



**РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ  
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО  
АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ,  
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

**ПРОТОКОЛ**

29-30 декабря 2020г.

№ 13

г. Тюмень

Председатель правления:

Литвяков А.В.

Секретарь: главный специалист контрольно-правового отдела РЭК

Ваулина С.Л.

Присутствовали члены правления:

Начальник отдела развития электроэнергетики РЭК

Яковлев А.В.

Начальник контрольно-правового отдела РЭК

Кошко Н.О.

Начальник отдела ценообразования в электроэнергетике РЭК

Ильина Л.В.

Зам. начальника отдела ценообразования в электроэнергетике РЭК

Филимонова Н.В.

Повестка дня:

№	Наименование обсуждаемого вопроса	Ответственный за подготовку материалов
1.	Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей на 2021 год.	В.В.Сосунов
2.	Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа на 2021 год.	Л.В. Ильина
3.	Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между территориальными сетевыми организациями на 2021 год.	Л.В. Ильина
4.	О внесении изменения в некоторые решения Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.	Л.В. Ильина
5.	О внесении изменения в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа №59 от 28.12.2017г.	Л.В. Ильина
6.	Об установлении на 2021-2025 годы долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций.	Л.В. Ильина
7.	О внесении изменений в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 12.12.2019 №31.	Е.Н.Чмыхалов

Члены правления - заместитель директора Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа - начальник управления регулирования тарифов в электроэнергетике и коммунальном комплексе

Минько О.В., руководитель Региональной службы по тарифам ХМАО - Югры Березовский А.А., представитель Ассоциации «НП «Совет рынка» Паутов Д.Н. на заседание правления не явились, представлены письменные позиции по вопросам повестки, представитель УФАС по Тюменской области Полухин Д.А. на заседание правления не явился.

Председателем правления решается вопрос о порядке проведения заседания правления.

Председатель правления: предлагаю утвердить повестку.

Возражений не поступило.

**ПРОГОЛОСОВАЛИ:** за (чел) – 5; против – 0, воздержался - 0.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Ильина Л.В. - за

Филимонова Н.В. – за

**Вопрос 1.** Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей на 2021 год.

**СЛУШАЛИ** Сосунова В.В.: в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа (далее по тексту РЭК) обратилось 37 территориальных сетевых организаций (далее - ТСО) с заявлением «Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ТСО энергопринимающих устройств заявителей на 2021 г.» и материалами, содержащими сведения о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения и для целей реализации иных мероприятий инвестиционной программы, о расходах на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, за три предыдущих периода регулирования в соответствии с Методические указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – Методические указания), утвержденные приказом ФАС России от 29.08.2017 №1135/17.

Заявители несут ответственность за достоверность и полноту прилагаемых в том числе в электронном виде к заявке документов в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Согласно статье 23.2 пункт 2 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «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.

Согласно пункту 21 Методических указаний ставки платы за единицу максимальной мощности и стандартизированные тарифные ставки утверждаются в ценах периода регулирования на 2021г. едиными для всех ТСО на территории Тюменской области (включая Ханты-Мансийский автономный округ - Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ).

Затратная часть по технологическому присоединению к электрическим сетям ТСО была сформирована в соответствии с экономически обоснованными расходами на выполнение ТСО следующих обязательных мероприятий в соответствии с пунктом 16 Методических указаний в том числе:

а) подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), а в

случае выдачи технических условий электростанцией - согласование их с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) и со смежными сетевыми организациями;

б) выполнение технических условий сетевой организацией, включая разработку сетевой организацией проектной документации согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями, и осуществление сетевой организацией мероприятий по подключению Устройств под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с техническими условиями;

в) проверку сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий в соответствии с разделом IX Правил технологического присоединения.

Согласно пункту 23 Методических указаний ТСО представили в РЭК сведения о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения и для целей реализации иных мероприятий инвестиционной программы, а также о расходах на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) отдельно по каждому мероприятию в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям за три последних года, по которым имеются отчетные данные.

	2017г.	2018г.	2019г.
$R_{C1.1}^{средн}$ средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов ТСО на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий Заявителю, определенная регулирующим органом (руб./ присоединение)	14471,77	5277,37	6605,67
стандартное отклонение, определяемое отдельно для $C_{1.1}$	31230,41	5363,81	7199,86
$R_{C1.2}^{средн}$ средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на проверку сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий определенная регулирующим органом (руб./ присоединение)	9522,28	7613,42	8110,37
стандартное отклонение, определяемое отдельно для $C_{1.2}$	12450,13	6840,25	7614,06

Проанализировав информацию о фактически понесенных расходах на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренных подпунктами "а" и "в" пункта 16 Методических указаний, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, и определенных в соответствии с данными отдельного учета ТСО, а так же прочей расчетной информации за три предыдущих года, представленной сетевыми организациями, РЭК определил величину фактических экономически обоснованных расходов отдельно по мероприятиям, указанным в пункте 16 (кроме подпункта "б") Методических указаний, на одно технологическое присоединение по каждой сетевой организации за каждый из трех предшествующих периодов регулирования (2017-2019гг.) Результаты данных расчетов, из которых формируется выборка для расчета стандартизированной тарифной ставки на 2021 г., которая рассчитана в дальнейшем в соответствии с пунктом 25 Методических указаний по формулам

$$C_{1.1} = \frac{R_{C1.1}^{n-4,средн} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-3} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-2} + R_{C1.1}^{n-3,средн} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-2} + R_{C1.1}^{n-2,средн}}{3} \cdot ИПЦ_{nl}^{n-1} \cdot ИПЦ_{nl}^n$$

$$C_{1.2} = \frac{R_{C1.2}^{n-4,средн} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-3} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-2} + R_{C1.2}^{n-3,средн} \cdot ИПЦ_{\phi}^{n-2} + R_{C1.2}^{n-2,средн}}{3} \cdot ИПЦ_{nl}^{n-1} \cdot ИПЦ_{nl}^n$$

где:

$ИПЦ_{\phi}^{n-2}$  - фактический индекс потребительских цен за год (n-2);

$ИПЦ_{ф}^{n-3}$  - фактический индекс потребительских цен за год (n-3);

$ИПЦ_{пл}^{n-1}$  - индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на год (n-1);

$ИПЦ_{пл}^n$  - индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на год (n).

Используемая величина индекса потребительских цен приведена в таблице

- фактический индекс потребительских цен за 2018 г. (n-3);	1,027
- фактический индекс потребительских цен за 2019 г. (n-2);	1,045
- индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством РФ прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 г. (n-1);	1,032
- индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством РФ прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 г. (n).	1,036

Стандартизированная 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 (кроме подпункта "б") составила:  $C_1 = 6754$  руб. (без НДС) за одно присоединение; в том числе в разбивке по следующим мероприятиям:

Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ)  $C_{1.1} - 2269$  руб. (без НДС) за одно присоединение.

Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий  $C_{1.2} - 4485$  руб. (без НДС) за одно присоединение.

Наименование мероприятий	Единица изм.	Период регулирования 2021г.
Ставка на покрытие расходов за технологическое присоединение по мероприятиям, не включающим в себя строительство объектов электросетевого хозяйства (с применением постоянной и временной схемы электроснабжения)	руб./шт.	6 754
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором	руб./шт.	2 269
	руб./кВт	17
проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий в соответствии с разделом IX Правил технологического присоединения	руб./шт.	4 485
	руб./кВт	42

Стандартизированную тарифную ставку  $C_1$  (руб. за одно присоединение) для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения в том числе для обеспечения электрической энергией передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), предлагается утвердить на уровне стандартизированной тарифной ставки  $C_1$  (руб. за одно присоединение) по постоянной схеме электроснабжения, что не противоречит действующим Методическим указаниям.

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт), для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и

менее и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий, предусмотренных пунктом 16 (за исключением подпункта "б") Методических указаний, были рассчитаны в соответствии с пунктом 32 Методических указаний по формулам с использованием стандартизированных тарифных ставок:

$$C_{1.1}^{\max N} = \frac{C_{1.1} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}},$$

$$C_{1.2}^{\max N} = \frac{C_{1.2} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}},$$

где:

$Q_{n-4}$ ,  $Q_{n-3}$ ,  $Q_{n-2}$  - количество технологических присоединений энергопринимающих устройств Заявителей максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее к электрическим сетям территориальных сетевых организаций соответственно в 2017 г.у (n-4), 2018 г.у (n-3) и 2019 г.у (n-2), где n – 2021 г., на который устанавливаются ставки за единицу максимальной мощности;

$N_{n-4}$ ,  $N_{n-3}$ ,  $N_{n-2}$  - суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителей максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, технологическое присоединение которых осуществлено соответственно в 2017 г.у (n-4), 2018 г.у (n-3) и 2019 г.у (n-2), где n – 2021 г., на который устанавливаются ставки за единицу максимальной мощности.

Ставка платы за единицу максимальной мощности составила:  
 $C1^{\max N} = 59 \text{руб./кВт. (без НДС)}$

Согласно пункту 21 Методических указаний предлагается к утверждению в разбивке по следующим мероприятиям:

- Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю

$C1.1.^{\max N} = 17 \text{руб./кВт. (без НДС)}$ ;

- Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (включая процедуры, предусмотренные подпунктами "г" - "е" пункта 7 Правил технологического присоединения).

$C1.2.^{\max N} = 42 \text{руб./кВт. (без НДС)}$

Экономически обоснованные расходы по мероприятиям, связанным со строительством электросетевых объектов на 2021 г. при определении стандартизированных тарифных ставок определены РЭК с учетом представленных ТСО фактических данных (сведений о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства, длине линий, объемах максимальной мощности построенных объектов согласно приложению № 1 к Методическим указаниям) за три предыдущих года по каждому мероприятию, в соответствии с п.11 Методических указаний.

Согласно пункту 27 Методических указаний стандартизированные тарифные ставки  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ ,  $C_6$ ,  $C_7$ ,  $C_8$  рассчитаны РЭК на основании сводной информации, представленной ТСО в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям, отдельно для случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов и территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов.

Ставки платы  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ ,  $C_6$ ,  $C_7$ ,  $C_8$  за технологическое присоединение к электрическим сетям рассчитаны согласно приложению № 6 к Методическим указаниям.

Для формирования выборки для расчета стандартизированной тарифной ставки на 2021 г. п, регулирующим органом с использованием данных, представленных ТСО в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям, определяются:

расходы на строительство 1 км воздушной линии (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{ВЛ}$  (тыс. руб./км);

расходы на строительство 1 км кабельной линии (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{КЛ}$  (тыс. руб./км);

расходы на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) в расчете на 1 шт. (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{секцп}$  (тыс. руб./шт.);

расходы на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт максимальной мощности (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{ТП}$  (тыс. руб./кВт);

расходы на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт максимальной мощности (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{РТП}$  (тыс. руб./кВт);

расходы на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в расчете на 1 кВт максимальной мощности (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{ЦП}$  (тыс. руб./кВт);

расходы на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета (с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)),  $P_{s,t}^{КУ}$  (тыс. руб. на точку учета).

Расчет стандартизированных тарифных ставок выполняется по формулам:

$$C_{2(s,t)} = \frac{P_{C2(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot ИЦП_{\phi}^{n-3} \cdot ИЦП_{\phi}^{n-2} + P_{C2(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot ИЦП_{\phi}^{n-2} + P_{C2(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot ИЦП_{nl}^{n-1} \cdot ИЦП_{nl}^n$$

$$C_{3(s,t)} = \frac{P_{C3(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C3(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C3(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$$

$$C_{4(s,t)} = \frac{P_{C4(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C4(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C4(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$$

$$C_{5(s,t)} = \frac{P_{C5(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C5(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C5(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$$

$$C_{6(s,t)} = \frac{P_{C6(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C6(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C6(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$$

$$C_{7(s,t)} = \frac{P_{C7(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C7(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C7(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$$

$$C_{8(s,t)} = \frac{P_{C8(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИПЦ}_\phi^{n-2} + P_{C8(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_\phi^{n-2} + P_{C8(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^n$$

где:

$\text{ИЦП}_\phi^{n-3}$  - фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации за 2018 г. n-3 (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год);

$\text{ИЦП}_\phi^{n-2}$  - фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации за 2019 г. n-2 (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год);

$\text{ИЦП}_{\text{пл}}^{n-1}$  - индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2020 г. n-1 (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год);

$\text{ИЦП}_{\text{пл}}^n$  - индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2021 г. n (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год).

Используемая величина индекса цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации приведена в таблице

- фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)" за 2018 г. (n-3);	1,051
- фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)" за 2019 г. (n-2);	1,073
- индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2020 г. (n-1);	1,037

- индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2021 г. (n).

1,039

Расчетные исходные данные для определения стандартизированных тарифных ставок в соответствии с Методическими указаниями приведены в таблице.

Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.4.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	0,82	1,28	1,30
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	0,70	1,18	1,17
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 0,4кВ	1,19	1,537636748	1,709715353
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 0,4кВ	0,46	1,021880747	0,887108928
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.1.1.4.1	0,365045397	0,257878	0,411303212
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.1.1.4.1	2017год (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,06	1,07	1,04
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,06	1,07	1,04
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 10кВ	1,16	1,103941125	1,069698485
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 10кВ	0,96	1,036058875	1,010301515
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.1.1.4.1	0,101585574	0,033941125	0,029698485
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.4.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,10	1,09	1,14
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление	1,13	1,06	1,13



мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ			
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 0,4кВ	1,34	1,274319321	1,356837652
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушных линий 0,4кВ	0,87	0,89609994	0,917030412
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.1.1.4.2	0,233391975	0,18910969	0,21990362
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.1.1.4.2	2017 од (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,68	1,08	1,29
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,39	0,72	1,39
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 10кВ	2,21	2,157973564	1,47444384
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 10кВ	1,15	- 0,002763438	1,111229028
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.1.1.4.2	0,526932463	1,080368501	0,181607406
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.2.1.3.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	0,99	1,52	2,69
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,05	1,09	1,51
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	1,34	3,094328107	6,211210806
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	0,63	- 0,045366634	- 0,824265969
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.2.1.3.2	0,354815222	1,56984737	3,517738387
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.2.1.3.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,82	1,87	1,93
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,31	1,87	1,23
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 10 кВ	2,96	2,594319985	3,151113841
предельный минимальный уровень расходов	0,67	1,137680015	0,710608381

территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10кВ			
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.2.1.3.2	1,147493736	0,728319985	1,22025273
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.3.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,55	1,52	1,67
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,63	1,51	1,59
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,97	1,954531053	2,209248835
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10кВ	1,14	1,085693604	1,138541446
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.3.2	0,415694854	0,434418724	0,535353695
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,27	1,33	1,74
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,24	1,25	1,55
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,89	1,992559434	2,533816097
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4кВ	0,64	0,676221141	0,950774027
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.4.1	0,621140202	0,658169146	0,791521035
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.4.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,55	1,33	1,57
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,50	1,27	1,52
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	2,01	1,802252639	1,978709306
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10кВ	1,08	0,865588941	1,160475013
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.4.1	0,463328868	0,468331849	0,409117146
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах	2017 г.	2018 г.	2019 г.

изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.2	(n-4)	(n-3)	(n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,68	1,38	1,60
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,74	1,37	1,46
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4 кВ	2,27	1,977959352	2,265005732
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	1,09	0,777610374	0,934679089
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.4.2	0,591246358	0,600174489	0,665163351
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.4.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,72	1,66	1,84
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 10 кВ	1,58	1,49	1,72
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 10 кВ	2,77	2,528451103	2,671587326
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 10кВ	0,68	0,781788383	1,0119918
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.4.2	1,046399593	0,87333136	0,829797763
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	2,14	2,12	2,25
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,05	1,81	2,56
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4 кВ	3,05	3,41	3,230577078
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	1,24	0,83	1,262152014
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.4.3	0,903672572	1,291286638	0,984212535
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.3.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ,	311,85	310,71	311,85

определенная регулирующим органом			
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	313,07	313,07	309,75
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4 кВ	313,95	314,79	313,95
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	309,75	306,64	309,75
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.1.1.3.2.	2,099455524	4,075413665	2,099455524
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталслюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.3.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,06	1,92	1,60
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км воздушной линии 0,4 кВ	1,09	1,19	1,14
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4 кВ	1,50	4,61	3,38
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линий 0,4кВ	0,62	-0,78	-0,19
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С2.3.1.3.2.	0,439884585	2,697343728	1,781061695
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	2,08	1,92	2,75
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	1,68	1,55	2,62
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	3,27	3,03	4,02
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	0,88	0,80	1,48
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.1	1,195414215	1,113136358	1,269289726
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,96	2,36	2,18
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	1,73	2,42	2,06
предельный максимальный уровень расходов	2,96	3,46	3,08

территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ			
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	0,95	1,27	1,27
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.2	1,000331978	1,09818572	0,902990626
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	2,83	2,70	2,75
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	3,21	2,88	3,25
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	3,62	3,51	3,63
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	2,04	1,89	1,88
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.2	0,788679109	0,81323677	0,878206479
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	2,03	2,38	2,90
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	1,87	2,13	2,58
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	2,86	3,61	4,44
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	1,20	1,16	1,35
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.3	0,833312452	1,224809291	1,54356796
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	3,04	3,31	4,21
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	2,70	2,59	4,38
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	4,75	5,43	5,82
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,34	1,20	2,60

стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.3	1,707266977	2,11925224	1,616033732
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	2,50	2,16	2,64
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	2,27	2,17	2,79
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	3,27	2,74	3,56
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	1,72	1,57	1,72
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.4	0,775223532	0,585436725	0,921384585
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	3,92	7,54	6,20
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	3,28	3,34	3,93
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	6,76	13,84	11,18
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,09	1,23	1,22
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.1.4	2,833896838	6,306044773	4,977143031
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.2.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	1,33	2,11	5,20
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	1,33	2,11	5,20
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,34	2,64	6,88
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,32	1,59	3,52
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.2.1	0,01	0,52	1,68
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)

средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	2,60	3,07	3,27
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	2,74	3,31	3,38
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	3,45	3,66	3,58
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,75	2,47	2,96
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.2.2	0,849233666	0,597398389	0,310744471
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	2,08	3,87	4,00
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	1,72	3,95	4,47
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	3,12	5,68	6,31
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	1,03	2,06	1,70
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.2.3	1,045584769	1,808754405	2,303466042
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	2,43	3,82	4,25
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	2,88	3,77	4,32
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	3,94	3,91	5,50
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	0,91	3,72	3,00
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.1.2.2.4	1,512493964	0,096608617	1,249485234
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	3,97	1,71	4,63
среднее по выборке, определяемой в соответствии с	0,00	1,61	5,74

настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ			
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	3,97	2,02	6,84
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	3,97	1,41	2,42
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.2.2.1.1.	0	0,300082704	2,209563075
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	4,26	2,58	4,94
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	0,00	2,58	5,09
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	4,26	3,25	5,25
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	4,26	1,92	4,64
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.2.2.1.3.	0	0,664152731	0,30514709
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	4,94	3,89	4,47
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	0,00	3,80	4,47
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	4,94	4,05	4,85
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	4,94	3,73	4,09
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.2.2.1.4.	0	0,16041286	0,382001082
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.6.2.1.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	0,00	5,85	4,01
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	0,00	5,48	4,01
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км	0,00	6,80	6,55



кабельных линий 0,4кВ			
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	0,00	4,91	1,47
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.6.2.1.2	0	0,945560799	2,539615302
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.6.2.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ, определенная регулирующим органом	1,03	5,31	4,73
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 0,4 кВ	1,33	4,81	5,75
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	1,57	6,11	6,65
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 0,4кВ	0,50	4,51	2,82
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.6.2.1.3	0,533322883	0,798581364	1,915331543
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.6.2.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ, определенная регулирующим органом	8,66	6,20	3,98
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство 1 км кабельной линии 10 кВ	8,66	5,55	0,00
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	12,43	10,47	3,98
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км кабельных линий 10кВ	4,89	1,93	3,98
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.3.6.2.1.3	3,768831793	4,271960426	0
Реклоузеры номинальным током от 100 до 250 включительно 1-20кВ С.4.1.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство реклоузера, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	1668,89	1635,09	1321,17
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство реклоузера, в расчете на 1кВт максимальной мощности	1353,43	1509,36	986,74
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство реклоузера в расчете на 1 кВт максимальной мощности	2283,69	1852,85	2115,09
предельный минимальный уровень расходов	1054,10	1417,32	527,24

территориальных сетевых организаций на строительство реклоузера в расчете на 1 кВт максимальной мощности			
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.4.1.2	614,7939543	217,7661054	793,9234526
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью до 25 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	16,15	22,81	23,92
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью до 25 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	13,61	23,52	24,35
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью до 25 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	24,74	28,04	30,07
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью до 25 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	7,56	17,57	17,77
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.1.1	8,593715691	5,233525488	6,152755309
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 25 до 100 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	6,44	7,49	9,11
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 25 до 100 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	7,13	6,96	9,47
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 25 до 100 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	9,14	9,94	11,48
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 25 до 100 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,74	5,03	6,73
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.1.2	2,700093831	2,454943203	2,375120883
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	4,19	4,52	5,30

среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	4,05	4,32	4,44
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	5,61	6,30	10,88
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	2,77	2,74	-0,28
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.1.3	1,415745277	1,778748781	5,582911411
Однострансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	3,10	2,86	3,46
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	3,17	3,05	3,43
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,92	3,70	4,51
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	2,27	2,02	2,41
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.1.4	0,827054306	0,841085377	1,050448766
Однострансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.5	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	3,20	2,60	2,52
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	3,35	2,87	2,29
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,94	3,62	3,10
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство однострансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	2,47	1,57	1,95

стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.1.5	0,735846293	1,023434676	0,577044881
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	4,80	3,92	4,16
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	4,15	3,41	4,16
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	6,13	4,79	4,73
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,47	3,04	3,59
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.2.3	1,329434858	0,87705517	0,571583096
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.4	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	4,49	5,09	9,32
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	3,59	5,09	6,07
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	7,18	7,46	17,58
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	1,79	2,72	1,06
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.2.4	2,695528946	2,370107265	8,263391214
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.5	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	4,39	4,35	4,91
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство двухтрансформаторных	4,59	4,69	4,25

подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности			
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	5,49	6,70	7,33
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,3	2,00	2,48
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.2.5	1,094566937	2,349254531	2,421023889
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.6	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	2,62	3,16	3,78
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	2,85	3,24	3,33
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,57	3,97	5,24
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА в расчете на 1 кВт максимальной мощности	1,67	2,36	2,31
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.5.2.6	0,950605048	0,806739326	1,464616151
Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.6.2.5	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	12,42	12,96	10,82
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	12,42	11,40	5,07
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности	19,43	18,30	22,47
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности	5,42	7,63	-0,84
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.6.2.5	7,008056982	5,338243977	11,65148336

Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже С.6.2.6	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности определенная регулирующим органом	6,13	9,25	7,62
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1кВт максимальной мощности	6,13	9,25	7,62
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности	8,35	9,25	9,08
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА, в расчете на 1 кВт максимальной мощности	3,90	9,24	6,16
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.6.2.6	2,224550658	0,006535577	1,457611934
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ С.8.1.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) 1 точки учета определенная регулирующим органом	11,04	7,08	13,09
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на 1 точку учета	10,02	6,79	13,74
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	12,83	9,33	16,56
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	9,26	4,84	9,63
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.8.1.1	1,785198888	2,245915267	3,464404151
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ С.8.2.1	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) 1 точки учета определенная регулирующим органом	24,55	82,57	27,05
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на 1 точку учета	24,80	21,23	23,38

предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	28,46	187,93	43,60
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	20,64	-22,80	10,50
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.8.2.1	3,908869452	1053644115	16,54916904
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, полукосвенного включения, 0,4 кВ и ниже, с ТТ С.8.2.2	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) 1 точки учета определенная регулирующим органом	42,76	48,11	70,44
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на 1 точку учета	42,76	48,11	55,15
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	42,79	69,34	98,16
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	42,73	26,87	42,73
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.8.2.2	0,030220172	21,23532856	27,71277595
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 1-20 кВ, с ТТ С.8.2.3	2017 г. (n-4)	2018 г. (n-3)	2019 г. (n-2)
средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) 1 точки учета определенная регулирующим органом	311,85	310,71	311,85
среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на 1 точку учета	313,07	313,07	313,07
предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	313,95	314,79	313,95
предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) в расчете на одну точку учета	309,75	306,64	309,75
стандартное отклонение, определяемое отдельно для С.8.2.3	2,099455524	4,075413665	2,099455524

Экономически обоснованные расходы по мероприятиям, связанным со строительством объектов электросетевого хозяйства на период регулирования 2021 г. при расчете ставок за единицу максимальной мощности были определены исходя из стандартизированных ставок и представленных ТСО фактических средних данных о присоединенных объемах максимальной мощности за три предыдущих года (2017- 2019 гг.), а при отсутствии данных за три года - по планируемым расходам в соответствии с пунктом 12 Методических указаний.

Согласно пункту 31 Методических указаний ТСО представили в регулирующий орган информацию о строительстве линий электропередачи при технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее за 3 последних года в соответствии с приложением N 5 к Методическим указаниям, а также общее количество технологических присоединений и суммарную максимальную мощность энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее за каждый год за 3 последних года.

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения менее 20 кВ и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий на планируемый период 2021 г. были рассчитаны по формулам:

$$C_{1.1}^{\max N} = \frac{C_{1.1} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}}$$

$$C_{1.2}^{\max N} = \frac{C_{1.2} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}}$$

где:

$Q_{n-4}$ ,  $Q_{n-3}$ ,  $Q_{n-2}$  - количество технологических присоединений энергопринимающих устройств Заявителей максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее к электрическим сетям территориальных сетевых организаций соответственно за год (n-4), (n-3) и (n-2), где n - год, на который устанавливаются ставки за единицу максимальной мощности;

$N_{n-4}$ ,  $N_{n-3}$ ,  $N_{n-2}$  - суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителей максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, технологическое присоединение которых осуществлено соответственно в году (n-4), (n-3) и (n-2), где n - год, на который устанавливаются ставки за единицу максимальной мощности.

$$C_{2(s,t)}^{\max N} = \frac{\sum_{p=1}^R [c_{2(s,t)} \cdot l_{(s,t),p}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^{\text{ВЛ}}},$$

где:

$l_{(s,t),p}$  - протяженность p-й воздушной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, км;

$N_{(s,t),p}^{\text{ВЛ}}$  - максимальная мощность энергопринимающих устройств, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по строительству p-й воздушной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт;

R - количество воздушных линий на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или)



способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий по строительству кабельных линий на планируемый период (n) на уровне напряжения (s) с дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) рассчитываются по формуле:

$$C_{3(s,t)}^{\max N} = \frac{\sum_{p=1}^R [c_{3(s,t)} \cdot l_{(s,t),p}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^{\text{КЛ}}},$$

где:

$l_{(s,t),p}$  - протяженность p-й кабельной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, км;

$N_{(s,t),p}^{\text{КЛ}}$  - максимальная мощность энергопринимающих устройств, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по строительству p-й кабельной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт;

R - количество кабельных линий на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) рассчитываются по формуле:

$$C_{4(s,t)}^{\max N} = \frac{\sum_{p=1}^R [C_{4(s,t)} \cdot q_{(s,t),p}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^{\text{ПС}}}$$

где:

$q_{(s,t),p}$  - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) p-го типа на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.;

$N_{(s,t),p}^{\text{ПС}}$  - максимальная мощность энергопринимающих устройств, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по строительству

пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) р-го типа на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт;

R - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), ( $C_{5(s,t)}^{\max N}$ ), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ ( $C_{6(s,t)}^{\max N}$ ), подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) ( $C_{7(s,t)}^{\max N}$ ) на планируемый период устанавливаются равными соответственно стандартизированным тарифным ставкам  $C_{5(s,t)}$ ,  $C_{6(s,t)}$  и  $C_{7(s,t)}$ .

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в соответствии с определенной согласно приложению № 6 к Методическим указаниям дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) ( $C_{8(s,t)}^{\max N}$ ) рассчитываются по формуле:

$$C_{8(s,t)}^{\max N} = \frac{\sum_{p=1}^R [C_{8(s,t)} \cdot q_{(s,t),p}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^y}$$

где:

$q_{(s,t),p}$  - количество средств коммерческого учета электрической энергии р-го типа на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.;

$N_{(s,t),p}^y$  - максимальная мощность энергопринимающих устройств, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по обеспечению средствами коммерческого учета электрической энергии р-го типа на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт;

R - количество средств коммерческого учета электрической энергии (мощности) на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), установленных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.

