

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА

ЗАСЕДАНИЯ

КОЛЛЕГИИ ДЕПАРТАМЕНТА ЦЕНОВОГО И

ГАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

от 28 декабря 2020 г. № 7-э

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ

РУКОВОДИТЕЛЬ ДЕПАРТАМЕНТА ЦЕНОВОГО И

ГАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А.ГАРШИНА

Присутствовали:

Первый заместитель руководителя
департамента – руководитель управления регулирования
коммунальной инфраструктуры и газоснабжения

Ю.А.Мокшин

Главный консультант управления
регулирования электроэнергетики

Д.О.Гусев

Главный консультант управления регулирования
коммунальной инфраструктуры и газоснабжения

Н.И.Мелёхина

Руководитель управления регулирования
в непроизводственной сфере

А.В. Моглячев

Руководитель правового обеспечения и
организационной работы

О.В.Никитина

Представитель Ассоциации НП «Совет рынка»

Н.Н.Самойленко

Заместитель руководителя департамента -
руководитель управления регулирования электроэнергетики

Т.О. Смурыгина

Представитель У ФАС по Самарской области
(заочное участие исх.от 15.12.2020 № 15099/5)

У.А. Видокурова

Представители организации:

Зам.директора по экономике и финансам
АО «Самаргазэнергосбыт»
Зам.ген.директора по экономике и фин.
ПАО «Самараэнерго»

Д.С. Калмыков

А.В.Сергеев

Зам.нач. Куйбышевской дирекции по энергообеспечению
филиала ОАО «РЖД»
Директор по экономике и финансам АО «Самарская сетевая компания»
Начальник службы реализации услуг
ООО «Транснефть-ЭлектросетьСервис»
Зам.дир.по экономике и фин. Филиала ПАО «Россети Волга»
- «Самарские распределительные сети»
Зам.директора по реализ.услуг Филиала ПАО «Россети Волга»
- «Самарские распределительные сети»
Главный инженер ООО «Энергоспецстрой»
Директор по экономике и фин.ООО «Самарская
электросетевая компания»
Зам.ген.директора по экономике и финансам ООО «Триггер Ай-Ти»
Директор ООО «СтройЭнерго»

В.Г.Кольцов
В.А.Кириллов

Н.А.Никитин

И.М.Калинин

С.Ю.Лаптева
А.П.Румянцев

В.В.Полянский
А.В.Мильчакова
С.Н.Локтев

Секретарь заседания:

Главный консультант управления
регулирования электроэнергетики

Е.А.Никипелова

1. Установление сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии,
осуществляющих свою деятельность на территории Самарской области на 2021 г.

(Смурыгина)

2. Установление необходимой валовой выручки, долгосрочных параметров регулирования
и плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг на 2021-2025
гг. (2021-2023 гг.), индивидуальных межсетевых тарифов на 2021 г. и корректировка
необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций на 2021 г.
в рамках долгосрочного периода регулирования

(Смурыгина Т.О.)

2.24. ООО «Ставропольская электросеть»:

2.24.1. - корректировка необходимой валовой выручки на 2021 г.:

2.24.2. - установление индивидуальных тарифов для взаиморасчетов со смежными
сетевыми организациями на 2021 г.

ВОПРОС 2.24.

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

Рассмотрение дела об установлении индивидуальных межсетевых тарифов на 2021
год и корректировке необходимой валовой выручки на 2021 год осуществлено по
представленным в Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области
(далее – Департамент) заявлениям ООО «Ставропольская Электросеть» от 20.04.2020 № 63
и обосновывающим материалам.

Экспертной группой управления регулирования электроэнергетики Департамента
(далее – экспертная группа) проведен анализ соответствия ООО «Ставропольская

«Электросеть» критериям отнесения владельцев 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 регулирования 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.	Владение 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 напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи	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 обеспечивать соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цсп (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства,	Отсутствует

п/п	Наименование критерия	Оценка
	для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.	
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.stavrelektro.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 постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 размещена на официальном сайте Департамента 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» проведена экспертной группой в соответствии с действующими нормативными актами по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

Баланс электрической энергии и мощности на 2021 г.

Экспертной группой величина потерь 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 27.12.2019 № 871).

