

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА
ЗАСЕДАНИЯ

КОЛЛЕГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

от 27 декабря 2018 г. № 8-2

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОЛЛЕГИИ,

РУКОВОДИТЕЛЬ ДЕПАРТАМЕНТА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ
МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. ГАРШИНА

Присутствовали:

Руководитель управления правовой работы
и административной практики

В.Б. Агаджанов

Руководитель управления экономического
мониторинга и анализа департамента экономики
и планирования инвестиций

Н.В. Винокурова

Руководитель управления
энергетики

В.В. Маслов

Руководитель управления регулирования
коммунальной инфраструктуры и газоснабжения

Ю.А. Мокшин

Руководитель управления регулирования
электроэнергетики

Т.О. Смурягина

Представитель УФАС по Самарской области

С.В. Шепелевко

Представители:

Заместитель генерального директора
ООО «ТольяттиЭнергоСбыт»

А.Ю. Камышев

Заместитель генерального директора
по экономике и финансам ПАО «Самараэнерго»
начальник ОБИ ЦРР ПАО «Самараэнерго»

А.В. Сергеев
Д.С. Зимовцев

заместитель директора по экономике и финансам
АО «Самараторэнэргосбыт»

Д.С. Калмыков

Начальник отдела реализации

ООО «Транснефть-ЭлектроСервис»

Н.А. Никитин

Заместитель директора ООО «ЭНЕРГОХОЛДИНГ»

Е.А. Алмаев

Инженер энергетики ООО «Дюпина-Центр-С»

А.А. Перушкин

Руководитель направления ООО «СамараСеть»

Ю.Р. Пашина

Заместитель начальника дирекции ОАО «РЖД»
Начальник экономического управления
АО «Самарская сетевая компания»
Директора по экономике и финансам
АО «Самарская сетевая компания»
Генеральный директор ООО «Ю-сети»
Генеральный директор ООО «СамССК»
Заместитель генерального директора
по экономике и финансам

А.А. Ефимов
Е.В. Сухомлигина
Ю.А. Кириллов
Д.С. Тихомиров
А.Г. Капабин

Секретарь заседания:
Главный консультант управления
регулирования электроэнергетики

Н.А. Захарова

1. Установление обязательств надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии по
Самарской области на 2019 год
(Смурягина)

2. Установление долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных
сетевых организаций, индивидуальных межсетевых тарифов на 2019 г.
и корректировка необходимой валовой выручки территориальных
сетевых организаций на 2019 г. в рамках долгосрочного периода регулирования
(Смурягина Т.О.)

2.31. ООО "Старопольская электросеть":
2.31.1 - корректировка необходимой валовой выручки на 2019 г. ;
2.31.2 - установление индивидуальных тарифов для взаиморасчетов со смежными сетевыми
организациями на 2019 год

ВОПРОС №2.31.

По поставленному на повестку вопросу выступил руководитель управления регулирования
тарифов Смурягина Т.О.
Рассмотрение дела об установлении индивидуальных межсетевых тарифов на 2019 год и
корректировке необходимой валовой выручки на 2019 год осуществлено по представленным в
Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области (далее –
Министерство) заявлениям ООО «Старопольская Электросеть» от 27.04.2018 № 37 и
обосновывающим материалам.
Экспертной группой управления регулирования электроэнергетики департамента
регулирования тарифов Министерства (далее - экспертная группа) проведен анализ соответствия
ООО «Старопольская Электросеть» критериям отнесения объектов электросетевого
хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением
Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 "Об отнесении владельцев объектов
электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

п/п	Наименование критерия	Оценка
1.	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулировании трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.	Соответствует
2.	Выделение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжений: 110 кВ и выше; 10 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ;	1 - 20 кВ; ниже 1 кВ
3.	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владения объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае предоставления владением объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредоставления таких данных.	Отсутствует
4.	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	Тел. 8 (8482) 93-93-33 8 (8482) 78-59-19
5.	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".	Адрес: www.stavelektro.ru
6.	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	Отсутствует

Информация о соответствии ООО «Ставропольская Электросеть» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 размещена на официальном сайте Министерства в установленные постановлением сроки.

Учитывая вышеизложенное ООО «Ставропольская Электросеть» включено в перечень территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, в

отношении которой устанавливаются цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии на очередной расчетный период регулирования.

