.	наружный диаметр 39 - 45 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
2.1.4.	наружный диаметр 46 - 57 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
2.1.5.	наружный диаметр 58 - 76 мм	-	<b>1 916 638</b>	1 916 638
<b>2.2.</b>	<b>стальные газопроводы подземного типа прокладки:</b>			
2.2.1.	наружный диаметр 26 - 38 мм	-	<b>1 696 979</b>	1 696 979
2.2.2.	наружный диаметр 39 - 45 мм	-	<b>1 808 846</b>	1 808 846
2.2.3.	наружный диаметр 46 - 57 мм	-	<b>1 966 804</b>	1 966 804
2.2.4.	наружный диаметр 58 - 76 мм	-	<b>2 431 127</b>	2 431 127
<b>2.3.</b>	<b>полиэтиленовые газопроводы:</b>			
2.3.1.	наружный диаметр 32 мм и менее	-	<b>798 999</b>	798 999
2.3.2.	наружный диаметр 33 – 63 мм	-	<b>1 515 561</b>	1 515 561
2.3.3.	наружный диаметр 64 – 90 мм	-	<b>1 515 561</b>	1 515 561
<b>3.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^{npr}</math> на установку пункта редуцирования газа (руб./шт.):</b>			
3.1.	пропускная способность до 10 м <sup>3</sup> в час	-	<b>59 422</b>	59 422
3.2.	пропускная способность 11 – 20 м <sup>3</sup> в час	-	<b>118 844</b>	118 844
3.3.	пропускная способность 21 – 31 м <sup>3</sup> в час	-	<b>178 266</b>	178 266
3.4.	пропускная способность 32 – 49 м <sup>3</sup> в час	-	<b>237 689</b>	237 689
<b>4.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^{ou}</math> на установку отключающих устройств (руб./шт.):</b>	-	<b>2 120</b>	2 120
<b>5.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^{r_{окс}}</math> на устройство внутреннего газопровода объекта капитального строительства заявителя (руб./км):</b>			
<b>5.1.</b>	<b>стальной газопровод:</b>			
5.1.1.	диаметр 11 – 15 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
5.1.2.	диаметр 16 – 20 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
5.1.3.	диаметр 21 – 25 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
5.1.4.	диаметр 26 – 32 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
5.1.5.	диаметр 33 – 50 мм	-	<b>1 228 745</b>	1 228 745
<b>6.</b>	<b>Стандартизированная тарифная ставка <math>C^{ny}</math> на установку прибора учета газа (руб./шт.):</b>	-	<b>1 484</b>	1 484

При этом:

1. в состав расходов на проектирование сети газопотребления ( $C^{np}$ ) не включены расходы на проектирование пунктов редуцирования газа и устройств электрохимической (катодной) защиты от коррозии,
2. в состав расходов на установку отключающих устройств ( $C^{ou}$ ) включены расходы на приобретение отключающих устройств,

3. в состав расходов на устройство внутреннего газопровода объекта капитального строительства Заявителя ( $C_{\text{окс}}^{\text{г}}$ ) включены расходы на приобретение отключающих устройств, изолирующих соединений, газовых фильтров,

4. в состав расходов на установку прибора учета газа ( $C^{\text{пу}}$ ) не включены расходы на приобретение прибора учета газа.

При отсутствии данных о фактических расходах ООО «Техногаз» для определения размеров СТС  $C^{\text{пр}}$ ,  $C^{\text{г}}$ ,  $C^{\text{прг}}$ ,  $C^{\text{оу}}$ ,  $C_{\text{окс}}^{\text{г}}$ ,  $C^{\text{пу}}$  департаментом применялись средние данные о расходах, необходимых для строительства объектов сети газопотребления внутри границ земельного участка Заявителя, максимальный расход газа газоиспользующего оборудования которого не более 42 м<sup>3</sup>/час, на территории Новосибирской области.

Размеры предлагаемых к утверждению в соответствии с Главой VI Методических указаний № 1151/18 стандартизированных тарифных ставок внутри границ земельного участка Заявителя, максимальный расход газа газоиспользующего оборудования которого не более 42 м<sup>3</sup>/час, не превышают размеры стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению в соответствии с Главой IV Методических указаний № 1151/18.

Таким образом, департамент предлагает:

1. установить размеры стандартизированных тарифных ставок  $C_{\text{link}}$ ,  $C_{2\text{ik}}$ ,  $C_{3\text{j}}$ ,  $C_{4\text{i(j)n}}$ ,  $C_{5\text{m}}$ ,  $C_{6\text{w}}$ ,  $C_7$ , определяющих величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения ООО «Техногаз», на 2019 год в размерах, указанных в Таблицах №№ 1 – 8;

2. установить размеры стандартизированных тарифных ставок  $C^{\text{пр}}$ ,  $C^{\text{г}}$ ,  $C^{\text{прг}}$ ,  $C^{\text{оу}}$ ,  $C_{\text{окс}}^{\text{г}}$ ,  $C^{\text{пу}}$ , определяющих величину платы за технологическое присоединение внутри границ земельного участка Заявителя, максимальный расход газа газоиспользующего оборудования которого не более 42 м<sup>3</sup>/час, на 2019 год в размерах, указанных в Таблице № 9.

Консультант отдела регулирования  
тепло- и газоснабжения



Т.И Зайцева