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

Анализ экономической обоснованности расходов

Расчет коэффициента индексации					
Показатели	Единица измерения	2020 утв.	2021		По расчету экспертной группы
			Предложенная организация		
инфляция	%	3,00%			3,60%
индекс эффективности операционных расходов	%	2,00%			2,00%
количество активов	у.е.	1 149,40			1 156,90
индекс изменения количества активов	%	22,21%			0,65%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75			0,75
итога коэффициент индексации		1,1775			1,0202

Расчет подконтрольных расходов					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2020 утв.	2021	
				Предложенная организация	По расчету экспертной группы
1.1.	Материальные затраты	тыс. руб.	656,56	729,44	669,85
1.1.1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	656,56	729,44	669,85
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.	2 935,98	3 490,54	2 995,42
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	465,96	517,67	475,39
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.	338,07	375,59	344,91
1.3.2.1	Услуги связи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.2.	Расходы на услуги производственной охраны и коммунального хозяйства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс. руб.	332,64	369,56	339,37
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные 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.	5,43	6,03	5,54

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.	86,41	96,00	88,16
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс. руб.	41,48	46,08	42,32
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.	Электроэнергия на хоз. нужды		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 коллективным 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.	4 058,50	4 737,65	4 140,66

Расчет неподконтрольных расходов					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2020 утв.	2021	
				Предложенная организация	По расчету экспертной группы
2.1.	Оплата услуг ПАО «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 лизинг	тыс. руб.	1 219,73	1 437,84	1 116,14
2.3.1	в т.ч. электросетевое оборудование	тыс. руб.	0,00	1,00	0,00
2.4.	Налоги, всего, в том числе:	тыс. руб.	182,90	335,67	335,70
2.4.1.	плата за землю	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
2.4.2	налог на имущество	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
2.4.3	прочие налоги и сборы	тыс. руб.	182,90	335,67	335,70
2.5.	Страховые взносы во внебюджетные фонды	тыс. руб.	892,64	1 061,12	910,62
2.6.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	352,00	13 981,99	322,00
2.7.	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
2.8.	Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования	тыс. руб.	0,00	34 316,21	0,00
2.9.	Амортизация ОС	тыс. руб.	3 453,92	4 256,19	3 678,49
2.10.	Прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
ИТОГО неподконтрольных расходов		тыс. руб.	6 101,18	55 389,02	6 362,95

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п. 87 Основ ценообразования					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2020 утв.	2021	
				Предложенная организация	По расчету экспертной группы
3	Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п. 87 Основ ценообразования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00

4	Корректировка НВВ (качество и надежность)	тыс.руб.	119,16	0,00	350,21
5	Корректировка НВВ	тыс.руб.	-82,66	0,00	587,48
6	Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения	тыс.руб.	9 628,69	0,00	6 285,47

ИТОГО НВВ на содержание сетей					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2020 утв.	2021	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
7	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	19 824,87	60 126,67	17 726,77

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 27.12.2019 № 871).

По расчету ООО «Ставропольская Электросеть» расходы на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2021 год должны составить 60 126,67 тыс. руб.

Анализ затрат:

Перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров, в том числе те, которые оказывают непосредственное влияние на величину подконтрольных расходов (индекс потребительских цен, количество активов). Подконтрольные расходы на 2021 год скорректированы на коэффициент индексации 1,0202, рост которого обусловлен индексом потребительских цен в размере 3,6%, определенного прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год, и ростом активов на 7,49 у.е. Количество условных единиц оборудования составляет 1 156,90 у.е.

Подконтрольные расходы.

- **Сырье, материалы, запасные части, инструменты, топливо.** Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 669,85 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, определенного Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год, одобренного Правительством Российской Федерации, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- **Расходы на оплату труда.** Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 2 995,42 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, определенного Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год, одобренного Правительством Российской Федерации, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- **Прочие расходы.** Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 475,39 тыс. руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, определенного Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год, одобренного Правительством Российской Федерации, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

Таким образом, по расчету экспертной группы подконтрольные расходы на 2021 год с учетом корректировки составят 4 140,66 тыс. руб.

Уровень неподконтрольных расходов определяется методом экономически обоснованных расходов.

Неподконтрольные расходы.

- **Плата за аренду имущества и лизинг.** Плата за аренду прочего имущества заявлена организацией в размере 1 437,84 тыс. руб.

В результате анализа представленных документов, экспертная группа определила размер прочей арендной платы в сумме 1 116,14 тыс. руб.

В тарифном регулировании учтены следующие договоры аренды электросетевого оборудования:

- договор от 01.07.2015 № 17 с СНТ «25 лет ВДМ»;
- договор от 01.07.2015 № 16 с СНТ «Лада»;
- договор от 01.07.2015 с ЗАО «Серст»;
- договор от 25.03.2015 № 55 с ПЭК «Лесной»;
- договор от 21.04.2015 № 7 с СНТ «ПРИЛЕСЬЕ»;
- договор от 25.10.2017 с Администрации с.п.Подстепки;
- договор от 01.07.2017 с ИП Чернов В.А.;
- договор от 21.04.2015 с СНТ «Русское поле»;
- договор от 21.04.2015 с СНТ «Ягодка»

- **Налоги.** По расчетам ООО «Ставропольская Электросеть» расходы по данной статье должны составить 335,67 тыс. руб. Экспертной группой данные расходы приняты на уровне фактических отчетных данных за 2019 год в размере 335,70 тыс. руб.