Экспертиза экономической обоснованности расходов по регулируемому виду деятельности – услуги по передаче электрической энергии ООО «Ставропольская Электросеть» проводится экспертной группой управления регулирования электроэнергетики Министерства (далее - экспертная группа) в соответствии с действующими нормативными актами по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

Баланс электрической энергии и мощности на 2019 г.

Экспертной группой величина потеря электрической энергии в рамках долгосрочного периода регулирования, рассчитана исходя из уровня технологического расхода (потерь) утвержденного приказом Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области от 28.11.2014 № 406 (в редакции приказа от 27.12.2017 № 893).

Таким образом, уровень технологического расхода (потерь) ООО «Ставропольская Электросеть» составит 3,76 %.

Анализ экономической обоснованности расходов

Показатели	Единица измерения	2019	
		Утвержден о на 2018	По расчету экспертной группы
инфляция	%	3,70%	4,60
индекс эффективности операционных расходов	%	2,00%	2,00%
количество активов	у.е.	774	941
индекс изменения количества активов	%	9,76%	21,55%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,091	1,191

Расчет подконтрольных расходов					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утвержден о на 2018	2019	
				Предложенн я организации	По расчету экспертной группы
1.1	Материальные затраты	тыс. руб.	468,26	557,23	557,57
1.1.1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	468,26	557,23	557,57
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.2	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	2 093,96	2 512,73	2 493,35
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	332,33	395,47	395,71
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс. руб.	241,11	286,93	287,10
1.3.2.1	Услуги связи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.2	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс. руб.	237,24	282,32	282,49
1.3.2.4	Расходы на аудиторские и консалтинговые услуги	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.5	Транспортные услуги	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс. руб.	3,87	4,61	4,61

1.3.3	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.4	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	61,63	73,34	73,39
1.3.5	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	29,38	35,20	35,23
1.3.6	Расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.7	Другие прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.4	Электронергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5.1	расходы на обслуживание заемных средств	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5.2	расходы по колллективным договорам	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5.3	прочие расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
ИТОГО подконтрольные расходы		тыс.руб.	2 894,54	3 465,43	3 446,63

Расчет неподконтрольных расходов					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утвержден о на 2018	2019	
				Предположенн я организации	По расчету экспертной группы
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.2	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.3	Плата за аренду имущества и лиценз	тыс.руб.	1 176,00	1 270,60	1 060,20
2.3.1	в том числе электросетевое		10,16	0,00	0,00
2.4	Налогт. всего, в том числе:	тыс.руб.	220,15	220,15	159,34
2.4.1	<i>плати за землю</i>	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.4.2	<i>Налог: на имущество</i>	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.4.3	<i>Прочие налоги и сборы</i>	тыс.руб.	220,15	220,15	159,34
2.5	Страховые взносы во внебюджетные фонды	тыс.руб.	628,19	707,29	754,34
2.6	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	334,00	530,00	530,00
2.7	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.8	Выплатяющие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	28 313,29	13 596,34
2.9	Амортизация ОС	тыс.руб.	3 745,86	4 288,76	4 152,97
2.10	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
ИТОГО неподконтрольных расходов		тыс.руб.	6 104,20	35 330,09	20 253,99

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утвержден о на 2018	2019	
				Предположенн я организации	По расчету экспертной группы
3	Выплатяющие доходы (экономиа средств) за исключением выплатающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	8 419,51	0,00
4	Экономиа средств	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
5	Корректировка	тыс.руб.	212,70	0,00	0,00
6	Итого	тыс.руб.	-45,63	0,00	3 238,38

ИТОГ О НВВ на содержание сетей				
№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утвержден о на 2018	2019
				Предположенн я организации
				По расчету экспертной группы

7	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	9 165,81	47 215,03	26 938,90
---	-------------------------------	----------	----------	-----------	-----------

Долгосрочные параметры регулирования ООО «Ставропольская Электросеть» установлены приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области от 28.11.2014 № 406 «Об установлении долгосрочных параметров для территориальных сетевых организаций Самарской области, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» (в редакции приказа от 28.12.2016 №829).

По расчету ООО «Ставропольская Электросеть» расходы на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2019 год должны составить 47 215,03 тыс. руб.

Анализ затрат:

Подконтрольные расходы.

