

## **КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТАРИФАМ**

### **ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 24 декабря 2020 года № 38/6**

#### **Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области**

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлениями Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», приказами Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 года № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», от 26 октября 2010 года № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», от 17 февраля 2012 года № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», от 30 марта 2012 года № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала», от 11 сентября 2014 года № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям», приказами ФАС России от 29 августа 2017 года

№ 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям», от 26 ноября 2020 года №1162/20 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2021 год», от 26 ноября 2020 года №1163/20 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2021 год», от 19 июня 2018 года № 834/18 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», на основании постановления правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Установить:

1.1 единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций (за исключением стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу максимальной мощности, указанных в подпункте 2.2, и потребителей, указанных в п.7 приложения № 3), согласно приложениям № 1, № 2.

1.2 единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности (за исключением ставки С1), определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности в данной точке присоединения), связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства (С2, С3, С4, С5, С6, С7), в размере 0 (ноль) рублей;

1.3 формулу расчёта платы за технологическое присоединение к электрическим сетям для всех территориальных сетевых организаций Тульской области согласно приложению № 3;

2. Установить:

2.1. размер выпадающих доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не

превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 137 938,27 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-) 43 964,67 тыс. руб., на 2021 год в размере 181 902,94 тыс. руб.;

2.2. размер выпадающих доходов АО «Алексинская электросетевая компания» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 10 241,18 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-) 3 334,38 тыс. руб., на 2021 год в размере 13 575,55 тыс. руб.;

2.3. размер выпадающих доходов ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 773,22 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-) 11 098,75 тыс. руб., на 2021 год в размере 11 871,97 тыс. руб.;

2.4. размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 94 242,55 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере 39 144,88 тыс. руб., на 2021 год в размере 55 097,67 тыс. руб.;

2.5. размер выпадающих доходов АО «Щекинская городская электросеть» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 38372,30 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере 9373,80 тыс. руб., на 2021 год в размере 28 998,50 тыс. руб.;

2.6. размер выпадающих доходов АО «Тульские городские электрические сети» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 2 134,73 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-) 2 201,28 тыс. руб., на 2021 год в размере 4 336,01 тыс. руб.;

2.7. размер выпадающих доходов филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче

электрической энергии на 2021 год в размере (-)14,81 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-)43,05 тыс. руб., на 2021 год в размере 28,24 тыс. руб.;

2.8. размер выпадающих доходов Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 9 229,02 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере 2046,94 тыс. руб., на 2021 год в размере 7182,08 тыс. руб.

2.9. размер выпадающих доходов ООО «ТОЗ-Энерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 58,55 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере 58,55 тыс. руб.

2.10. размер выпадающих доходов Центрального филиала ООО «Газпром энерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2021 год в размере 53,71 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере 53,71 тыс. руб.

### 3. Установить:

3.1. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2017 – 2021 гг. согласно приложению № 4.

3.2. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2018 – 2022 гг. согласно приложению № 5.

3.3. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2019 – 2023 гг. согласно приложению № 6.

3.4. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020 – 2024 гг. согласно приложению № 7.

3.5. Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области на 2021 год, и единые (котловые) тарифы

на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2021 год согласно приложениям № 8, № 8.1.

4. С 1 января 2021 года подпункты 1.2, 1.3, 1.4, 1.5 пункта 1 постановления комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2019 года № 48/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области» применять в части, не противоречащей настоящему постановлению.

5. С 1 января 2021 года признать утратившими силу подпункты 1.1, 1.6, 1.7 пункта 1, пункт 2, пункт 3 постановления комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2019 года №48/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области»; постановление комитета Тульской области по тарифам от 11 февраля 2020 года №4/1 «Об утверждении стандартизированной тарифной ставки на 2020 год на строительство кабельной линии электропередачи на уровне напряжения 110 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, расположенных на территории городских населенных пунктов Тульской области»; постановление комитета Тульской области по тарифам от 14 августа 2020 года №23/1 «Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу максимальной мощности, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Тульской области на 2020 год и о внесении изменений в постановление комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2019 года № 48/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области»; постановление комитета Тульской области по тарифам от 08 декабря 2020 года №35/1 «Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу максимальной мощности, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Тульской области на 2020 год».