- **Страховые взносы во внебюджетные фонды.** По расчету экспертной группы расходы по данной статье должны составить 910,62 тыс. руб. или 30,4 % от принятых затрат на оплату труда на основании факта за 2019 год.

- **Прочие неподконтрольные расходы.** По расчетам ООО «Ставропольская Электросеть» расходы по данной статье должны составить 13 981,99 тыс. руб. Экспертной группой данные расходы приняты в размере 322,00 тыс. руб. на услуги телефонной связи, интернет, сопровождение сайта, техническую охрану.

- **Амортизация.** Заявленная величина составила 4 256,19 тыс. руб. 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 3 678,49 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы неподконтрольные расходы на 2021 год составят 6 362,95 тыс. руб.

- **Корректировка.** Расчет корректировки необходимой валовой выручки выполнен в соответствии приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-з «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

Учитывая индексы потребительских цен за 2020 и 2021 год корректировка $B_{2020} = 587,48$.

- **Корректировка НВВ по качеству и надежности.** Принята экспертной группой в размере -350,21 тыс.руб. Расчет корректировки выполнен в соответствии с приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 № 254-з/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

- **Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения.** Выпадающие расходы связанные с льготным технологическим присоединением за 2018, 2019 год приняты экспертной группой в размере 6 285,47 тыс. руб.

По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы, необходимые для осуществления регулируемого вида деятельности, на 2021 год составят 17 726,77 тыс. руб., в т.ч.:

подконтрольные расходы:

2021 год – 4 140,66 тыс. руб.

неподконтрольные расходы:

2021 год – 6 362,95 тыс. руб.

корректировка НВВ (качество и надежность) – 350,21 тыс. руб.

корректировка – 587,48 тыс. руб.

выпадающие доходы от льготного технологического присоединения – 6 285,47

В расчет тарифов принимаются расходы на покупку технологического расхода (потери) электрической энергии 2 544,04 тыс. руб.

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 2021 год валовую выручку, необходимую для осуществления регулируемого вида деятельности ООО «Ставропольская Электросеть».

ООО «Ставропольская Электросеть»	Год	НВВ сетевой организации без учета оплаты потерь тыс. руб.
	2021	17 726,77

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 Департамента.

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 в энергетике» 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 Смурыгина Т.О. не возникало. Гаршина А.А. предложила установить предложенные НВВ и межсетевые тарифы. Вопросы у членов коллегии по предложению Гаршиной А.А. не возникало. Результаты голосования:

«ЗА»:

А.А.Гаршина, Т.О.Смурыгина, О.В.Никитина, Ю.А.Мокшин. (Заочное голосование: Д.О.Гусев, Н.И.Мелехина, А.В.Моглаев)

«ПРОТИВ» - Н.Н.Самойленко (особое мнение прилагается)

«ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»: -

3. Установление единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 г.

(Смурыгина Т.О.)

ВОПРОС № 3.

По поставленному на повестку вопросу выступил заместитель руководителя департамента - руководитель управления регулирования электроэнергетики Смурыгина Т.О.

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

Нормативно-правовая база установления единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии:

Гражданский кодекс Российской Федерации;
 Налоговый кодекс Российской Федерации;
 Федеральный закон от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
 Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
 Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
 Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-з «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;
 Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
 Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;
 Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»;
 Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
 Приказ ФСТ России от 06.08.2004г. № 20-з/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания);
 Приказ ФАС России от 21.11.2017 N 1554/17 "Об утверждении методических указаний по расчету бытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.11.2017 N 48992);
 Приказ ФАС России от 26 ноября 2020 года № 1164/20-ДСП «Об утверждении сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации на 2021 год»;
 Приказ ФАС России от 26.11.2020 № 1162/20 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам РФ на 2021 год»;
 Прочие законы и подзаконные акты, методические разработки, действующие в отношении сферы и предмета регулирования тарифов.

НВВ сетевых организаций региона без учета оплаты потерь, учтенная при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год составила 20 671 509,52 тыс. руб.

Расчетная величина перекрестного субсидирования в тарифах на передачу электрической энергии на 2021 год составила 9 936 502,78 тыс. рублей. Распределение

указанной величины перекрестного субсидирования по уровням напряжения осуществлено в соответствии с требованиями пункта 81(5) Основ ценообразования.