- *Сырье, материалы, запасные части, инструменты, топливо.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 557,57 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- *Расходы на оплату труда.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 2 493,35 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- *Прочие расходы.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 395,71 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

Таким образом, по расчету экспертной группы подконтрольные расходы на 2019 год с учетом корректировки составят 3 446,63 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы.

- *Плата за аренду имущества и лиценз.* В соответствии с п. 28 Основ ценообразования расходов на аренду имущества следует определять исходя из величины амортизации, налогов на имущество, землю и других установленных законодательством Российской Федерации обязательных платежей, связанных с использованием арендованного имущества.

Плата за аренду имущества заявлена организацией в размере 1 270,60 тыс. руб.

В качестве обоснования величины арендной платы, министерство письмом от 12.11.2018 № 15/10347 запросило у регулируемых организаций документы подтверждающие амортизацию, налог на имущество и другие установленные документы, экспертная группа определила размер арендной платы в сумме 1 060,20 тыс. руб. в соответствии с п. 28 Основ ценообразования, исключив из заявленной суммы арендной платы расходы на аренду имущества, не подтвержденные документально.

- *Налогт.* По расчетам ООО «Ставропольская Электросеть» расходы по данной статье должны составить 159,34 тыс. руб. В результате анализа представленных данных бухгалтерской и статистической отчетности, экспертная группа считает возможным учесть расходы по данной статье на основании фактических данных за 2017 год, в размере 159,34 тыс. руб.

- *Страховые взносы во внебюджетные фонды.* По расчету экспертной группы расходы по данной статье должны составить 754,35 тыс. руб. или 30,3 % от принятых затрат на оплату труда на основании факта за 2017 год.

- *Прочие неподконтрольные расходы.* По расчетам ООО «Ставропольская Электросеть» расходы по данной статье должны составить 530,00 тыс. руб. В результате анализа представленных данных, экспертной группой расходов по данной статье приняты на уровне, заявленном организацией.

- *Выплатяющие доходы по п. 87 Основ ценообразования.* Выплатяющие расходы связанные с льготным технологическим присоединением за 2015 год приняты экспертной группой в размере 13 596,94 тыс. руб.

- *Амортизация.* Заявленная величина составила 4 288,76 тыс. руб. Министерство письмом от 12.11.2018 № 15/10377 запросило расчет амортизации, выполненный в соответствии с п.27 Основ ценообразования, исходя из максимальных сроков полезного использования оборудования, установленных Классификацией основных средств,

утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1.01.2002 №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

В результате анализа представленных данных, экспертная группа считает возможным учесть расходы по данной статье в размере 4 152,97 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы непокрытые расходы на 2019 год составят 20 253,99 тыс. руб.

- **Корректировка.** Принята экспертной группой в размере 3 238,28 тыс.руб. Расчет корректировки необходимой валовой выручки выполнен в соответствии приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы, необходимые для осуществления регулируемого вида деятельности, на 2019 год составят 26 938,90 тыс. руб., в т.ч.:

покрытые расходы:
2019 год – 3 446,63 тыс. руб.
непокрытые расходы:
2019 год – 20 253,99 тыс. руб.
Корректировка – 3 238,28 тыс. руб.
В расчет тарифов принимаются расходы на покупку технологического расхода (потеря) электрической энергии 2 181,2 тыс. руб.

VIII. Заключение

1. Расчет тарифов и формы представления предложений по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Ставропольская Электросеть» соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

2. Экспертная группа принимает в расчет тарифов на 2019 год валовую выручку, необходимую для осуществления регулируемого вида деятельности ООО «Ставропольская Электросеть»

ООО «Ставропольская Электросеть»	Год	НБВ сетевой организации без учета оплаты потерь тыс. руб.
	2019	26 938,90

На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

3. Гарантирующие поставщики и энергосбытовые организации заключают с сетевыми организациями договоры оказания услуг по передаче электрической энергии в отношении точек поставки на розничном рынке обслуживаемых ими потребителей. Услуги по передаче электрической энергии, оказываемые в интересах обслуживаемых ими потребителей, оплачиваются по единым (котловым) тарифам установленным приказом Министерства.

4. На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

5. В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.07.1998 № 700 «О ведении раздельного учета затрат по регулируемому виду деятельности» ООО «Ставропольская Электросеть» необходимо ведение раздельного учета затрат по регулируемому виду деятельности (производство электрической энергии (мощности), производство тепловой энергии, услуги по передаче электрической энергии (мощности), сбыт (реализация) электрической энергии).