Согласно пункту 7 Методических указаний экспертами Региональной энергетической для расчета платы за технологическое присоединение к территориальным распределительным сетям предлагается утвердить на период регулирования 2021 г.:

- стандартизированные тарифные ставки, согласно Главе II Методических указаний;

- ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт), рассчитанные в соответствии с Главой III Методических указаний;
  - формулу платы за технологическое присоединение.
- Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ТСО энергопринимающих устройств заявителей на 2021 г.

<b>Стандартизированные тарифные ставки платы за технологическое присоединение к электрическим сетям для территорий городских населенных пунктов и территорий не относящихся к городским населенным пунктам</b>		
Ставка на покрытие расходов за технологическое присоединение по мероприятиям, не включающим в себя строительство объектов электросетевого хозяйства (с применением постоянной и временной схемы электроснабжения) С <sub>1</sub>	руб. за одно присоедине ние (без НДС)	6 754
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю С <sub>1.1</sub>		2 269
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (включая процедуры, предусмотренные подпунктами «г»-«е» пункта 7 Правил технологического присоединения) С <sub>1.2</sub>		4 485
<b>Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи (С<sub>2</sub>) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт</b>		
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.4.1	руб./км	1 161 321
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.1.1.4.1	руб./км	1 214 766
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.4.2	руб./км	1 272 979
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.1.1.4.2	руб./км	1 341 195
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.2.1.3.2	руб./км	1 531 601
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.2.1.3.2	руб./км	1 692 157
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.3.2	руб./км	1 831 650
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.1	руб./км	1 539 693
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.4.1	руб./км	1 646 655
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.2	руб./км	1 755 876
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.4.2	руб./км	1 831 650

квдратных мм включительно 1-20кВ С2.3.1.4.2		
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.4.3	руб./км	2 042 338
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.1.1.3.2	руб./км	1 272 979
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С2.3.1.3.2	руб./км	1 755 876
<b>Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи (С<sub>3</sub>) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт</b>		
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.1	руб./км	2 220 753
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.2	руб./км	2 372 383
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.2	руб./км	3 578 586
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.3	руб./км	2 482 748
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.3	руб./км	3 664 245
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.1.2.1.4	руб./км	2 755 515
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.1.4	руб./км	4 027 442
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.1.2.2.1	руб./км	3 221 841
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.2	руб./км	3 598 173
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.3	руб./км	3 826 258
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 1-20 кВ С.3.1.2.2.4	руб./км	4 165 347
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.1	руб./км	2 681 229
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.3	руб./км	2 824 337
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.2.2.1.4	руб./км	3 070 070
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	руб./км	3 551 569

Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ С.3.6.2.1.3	руб./км	4 459 076
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ С.3.6.2.1.3	руб./км	5 647 814
<b>Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) (С<sub>4</sub>) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт</b>		
Реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно 1-20кВ С.4.1.2	руб./шт. т.	1 484 208
<b>Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (С<sub>5</sub>) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт</b>		
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.1	руб./кВ т	23 319
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.2	руб./кВ т	8 973
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.3	руб./кВ т	4 901
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.4	руб./кВ т	3 691
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.1.5	руб./кВ т	3 285
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.3	руб./кВ т	4 488
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.4	руб./кВ т	5 600
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.5	руб./кВ т	5 193
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже С.5.2.6	руб./кВ т	3 598
Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже С.6.2.5	руб./кВ т	11 249
Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже С.6.2.6	руб./кВ т	8 782
<b>Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) (С<sub>8</sub>)</b>		
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ С.8.1.1	руб.за точку учета	11 415
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ С.8.2.1	руб.за точку учета	25 446
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 1-20 кВ и ниже	руб.за точку учета	234 356

С.8.2.1		
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, полукосвенного включения, 0,4 кВ и ниже, с ТТ С.8.2.2	руб.за точку учета	32 612
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 1-20 кВ, с ТТ С.8.2.3	руб.за точку учета	237 101
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 35 кВ, с ТТ С.8.2.3	руб.за точку учета	1 031 893

Стоимость мероприятий, осуществляемых при технологическом присоединении (руб./кВт) к электрическим сетям ТСО на уровне напряжения 20 кВ и менее энергопринимающих устройств заявителей и мощностью менее 670 кВт на 2021 г..

Ставки платы за единицу максимальной мощности за технологическое присоединение к электрическим сетям	Наименование ставки	руб./кВт (без НДС)	
		для территорий городских населенных пунктов и территорий не относящихся к территориям городских населенных пунктов	
Ставка на покрытие расходов за технологическое присоединение по мероприятиям, не включающим в себя строительство объектов электросетевого хозяйства (с применением постоянной и временной схемы электроснабжения)	$C1^{maxN}$		59
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю	$C1.1^{maxN}$		17
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (включая процедуры, предусмотренные подпунктами «г»-«е» пункта 7 Правил технологического присоединения)	$C1.2^{maxN}$		42
<b>Для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт</b>			
<b>Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий (руб./кВт)</b>			
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{maxN}$ 2.1.1.4.1		1 923
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{maxN}$ 2.1.1.4.1		1 836
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{maxN}$ 2.1.1.4.2		2 126
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{maxN}$ 2.1.1.4.2		1 341
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{maxN}$ 2.2.1.3.2		2 364
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{maxN}$ 2.2.1.3.2		1 226
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100	$C_{maxN}$ 2.3.1.3.2		2 171

квдратных мм включительно 1-20кВ		
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.4.1	2 530
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.4.1	1 638
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.4.2	2 844
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.4.2	2 912
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.4.3	2 269
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 2.1.1.3.2	2 126
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 2.3.1.3.2	2 844
<b>Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству кабельных линий (руб./кВт)</b>		
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.1	2 128
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.2	2 220
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.2	3 678
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.3	1 626
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.3	3 728
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.4	1 747
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.1.4	3 801
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.2.1	3 541
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 1-20 кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.2.2	3 756
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20 кВ	$C_{max}N$ 3.1.2.2.3	3 379
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{max}N$ 3.2.2.1.1	2 793

Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{\max}N$ 3.2.2.1.3	1 930
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{\max}N$ 3.2.2.1.4	2 564
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{\max}N$ 3.6.2.1.2	3 125
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 0,4кВ	$C_{\max}N$ 3.6.2.1.3	3 512
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно 1-20кВ	$C_{\max}N$ 3.6.2.1.3	4 700
<b>Ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) (руб./кВт)</b>		
Реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно 1-20кВ	$C_{\max}N$ 4.1.2	2 215
<b>Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций (руб./кВт)</b>		
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.1.1$	23 319
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.1.2$	8 973
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.1.3$	4 901
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.1.4$	3 691
Однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.1.5$	3 285
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.2.3$	4 488
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.2.4$	5 600
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.2.5$	5 193
Двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.5.2.6$	3 598
Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 420 до 1000 кВА включительно 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.6.2.5$	11 249
Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью свыше 1000 кВА 6(10)/0,4 кВ и ниже	$C_{\max}N.6.2.6$	8 782
<b>Ставки за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) (руб./кВт)</b>		
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ	$C_{\max}N$ 8.1.1	879
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ	$C_{\max}N$ 8.2.1	599
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 1-20 кВ и ниже	$C_{\max}N$ 8.2.1	763
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, полукосвенного включения, 0,4 кВ и ниже, с ТТ	$C_{\max}N$ 8.2.2	311
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 1-20 кВ, с ТТ	$C_{\max}N$ 8.2.3	771



Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, учитываемые при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, рассчитаны ТСО в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 11 сентября 2014 г. N215-э/1.

Для подтверждения фактически понесенных затрат за 2019 г., связанных с технологическим присоединением льготных категорий заявителей, затраты по которым отнесены к выпадающим доходам в соответствии с пунктом 4 Методических указаний, утвержденных приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 ТСО предоставлена информация о фактически понесенных расходах на выполнение мероприятий по технологическому присоединению:

- копии договоров, технологического присоединения льготной категории заявителей до 15 кВт и до 150 кВт включительно, исполненные за период 2017-2019гг. с техническими условиями и актами выполненных работ.

- реестры договоров технологического присоединения (льготной категории заявителей с присоединяемой мощностью до 15 кВт до 150кВт включительно), исполненных за 2019 г.

- реестры построенных объектов за 2019 г. в рамках договоров технологического присоединения (льготной категории заявителей с присоединяемой мощностью до 15кВт и до 150кВт).

Планируемые выпадающие доходы по технологическому присоединению льготной категории заявителей до 15 кВт и до 150 кВт включительно ТСО согласно п.87 «Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 на 2021 г. определены в размерах, приведенных в таблице.

Наименование ТСО	тыс.руб.
	Планируемые затраты на 2021 г. определены РЭК
АО «Россети Тюмень»	327 940,00
АО "СУЭНКО"	151 248,65
АО «ЮТЭК - Региональные сети»	77 312,55
АО «Городские электрические сети» г.Нижневартовск	1 581,43
АО «ЮРЭСК»	5 134,11
ООО «Элтранс»	1 674,46
ООО «Транзит-Электро-Тюмень»	4 284,29
ООО «РемЭнергоСтройСервис»	2 252,36
ООО «РЭНК»	147,90
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанций электроснабжения)	132,89
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дистанции электроснабжения)	26,58
ООО «Ханты - Мансийские городские электрические сети»	17 381,05
АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	4 175,36
АО «Губкинские городские электрические сети»	2 335,69
МУП «Надымские городские электрические сети»	101,77
ООО "Тобольскпромэнергосеть"	922,59
ООО "Дорстрой"	2 697,74
ООО СК "Восток"	6 787,65
МУП "Сургутские районные электрические сети"	578,09
ООО "Газпромэнерго"	84,17
АО "Уренгойгорэлектросеть"	1 088,76

Письмом от 24.12.2020г. № КВ-9173 в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО (далее РЭК) поступила информация от АО «Россети Тюмень» «О предоставлении дополнительных сведений по средствам

коммерческого учета с целью установления тарифных ставок за единицу максимальной мощности на 2021 год».

Проанализировав поступившие дополнительные сведения, экспертами РЭК предлагается установить ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт в 2021 году на уровне:

- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ  $C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}^{\text{max N}8.1.1}$  879 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ  $C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}^{\text{max N}8.1.1}$  879 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 1-20 кВ  $C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}^{\text{max N}8.2.1}$  599 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 1-20 кВ  $C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}^{\text{max N}8.2.1}$  599 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ  $C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}^{\text{max N}8.2.1}$  763 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, прямого включения, 0,4 кВ и ниже, без ТТ  $C_{\text{не город, 1 - 20 кВ}}^{\text{max N}8.2.1}$  763 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, полукосвенного включения, 0,4 кВ и ниже, с ТТ  $C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже с ТТ}}^{\text{max N}8.2.2}$  311 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, полукосвенного включения, 0,4 кВ и ниже, с ТТ  $C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже с ТТ}}^{\text{max N}8.2.2}$  311 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 1-20 кВ, с ТТ  $C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}^{\text{max N}8.2.3}$  711 руб./кВт
- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные, косвенного включения, 1-20 кВ, с ТТ  $C_{\text{не город, 1 - 20 кВ}}^{\text{max N}8.2.3}$  771 руб./кВт

Предлагается принять решение согласно представленного проекта.

Председатель правления: оглашается позиция Ассоциации «НП Совет рынка»: об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей на 2021 год, «против», так как не представлены расчеты ставок и выпадающих расходов по технологическому присоединению, при этом экспертное заключение содержит отдельные элементы расчетных таблиц; экспертное заключение не содержит информации о фактических расходах сетевых организаций, количестве и мощности ТП, принятых для расчета ставок.

Яковлев А.В.: ставки платы за технологическое присоединение, а так же выпадающие доходы от технологического присоединения были рассчитаны согласно предоставленной информации и сведениям, представленным ТСО до 1 ноября 2020 года. Учитывая значительный объем информации, предоставленный ТСО по обоснованию выпадающих доходов по технологическому присоединению и расчетную информацию о фактически понесенных расходах ТСО за три предыдущих года, основные расчетные технико-экономические показатели, а так же сводные данные, формируемые по соответствующим мероприятиям и за соответствующий период, отражены в заключении по расчету тарифных ставок.

РЕШИЛИ: 1. Установить с 1 января 2021 года по 31 декабря 2021 года стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое

присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей согласно приложению №1, а именно:

Стандартизированные тарифные ставки платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	Наименование ставки	Ед.изм.	Ставка платы (без НДС)	
			для территорий городских населенных пунктов	для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов
Ставка на покрытие расходов за технологическое присоединение по мероприятиям, не включающим в себя строительство объектов электросетевого хозяйства (с применением постоянной и временной схемы электроснабжения)	C <sub>1</sub>	руб. за одно присоединение	6 754	6 754
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю	C <sub>1.1.</sub>		2 269	2 269
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (включая процедуры, предусмотренные подпунктами «г»-«е» пункта 7 Правил технологического присоединения*)	C <sub>1.2.</sub>		4 485	4 485
Стандартизированная тарифная ставка (C <sub>2</sub> ) на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт				
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.3.2	руб./км	1 272 979	x
	C <sub>не город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.3.2		x	1 272 979
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.4.1	руб./км	1 161 321	x
	C <sub>не город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.4.1		x	1 161 321
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	C <sub>город, 1 - 20 кВ</sub> 2.1.1.4.1	руб./км	1 214 766	x
	C <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> 2.1.1.4.1		x	1 214 766
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.4.2	руб./км	1 272 979	x
	C <sub>не город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.1.1.4.2		x	1 272 979
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	C <sub>город, 1 - 20 кВ</sub> 2.1.1.4.2	руб./км	1 341 195	x
	C <sub>не город, 1 - 20кВ</sub> 2.1.1.4.2		x	1 341 195
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.2.1.3.2	руб./км	1 531 601	x
	C <sub>не город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.2.1.3.2		x	1 531 601
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	C <sub>город, 1 - 20 кВ</sub> 2.2.1.3.2	руб./км	1 692 157	x
	C <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> 2.2.1.3.2		x	1 692 157

Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.3.2	руб./км	1 831 650	x
	$C_{не город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.3.2		x	1 831 650
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.1	руб./км	1 539 693	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.1		x	1 539 693
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.1	руб./км	1 646 655	x
	$C_{не город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.1		x	1 646 655
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.2	руб./км	1 755 876	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.2		x	1 755 876
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.2	руб./км	1 831 650	x
	$C_{не город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.2		x	1 831 650
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.3	руб./км	2 042 338	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.3		x	2 042 338
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.3.2	руб./км	1 755 876	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.3.2		x	1 755 876
Стандартизированная тарифная ставка ( $C_3$ ) на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт				
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.1	руб./км	2 220 753	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.1		x	2 220 753
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.2	руб./км	2 372 383	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.2		x	2 372 383
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.2	руб./км	3 578 586	x
	$C_{не город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.2		x	3 578 586
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.3	руб./км	2 482 748	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.3		x	2 482 748
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.3	руб./км	3 664 245	x
	$C_{не город, 1 - 20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.3		x	3 664 245
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.4	руб./км	2 755 515	x
	$C_{не город, 0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.4		x	2 755 515

Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{3.1.2.1.4}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	4 027 442	x
	$C_{3.1.2.1.4}$ не город, 1 - 20 кВ		x	4 027 442
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{3.1.2.2.1}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	3 221 841	x
	$C_{3.1.2.2.1}$ не город, 1 - 20 кВ		x	3 221 841
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{3.1.2.2.2}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	3 598 173	x
	$C_{3.1.2.2.2}$ не город, 1 - 20 кВ			3 598 173
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{3.1.2.2.3}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	3 826 258	x
	$C_{3.1.2.2.3}$ не город, 1 - 20 кВ		x	3 826 258
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{3.1.2.2.4}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	4 165 347	x
	$C_{3.1.2.2.4}$ не город, 1 - 20 кВ		x	4 165 347
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{3.2.2.1.1}$ город, 0,4 кВ и ниже	руб./км	2 681 229	x
	$C_{3.2.2.1.1}$ не город, 0,4 кВ и ниже		x	2 681 229
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{3.2.2.1.3}$ город, 0,4 кВ и ниже	руб./км	2 824 337	x
	$C_{3.2.2.1.3}$ не город, 0,4 кВ и ниже		x	2 824 337
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{3.2.2.1.4}$ город, 0,4 кВ и ниже	руб./км	3 070 070	x
	$C_{3.2.2.1.4}$ не город, 0,4 кВ и ниже		x	3 070 070
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{3.6.2.1.2}$ город, 0,4 кВ и ниже	руб./км	3 551 569	x
	$C_{3.6.2.1.2}$ не город, 0,4 кВ и ниже		x	3 551 569
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{3.6.2.1.3}$ город, 0,4 кВ и ниже	руб./км	4 459 076	x
	$C_{3.6.2.1.3}$ не город, 0,4 кВ и ниже		x	4 459 076
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{3.6.2.1.3}$ город, 1 - 20 кВ	руб./км	5 647 814	x
	$C_{3.6.2.1.3}$ не город, 1 - 20 кВ		x	5 647 814
Стандартизированная тарифная ставка ( $C_4$ ) на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт				
Реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно	$C_{4.1.2}$ город, 1 - 20 кВ	руб./шт	1 484 208	x
	$C_{4.1.2}$ не город, 1 - 20 кВ		x	1 484 208

Стандартизированная тарифная ставка ( $C_5$ ) на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт

Строительство однострансформаторных подстанций (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	$C_{5.1.1}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	23 319	x
	$C_{5.1.1}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	23 319
Строительство однострансформаторных подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	$C_{5.1.2}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	8 973	x
	$C_{5.1.2}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	8 973
Строительство однострансформаторных подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	$C_{5.1.3}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	4 901	x
	$C_{5.1.3}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	4 901
Строительство однострансформаторных подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	$C_{5.1.4}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	3 691	x
	$C_{5.1.4}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	3 691
Строительство однострансформаторных подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{5.1.5}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	3 285	x
	$C_{5.1.5}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	3 285
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	$C_{5.2.3}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	4 488	x
	$C_{5.2.3}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	4 488
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	$C_{5.2.4}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	5 600	x
	$C_{5.2.4}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	5 600
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{5.2.5}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	5 193	x
	$C_{5.2.5}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	5 193
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций (за исключением РТП) мощностью свыше 1000 кВА	$C_{5.2.6}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	3 598	x
	$C_{5.2.6}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	3 598
Стандартизированная тарифная ставка ( $C_6$ ) на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт**				
Строительство распределительных двухтрансформаторных подстанции мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{6.1.5}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	11 249	x
	$C_{6.2.5}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	11 249
Строительство распределительных двухтрансформаторных подстанции мощностью свыше 1000 кВА	$C_{6.1.6}^{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$	руб./кВт	8 782	x
	$C_{6.2.6}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$		x	8 782
Стандартизированная тарифная ставка ( $C_8$ ) на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств				
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	$C_{8.1.1}^{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$	рублей за точку учета	11 415	x
	$C_{8.1.1}^{\text{не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$		x	11 415
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	$C_{8.2.1}^{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$	рублей за точку учета	25 446	x
	$C_{8.2.1}^{\text{не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$		x	25 446

Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	С <sub>город, 1 - 20 кВ</sub> 8.2.1	рублей за точку учета	234 356	x
	С <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> 8.2.1		x	234 356
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	С <sub>город, 0,4 кВ и ниже с ТТ</sub> 8.2.2	рублей за точку учета	32 612	x
	С <sub>не город, 0,4 кВ и ниже с ТТ</sub> 8.2.2		x	32 612
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	С <sub>город, 1 - 20 кВ</sub> 8.2.3	рублей за точку учета	237 101	x
	С <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> 8.2.3		x	237 101
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	С <sub>город, 35 кВ</sub> 8.2.3	рублей за точку учета	1 031 893	x
	С <sub>не город, 35 кВ</sub> 8.2.3		x	1 031 893

\* Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

\*\* Применяется только для расчета платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей, подключаемых непосредственно к силовым трансформаторам в распределительных трансформаторных подстанциях (РТП).

2. Установить с 1 января 2021 года по 31 декабря 2021 года ставки за единицу максимальной мощности для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей согласно приложению №2, а именно:

Ставки платы за единицу максимальной мощности за технологическое присоединение к электрическим сетям	Наименование ставки	Ставка платы, руб./кВт (без НДС)	
		для территорий городских населенных пунктов	для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов
Ставка на покрытие расходов за технологическое присоединение по мероприятиям, не включаемым в себя строительство объектов электросетевого хозяйства (с применением постоянной и временной схемы электроснабжения)	$C_1$ <sup>maxN</sup>	59	59
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю	$C_{1.1}$ <sup>maxN</sup>	17	17
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (включая процедуры, предусмотренные подпунктами «г»-«е» пункта 7 Правил технологического присоединения*)	$C_{1.2}$ <sup>maxN</sup>	42	42
Для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 150 кВт и менее 670 кВт			
Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий ( $C_2$ <sup>maxN</sup> )			
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.4.1}}$	1 923	X
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.4.1}}$	X	1 923
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}^{\text{maxN 2.1.1.4.1}}$	1 836	X
	$C_{\text{не город, 1 - 20 кВ}}^{\text{maxN 2.1.1.4.1}}$	X	1 836
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.4.2}}$	2 126	X
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.4.2}}$	X	2 126
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}^{\text{maxN 2.1.1.4.2}}$	1 341	X
	$C_{\text{не город, 1 - 20 кВ}}^{\text{maxN 2.1.1.4.2}}$	X	1 341
Строительство воздушных линий на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.3.2}}$	2 126	X
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.1.1.3.2}}$	X	2 126



		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.1.1.3.2	х	2 126
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированными сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.2.1.3.2	2 364	х
		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.2.1.3.2	х	2 364
Строительство воздушных линий на металлических опорах изолированными сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 1 - 20 кВ maxN 2.2.1.3.2	1 226	х
		С не город, 1 - 20 кВ maxN 2.2.1.3.2	х	1 226
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.3.2	2 171	х
		С не город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.3.2	х	2 171
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно		С город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.1	2 530	х
		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.1	х	2 530
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно		С город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.4.1	1 638	х
		С не город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.4.1	х	1 638
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.2	2 844	х
		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.2	х	2 844
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.4.2	2 912	х
		С не город, 1 - 20 кВ maxN 2.3.1.4.2	х	2 912
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно		С город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.3	2 269	х
		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.4.3	х	2 269
Строительство воздушных линий на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно		С город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.3.2	2 844	х
		С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 2.3.1.3.2	х	2 844

Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству кабельных линий (С<sub>3 maxN</sub>)

Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.1}}$	2 128	x
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.1}}$	x	2 128
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.2}}$	2 220	x
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.2}}$	x	2 220
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.2}}$	3 678	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.2}}$	x	3 678
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.3}}$	1 626	x
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.3}}$	x	1 626
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.3}}$	3 728	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.3}}$	x	3 728
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.4}}$	1 747	x
	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{Max N 3.1.2.1.4}}$	x	1 747
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.4}}$	3 801	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.1.4}}$	x	3 801
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.1}}$	3 541	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.1}}$	x	3 541
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.2}}$	3 756	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.2}}$	x	3 756
Строительство кабельных линий в траншеях, многожильные с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.3}}$	3 379	x
	$C_{\text{не город, 1-20 кВ}}^{\text{Max N 3.1.2.2.3}}$	x	3 379

Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением до 50 квадратных мм включительно	С город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.1	2 793	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.1	x	2 793
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	С город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.3	1 930	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.3	x	1 930
Строительство кабельных линий в блоках, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно	С город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.4	2 564	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.2.2.1.4	x	2 564
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	С город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.6.2.1.2	3 125	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.6.2.1.2	x	3 125
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	С город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.6.2.1.3	3 512	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже maxN 3.6.2.1.3	x	3 512
Строительство кабельных линий путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно	С город, 1 - 20 кВ maxN 3.6.2.1.3	4 700	x
	С не город, 1 - 20 кВ maxN 3.6.2.1.3	x	4 700
Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов) (С <sub>4</sub> maxN)			
Реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно	С город, 1 - 20 кВ maxN 4.1.2	2 215	x
	С не город, 1 - 20 кВ maxN 4.1.2	x	2 215
Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций, за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) (С <sub>5</sub> maxN)			
Строительство однотрансформаторных подстанций мощностью до 25 кВА включительно	С город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.1	23 319	x
	С не город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.1	x	23 319
Строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 25 до 100 кВА включительно	С город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.2	8 973	x
	С не город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.2	x	8 973
Строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 100 до 250 кВА	С город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.3	4 901	x
	С не город, 6(10)/0,4 кВ maxN 5.1.3	x	4 901

включительно	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.1.3}}$	X	4 901
Строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 250 до 400 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.1.4}}$	3 691	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.1.4}}$	X	3 691
Строительство однотрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.1.5}}$	3 285	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.1.5}}$	X	3 285
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций мощностью от 100 до 250 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.3}}$	4 488	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.3}}$	X	4 488
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций мощностью от 250 до 400 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.4}}$	5 600	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.4}}$	X	5 600
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.5}}$	5 193	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.5}}$	X	5 193
Строительство двухтрансформаторных и более подстанций мощностью свыше 1000 кВА	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.6}}$	3 598	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 5.2.6}}$	X	3 598

Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на осуществление мероприятий по строительству распределительных трансформаторных подстанций (РТП) ( $C_6$  maxN) \*\*

Строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 6.2.5}}$	11 249	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 6.2.5}}$	X	11 249
Строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций мощностью свыше 1000 кВА	$C_{\text{город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 6.2.6}}$	8 782	X
	$C_{\text{не город, } 6(10)/0,4 \text{ кВ}}$ $C_{\text{max N 6.2.6}}$	X	8 782

Для Заявителей осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт

Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) ( $C_8$  maxN)

Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные, прямого включения	С город, 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.1.1	879	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.1.1	x	879
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	С город, 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.2.1	599	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.2.1	x	599
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	С город, 1 - 20 кВ max N 8.2.1	763	x
	С не город, 1 - 20 кВ max N 8.2.1	x	763
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	С город, 0,4 кВ и ниже с ТТ max N 8.2.2	311	x
	С не город, 0,4 кВ и ниже с ТТ max N 8.2.2	x	311
Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	С город, 1 - 20 кВ max N 8.2.3	771	x
	С не город, 1 - 20 кВ max N 8.2.3	x	771

\* Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

\*\* Применяется только для расчета платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей, подключаемых непосредственно к силовым трансформаторам в распределительных трансформаторных подстанциях (РТП).

3. Установить с 1 января 2021 года по 31 декабря 2021 года формулу платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций согласно приложению №3, а именно:

Формула платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств заявителей на 2021 год

В случае если Заявитель при технологическом присоединении запрашивает третью категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к одному источнику энергоснабжения), размер платы за технологическое присоединение для него определяется в соответствии с Главой II или с Главой III Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом Федеральной антимонопольной службы от 29.08.2017 №1135/17 (далее – Методические указания).

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств заявителей определяется исходя из стандартизированных тарифных ставок и способа технологического присоединения к электрическим сетям сетевой организации и реализации соответствующих мероприятий, предусмотренных подпунктом «б» пункта 16 Методических указаний по формуле:

- 1) если отсутствует необходимость реализации мероприятий, связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики (далее - мероприятия «последней мили»)

$$П = C1 + C8 * q, \text{ где } C1 = C1.1 + C1.2.$$

- 2) если при технологическом присоединении Заявителя согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по прокладке воздушных и (или) кабельных линий:

$$П = C1 + C8 * q + \sum (C2i * Li) + \sum (C3i * Li)$$

- 3) если при технологическом присоединении Заявителя согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), трансформаторных подстанций (ТП), распределительных трансформаторных подстанций с уровнем напряжения до 35 кВ, центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше:

$$П = C1 + C8 * q + \sum (C2i * Li) + \sum (C3i * Li) + \sum (C4i * Mi) + \sum (C5i * Ni) + \sum (C6i * Ni) + \sum (C7i * Ni)$$

Где:

C1 - стандартизированная 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 (кроме подпункта «б») (руб. за одно присоединение);

C1.1 - Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ);

C1.2 - Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий.

C2,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб./км);

C3,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб./км);

C4,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i-м уровне напряжения (руб./шт.);

C5,i - 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 (руб./кВт);

C6,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ (руб./кВт);

C7,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) (руб./кВт);

C8,i - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) (рублей за точку учета).