В связи с вышеизложенным, экспертная группа предлагает принять решение об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год согласно Приложению.

Результаты голосования:

«ЗА»:

А.А.Гаршина, Т.О.Смурыгина, О.В.Никитина, Ю.А.Мокшин, (Заочное голосование: Д.О.Гусев, Н.И.Мелехина, А.В.Могляев)

«ПРОТИВ»: - Н.Н.Самойленко (особое мнение прилагается)

«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 2021 год.

(Смурыгина Т.О.)

ВОПРОС № 4.

По поставленному на повестку вопросу выступил заместитель руководителя департамента - руководитель управления регулирования электроэнергетики Смурыгина Т.О.

Рассмотрение дела по установлению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2021 год осуществлено по представленным в департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области (далее – департамент) заявлениям и обосновывающим материалам:

1. Филиал ПАО «МРСК Волги»- «Самарские распределительные сети» 30.10.2020 №МР6/121/102/1154;
2. АО «ОРЭС – Тольятти» от 30.10.2020 № 2900;
3. ООО «Газпром энерго» (Саратовский филиал) от 27.10.2020 № 61-61-07/2557;
4. Куйбышевская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» от 17.09.2020 №ИСХ-6182/КБШ НТЭ;
5. ЗАО «Энергетика и связь строительства» от 26.10.2020 г. № 2441;
6. Филиал «Уральский» АО «Оборонэнерго» от 22.10.2020 г. УРЛ/030/3249;
7. АО «Самарская сетевая компания» от 30.09.2020 № 19829;
8. ООО «СамараСеть» от 15.10.2020 №3998;
9. ООО «Энерго» от 26.10.2020 №1499;
10. ООО «Транснефть-ЭлектросетьСервис» от 21.09.2020 №ТЭС-04-01-04/4780;
11. ООО «Региональные электрические сети» от 15.09.2020 №468.

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, обусловленных 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.

Департамент произвел расчет ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2021 в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 № 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 2021 год значительно превышает параметры, указанные в сценарных условиях социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов.

В целях сохранения инвестиционной привлекательности региона, а так же руководствуясь решениями Правительства Российской Федерации о сохранении доступности технологического присоединения к электрическим сетям, стандартизированные тарифные ставки за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2021 год определены с ростом, не превышающим прогнозных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)" к уровню 2020 года.

В связи с тем, что большинство территориальных сетевых организаций Самарской области не осуществляли в предыдущие периоды регулирования раздельный учет расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности), расчет вышеуказанных ставок выполнен с учетом положений приказа Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

В соответствии с вышеизложенным, а также учитывая результаты расчета ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2021 год, выполненный экспертной группой в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» экспертная группа департамента предлагает установить следующие ставки за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2021 год:

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

№ п/п	Обозначение	Наименование	Единица измерения	Ставка
1	C ₁	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	17305,92
1.1	C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	7776,92
1.2	C _{1.2}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	9529,00
I. Для территорий городских населенных пунктов				
1.2.3.1.3.1	C _{город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.1}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	рублей/км	1993014,35
1.2.3.1.3.2	C _{город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.2}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	рублей/км	2069533,36
	C _{город, 1 - 20 кВ 2.3.1.3.2}	сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		2349292,45
1.2.2.2.2.3	C _{город, 110 кВ и выше 2.2.2.2.3}	воздушные линии на металлических опорах неизолированным стальным проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно (двухцепная)	рублей/км	16081578,93

2.2.3	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.2.3 $C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/км	3301369,75
2.2.4	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.2.4 $C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	рублей/км	4254384,06
2.2.3	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.6.2.2.3 $C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/км	14205034,46
2.2.4	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.6.2.2.4 $C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.6.2.2.4	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	рублей/км	15158048,77
1.1	$C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	326969,72
2.1	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 4.2.1 $C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 4.2.1	распределительные пункты номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	28469,08
1.1	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	рублей/кВт	21777,37
1.2	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	рублей/кВт	15622,28
1.3	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	рублей/кВт	6529,74
1.4	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	рублей/кВт	4361,07
1.5	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.1.5	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	рублей/кВт	4425,49
2.5	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.2.5	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА	рублей/кВт	12384,38