Других вопросов у членов коллегии по выступлению Самарыгинной Т.О. не возникло.
Гаршина А.А. предложила установить предложенную НБВ.
Вопросов у членов коллегии по предложенно Гаршиной А.А. не возникло.

Результаты обсуждения:

«ЗА»: Агаджанов В.Б., Винокурова Н.В, Гаршина А.А., Маслов В.В.,
Мокшин Ю.А, Самарыгина Т.О.

«ПРОТИВ»:

«ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»:

3. Установление единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 г.

(Самарыгина Т.О.)

ВОПРОС № 3.

По поставленному на повестку вопросу выступили руководитель управления регулирования тарифов Самарыгина Т.О.

Расчет единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законом основании территориальным сетевым организациям на территории Самарской области, выполнен экспертной группой управления регулирования электроэнергетики департамента регулирования тарифов министерства (далее - экспертная группа) в соответствии с действующими нормативными актами по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

НБВ сетевых организаций региона без учета оплаты потерь, учтенная при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год составила 20 793 438 тыс. руб.

Расчетная величина перекрестного субсидирования в тарифах на передачу электрической энергии на 2019 год составила 9 477 888,15 тыс. рублей. Распределение указанной величины перекрестного субсидирования по уровням напряжения осуществлено в соответствии с требованиями пункта 81(5) Основ энергообязования.

В связи с вышеизложенным, экспертная группа предлагает принять решение об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год согласно Приложению.

Вопросов у членов коллегии по выступлению Самарыгинной Т.О. не возникло.
Гаршина А.А. предложила установить предложенные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год. Согласно Приложению.

Вопросов у членов коллегии по предложенно Гаршиной А.А. не возникло.

Результаты голосования:

«ЗА»: Агаджанов В.Б., Винокурова Н.В, Гаршина А.А., Маслов В.В.,

Мокшин Ю.А, Самарыгина Т.О.

«ПРОТИВ»:

«ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»:

4. Утверждение стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год.

(Самарыгина Т.О.)

ВОПРОС № 4.

По поставленному на повестку вопросу выступил руководитель управления регулирования тарифов Самарыгина Т.О.

Расмотрение дела по установлению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год осуществлено по представленным в Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области (далее – Министерство) заявлениям и обосновывающим материалами.

1. Филиал ПАО «МРСК Волги»- «Самарские распределительные сети» 29.10.2018 №МРБ/12/102/574;
2. АО «ОРЭС – Тольятти» от 25.10.2018 № 3604;
3. ООО «Газпром энерго» (Саратовский филиал) от 29.10.2017 № 61-03-07/2433;
4. ООО «Самара сеть» от 23.102018№52574;
5. ООО «Сетевая компания» от 01.11.2018 №403;
6. ООО «Энерго» от 25.10.2018 №1816;
7. ЗАО «Энергетика и связь строительства» от 08.10.2018 г. № 2200,
8. АО «Самаранефтегаз» от 29.10.2018 г. № СНТ-10/3-08230;
9. Филиал «Приволжский» АО «Оборонэнерго» от 10.09.2018 г. УРП/030/1883;
10. ООО «Технология универсальных решений» от 30.10.2018 №194 ;
11. АО «Самарская сетевая компания» от 31.10.2018 № 16324;
12. ООО «Ставропольская Электросеть» от 23.10.2018 № 42;

Материалы и расчеты, представленные на экспертизу,
оценка достоверности данных
Экспертной группой рассмотрены следующие документы:

1. Расчет ставок на технологическое присоединение вышеуказанных организаций;
 2. Дополнительные материалы, представленные предприятием на запросы экспертной группы в ходе проведения экспертизы;
 3. Бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.
- Достоверность представленной информации подтверждена подписями руководителя организации. Ответственность за достоверность исходных данных несет представлявшая их организация.

Заключение

В соответствии с федеральным законом от 30.12.2015 № 450-ФЗ «О внесении изменений в статью 23.2 Федерального закона «Об электроэнергетике» стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, рассчитываются и устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов **едиными для всех территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации**, в частности с использованием метода сравнения аналогов.