6. Тарифы и иные показатели, установленные в пунктах 1-3 настоящего постановления, вступают в силу с 1 января 2021 года и действуют по 31 декабря каждого года долгосрочного периода регулирования соответственно с учетом календарной разбивки.

7. Постановление вступает в силу с 1 января 2021 года.

**Председатель комитета  
Тульской области по тарифам**



**Д.А. Васин**

**Стандартизированные тарифные ставки на 2021 год**

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	C <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем для постоянной схемы электроснабжения	27 902,95	рублей за одно присоединение (без НДС)
1.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	8 892,34	
1.2	C <sub>1.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для постоянной схемы электроснабжения	19 010,61	
2	C <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым	27 902,95	рублей за одно присоединение (без НДС)

		организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем для временной схемы электроснабжения			
2.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы электроснабжения	8 892,34		
2.2	C <sub>1.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для временной схемы электроснабжения	19 010,61		
Для территорий городских населенных пунктов					
3	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.2.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	973 674,75	рублей/км (без НДС)	
4	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.1.4.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	1 075 669,62		
5	C <sub>город, 1–20 кВ</sub> 2.3.1.4.1		2 686 827,82		
6	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.1.4.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 432 423,06		
7	C <sub>город, 1–20 кВ</sub> 2.3.1.4.2		2 131 495,05		
8	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	1 273 765,33		рублей/км (без НДС)
9	C <sub>город, 1–20 кВ</sub> 3.1.2.1.1		1 228 447,56		
10	C <sub>город, 0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.2		кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 313 626,09	

11	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	1 349 063,47
12	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.1.3		1 563 410,43
13	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	1 651 390,69
14	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	1 385 872,69
15	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.2.1		1 723 679,68
16	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	2 070 108,25
17	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.2.2		1 902 107,51
18	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 242 512,07
19	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.2.3		2 411 098,46
20	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	2 455 337,01
21	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.2.4		3 032 175,16
22	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.6.2.1.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	4 598 657,97
23	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.6.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	4 730 980,00



24	С <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.6.2.1.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляция сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	5 532 658,57	
25	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.6.2.2.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	5 098 935,58	
26	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	5 971 402,07	
27	С <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.6.2.2.4	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	6 659 799,86	
28	С <sub>город,6(10)/0,4 кВ</sub> 5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	15 507,09	рублей/кВт (без НДС)
29	С <sub>город,6(10)/0,4 кВ</sub> 5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	12 831,07	
30	С <sub>город,6(10)/0,4 кВ</sub> 5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	6 151,08	
31	С <sub>город,6(10)/0,4 кВ</sub> 5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	4 551,65	
32	С <sub>город,6(10)/0,4 кВ</sub> 5.1.5	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	4 745,49	

33	С <sub>5.2.3</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	17 796,52	
34	С <sub>5.2.4</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	12 162,56	
35	С <sub>5.2.5</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	6 031,38	
36	С <sub>8.1.1</sub> город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	18 005,63	рублей за точку учета (без НДС)
37	С <sub>8.2.1</sub> город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	26 529,31	
38	С <sub>8.2.1</sub> город,1–20 кВ		386 317,64	
39	С <sub>8.2.2</sub> город,0,4 кВ и ниже с ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	37 623,50	
40	С <sub>8.2.3</sub> город,1–20 кВ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	189 720,41	
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам				
41	С <sub>2.3.1.4.1</sub> не город,0,4 кВ и ниже	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	1 653 031,65	рублей/км (без НДС)
42	С <sub>2.3.1.4.1</sub> не город,1–20 кВ		2 618 269,45	
43	С <sub>2.3.1.4.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 742 425,91	
44	С <sub>2.3.1.4.2</sub> не город,1–20 кВ		2 127 463,61	
45	С <sub>3.1.2.1.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	980 967,73	
46	С <sub>3.1.2.2.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже		2 394 141,74	
47	С <sub>3.1.2.2.2</sub> не город,1–20 кВ		2 758 810,19	