		включительно		
1.5.2.6	$C_{город. 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ 5.2.6	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА	рублей/кВт	10764,09
1.8.1.1	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже без ТТ}}$ 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	15641,69
1.8.2.1	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже с ТТ}}$ 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	30166,12
	$C_{город. 0,4 \text{ кВ и ниже без ТТ}}$ 8.2.1			26814,33
1.8.2.2	$C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (без ТТ)	рублей за точку учета	42456,03
1.8.2.2	$C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (с ТТ)	рублей за точку учета	100553,75
1.8.2.3	$C_{город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения (ПКУ с ТТ и ТН)	рублей за точку учета	337413,68
II. Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам				
II.2.3.1.3.1	$C_{не город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	рублей/км	1993014,35
II.2.3.1.3.2	$C_{не город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.3.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	рублей/км	2069533,36
	$C_{не город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.3.2			2349292,45
II.2.2.2.3	$C_{не город. 100 \text{ кВ и выше}}$ 2.2.2.2.3	воздушные линии на металлических опорах неизолированным стальным проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/км	16081578,93
II.3.1.2.2.3	$C_{не город. 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.2.3 $C_{не город. 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/км	3301369,75

		постоянной и временной схемы электроснабжения)		
I. Для территорий городских населенных пунктов				
3.1.3.1	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 2.3.1.3.1$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	рублей/кВт	12006,14
3.1.3.2	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 2.3.1.3.2$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	рублей/кВт	12684,14
	$C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 2.3.1.3.2$			13322,04
1.2.2.3	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 3.1.2.2.3$ $C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 3.1.2.2.3$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/кВт	11357,05
1.2.2.4	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 3.1.2.2.4$ $C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 3.1.2.2.4$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	рублей/кВт	18196,98
3.2.2.3	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 3.6.2.2.3$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/кВт	48866,76
	$C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 3.6.2.2.3$			
3.2.2.4	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 3.6.2.2.4$ $C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 3.6.2.2.4$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	рублей/кВт	64834,47
4.1.1	$C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 4.1.1$	реклаузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/кВт	5059,01
4.2.1	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 4.2.1$	распределительные пункты	рублей/кВт	925,82

	$C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 4.2.1$	номинальным током до 100 А включительно		1294,05
1.5.1.1	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.1.1$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	рублей/кВт	21777,37
1.5.1.2	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.1.2$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	рублей/кВт	15622,28
1.5.1.3	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.1.3$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	рублей/кВт	6529,74
1.5.1.4	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.1.4$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	рублей/кВт	4361,07
1.5.1.5	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.1.5$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	рублей/кВт	4425,49
1.5.2.5	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.2.5$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	рублей/кВт	12384,38
1.5.2.6	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}} N 5.2.6$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА	рублей/кВт	10764,09
1.8.1.1	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 8.1.1$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей/кВт	2281,13
1.8.2.1	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 8.2.1$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей/кВт	2266,22
	$C_{\text{город, 0,4 кВ и макс}} N 8.2.1$			1908,79
1.8.2.2	$C_{\text{город, 1-20 кВ}} N 8.2.2$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (без ТТ)	рублей/кВт	23,65

8.2.2	$C_{\text{город. 1-20 кВ}}^{\text{max N 8.2.2}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (с ТТ)	рублей/кВт	154,70
8.2.3	$C_{\text{город. 1-20 кВ}}^{\text{max N 8.2.3}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения (ПКУ с ТТ и ТН)	рублей/кВт	371,81

II. Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам

3.1.3.1	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 2.3.1.3.1}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	рублей/кВт	14016,17
3.1.3.2	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 2.3.1.3.2}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	рублей/кВт	12126,03
	$C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 2.3.1.3.2}}$			9133,64
1.2.2.3	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 3.1.2.2.3}}$ $C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 3.1.2.2.3}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	рублей/кВт	31118,78
4.1.1	$C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 4.1.1}}$	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/кВт	3211,19
4.2.1	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 4.2.1}}$	распределительные пункты номинальным током до 100 А включительно	рублей/кВт	1826,67
5.1.1	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.1.1}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	рублей/кВт	16424,42
5.1.2	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.1.2}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	рублей/кВт	12845,19
5.1.3	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.1.3}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением	рублей/кВт	6421,79

		РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно		
II.5.1.4	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.1.4}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	рублей/кВт	4018,16
II.5.1.5	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.1.5}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	рублей/кВт	3977,00
II.5.2.5	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.2.5}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	рублей/кВт	9250,70
II.5.2.6	$C_{\text{не город. 6(10)/0,4 max N 5.2.6}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА	рублей/кВт	7738,60
II.8.1.1	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 8.1.1}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей/кВт	1071,61
II.8.2.1	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 8.2.1}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей/кВт	1957,35
	$C_{\text{не город. 0,4 кВ и max N 8.2.1}}$			1483,53
II.8.2.2	$C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 8.2.2}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (без ТТ)	рублей/кВт	65,23
II.8.2.2	$C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 8.2.2}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения (с ТТ)	рублей/кВт	245,85
II.8.2.3	$C_{\text{не город. 1-20 кВ max N 8.2.3}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения (ПКУ с ТТ и ТН)	рублей/кВт	1354,3

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:

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + (C_8 \times s_i), \text{ (руб.)}, \quad (1)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_8 – стандартизированная тарифная ставка, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

s_i – количество точек учета.