Указанные стандартизированные тарифные ставки дифференцируются исходя из состава мероприятий по технологическому присоединению, обустроенных в том числе видами и техническими характеристиками объектов электросетевого хозяйства, уровнем напряжения в точке присоединения энергопринимающих устройств, максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств и категорией надежности энергоснабжения, и по иным установленным федеральными законами основаниям в соответствии с основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Министерство произвело расчет ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2019 в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» на основании фактических данных, предоставленных территориальными сетевыми организациями. По результатам расчетов рост отдельных ставок на 2019 год составил до 600% к уровню 2018 года, в том числе по следующим ставкам

Стандартизированная ставка	Утверждено на 2018 год	По расчету экспертной группы на 2019 год	Рост, %
2.3.1.3.2	1432832,4	3501546,1	244,4
2.3.1.3.3	1487844	3272723,0	220,0

2.3.1.3.4	1688970,45	10433103,0	617,7
3.1.2.2.5	2543731,5	3417635,0	134,4
3.4	7838942,1	14186477,0	181,0
5.1.1.4	5149,22	7003,0	136,0
5.1.2.5	9250,7	14827,0	160,3

В целях сохранения инвестиционной привлекательности региона, а так же руководствуясь решениями Правительства Российской Федерации о сохранении доступности технологического присоединения к электрическим сетям, на заседании межведомственной комиссии по вопросам ценовой и тарифной политики Самарской области под председательством вице-губернатора – председателя Правительства Самарской области А.П. Нефедовом принято решение от 03.12.2017 №51р установить единые стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности за технологическое присоединение к электрическим сетям на 2019 год для всех территориальных сетевых организаций Самарской области с ростом не выше 25% к уровню ставок, установленных приказом министерства приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области от 27.12.2017 № 897 "Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2018 год".

В соответствии с вышеизложенным, а также учитывая результаты расчета ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2019, выполненный экспертной группой в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» экспертная группа департамента тарифного регулирования министерства предлагает установить следующие ставки на технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год:

ЕДИННЫЕ СТАНДАРТИЗОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ,
применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории городских населенных пунктов, муниципальных сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

№ п/п	Перечень стандартизированных тарифных ставок	Уровень напряжения	Единица измерения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения
1.	Ст. стандартизованных тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (кроме подпунктов «б»);	х	руб. за одно присоединение	15638,77	15638,77
1.1	Ст.1. подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	х	руб. за одно присоединение	7286,05	7286,05
1.1.1	Ст.1.1. подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	х	руб. за одно присоединение	7286,05	7286,05

	колонках (j = 4), в галереях и эстакадах (j = 5), горизонтальное наклонное бурение (j = 6))			
3.1.к	осложняемые (k = 1) и многокильные (k = 2)			
3.1.к.1	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (l = 1), бумажной изоляцией (l = 2)			
3.1.к.1.1	сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))			
3.1.2.2.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/км, без НДС		2966806,0
3.2.1.2.2.6	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/км, без НДС		3823241,0
3.3.	Устройство перехода через дорогу и коммуникации с использованием установок горизонтального наклонного бурения	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/км, без НДС	7870977,0
4.	С4. стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузоров, распределительных пунктов) на i-м уровне напряжения:			
4.1	реклоузеры (j = 1 распределительные пункты (РП) (j = 2), пересеченные пункты (ПП) (j = 3))			
4.1.к	номинальный ток до 100 А включительно (k = 1), от 100 до 250 А включительно (k = 2), от 250 до 500 А включительно (k = 3), от 500 А до 1 000 А включительно (k = 4), свыше 1 000 А (k = 5)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/мтр, без НДС	309721,36
4.2.1		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/мтр, без НДС	25584,0
5.	С5. стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ:			
5.1	трансформаторные подстанции (ТП) за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)			
5.1.к	однотрансформаторные (k = 1), двухтрансформаторные и более (k = 2)			
5.1.к.1	трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (l = 1), от 25 до 100 кВА включительно (l = 2), от 100 до 250 кВА включительно (l = 3), от 250 до 500 кВА (l = 4), от 500 до 900 кВА включительно (l = 5), свыше 1000 кВА (l = 6)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	16424,42

	НН (0,4 кВ и ниже)		
5.2. 5.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	11543,45
5.3. 5.1.1.3	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	5771,0
5.4. 5.1.1.4	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	5149,22
5.5. 5.1.1.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	3977,0
5.6. 5.1.2.3 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	15035,84
5.7. 5.1.2.4 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	14740,95
5.8. 5.1.2.5 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	9250,7
5.9. 5.1.2.6 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	ру6/кВт, без НДС	7738,6