48	С <sub>3.1.2.2.3</sub> не город,1–20 кВ	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 382 735,72	
49	С <sub>3.6.2.1.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	5 268 286,31	
50	С <sub>3.6.2.2.3</sub> не город,1–20 кВ	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	11 150 847,67	
51	С <sub>4.2.2</sub> не город,1–20 кВ	распределительные пункты номинальным током от 100 до 250 А включительно	15 522 852,17	рублей/шт (без НДС)
52	С <sub>5.1.1</sub> не город,6(10)/0,4 кВ	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	13 576,08	рублей/кВт (без НДС)
53	С <sub>5.1.2</sub> не город,6(10)/0,4 кВ	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	7 596,35	
54	С <sub>5.1.3</sub> не город,6(10)/0,4 кВ	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 478,86	
55	С <sub>5.1.4</sub> не город,6(10)/0,4 кВ	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	2 276,41	
56	С <sub>6.2.4</sub> не город,6(10)/0,4 кВ	Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 250 до 400 кВА включительно	15 003,61	рублей/кВт (без НДС)
57	С <sub>8.1.1</sub> не город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	18 005,63	рублей за точку учета (без НДС)
58	С <sub>8.2.1</sub> не город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	26 529,31	
59	С <sub>8.2.1</sub> не город,1–20 кВ		386 317,64	

60	С <sub>8.2.2</sub> не город, 0,4 кВ и ниже с ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	37 623,50	
61	С <sub>8.2.3</sub> не город, 1–20 кВ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	189 720,41	

**Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее на 2021 год**

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки, рублей/кВт (без НДС)
1	$C_{\max N1}$	ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем для постоянной схемы электроснабжения	1 333,94
1.1	$C_{\max N1.1}$	ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	425,11
1.2	$C_{\max N1.2}$	ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для постоянной схемы электроснабжения	908,83
2	$C_{\max N1}$	ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем для временной схемы электроснабжения	1 333,94
2.1	$C_{\max N1.1}$	ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы	425,11

		электроснабжения	
2.2	$C_{\max N1.2}$	ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для временной схемы электроснабжения	908,83
Для территорий городских населенных пунктов			
3	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N2.3.1.4.1}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	7 664,48
4	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N2.3.1.4.1}$		3 624,01
5	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N2.3.1.4.2}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	12 124,59
6	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N2.3.1.4.2}$		9 547,00
7	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.1}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	4 880,41
8	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.1.1}$		542,08
9	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.2}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	2 406,67
10	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.3}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	1 421,96
11	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.1.3}$		7 246,32
12	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.4}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	3 029,61
13	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.1}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	2 309,79
14	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.1}$		3 636,87
15	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.2}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	3 257,10
16	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.2}$		3 875,69
17	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.3}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 139,85
18	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.3}$		13 000,59
19	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.4}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией	2 466,30

20	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.1.2.2.4	сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	7 693,68
21	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.6.2.1.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	14 726,65
22	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.6.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	7 271,90
23	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.6.2.1.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	3 178,72
24	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.6.2.2.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	6 772,02
25	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 252,40
26	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.6.2.2.3		21 652,35
27	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.6.2.2.4	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	4 880,41
28	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	15 507,09
29	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	12 831,07
30	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	6 151,08
31	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	4 551,65
32	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.1.5	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	4 745,49
33	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.2.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП)	17 796,52