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:

$$C_2^{<150} = 0;$$

$$C_3^{<150} = 0;$$

$$C_4^{<150} = 0;$$

$$C_5^{<150} = 0.$$

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:

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + (C_8 \times s_i) + (C_2 + (C_{2i} \times L_i)), \text{ (руб.)}, \quad (2)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_2, C_{2i}, C_8 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

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

s_i – количество точек учета.

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

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + (C_8 \times s_i) + (C_4 \times q), \text{ (руб.)}, \quad (3)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_8, C_4 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

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

s_i – количество точек учета.

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

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + (C_8 \times s_i) + (C_5 \times N_i), \text{ (руб.)}, \quad (4)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_8, C_5 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне

напряжения, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

N_i – объём максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение Заявителем (кВт);

s_i – количество точек учета.

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:

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + ((0,5 \times (C_{2i} \times L_{i(kz)}) + C_{3i} \times L_i + C_{4i} \times q_i + C_{5i} \times N_i + C_8 \times s_i) + (0,5 \times (C_{2i} \times L_{i(kz)}) + C_{3i} \times L_i + C_{4i} \times q_i + C_{5i} \times N_i + C_8 \times s_i) \times Z), \text{ (руб.)}, \quad (5)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

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

s_i – количество средств коммерческого учета электрической энергии (мощности);

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

L_i – 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);

$C_1, C_2, C_{2i}, C_3, C_4, C_{3i}, C_5, C_8$ – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

Z – прогнозный индекс цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на год, следующий за годом утверждения платы (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

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

$$П_{\text{ТП}} = (C_{1\text{maxN}} \times N_i) + (C_{2\text{maxN}} \times N_i) + (C_{3\text{maxN}} \times N_i) + (C_{4\text{maxN}} \times N_i) + (C_{5\text{maxN}} \times N_i) + (C_{8\text{maxN}} \times N_i), \quad (6)$$

где:

$П_{\text{ТП}}$ – плата за технологическое присоединение;

$C_{1\text{maxN}}, C_{2\text{maxN}}, C_{3\text{maxN}}, C_{4\text{maxN}}, C_{5\text{maxN}}, C_{8\text{maxN}}$ – ставки за единицу максимальной мощности на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 2 к настоящему приказу;

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

Результаты голосования:

«ЗА»:

А.А.Гаршина, Т.О.Смурыгина, О.В.Никитина, Ю.А.Мокшин, (Заочное голосование: Д.О.Гусев, Н.И.Мелехина, А.В.Могляев)

«ПРОТИВ»: - Ш.П.Самойленко (особое мнение прилагается)

«ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»: -

На этом заседании коллегия объявлено закрытым

Руководитель департамента

А.А.Гаршина

Отпуск(передача) электроэнергии территориальными сетевыми организациями

Учреждение

ООО «Ставропольская Электросеть»

Отчетный период

Заполнил (внёс изменение)

(ФИО, должность)

(№ телефона)