Примечание:

1. В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

2. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

СТАВКИ ЗА ЕДИНИЦУ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ,

применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

5.1.	5.1.1.1	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	19570,43
5.2.	5.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,88
5.3.	5.1.1.3	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	8135,0
5.4.	5.1.1.4	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	6436,53
5.5.	5.1.1.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	3977,0
5.6.	5.1.2.3 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,84
5.7.	5.1.2.4 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	14740,95
5.8.	5.1.2.5 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	11563,38
5.9.	5.1.2.6 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9673,25

Примечание:

1. В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

2. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

СТАВКИ ЗА ЕДИНИЦУ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ,
применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств

максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории, не относящейся к территориям городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

№ п/п	Перечень ставок за единицу максимальной мощности	Уровень напряжения	Единица измерения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения
1.	С ₁ ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (кроме подпунктов «б»).	х	руб./кВт, без НДС	732,24	732,24
1.1.	С _{1.1} подготовка и выдача сетевой организации технических условий Заявителю (ТУ)	х	руб./кВт, без НДС	325,85	325,85
1.2.	С _{1.2} проверка сетевой организацией выполнения условий	х	руб./кВт, без НДС	406,39	406,39
2.	С ₂ ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи (ВЛ):			Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	
2.1.	2.1.1 материал опоры (деревянные (I = 1), металлические (I = 2), железобетонные (I = 3))				
2.1.	2.1.2 тип провода (изолированный провод (k = 1), неизолированный провод (k = 2))				
2.1.	2.1.1.1 материал провода (местный (I = 1), стальной (I = 2), сталеалюминиевый (I = 3), алюминевый (I = 4))				
2.1.	2.1.1.1.1 сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))				
2.1.	2.3.1.3.2	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	13175,44	
2.2.	2.3.1.3.3	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	17556,87	
2.3.	2.3.1.3.4	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9603,96	
2.4.	2.3.1.3.4	СН2	руб./кВт, без НДС	4480,0	

3.		(20-1 кВ)	НДС	
С3, ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи (КЛ):				
3.1	способ прокладки кабельных линий (в траншеях (i = 1), в блоках (i = 2), в каналах (i = 3), в туннелях и коллекторах (i = 4), в галереях и эстакадах (i = 5))			
3.1.1	одножильные (k = 1) и многожильные (k = 2)			
3.1.1.1	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (i = 1), бумажной изоляцией (i = 2)			
3.1.1.2	сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))			
3.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		7593,39
3.2	3.1.2.2.6 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		2260,7
3.4	Устройство перехода через дорогу и коммуникации с использованием установок горизонтального наклонного бурения	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./км без НДС	7870977,0
4. С4, ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклаузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на 1-м уровне напряжения:				
4.1	4.1.1 реклаузеры (i = 1) распределительные пункты (РП) (i = 2), переключательные пункты (ПП) (i = 3)			
4.1.1.1	номинальный ток до 100 А включительно (k = 1), от 100 до 250 А включительно (k = 2), от 250 до 500 А включительно (k = 3), от 500 А до 1 000 А включительно (k = 4), свыше 1 000 А (k = 5)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС	2064,81
4.2	4.2.1 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		1077,0
5. С5, ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ:				
5.1	трансформаторные подстанции (РТП)			
5.1.1	однотрансформаторные (K = 1), двухтрансформаторные и более (K = 2)			
5.1.1.1	трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (i = 1), от 25 до 100 кВА включительно (i = 2), от 100 до 250 кВА включительно (i = 3), от 250 до 500 кВА (i = 4), от 500 до 900 кВА включительно (i = 5), свыше 1000 кВА (i = 6)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС	16424,42
5.2	5.1.1.2 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		11543,45
5.3	5.1.1.3 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		5771,0
5.4	5.1.1.4 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		5149,22
5.5	5.1.1.5 СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		3977,0
5.6	5.1.2.3 (БКТП) СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		15035,84
5.7	5.1.2.4 (БКТП) СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		14740,95
5.8	5.1.2.5 (БКТП) СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		9250,7
5.9	5.1.2.6 (БКТП) СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		7738,6