Ni – объем максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение Заявителем;

Li – протяженность воздушных и (или) кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения Заявителя (км);

Mi – количество реклоузеров на i-м уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения Заявителя (шт);

q - количество точек учета

В случае если Заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения), то размер платы за технологическое присоединение (Робщ) определяется в соответствии с выданными техническими условиями по формуле:

$$\text{Робщ} = P + (\text{Рист1} + \text{Рист2}), (\text{руб.})$$

где:

P - расходы на технологическое присоединение, связанные с проведением мероприятий, указанных в п. 16 Методических указаний, за исключением указанных в подпункте «б» (руб.);

Рист1 - расходы на выполнение мероприятий, предусмотренных подпунктом «б» пункта 16 Методических указаний, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий, определяемые по первому независимому источнику энергоснабжения в соответствии с Главой II, Главой III, или с Главой V Методических указаний (руб.);

Рист2 - расходы на выполнение мероприятий, предусмотренных подпунктом «б» пункта 16 Методических указаний, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий, определяемые по второму независимому

источнику энергоснабжения в соответствии с Главой II, Главой III или с Главой V Методических указаний (руб.).

Если при технологическом присоединении Заявителя согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, определяется в ценах года, соответствующего году утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на прогнозный индекс цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на год, следующий за годом утверждения платы (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

При расчете платы за технологическое присоединение с применением стандартизированных тарифных ставок используются расчетные показатели, в соответствии с техническими условиями, выданными Заявителю.

4. Расходы территориальных сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение на 2021 год, приняты согласно приложению №4, а именно:

Расходы территориальных сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение на 2021 год

№ п/п	Наименование территориальной сетевой компании	Расходы, не включаемые в плату за технологическое присоединение (тыс. руб.)
1.	АО «Россети Тюмень»	327 940,00
2.	АО «СУЭНКО»	151 248,65
3.	АО «ЮТЭК-Региональные сети»	77 312,55
4.	АО «Городские электрические сети» г. Нижневартовск	1 581,43
5.	АО «ЮРЭСК»	5 134,11
6.	ООО «Элтранс»	1 674,46
7.	ООО «Транзит-Электро-Тюмень»	4 284,29
8.	ООО «РемЭнергоСтройсервис»	2 252,36
9.	ООО «РЭНК»	147,90
10.	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанций электроснабжения)	132,89
11.	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дистанций электроснабжения)	26,58
12.	ООО «Ханты - Мансийские городские электрические сети»	17 381,05
13.	АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	4 175,36
14.	АО «Губкинские городские электрические сети»	2 335,69
15.	МУП «Надымские городские электрические сети»	101,77
16.	ООО «Тобольскпромэнергосеть»	922,59
17.	ООО «Дорстрой»	2 697,74
18.	ООО СК «Восток»	6 787,65
19.	МУП «Сургутские районные электрические сети»	578,09
20.	ООО «Газпромэнерго»	84,17



5. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его официального опубликования.

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 5; против –1, воздержался - 2.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – воздержался

Березовский А.А. – воздержался

Паутов Д.Н. - против

**Вопрос 2.** Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа на 2021 год.

СЛУШАЛИ Ильину Л.В.: РЭК предлагается установить и ввести в действия с 01.01.2021 года:

- единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.

Величина данных тарифов приведена в приложении к проекту распоряжения РЭК, рост к действующим одноставочного тарифа составляет 8,7%.

Предлагается направить проект распоряжения на согласование в ФАС России согласно порядку, установленному Приказом ФАС России от 08.11.2019 №1483/19.

Председатель правления: оглашается позиция представителя Ассоциации «НП Совет рынка»: об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа на 2021 год «против», в связи с:

- направлением на рассмотрение двух вариантов решения;

- отсутствием расчетов единых котловых тарифов и НВВ территориальных сетевых организаций;

- отсутствием на 10.00 м.вр. 28.12.2020г. официально опубликованных приказов ФАС России о предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2021 год и о предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2021 год;

- превышением предельной величины перекрестного субсидирования, утвержденной в Приложении №6 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике.

Ильина Л.В.: проекты решений, экспертные заключения и иные материалы были направлены членам правления в установленные сроки, а также размещены на сайте РЭК <https://rec.admtyumen.ru>.

Председатель правления: в целях согласования с ФАС России превышения предельных максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемых потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2021 год, утвержденных приказом ФАС России от 26.11.2020 №1162/20, проект распоряжения направляется в ФАС России в дополнение к заявлению от 08.12.2020 №04/1230. Объявляется перерыв в заседании правления до 30.12.2020г. до получения позиции ФАС России и принятия решения по вопросам повестки №2, 3, 4, 5, 6.

**ПРОГОЛОСОВАЛИ:** за (чел) – 5; против – 0, воздержался – 0.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. – за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. – за

**Вопрос 7.** О внесении изменений в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 12.12.2019 №31.

**СЛУШАЛИ** Чмыхалова Е.Н.: с целью актуализации перечня юридических лиц предлагается внести изменения в приложения №1,2 к требованиям к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.

**РЕШИЛИ:** 1. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 12.12.2019 №31 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа» следующие изменения:

приложения №1,2 к требованиям изложить в новой редакции согласно приложениям №1, 2 к настоящему решению соответственно, а именно:

приложение №1

Перечень организаций, осуществляющих деятельность по передаче электрической энергии на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа

Тюменская область

1. Общество с ограниченной ответственностью «ДСК-Энерго»;
2. Общество с ограниченной ответственностью «РемЭнергоСтройСервис»;
3. Общество с ограниченной ответственностью «Тобольскпромэнергосеть»;
4. Общество с ограниченной ответственностью «Транзит-Электро-Тюмень»;
5. Общество с ограниченной ответственностью «Тюменская электросетевая компания»;
6. Общество с ограниченной ответственностью «Элтранс»;
7. Общество с ограниченной ответственностью «Агентство Интеллект-Сервис»;
8. Общество с ограниченной ответственностью «Альтера»;
9. Общество с ограниченной ответственностью Сетевая компания «Восток»;
10. Общество с ограниченной ответственностью «Региональная энергетическая компания».

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

1. Общество с ограниченной ответственностью «МегионЭнергоНефть»;
2. Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЕК»;
3. Акционерное общество «Аэропорт Сургут»;
4. Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Сургут»;
5. Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз»;
6. Акционерное общество «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»;
7. Акционерное общество «Черногорэнерго»;
8. Общество с ограниченной ответственностью «Луч-Электро»;
9. Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»;
10. Общество с ограниченной ответственностью «Энергонефть Томск»;
11. Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос»;
12. Общество с ограниченной ответственностью «Ханты-Мансийские городские электрические сети».

#### Ямало-Ненецкий автономный округ

1. Акционерное общество «Вынгапуровский тепловодоканал»;
2. Акционерное общество «Ямальская железнодорожная компания»;
3. Общество с ограниченной ответственностью «Ноябрьскэнергонефть»;
4. Акционерное общество «НордЭнерджиСистемс»;
5. Муниципальное унитарное предприятие муниципального округа Надымский район Ямало-Ненецкого автономного округа «Надымские городские электрические сети»;
6. Общество с ограниченной ответственностью «СеверСетьРазвитие».

Приложение №2

#### Перечень

организаций, осуществляющих деятельность по передаче электрической энергии на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа

#### Тюменская область

1. Акционерное общество «Сибирско-Уральская энергетическая компания»;
2. Филиал «Уральский» Акционерное общество «Оборонэнерго»;
3. Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанций электроснабжения);
4. Общество с ограниченной ответственностью «Дорстрой».

#### Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

1. Акционерное общество «Россети Тюмень»;
2. Акционерное общество «Городские электрические сети» г. Нижневартовск;
3. Общество с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети»;
4. Акционерное общество «Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети»;
5. Акционерное общество «Югорская региональная электросетевая компания»;
6. Акционерное общество «Варьеганэнергонефть»;
7. Муниципальное унитарное предприятие «Сургутские районные электрические сети» муниципального образования Сургутский район;
8. Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дистанции электроснабжения);
9. Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго».

#### Ямало-Ненецкий автономный округ

1. Акционерное общество «Энерго-Газ-Ноябрьск»;
2. Акционерное общество «Губкинские городские электрические сети»;
3. Акционерное общество «Распределительная сетевая компания Ямала»;
4. Акционерное общество «Уренгойгорэлектросеть».

2. Настоящее решение вступает в силу с 01.01.2021.

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 6; против – 0, воздержался - 1.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – за

Березовский А.А. – воздержался

Заседание правления продолжено 30.12.2020г. в 10.00ч.

Председатель правления: продолжаем рассмотрение вопроса №2 «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа на 2021 год».

СЛУШАЛИ Ильину Л.В.: РЭК предлагается установить и ввести в действия с 01.01.2021 года:

- единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа (для прочих потребителей рост 8,7%).

Данный рост сложился в результате сглаживания роста тарифов, в соответствии с п.7 постановления Правительства Российской Федерации №1178 от 29.12.2011, распределением недополученной выручки АО «Россети Тюмень» в сумме 1,7 млрд. руб. на следующий период регулирования. Необходимую валовую выручку АО «Россети Тюмень» на 2021 год предлагается установить со снижением на 5,1% в сумме 50 558 246,08 тыс.руб., при этом распределенная величина недополученной выручки составляет 9,4 млрд. руб.

Величина данных тарифов на уровне, согласованном приказом ФАС России от 29.12.2020г № 1301/20 «О согласовании решения Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа на уровне ниже предельных минимальных и выше предельных максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных ФАС России на 2021 год».

Размер НВВ для каждой ТСО (кроме АО «Россети Тюмень») остался на уровне, указанном в экспертных заключениях, представленных к заседанию правления 07.12.2020г.

Предлагается принять решение согласно представленного проекта.

РЕШИЛИ: Установить с 1 января 2021 года по 31 декабря 2021 года единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа согласно приложениям №1, №2, №3, №4, №5, №6, а именно:

**ЕДИНЫЕ (КОТЛОВЫЕ) ТАРИФЫ  
НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО СЕТЯМ  
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА -  
ЮГРЫ, ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, ПОСТАВЛЯЕМОЙ  
ПРОЧИМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ НА 2021 ГОД**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения													
			Всего	ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН	Всего	ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН		
															4	5
1	2	3	2 полугодие													
1	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		I полугодие						2 полугодие							
1.1	Двухставочный тариф															
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт-мес.	x	x	1 013 778,50	1 402 844,78	1 571 124,94	775 143,58	x	x	1 233 566,08	1 613 005,37	1 821 583,30	x	x	931 533,61
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт-ч	x	x	78,81	221,54	245,32	502,64	x	x	80,65	220,48	240,72	x	x	504,18
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВТ-ч	x	x	1,48147	2,41937	2,59246	2,73487	x	x	1,61038	2,62986	2,81802	x	x	2,97292
1.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	5 222 526,94	x	4 261 904,01	62 574,91	578 660,99	319 387,03	5 562 910,09	x	4 499 045,66	70 197,61	628 878,13	364 808,68		
1.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВтмес	x	x	152 858 81	152 858 81	152 858 81	152 858 81	x	x	179 445,67	179 445,67	179 445,67	179 445,67		179 445,67

Примечание:

- В соответствии с приложением № 4 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. №1178, уровень напряжения (ВН1) на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа с 1 июля 2017 года не применяется.

**РАЗМЕР  
ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ ЕДИНЫХ (КОТЛОВЫХ) ТАРИФОВ НА  
УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО СЕТЯМ ТЮМЕНСКОЙ  
ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСЬСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ,  
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА 2021 ГОД**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Уровни напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7
1	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с приложением № 1 к настоящему распоряжению:					
1.1	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)					
1.1.1	Двухставочный тариф:					
1.1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	860 919,69	1 249 985,96	1 418 266,13	622 284,76
1.1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	78,81	221,54	245,32	502,64
1.1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	1,27153	2,19911	2,47678	1,82948
1.2	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)					
1.2.1	Двухставочный тариф					
1.2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	1 054 120,41	1 433 559,70	1 642 137,63	752 087,94
1.2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	80,65	220,48	246,72	504,18
1.2.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	1,38976	2,38467	2,72580	2,07627

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
		тыс. руб.	тыс. руб.	млн. кВт·ч
1.	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанций электроснабжения)	40 562,86	132,89	7,53
2.	АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания»	4 312 419,20	15 1248,65	365,22
3.	Филиал «Уральский» АО «Оборонэнерго»	20 745,84		1,70
4.	ООО «ДСК-Энерго»	47 167,60		2,19
5.	ООО «РемЭнергоСтройСервис»	17 201,16	2 252,36	2,16
6.	ООО «Тобольскпромэнергосеть»	38 805,16	922,59	0,37
7.	ООО «Транзит-Электро-Тюмень»	12 074,04	4 284,29	1,97
8.	ООО «Тюменская электросетевая компания»	3 546,95		0,25
9.	ООО «Элтранс»	14 085,10	1 674,46	1,62
10.	ООО «Дорстрой»	47 348,23	2 697,74	10,82
11.	ООО «Региональная энергетическая компания»	93 368,48	147,90	4,97
12.	ООО «Агентство Интеллект-Сервис»	87 722,82		1,28
13.	ООО «Альтера»	20 226,37		2,41
14.	ООО СК «Восток»	71 894,09	6 787,65	13,31
15.	АО «Россети Тюмень»	50 558 246,08	327 940,16	1724,80
16.	ООО «Ханты-Мансийские городские электрические	617 764,45	1 7381,05	41,57

	сети»					
17.	АО «Городские электрические сети» г. Нижневартовск	2 259 916,90	1 581,43			101,92
18.	АО «Варьеганэнергонефть»	742 907,72				33,73
19.	ООО «МегионЭнергоНефть»	65 061,22				2,30
20.	ООО «Сургутские городские электрические сети»	1 575 072,19				97,86
21.	АО «Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети»	4 946 232,75	77 312,55			140,80
22.	ООО «ЭЛЕК»	36 240,10				1,78
23.	АО «Югорская региональная электросетевая компания»	3 081 920,09	5 134,11			125,90
24.	АО «Аэропорт Сургут»	26 521,52				0,56
25.	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дирекции электроснабжения)	219 045,13	26,58			11,39
26.	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	2 533,26				0,50
27.	ПАО «Сургутнефтегаз»	202 898,59				23,23
28.	АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	9 914,52				0,39
29.	МУП «Сургутские районные электрические сети» муниципального образования Сургутский район	530 399,10	578,09			33,74
30.	ООО «Луч-Электро»	23 335,41				1,47
31.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	480 282,34				104,66
32.	ООО «Газпром энерго»	2 634 588,78	84,17			46,24
33.	ООО «Газпромнефть-Хантос»	40 649,02				0,00
34.	АО «Вынгауровский тепловодоканал»	17 878,43				1,18
35.	АО «Уренгойгорэлектросеть»	265 198,99	1 088,76			30,57
36.	АО «Ямальская железнодорожная компания»	10 115,86				0,69