№	Наименование показателя	наименование показателя	1 полугодие		2 полугодие		год	
			Отпуск ЭЭ, тыс. кВт*ч	Заявленная мощность, МВт	Отпуск ЭЭ, тыс. кВт*ч	Заявленная мощность, МВт	Отпуск ЭЭ, тыс. кВт*ч	Заявленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Поступление электроэнергии в сеть - всего в т.ч. из:	11560,3938	4,3187	9981,0983	2,74682	21541,4921	3,53276	
1.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
1.2	сетевых организаций	11560,3938	4,3187	9981,0983	2,74682	21541,4921	3,53276	
	ПАО «Россети Волга» - филиал «Самарские АО «Самарские сетевые компании» ОАО «Самарская электросетевая компания»	6273,1548	2,89759	4844,9553	1,33684	11118,1101	2,11722	
		1378,852	0,40988	1270,748	0,40988	2649,600	0,40988	
		3908,387	1,01123	3865,395	1,0001	7773,782	1,00567	
2	Потери электроэнергии - всего	414,6709	0,16238	375,2853	0,10328	809,9603	0,13283	
3	Отпуск (передача) электроэнергии сетевыми предприятиями - всего в т.ч.:	11125,721	4,15632	9605,809	2,64354	20731,532	3,39993	
3.1	не сетевых организаций	11125,721	4,15632	9605,809	2,64354	20731,532	3,39993	
	- 2. население ВСО, в т.ч.	10851,406	4,0835	9326,547	2,5624	20177,957	3,32445	
	- 2.1 население электро -	0	0	0	0	0	0	
	- 2.1.1 в поселках соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.1.2 в поселках соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.2 село - производимые, в т.ч.	9390,015	3,6010	7561,985	2,0320	17052,000	2,80340	
	- 2.2.1 в поселках соизмеримы	9390,015	3,6010	7561,985	2,0320	17052,000	2,80340	
	- 2.2.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.3 прочие населенные, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	
	- 2.3.1 в поселках соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.3.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.4 сельскохозяйственные, в т.ч.	1322,663	0,4409	1592,5	0,5306	2915,163	0,48585	
	- 2.4.1 в поселках соизмеримы	1322,663	0,4409	1592,5	0,5306	2915,163	0,48585	
	- 2.4.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.5 потребление организаций, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	
	- 2.5.1 в поселках соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.5.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.6 муниципальные организации, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	
	- 2.6.1 в поселках соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.6.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	- 2.7 сел. полиция, гаражи, в т.ч.	138,728	0,0416	72,062	0,0216	210,750	0,0316	
	- 2.7.1 в поселках соизмеримы	138,728	0,0416	72,062	0,0216	210,750	0,0316	
	- 2.7.2 село соизмеримы	0	0	0	0	0	0	
	в т.ч. прочие	274,317	0,07282	279,162	0,07414	553,579	0,07349	
	- административный	0	0	0	0	0	0	
	- административный	274,317	0,07282	279,162	0,07414	553,579	0,07349	
	в т.ч. генераторный	0	0	0	0	0	0	
	в т.ч. монотонный	0	0	0	0	0	0	
3.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	также в сальдированном выражении	-11560,3938	-4,3187	-9981,0983	-2,74682	-21541,4921	-3,53276	
4	Поступление электроэнергии в ЕЭС в т.ч. из:	-	-	-	-	-	-	
4.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
4.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
5	Потери электроэнергии	-	-	-	-	-	-	
6	Отпуск (передача) электроэнергии в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
6.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
6.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
	также в сальдированном выражении	-	-	-	-	-	-	
7	Трансформировано на сети ЕЭС в:	-	-	-	-	-	-	
8	- ВН	-	-	-	-	-	-	
9	- СН1	-	-	-	-	-	-	
10	- СН2	-	-	-	-	-	-	
11	- НН	-	-	-	-	-	-	
12	Поступление электроэнергии в сеть 110кВ в т.ч. из:	-	-	-	-	-	-	
12.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
12.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч. из:	-	-	-	-	-	-	
13	Потери электроэнергии	-	-	-	-	-	-	
14	Отпуск (передача) электроэнергии в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
14.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
14.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
	также в сальдированном выражении	-	-	-	-	-	-	
15	Трансформировано из 100 кВ в:	-	-	-	-	-	-	
16	- СН1	-	-	-	-	-	-	
17	- СН2	-	-	-	-	-	-	
18	- НН	-	-	-	-	-	-	
19	Поступление электроэнергии в сеть СН1 в т.ч. из:	-	-	-	-	-	-	
19.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
19.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч. из:	-	-	-	-	-	-	
20	Потери электроэнергии	-	-	-	-	-	-	
21	Отпуск (передача) электроэнергии в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
21.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
21.2	сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	
	также в сальдированном выражении	-	-	-	-	-	-	
22	Трансформировано из 35 кВ в:	-	-	-	-	-	-	
23	- СН1	-	-	-	-	-	-	
24	- СН2	-	-	-	-	-	-	
25	Поступление электроэнергии в сеть СН2 в т.ч. из:	11560,3938	4,3187	9981,0983	2,74682	21541,4921	3,53276	
25.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
25.2	сетевых организаций	11560,3938	4,3187	9981,0983	2,74682	21541,4921	3,53277	
	в т.ч. из:	6273,1548	2,89759	4844,9553	1,33684	11118,1101	2,11722	
		1378,852	0,40988	1270,748	0,40988	2649,600	0,40988	
		3908,387	1,01123	3865,395	1,0001	7773,782	1,00567	
26	Потери электроэнергии	1409,74	0,46738	1674,122	0,55511	3083,862	0,51135	
27	Отпуск (передача) электроэнергии в т.ч.:	1409,74	0,46738	1674,122	0,55511	3083,862	0,51135	
27.1	не сетевых организаций	-	-	-	-	-	-	
	в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	