5.1.1	трансформаторных подстанций (РТП)			
5.1.1.1	однотрансформаторные (K = 1), двухтрансформаторные и более (K = 2)			
5.1.1.1.1	трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (i = 1), от 25 до 100 кВА включительно (i = 2), от 100 до 250 кВА включительно (i = 3), от 250 до 500 кВА (i = 4), от 500 до 900 кВА включительно (i = 5), свыше 1000 кВА (i = 6)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС	16424,42
5.1.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		11543,45
5.1.1.1.3	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		5771,0
5.1.1.1.4	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		5149,22
5.1.1.1.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		3977,0
5.1.2.3 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		15035,84
5.1.2.4 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		14740,95
5.1.2.5 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		9250,7
5.1.2.6 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт без НДС		7738,6

Примечание:

1. В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

2. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

ФОРМУЛЫ
для расчёта платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных
сетевых организаций Самарской области

1. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при котором отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили», рассчитывается по формуле:

$$П_{пт} = C_1, \text{ (руб.)} \quad (1)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

C₁ – стандартизированная тарифная ставка, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

2. Для Заявителей, осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт, стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности C_{2<150}, C_{3<150}, C_{4<150}, C_{5<150} при расчёте платы за технологическое присоединение применяются со следующими значениями:

$$\begin{aligned} C_{2<150} &= 0; \\ C_{3<150} &= 0; \\ C_{4<150} &= 0; \\ C_{5<150} &= 0; \end{aligned}$$

3. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и (или) кабельных линий, рассчитывается по формуле:

$$П_{пт} = C_1 + (C_{2н(взм)} \times L_1), \text{ (руб.)} \quad (2)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

C₁, C_{2н}, C_{3н} – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

L₁ – суммарная протяжённость воздушных и (или) кабельных линий на i-том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения (км).

4. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклеузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) рассчитывается по формуле:

$$П_{пт} = C_1 + (C_4 \times q), \text{ (руб.)} \quad (3)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

C₁, C_{4н} – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

q – количество пунктов секционирования (реклеузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов).

5. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству комплексных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП), а также центров питания, подстанций уровням напряжения 35 кВ и выше (ПС), рассчитывается по формуле:

$$П_{пт} = C_1 + (C_5 \times N), \text{ (руб.)} \quad (4)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

C₁, C₅ – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно

приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;
N – объём максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение Заявителем (кВт).

6. Плата за технологическое присоединение Заявителя в случае, если при технологическом присоединении согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, рассчитывается по формуле:

$$П_{пт} = C_1 + ((0,5 \times (C_2 \times L_{н(взм)} + C_3 \times L_1 + C_4 \times q + C_5 \times N) \times Z_1 + (0,5 \times (C_2 \times L_{н(взм)} + C_3 \times L_1 + C_4 \times q + C_5 \times N) \times Z_2)), \text{ (руб.)} \quad (5)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

q – количество пунктов секционирования (реклеузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов);

N – объём максимальной мощности, указанной в заявке Заявителя (кВт);

L₁ – суммарная протяжённость воздушных и (или) кабельных линий на i-том уровне напряжения (по трассе), строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения (км);

C₁, C₂, C₃, C₄, C₅ – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 2 или приложению № 3 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

Z₁ – произведение прогностных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

Z₂ – произведение прогностных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за период, указанный в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

7. Плата за технологическое присоединение с применением ставок за единицу максимальной мощности рассчитывается как сумма произведений ставок за единицу максимальной мощности по мероприятиям, реализуемым сетевой организацией для подключения конкретного Заявителя и объёма максимальной мощности по формуле:

$$П_{пт} = (C_1 \times N_1) + (C_2 \times N_2) + (C_3 \times N_3) + (C_4 \times N_4) + (C_5 \times N_5), \quad (6)$$

где:

П_{пт} – плата за технологическое присоединение;

C₁, C₂, C₃, C₄, C₅ – ставки за единицу максимальной мощности на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 3 или приложению № 4 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

N_i – объём максимальной мощности, указанной в заявке Заявителя (кВт).

Вопросов у членов коллегии по выслушанию Смурягиной Т.О. не возникло.

Результаты голосования:

«ЗА»: Агджанов В.Б., Винокурова Н.В., Гаршина А.А., Маслов В.В.,
Мошкин Ю.А., Смурягина Т.О.

«ПРОТИВ»: «ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»:

На этом заседание коллегии было объявлено закрытым.