37.	ООО «Ноябрьскэнергофть»	35 830,74		0,00
38.	АО «Энерго-Газ-Ноябрьск»	358 657,98		27,14
39.	АО «Губкинские городские электрические сети»	161 483,81	2 335,69	17,22
40.	АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	944 837,52	4 175,36	87,33
41.	АО «НордЭнерджиСистемс»	57 538,60		2,17
42.	МУП «Надымские городские электрические сети»	165 941,82	101,77	5,40
43.	ООО «СеверСетьРазвитие»	745,90		0,08
	ВСЕГО	74 898 903,41	607 888,22	3080,37

**ПОКАЗАТЕЛИ**  
**ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА ЕДИННЫХ (КОТЛОВЫХ) ТАРИФОВ НА УСЛУГИ**  
**ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО СЕТЯМ ТРОИЦКОЙ**  
**ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСЬСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ,**  
**ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА 2021 ГОД**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие						2 полугодие									
			Диапазоны напряжения						Диапазоны напряжения									
			ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН	ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13						
1.	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в т.ч.:	млн. кВт-ч	x	20 172,11	276,73	3 099,50	3 127,87	x	20 233,20	275,62	3 056,45	2 919,59						
1.1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (тарифы указываются с учетом НДС):																	
1.1.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.1.2 и 1.1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений в составе многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения общего имущества многоквартирного жилого фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения мажорантного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии	млн. кВт-ч	x	11,50	4,79	100,80	520,68	x	15,48	5,64	116,90	541,59						

1.1.2	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений в многоквартирных домах; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения общего имущества многоквартирного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии</p>	Планный объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч	x	4,59	4,45	244,79	1 371,21	x	2,87	1,99	240,87	1 236,63
1.1.3	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к ним:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии</p>	Планный объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч	x	2,32	0,00	17,78	611,05	x	2,20	0,00	16,60	478,16
1.1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 7(1) Основ ценообразования:												
1.1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.	Планный объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом	млн. кВт-ч	x	11,62	2,40	96,27	6,64	x	10,09	2,25	86,19	6,23

	дифференциации по двум и по трем зонам суток)																	
Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления электрической энергии для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений																		
1.1.4.2	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч	x	0,24	0,00	2,80	9,01	x	0,25	0,00	3,61	6,99						
Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации																		
1.1.4.3	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч		6,73								6,13						
Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергетики, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления коммерческой (профессиональной) деятельности.																		
1.1.4.4	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч		0,63								0,46						
Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.																		
1.1.4.5	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт-ч		44,37								38,46						
1.2	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии потребителям, не	млн. кВт-ч	x	20 144,51	261,29	2 533,99	725,55	x	20 209,45	261,89	2 482,74	767,11						

	относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей																			
2	Величина заявленной мощности всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в т.ч.:	МВт	x	4 655,36	72,97	812,78	1 111,55	x	4 185,82	69,35	769,03									1 017,13
Население и приравненные к нему категории потребителей (тарифы указываются с учетом НДС)																				
2.1	Величина заявленной мощности (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	МВт	x	8,47	4,74	181,84	763,31	x	7,17	4,15	184,94									678,31
2.2	Величина заявленной мощности потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	МВт	x	4 646,89	68,23	630,93	348,24	x	4 178,65	65,20	584,09									338,83

**ЕДИННЫЕ (КОТЛОВЫЕ) ТАРИФЫ  
НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО СЕТЯМ  
ТОМЕЦКОЙ ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСЬСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА -  
ЮГРЫ, ЯМАЛО-НЕНЁЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, ПОСТАВЛЯЕМОЙ  
НАСЕЛЕНИЮ И ПРИРАВНЕННЫМ К НЕМУ КАТЕГОРИЯМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
НА 2021 ГОД**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (тарифы указываются без учета НДС)			
1.1.	<p>Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2 и 1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, а также жилые помещения для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt;1&gt;.</p>			
1.2	<p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt;1&gt;.</p>	руб./кВт-ч	0,65717	0,79369

	<p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,04879</p> <p>0,00484</p>
1.3	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения общего имущества многоквартирного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt; &gt;.</p> <p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,04879</p> <p>0,00484</p>
1.4	<p>Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:</p>
1.4.1	<p>Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt; &gt;.</p> <p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,65717</p> <p>0,79369</p>
1.4.2	<p>Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt; &gt;.</p> <p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,65717</p> <p>0,79369</p>
1.4.3	<p>Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt; &gt;.</p> <p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,65717</p> <p>0,79369</p>
1.4.4	<p>Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреб, сарай); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте &lt; &gt;.</p> <p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p> <p>руб./кВт-ч</p> <p>0,65717</p> <p>0,79369</p>

	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,65717	0,79369
--	--	------------	---------	---------

Примечание:

<1> Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления коммерческой (профессиональной) деятельности.

**ЦЕНЫ**  
**(ТАРИФЫ) НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**  
**ПО УРОВНЮ НАПРЯЖЕНИЯ (ВН1) НА 2021 ГОД**  
**(ТАРИФЫ УКАЗЫВАЮТСЯ БЕЗ УЧЕТА НДС)**

№ п/п	Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии по уровню напряжения (ВН1) <1>	Расшифровка составляющих цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по уровню напряжения (ВН1) <1>	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
<b>Двухставочный тариф</b>					
1.1	ставка на содержание электрических сетей $T_{пот}^{вн1}$		руб./МВт·мес.	-	-
1.2	ставка на оплату технологического расхода (потерь) $T_{пот}^{вн1}$		руб./МВт·ч.		
2	Составляющие цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по уровню напряжения (ВН1) <1>		Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
2.1	$T_{сол\ i}^{фск}$	ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, для субъектов Российской Федерации	руб./МВт·мес.	-	-
2.2	$S^{пс}$	ставка перекрестного субсидирования по субъекту Российской Федерации	руб./МВт·ч.	-	-
2.3	$K_i$	коэффициент снижения ставки перекрестного субсидирования по субъекту Российской Федерации	%	-	-



2.4	Т <sub>пот i</sub> ФСК	ставка тарифа на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети для i-го субъекта Российской Федерации потребителем услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети	руб./МВт·ч.	-
2.5	НТПЭi	норматив потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети для соответствующего класса напряжения, утвержденный	-	-
		330 кВ и выше	%	
		220 кВ и ниже	%	

Примечание:

<\*> ВНИ - уровень напряжения, на котором подключены электрические сети потребителя к объектам электросетевого хозяйства и (или) их части, переданные в аренду организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью территориальным сетевым организациям с учетом требований пунктов 7 и 8 статьи 8 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике";

где:

j - отчетный период (месяц);

$\mathcal{E}_{\text{П}0, \text{I}}$  - фактический

объем полезного отпуска электрической энергии потребителю на уровне напряжения ВНИ за отчетный период (j), МВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{M}}$  - фактический

объем мощности потребителя на уровне напряжения ВНИ за отчетный период (j), МВт;

$T_{i,m}$  - ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемая для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети;

$S_{i,m-1}^{\text{факт}} \cdot \text{ЕНЭС}$  - стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, определяемая коммерческим оператором оптового рынка в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, для месяца m-1;

$V_{i,m}^{\text{факт}} \cdot \frac{2}{3}$

- объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети для месяца m в отношении i-го субъекта Российской Федерации, который отнесен к ценовым либо неценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности, рассчитанный коммерческим оператором оптового рынка исходя из объема фактических потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети, определенного на 10 число месяца, следующего за расчетным, и отнесенного на i-й субъект Российской Федерации, МВт·ч.

1. Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии для АО "Черногорэнерго", обслуживающего преимущественно одного потребителя на 2021 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1	Тарифы для территориальной сетевой организации АО "Черногорэнерго", г. Нижневартовск, которые оплачиваются монопотребителем группой компаний "НК Роснефть" (АО "Самолетнефтегаз", АО "Корпорация Югранефть", Акционерное общество "Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие", Общество с ограниченной ответственностью "Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение", Публичное акционерное общество "Славнефть-Мегионнефтегаз" и Акционерное общество "Единая энергоснабжающая компания") (тарифы указаны без учета НДС)			
1.1	Двухставочный тариф (СНП)			
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	376 116,18	411 241,42
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	0,00	0,00
1.2	Одноставочный тариф (СНП)	руб./кВт·ч	0,51927	0,55918
1.3	Двухставочный тариф (НН)			
1.3.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	955 847,19	857 088,96
1.3.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	0,00	0,00
1.4	Одноставочный тариф (НН)	руб./кВт·ч	1,18902	1,28049

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потеря электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	млн. кВт · ч

1	АО "Черногорэнерго"	975 891,01	0,00	0,00
	Всего	975 891,01	0,00	0,00

II. Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии для ООО "РН-Юганскнефтегаз", обслуживающего преимущественно одного потребителя на 2021 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие		2 полугодие	
			3	4	5	5
1	2					
1	Тарифы для территориальной сетевой организации ООО "РН-Юганскнефтегаз", ХМАО - Югры, которые оплачиваются монопотребителем ООО "РН-Энерго" (тарифы указаны без учета НДС)					
1.1	Двухставочный тариф					
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.		135 012,54		137 371,24
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч		214,56		189,67
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч		0,46688		0,44031

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Учетные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
1	ООО "РН-Юганскнефтегаз"	7 222 565,66	0,00	30,54

Всего	7 702 848,00	0,00	135,20
-------	--------------	------	--------

III. Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии для ООО "Ноябрьскэнергонефть", обслуживающего преимущественно одного потребителя на 2021 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1	Тарифы для территориальной сетевой организации ООО "Ноябрьскэнергонефть" г. Муравленко, г. Ноябрьск, которые оплачиваются монопотребителем группой компаний ПАО "Газпром нефть" (АО "Газпром нефть" - Ноябрьскнефтегаз", ООО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазофизика", ООО "Ноябрьсктеплонефть" (тарифы указаны без учета НДС)			
1.1	Двухставочный тариф			
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	268 689,28	307 487,13
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	0,00	0,00
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	0,37278	0,41950

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
1	ООО "Ноябрьскэнергонефть"	1 185 907,82	0,00	0,00

Всего	1 221 192,83	0,00	0,00
-------	--------------	------	------

IV. Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии для ООО "Энергонефть Томск", обслуживающего преимущественно одного потребителя на 2021 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1	Тарифы для территориальной сетевой организации ООО "Энергонефть Томск", Тюменская область, Нижневартовский район, которые оплачиваются монопотребителем ООО "РН-Энерго" (тарифы указаны без учета НДС)			
1.1	Двухставочный тариф			
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	234 093,72	234 093,72
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	118,38	118,38
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	0,44504	0,44504

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
1	ООО "Энергонефть Томск"	17 146,68	0,00	2,38
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	млн. кВт · ч

Всего	17 146,68	0.00	2,38
-------	-----------	------	------

V. Цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии для ООО "СеверСетьРазвитие", обслуживающего преимущественно одного потребителя на 2021 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1	Тарифы для территориальной сетевой организации ООО "СеверСетьРазвитие", Ямало-Ненецкий автономный округ, которые оплачиваются монопотребителем ООО "ГрансНефтьЭнерго" (тарифы указаны без учета НДС)			
1.1	Двухставочный тариф			
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	1 238 637,88	1 238 637,88
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	9,91	9,91
1.2	Одноставочный тариф			
		руб./кВт·ч	1,73628	1,73628

№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Ученные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
1	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	млн. кВт·ч
1	ООО "СеверСетьРазвитие"	139 050,73	0,00	0,31
Всего		139 796,87	0,00	0,39

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 6; против – 2, воздержался - 0 .

Литвяков А.В.– за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – за

Березовский А.А. – против

Паутов Д.Н. - против

**Вопрос 3.** Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между территориальными сетевыми организациями на 2021 год.

СЛУШАЛИ Ильину Л.В.: на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа услуги по передаче электрической энергии потребителям оказывают 43 территориальных сетевых организаций.

1. Расчет необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций Тюменского региона (с учетом округов) на 2021 год произведен в соответствии со следующими нормативно-правовыми документами:

\* Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011г. №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

\* Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утвержденные ФСТ России от 06.08.04 г. № 20-э/2;

\* Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленных с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденные Приказом ФСТ РФ от 17.02.2012г. №98-э;

\* Методические указания по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций необходимых для осуществления регулируемой деятельности и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденных приказом ФСТ России от 18.03.2015г. № 421-э;

\* Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденные Приказом ФСТ РФ от 30.12.2012г. №228-э;

Также были использованы сценарные условия социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период до 2024 года, по состоянию на 26.09.2020 года.

Материалы по рассмотрению тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между территориальными сетевыми организациями на 2018г. представлены в РЭК территориальными сетевыми организациями в сроки, установленные Постановлением Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», утвержденных 29 декабря 2011г. №1178.

Оценка достоверности отчетных данных, оценка финансового состояния, анализ основных технико-экономических показателей, анализ экономической обоснованности по статьям расходов и величины прибыли, а также сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования выполнены в соответствующих экспертных заключениях по рассмотрению дел об определении величин НВВ каждой ТСО.

Необходимая валовая выручка котлодержателя АО «Россети Тюмень» рассчитана со снижением на 5,1% к уровню 2020 года, в результате учета отрицательной корректировки, недополученная выручка распределена составляет 9,4 млрд. руб.

Необходимая валовая выручка ТСО (без учета технологического расхода (потерь) электрической энергии и оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС»), регулирование которых осуществляется методом доходности инвестированного капитала АО "СУЭНКО", ОАО "ЮТЭК-Региональные сети", ООО "Сургутские ГЭС", АО "Горэлектросеть" г. Нижневартовск, рассчитана на период 2018-2022гг. Скорректированное НВВ на 2021 год сложилась с ростом 0,6 % к уровню 2020 года, при этом перераспределение валовой выручки методом сглаживания, величина распределения не превышает 12% от НВВ без учета величины сглаживания.

Необходимая валовая выручка прочих ТСО, регулирование которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки 39 организаций (из которых 3 организации в 2021 годы вышли на новый долгосрочный период регулирования 2021-2025гг), рассчитана на 2021 год с ростом 1,5 % к уровню 2020 года.

Таким образом, рост НВВ сетевых организаций для расчета ЕКТ (без учета оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС») с учетом затрат на финансирование инвестиционных программ в целом по региону составляет 0,7% к уровню 2020 года.