		- 2 население ВСЕГО, в т.ч.	1372,135	0,4574	1632,767	0,5446	3005,902	0,5012
		- 2.1 население электрос +	0	0	0	0	0	0
		- 2.1.1 в пределах союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.1.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.2 село + приравненные, в т.ч.	48,472	0,0165	41,267	0,0138	90,739	0,01515
		- 2.2.1 в пределах союзов	48,472	0,0165	41,267	0,0138	90,739	0,01515
		- 2.2.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.3 прочие населенные, в т.ч.	0	0	0	0	0	0
		- 2.3.1 в пределах союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.3.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.4 административные объединения, в т.ч.	1322,663	0,4409	1592,5	0,5308	2915,163	0,48581
		- 2.4.1 в пределах союзов	1322,663	0,4409	1592,5	0,5308	2915,163	0,48581
		- 2.4.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.5 потребление осужденными, в т.ч.	0	0	0	0	0	0
		- 2.5.1 в пределах союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.5.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.6 религиозные организации, в т.ч.	0	0	0	0	0	0
		- 2.6.1 в пределах союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.6.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.7 сараи, паровые, паровые, в т.ч.	0	0	0	0	0	0
		- 2.7.1 в пределах союзов	0	0	0	0	0	0
		- 2.7.2 за пределами союзов	0	0	0	0	0	0
		- в т.ч. прочие	37,602	0,00998	40,355	0,01071	77,956	0,01035
		- административные	0	0	0	0	0	0
		- административные	37,602	0,00998	40,355	0,01071	77,956	0,01035
		- в т.ч. генераторные	0	0	0	0	0	0
		- в т.ч. мощности	0	0	0	0	0	0
27.2	сетевые организации							
	в т.ч.							
	такие в сальдированном выделении		-11560,3938	-4,1187	-9981,0983	-2,74682	-21541,4921	-3,53277
28	Трансформировано из 10-6 кВ в		10150,6938	3,85132	8306,9763	2,19151	18457,6691	3,02152
29	- НИ		10150,6938	3,85132	8306,9763	2,19151	18457,6691	3,02152
30	Поступления электроэнергии в сеть НИ		10150,6938	3,85132	8306,9763	2,19151	18457,6691	3,02152
	в т.ч. из							
30.1	из сетевых организаций							
30.2	из сетевых организаций							
	в т.ч. из							
31	Потери электроэнергии		434,6706	0,16238	375,2893	0,10328	809,9601	0,11283
32	Отпуск (передача) электроэнергии		9715,983	3,68894	7931,687	2,08823	17647,67	2,88819
	в т.ч.		9715,983	3,68894	7931,687	2,08823	17647,67	2,88819
32.1	из сетевых организаций							
	в т.ч.							
	- 2 население ВСЕГО, в т.ч.		5475,271	3,6261	7692,785	2,0246	12172,051	2,81541
	- 2.1 население электрос +		0	0	0	0	0	0
	- 2.1.1 в пределах союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.1.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.2 село + приравненные, в т.ч.		9340,543	3,5845	7620,718	2,0532	16961,261	2,79185
	- 2.2.1 в пределах союзов		9340,543	3,5845	7620,718	2,0532	16961,261	2,79185
	- 2.2.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.3 прочие населенные, в т.ч.		0	0	0	0	0	0
	- 2.3.1 в пределах союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.3.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.4 административные объединения, в т.ч.		0	0	0	0	0	0
	- 2.4.1 в пределах союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.4.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.5 потребление осужденными, в т.ч.		0	0	0	0	0	0
	- 2.5.1 в пределах союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.5.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.6 религиозные организации, в т.ч.		0	0	0	0	0	0
	- 2.6.1 в пределах союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.6.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- 2.7 сараи, паровые, паровые, в т.ч.		138,728	0,0416	77,062	0,0216	215,790	0,0316
	- 2.7.1 в пределах союзов		138,728	0,0416	77,062	0,0216	215,790	0,0316
	- 2.7.2 за пределами союзов		0	0	0	0	0	0
	- в т.ч. прочие		236,712	0,06284	238,907	0,06342	475,619	0,06314
	- административные		0	0	0	0	0	0
	- административные		236,712	0,06284	238,907	0,06342	475,619	0,06314
	- в т.ч. генераторные		0	0	0	0	0	0
	- в т.ч. мощности		0	0	0	0	0	0
32.2	сетевые организации							
	в т.ч.							
	такие в сальдированном выделении							