При расчете необходимой валовой выручки сетевых организаций учитывались следующие параметры:

1. Проведена корректировка базовых операционных расходов (ОРЕХ) всех ТСО в соответствии с методическими указаниями, с учетом изменения фактических условных единиц от принятых при регулировании на 2019 год и фактического ИПЦ 4,5% (от установленного 4,6%) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации по состоянию 26 сентября 2019г. и неподконтрольных расходов по предоставленным налоговым декларациям, бухгалтерским годовым отчетам и статистической отчетностью ТСО;

2. Корректировка в связи с изменением полезного отпуска э/энергии, покупки технологического расхода электрической энергии (потерь) и цен (тарифов) по представленным счетам – фактурам ТСО и ГП за 2019 год;

3. Корректировка НВВ с учетом исполнения инвестиционной программы по предоставленным отчетам исполнения ИП за 2019 год;

4. Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2019 год по предоставленным отчетам ТСО;

5. Учтена экономия расходов на потери в пределах по итогам 2019 года в соответствии с п 34 ПП РФ № 1178.

Для взаиморасчетов между двумя сетевыми организациями за оказываемые услуги по передаче электрической энергии в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утвержденными ФСТ России от 06.08.04г. № 20-э/2 рассчитаны тарифы на услуги по передаче электрической энергии в виде одноставочного и двухставочного тарифов.

При расчете данных тарифов были использованы объемы полезного отпуска электрической энергии (мощности), без учета транзита, в соответствии с согласованными структурами к договорам на оказание услуг по передаче



электрической энергии между гарантирующими поставщиками, независимыми энергосбытовыми организациями, осуществляющими свою деятельность на территории Тюменского региона (с учетом округов) и котлодержателем.

**Выводы:**

В соответствии с п. 11.1 Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011г. №1178, предлагается установить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов территориальных сетевых организаций с календарной разбивкой по полугодиям, согласно приложению, к проекту решения.

Председатель правления: оглашается позиция Ассоциации «НП Совет рынка»: об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на 2021 год, «против», так как: направлены на рассмотрение два варианта решения; не представлены расчеты индивидуальных тарифов и необходимая валовая выручка (далее – НВВ) территориальных сетевых организаций.

Ильина Л.В.: Экспертные заключения об установлении индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями (для каждой ТСО) были представлены к заседанию правления 07.12.2020 и отражены в протоколе заседания правления, а также размещены на сайте РЭК.

**РЕШИЛИ:** Установить с 1 января 2021 года по 31 декабря 2021 года индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями согласно приложению, а именно:

№ п/п	Наименование сетевых организаций <sup>1</sup>	I полугодие				II полугодие			
		Двухставочный тариф (без НДС)		Одноставочный тариф (без НДС)	Двухставочный тариф (без НДС)		Одноставочный тариф (без НДС)		
		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)			
		руб./МВт. мес.	руб./МВт ч.	руб./кВт ч.	руб./МВт ч.	руб./МВт. мес.	руб./МВт ч.	руб./кВт ч.	руб./кВт ч.
1	2	3	4	5	6	7	8		
1	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанциям электроснабжения) – АО «Россети Тюмень»	164 097,74	131,88	0,40563	164 097,74	131,88	0,40563		
2	АО «Россети Тюмень» – АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания»	487 122,34	220,52	1,09962	487 122,34	220,52	1,09962		
3	Филиал «Уральский» АО «Оборонэнерго»- АО «Россети Тюмень»	40 578,97	14,22	0,08346	40 578,97	14,22	0,08346		
4	ООО «ДСК – Энерго»- АО «Россети Тюмень»	131 364,47	58,92	0,31234	131 364,47	58,92	0,31234		
5	ООО «РемЭнергоСтройСервис» - АО «Россети Тюмень»	654 405,28	76,58	1,27956	654 405,28	76,58	1,27956		
6	АО «Россети Тюмень» - ООО «Тобольскпромэнергосеть»	1 294 309,47	59,53	2,47141	1 294 309,47	59,53	2,47141		
7	ООО «Транзит-Электро-Тюмень» - АО «Россети Тюмень»	908 136,32	113,98	1,83492	908 136,32	113,98	1,83492		
8	ООО «Тюменская электросетевая компания» - АО «Россети Тюмень»	3 035 917,49	359,71	4,33367	3 035 917,49	359,71	4,33367		
9	ООО «Элтранс» – АО «Россети Тюмень»	65 829,28	36,83	0,16026	65 829,28	36,83	0,16026		
10	ООО «Агентство Интеллект-Сервис» - АО «Россети Тюмень»	463 902,08	127,64	0,97358	463 902,08	127,64	0,97358		
11	ООО «Альтера» -	944 591,43	67,06	1,85678	944 591,43	67,06	1,85678		

	АО «Россети Тюмень»												
12	АО «Россети Тюмень» - СК «Восток»	ООО	321 481,36	746,40	1,37371	321 481,36	746,40					1,37371	
13	ООО «Дорстрой» - «Россети Тюмень»	АО	195 242,58	219,87	0,59026	195 242,58	219,87					0,59026	
14	АО «Россети Тюмень»- ООО «Региональная энергетическая компания»		358 252,98	117,85	0,79345	358 252,98	117,85					0,79345	
15	АО «Аэропорт Сургут» – АО «Россети Тюмень»		3 658 467,57	1 546,30	6,56156	3 658 467,57	1 546,30					6,56156	
16	АО «Варьянэнергонефть» - АО «Россети Тюмень»		1 163 418,91	155,92	1,75080	1 163 418,91	155,92					1,75080	
17	АО «Россети Тюмень» – АО «Городские электрические сети» г. Нижневартовск		266 839,50	54,81	0,51699	266 839,50	54,81					0,51699	
18	АО «Россети Тюмень» - Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дистанции)		145 211,13	25,33	0,24903	145 211,13	25,33					0,24903	
19	АО «Россети Тюмень» - ООО «ЭЛЕК»		234 593,13	84,28	0,42756	234 593,13	84,28					0,42756	
20	АО «Россети Тюмень» – АО «Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети»		5 086 281,61	548,60	8,78524	5 086 281,61	548,60					8,78524	
21	АО «Россети Тюмень» – АО «Югорская региональная электросетевая компания»		900 152,97	163,69	1,70859	900 152,97	163,69					1,70859	
22	ООО «Газпром трансгаз Сургут» - АО «Россети Тюмень»		1 245 196,51	111,82	2,12363	1 245 196,51	111,82					2,12363	
23	ООО «Газпром энерго» - АО «Россети Тюмень»		661 475,03	60,67	1,00817	661 475,03	60,67					1,00817	

24	ООО «Луц-Электро» – АО «Россети Тюмень»	85 781,91	23,87	0,17062	85 781,91	23,87	0,17062
25	ООО «МегонЭнергоНефть» – АО «Россети Тюмень»	788 424,45	148,67	1,43460	788 424,45	148,67	1,43460
26	АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» – АО «Россети Тюмень»	881 422,90	54,61	1,27632	881 422,90	54,61	1,27632
27	АО «Россети Тюмень» - ПАО «Сургутнефтегаз»	170 339,70	161,67	0,42975	170 339,70	161,67	0,42975
28	АО «Россети Тюмень» - ООО «РН-Юганскнефтегаз»	175 503,52	162,47	0,44100	175 503,52	162,47	0,44100
29	АО «Россети Тюмень»- ООО «Сургутские городские электрические сети»	1 196,76	0,35	0,00252	1 196,76	0,35	0,00252
30	АО «Россети Тюмень» – ООО «Ханты- Мансийские городские электрические сети»	239 439,01	65,37	0,45933	239 439,01	65,37	0,45933
31	АО «Россети Тюмень» – МУП «Сургутские районные электрические сети» муниципального образования Сургутский район	482 799,79	199,51	1,01744	482 799,79	199,51	1,01744
32	ООО «Газпромнефть-Хантос»- АО «Россети Тюмень»	1 044 379,16	197,38	1,74338	1 044 379,16	197,38	1,74338
33	АО «Вынгауровский тепловодоканал»- АО «Россети Тюмень»	539 021,81	102,87	0,95317	539 021,81	102,87	0,95317
34	АО «Уренгойгорэлектросеть»- АО «Россети Тюмень»	499 345,79	205,34	0,89061	499 345,79	205,34	0,89061
35	АО «Ямальская железнодорожная компания» - АО «Россети Тюмень»	868 447,01	123,45	1,50836	868 447,01	123,45	1,50836
36	ООО «Ноябрьскэнерго» - АО «Россети Тюмень»	950 312,55	242,66	1,68825	950 312,55	242,66	1,68825

37	АО «Россети Тюмень» - АО «Энерго-Газ-Ноябрьск»	174 248,30	120,46	0,41751	174 248,30	120,46	0,41751
38	АО «Губкинские городские электрические сети» - АО «Россети Тюмень»	511 933,05	217,33	1,00323	511 933,05	217,33	1,00323
39	АО «Россети Тюмень» - АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	228 925,45	160,17	0,58262	228 925,45	160,17	0,58262
40	МУП «Надымские городские электрические сети» - АО «Россети Тюмень»	377 068,18	93,79	0,61117	377 068,18	93,79	0,61117
41	АО «НордЭнерджиСистемс»- АО «Россети Тюмень»	1 617 711,60	215,03	2,43494	1 617 711,60	215,03	2,43494
42	ООО «СеверСетьРазвитие» - АО «Россети Тюмень»	358 063,42	167,51	0,77983	358 063,42	167,51	0,77983

Примечание:

1 - организация, указанная первой является плательщиком.

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 6; против – 2, воздержался - 0.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – за

Березовский А.А. – против

Паутов Д.Н. - против

**Вопрос 4.** О внесении изменения в некоторые решения Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.

СЛУШАЛИ Ильину Л.В.: 1. В связи с обращениями территориальных сетевых организаций (47 ТСО) в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа (далее - РЭК) с заявлением об установлении НВВ на 2021 год, рассчитанной с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, метода доходности инвестированного капитала, экспертами проведен анализ предоставленных тарифных заявок.

В результате проведенной экспертизы предоставленных материалов дана оценка достоверности отчетных данных, оценка финансового состояния, анализа основных технико-экономических показателей, анализа экономической обоснованности по статьям расходов и величины прибыли, а также проведен сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования, что отражено в соответствующих экспертных заключениях по рассмотрению дел об определении величин НВВ каждой электросетевой компании на 2021 год приложением к экспертному заключению, которое является неотъемлемой частью данных заключений.

2. Экспертами РЭК проведен анализ соответствия организаций критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям», в результате которого установлено, что соответствуют критериям 45 ТСО из 47 заявившихся на регулирование.

#### **Выводы:**

В соответствии с выше изложенным, предлагается внести следующие изменения в некоторые решения по долгосрочным параметрам регулирования:

1. № 98 от 28.02.2016г. «Об установлении долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, регулирование которых осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на период 2017-2021 годы»:

в строке «2021» пункта 1 приложения № 2 к решению цифры «125 566,85» заменить цифрами «87 722,82»; (ООО "Агентство Интеллект-Сервис")

в строке «2021» пункта 2 приложения № 2 к решению цифры «19 346,97» заменить цифрами «57 538,60»; (АО «НордЭнерджиСистемс»)

2. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 N 58 "Об установлении на 2018-2022 годы долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе

долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций" следующее изменение:

в строке «2021» пункта 1 приложения № 2 к решению цифры «3 505 519,74» заменить цифрами «3 081 920,09»(АО «ЮРЭСК»)

в строке «2021» пункта 2 приложения № 2 к решению цифры «940 012,22» заменить цифрами «975 891,01» (АО «Черногорэнерго»)

3. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 № 57 «Об установлении на 2018-2022 годы долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, применяющих метод доходности инвестированного капитала (RAB) при расчете тарифов на услуги по передаче электрической энергии» следующее изменение:

в строке «2021» пункта 1 приложения № 2 к решению значение «5 388 084,20» заменить цифрами «4 312 419,20» (АО «СУЭНКО»);

в строке «2021» пункта 2 приложения № 2 к решению значение «2 400 036,77» заменить цифрами «2 259 916,90» (АО «Городские электрические сети» г. Нижневартовск);

в строке «2021» пункта 3 приложения № 2 к решению значение «5 450 703,90» заменить цифрами «4 946 232,75» (АО «ЮТЭК-Региональные сети);

в строке «2021» пункта 4 приложения №2 к решению значение «1 835 232,49» заменить цифрами «1 575 072,19» (ООО «Сургутские городские электрические сети);

4. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 27.12.2019 N 38 "Об установлении на 2020 - 2024 годы долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций" изменения, изложив приложение №2 к решению в редакции, согласно приложению к настоящему экспертному заключению.

Предлагается принять решение согласно представленного проекта.

Председатель правления: оглашается позиция Ассоциации «НП Совет рынка»: внесении изменений в некоторые решения Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа, «против», так как не представлены расчеты НВВ на содержание территориальных сетевых организаций.

Ильина Л.В.: проекты решений, экспертные заключения и иные материалы были направлены членам правления в установленные сроки, а также размещены на сайте РЭК <https://rec.admtyumenu.ru>.

Председатель правления: Будут ли у членов правления вопросы и возражения?  
Вопросов и возражений от членов правления и присутствующих не поступило.

РЕШИЛИ: 1. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2016 № 98 «Об установлении на 2017 - 2021 годы долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» следующие изменения::

1.1. В приложении №2:

в строке «2021» пункта 1 цифры «125 566,85» заменить цифрами «87 722,82»;

в строке «2021» пункта 2 цифры «19 346,97» заменить цифрами «57 538,60».

1.2. В приложениях к решению слова ЗАО «НадымЭнергоСбыт» заменить словами АО «НордЭнерджиСистемс».

2. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 № 57 «Об установлении на 2018-2022 годы долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, применяющих метод доходности инвестированного капитала (RAB) при расчете тарифов на услуги по передаче электрической энергии» следующие изменения:

2.1. В приложении №2:

в строке «2021» пункта 1 цифры «5 388 084,20» заменить цифрами «4 312 419,20»;

в строке «2021» пункта 2 цифры «2 400 036,77» заменить цифрами «2 259 916,90»;

в строке «2021» пункта 3 цифры «5 450 703,90» заменить цифрами «4 946 232,75»;

в строке «2021» пункта 4 цифры «1 835 232,49» заменить цифрами «1 575 072,19».

2.2. В приложениях к решению слова «ПАО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» заменить словами «АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания», слова «ОАО «Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети» заменить словами «АО «Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети».

3. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 № 58 «Об установлении на 2018-2022 годы долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» следующие изменения:

В приложении №2:

в строке «2021» пункта 1 цифры «3 505 519,74» заменить цифрами «3 081 920,09»;

в строке «2021» пункта 2 цифры «940 012,22» заменить цифрами «975 891,01».

4. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 27.12.2019 № 38 «Об установлении на 2020 - 2024 годы долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» следующие изменения:

4.1. В приложении №1 к решению слова «Муниципальное предприятие «Ханты-Мансийские городские электрические сети» Муниципального образования город Ханты-Мансийск» заменить словами «ООО Ханты-Мансийские городские электрические сети», слова «ОАО «Варьеганэнергонсфть» заменить словами «АО «Варьеганэнергонсфть», слова «ОАО «Аэропорт Сургут» заменить словами «АО «Аэропорт Сургут».

4.2. Приложение №2 к решению изложить в редакции согласно приложению к настоящему решению, а именно:



№ п/п	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь
			тыс. руб.
1	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Ишимской, Егоршинской, Серовской, Тюменской дистанций электрообеспечения)	2020	40 278,83
		2021	40 562,86
		2022	41 703,95
		2023	42 754,72
		2024	43 836,59
2	Филиал «Уральский» АО «Оборонэнерго»	2020	22 270,08
		2021	20 745,84
		2022	19 092,05
		2023	19 236,43
		2024	19 382,09
3	ООО «ДСК-Энерго»	2020	36 912,36
		2021	47 167,60
		2022	39 493,29
		2023	39 819,45
		2024	40 151,88
4	ООО «РемЭнергоСтройСервис»	2020	17 042,45
		2021	17 201,16
		2022	14 862,55
		2023	15 206,28
		2024	15 556,91
5	ООО «Тобольскпромэнергосеть»	2020	37 967,80
		2021	38 805,16
		2022	36 627,42
		2023	36 583,25
		2024	36 539,41
6	ООО «Транзит-Электро-Тюмень»	2020	14 876,80
		2021	12 074,04
		2022	7 935,44
		2023	8 144,66
		2024	8 360,07
7	ООО «Тюменская электросетевая компания»	2020	3 472,01
		2021	3 546,95
		2022	3 750,06

		2023	3 865,59
		2024	3 983,42
8	ООО «Элтранс»	2020	13 728,95
		2021	14 085,10
		2022	11 655,18
		2023	12 040,40
		2024	12 437,01
9	ООО «Дорстрой»	2020	45 709,35
		2021	47 348,23
		2022	46 939,96
		2023	47 679,29
		2024	48 432,81
10	ООО «Альтера»	2020	19 624,98
		2021	20 226,37
		2022	23 669,55
		2023	23 867,59
		2024	24 067,36
11	ООО СК «Восток»	2020	34 034,36
		2021	71 894,09
		2022	43 820,70
		2023	44 237,15
		2024	44 661,61
12	ООО «Ханты-Мансийские городские электрические сети»	2020	542 757,89
		2021	617 764,45
		2022	536 164,58
		2023	541 715,84
		2024	547 373,68
13	АО «Варьганэнергонефть»	2020	724 327,60
		2021	742 907,72
		2022	702 381,22
		2023	707 624,25
		2024	712 913,42
14	ООО «МегнонЭнергоНефть»	2020	67 522,13
		2021	65 061,22
		2022	64 386,81
		2023	65 025,04
		2024	65 678,68
15	ООО «ЭЛЕК»	2020	41 145,07

		2021	36 240,10
		2022	32 637,83
		2023	33 017,96
		2024	33 405,39
16	АО «Аэропорт Сургут»	2020	24 604,19
		2021	26 521,52
		2022	26 711,38
		2023	27 571,51
		2024	28 462,63
17	Филiaal ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению (по сетям Сургутской дистанции электроснабжения)	2020	203 381,00
		2021	219 045,13
		2022	231 991,68
		2023	235 086,62
		2024	238 240,98
18	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	2020	4 970,33
		2021	2 533,26
		2022	3 574,43
		2023	3 500,33
		2024	3 427,96
19	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	198 102,99
		2021	202 898,59
		2022	182 298,18
		2023	180 987,95
		2024	179 693,44
20	АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	2020	12 047,47
		2021	9 914,52
		2022	8 975,99
		2023	8 866,20
		2024	8 757,73
21	МУП «Сургутские районные электрические сети» муниципального образования Сургутский район	2020	563 720,33
		2021	530 399,10
		2022	582 286,46
		2023	585 582,46
		2024	588 907,48
22	ООО «Луч-Электро»	2020	27 721,23
		2021	23 335,41
		2022	20 224,09
		2023	20 200,69

		2024	20 177,33
23	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2020	471 246,07
		2021	480 282,34
		2022	479 723,45
		2023	479 480,71
		2024	479 238,35
24	ООО «Газпром энерго»	2020	2 755 845,97
		2021	2 634 588,78
		2022	2 719 362,68
		2023	2 735 013,32
		2024	2 750 801,69
25	ООО «Газпромнефть-Хантос»	2020	39 598,94
		2021	40 649,02
		2022	35 204,71
		2023	35 188,99
		2024	35 173,31
26	АО «Вынгапуровский тепловодоканал»	2020	17 748,56
		2021	17 878,43
		2022	17 110,19
		2023	17 082,98
		2024	17 827,86
27	АО «Уренгойгорэлектросеть»	2020	279 125,64
		2021	265 198,99
		2022	264 402,57
		2023	265 468,97
		2024	241 242,01
28	АО «Ямальская железнодорожная компания»	2020	11 064,36
		2021	10 115,86
		2022	11 195,68
		2023	11 498,48
		2024	11 810,23
29	ООО «Ноябрьскэнергонефть»	2020	34 633,68
		2021	35 830,74
		2022	49 009,56
		2023	48 705,56
		2024	48 403,47
30	АО «Энерго-Газ-Ноябрьск»	2020	301 074,48
		2021	358 657,98

		2022	356 501,44
		2023	367 846,74
		2024	372 383,48
31	АО «Губкинские городские электрические сети»	2020	157 038,87
		2021	161 483,81
		2022	168 040,49
		2023	179 021,42
		2024	180 697,40
32	МУП «Надымские городские электрические сети»	2020	165 772,39
		2021	165 941,82
		2022	154 894,60
		2023	156 121,30
		2024	157 358,80

5. Настоящее решение вступает в силу со дня его официального опубликования.

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 6; против – 2, воздержался - 0.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – за

Березовский А.А. – против

Паутов Д.Н. - против

**Вопрос 5.** О внесении изменения в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа №59 от 28.12.2017г.

СЛУШАЛИ Ильину Л.В.: в связи с обращением территориальной сетевой организации АО «Россети Тюмень» (ранее – АО «Тюменьэнерго») в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа (далее - РЭК) с заявлением об установлении НВВ на 2021 год, рассчитанной с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, экспертами проведен анализ предоставленных тарифных заявок.

В результате проведенной экспертизы предоставленных материалов дана оценка достоверности отчетных данных, оценка финансового состояния, анализ основных технико-экономических показателей, анализ экономической обоснованности по статьям расходов и величины прибыли, а также сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования отражен в экспертном заключении по рассмотрению дела об определении величин НВВ электросетевой организации на 2021 год приложением к экспертному заключению, которое является неотъемлемой частью данного заключения.

В соответствии с вышеизложенным, предлагается внести следующее изменение в решение по долгосрочным параметрам регулирования:

Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 № 59 «Об установлении на 2018-2022 годы долгосрочных параметров регулирования для АО «Россети Тюмень», в отношении которого тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» следующее изменение:

в строке «2021» пункта 1 приложения № 2 к решению значение «60 412 922,58» заменить значением «50 558 246,08».

Председатель правления: оглашается позиция Ассоциации «НП Совет рынка»: «против», так как не представлены экспертное заключение и расчеты НВВ на содержание для АО «Тюменьэнерго».

Ильина Л.В.: проекты решений, экспертные заключения и иные материалы были направлены членам правления в установленные сроки, а также размещены на сайте РЭК <https://rec.admtumen.ru>.

Председатель правления: Будут ли у членов правления вопросы и возражения?  
Вопросов и возражений от членов правления и присутствующих не поступило.

**РЕШИЛИ:** 1. Внести в решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.2017 №59 «Об установлении на 2018-2022годы долгосрочных параметров регулирования для АО «Россети Тюмень», в отношении которого тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» следующее изменение:

в строке «2021» пункта 1 приложения № 2 цифры «60 412 977,58» заменить цифрами «50 558 246,08»

2. Настоящее решение вступает в силу со дня его официального опубликования.

**ПРОГОЛОСОВАЛИ:** за (чел) – 6; против – 2, воздержался - 0.

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

Минько О.В. – за

Березовский А.А. – против

Паутов Д.Н. - против

**Вопрос 6.** Об установлении на 2021-2025 годы долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций.

**СЛУШАЛИ** Ильину Л.В.: в соответствии со ст.23 Федерального закона №35-ФЗ «Об электроэнергетике» государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике может осуществляться на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности соответствующих организаций на срок не менее чем пять лет (на срок не менее чем три года при установлении впервые указанных цен (тарифов), их предельных уровней) в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011г. №1178, ТСО, регулирование которых осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, устанавливаются долгосрочные параметры регулирования на период не менее 5 лет.

Для ООО «СеверСетьРазвитие», АО «Распределительная сетевая компания Ямала», ООО «Энергонефть Томск», ООО «Региональная энергетическая компания», осуществляющих регулируемый вид деятельности в Тюменском регионе (с учетом округов) 2021 год является первым годом второго долгосрочного периода регулирования.

Для данных ТСО экспертами рассчитаны следующие долгосрочные параметры:

1) базовый уровень подконтрольных расходов, рассчитанных в соответствии с бухгалтерской и статистической отчетностью за 2018 год. Расчет выполнен с учетом МУ с применением метода сравнения аналогов, утвержденных приказом ФСТ России от 18.03.2015г. № 421-э. В результате ОРЕХ, рассчитанный по МУ № 98-э принят в размере 70%, ОРЕХ в соответствии с МУ 421- э в размере 30%;

2) индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в соответствии с МУ № 98-э от 17.02.2012г.;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый МУ № 98-э от 17.02.2012г.;

4) уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с п. 40(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178;

5) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом Министерства энергетики от 29.11.2016 №1256.

6) необходимая валовая выручка на каждый год долгосрочного периода.

Выводы:

На основании вышеизложенного, эксперты предлагают установить и ввести в действие долгосрочные параметры регулирования на период 2021-2025 годы согласно приложению.

Председатель правления: оглашается позиция Ассоциации «НП Совет рынка»: «против», так как не представлен расчет базового уровня подконтрольных расходов, уровня потерь, НВВ на содержание.

Ильина Л.В.: проекты решений, экспертные заключения и иные материалы были направлены членам правления в установленные сроки, а также размещены на сайте РЭК <https://rec.admtymen.ru>.

Председатель правления: Будут ли у членов правления и присутствующих вопросы и возражения?

Вопросов и возражений от членов правления не поступило.

РЕШИЛИ: 1. Установить на 2021 - 2025 годы долгосрочные параметры регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, согласно приложению №1, а именно:

№ п/п	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель уровня качества оказываемых услуг
			млн.руб.	%	%	%	час	Шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ООО «СверСетьРазвитие»	2021	0,12577	3	0,75	0,47	0,0000	0,0000	1,0000
		2022	X	3	0,75	X	0,0000	0,0000	1,0000
		2023	X	3	0,75	X	0,0000	0,0000	1,0000
		2024	X	3	0,75	X	0,0000	0,0000	1,0000
		2025	X	3	0,75	X	0,0000	0,0000	1,0000
2	АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	2021	551,29217	4	0,75	14,91	0,1418	0,1308	1,0000
		2022	X	4	0,75	X	0,1397	0,1288	1,0000
		2023	X	4	0,75	X	0,1376	0,1269	1,0000
		2024	X	4	0,75	X	0,1356	0,1250	1,0000
		2025	X	4	0,75	X	0,1335	0,1231	1,0000
3	ООО «Энергонефть Томск»	2021	14,57899	5	0,75	4,34	0,0310	0,2645	1,0000
		2022	X	5	0,75	X	0,0305	0,2605	1,0000
		2023	X	5	0,75	X	0,0301	0,2566	1,0000
		2024	X	5	0,75	X	0,0296	0,2527	1,0000
		2025	X	5	0,75	X	0,0292	0,2490	1,0000
4	ООО «Региональная энергетическая компания»	2021	54,75588	3	0,75	7,98	0,4243	0,1108	1,0000
		2022	X	3	0,75	X	0,4180	0,1092	1,0000
		2023	X	3	0,75	X	0,4117	0,1075	1,0000
		2024	X	3	0,75	X	0,4055	0,1059	1,0000
		2025	X	3	0,75	X	0,3995	0,1043	1,0000

2. Установить на 2021 - 2025 годы необходимую валовую выручку сетевых организаций на долгосрочный период регулирования (без учета оплаты потерь) согласно приложению № 2, а именно:

№ п/п	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь



			тыс. руб.
1	ООО «СеверСетьРазвитие»	2021	745,90
		2022	296,25
		2023	297,37
		2024	298,50
		2025	299,63
2	АО «Распределительная сетевая компания Ямала»	2021	944 837,52
		2022	966 759,95
		2023	970 217,52
		2024	966 317,27
		2025	967 940,60
3	ООО «Энергонефть Томск»	2021	17 146,68
		2022	15 783,38
		2023	15 583,62
		2024	15 386,25
		2025	15 191,25
4	ООО «Региональная энергетическая компания»	2021	93 368,48
		2022	118 578,24
		2023	118 525,98
		2024	112 507,77
		2025	112 455,61

3. Настоящее решение вступает в силу с 1 января 2021 года.

ПРОГОЛОСОВАЛИ: за (чел) – 6; против – 1, воздержался - 1 .

Литвяков А.В. – за

Яковлев А.В. - за

Кошко Н.О. – за

Филимонова Н.В. – за

Ильина Л.В. - за

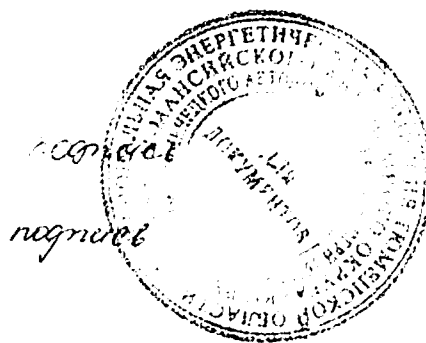
Минько О.В. – за

Березовский А.А. – воздержался

Паутов Д.Н. - против

Председатель правления

Секретарь



А.В.Литвяков

С.Л.Ваулина