		мощностью от 100 до 250 кВА включительно	
34	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.2.4	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	12 162,56
35	С <sub>город</sub> , 6(10)/0,4 кВ таx N5.2.5	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	6 031,38
36	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже без ТТ таx N8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	13 002,31
37	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже без ТТ таx N8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	2 196,38
38	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N8.2.1		2 630,38
39	С <sub>город</sub> , 0,4 кВ и ниже с ТТ таx N8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	643,31
40	С <sub>город</sub> , 1 - 20 кВ таx N8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	798,82
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам			
41	С <sub>не город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N2.3.1.4.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	10 746,28
42	С <sub>не город</sub> , 1 - 20 кВ таx N2.3.1.4.1		2 582,55
43	С <sub>не город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N2.3.1.4.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	50 595,37
44	С <sub>не город</sub> , 1 - 20 кВ таx N2.3.1.4.2		24 573,56
45	С <sub>не город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.1.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	3 457,04
46	С <sub>не город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.1.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	16 120,55
47	С <sub>не город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.1.2.2.2		6 918,49
48	С <sub>не город</sub> , 1 - 20 кВ таx N3.1.2.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	9 942,79
49	С <sub>не город</sub> , 0,4 кВ и ниже таx N3.6.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм	3 397,72



		включительно	
50	С <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> тах N3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	820,28
51	С <sub>не город, 6(10)/0,4 кВ</sub> тах N5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	13 576,08
52	С <sub>не город, 6(10)/0,4 кВ</sub> тах N5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	7 596,35
53	С <sub>не город, 6(10)/0,4 кВ</sub> тах N5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 478,86
54	С <sub>не город, 6(10)/0,4 кВ</sub> тах N5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	2 276,41
55	С <sub>не город, 6(10)/0,4 кВ</sub> тах N6.2.4	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 250 до 400 кВА включительно	15 003,61
56	С <sub>не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ</sub> тах N8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	13 002,31
57	С <sub>не город, 0,4 кВ и ниже без ТТ</sub> тах N8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	2 196,38
58	С <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> тах N8.2.1		2 630,38
59	С <sub>не город, 0,4 кВ и ниже с ТТ</sub> тах N8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	643,31
60	С <sub>не город, 1 - 20 кВ</sub> тах N8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	798,82

### Формула платы за технологическое присоединение

1. Согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили»:

$$\begin{aligned} \text{Птп} &= C_1 + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \\ C_1 &= C_{1.1} + C_{1.2} \text{ (руб.)} \end{aligned}$$

2. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных линий:

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

3. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке кабельных линий:

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

4. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и кабельных линий:

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

5. Согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

6. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» согласно пп. 4, 5, а также мероприятия «последней мили» по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

7. Если 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).

$$\text{Птп} = C_1 + 0,5 * (\sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t}) + 0,5 * (\sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t}) \times k$$

где:

Птп - плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, руб.;

C<sub>1</sub> - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на технологическое присоединение энергопринимающих устройств

потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, (руб. за одно присоединение);

$C_{1,1}$  - подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ);

$C_{1,2}$  - проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий;

$C_{2,i,t}$ ,  $C_{3,i,t}$  - стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных ( $C_2$ ) и (или) кабельных ( $C_3$ ) линий электропередачи на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ) в расчете на 1 км линий, (руб./км);

$L_{2,i,t}$ ,  $L_{3,i,t}$  - протяженность трассы воздушных ( $L_2$ ) и (или) кабельных линий ( $L_3$ ) с уровнем напряжения  $i$  в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, (км.);

$C_{4,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на  $i$ -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./шт.);

$Q_{4,i,t}$  - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на  $i$ -том уровне напряжения, 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.);

$C_{5,i,t}$  - 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 в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./кВт);

$C_{6,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./кВт);

$C_{7,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./кВт);

$C_{8,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (рублей за точку учета);

$q_{i,t}$  - количество точек коммерческого учета электрической энергии на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ );

$N_i$  - объем максимальной мощности, указанный Заявителем в заявке на технологическое присоединение на  $i$ -том уровне напряжения, (кВт);

$k$  - 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).

8. Лицо, которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям, вправе самостоятельно выбрать вид ставки платы за технологическое присоединение при условии, что расстояние от границ участка Заявителя

до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого Заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет менее 10 км, и максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет менее 670 кВт. Выбор ставки платы осуществляется Заявителем на стадии заключения договора об осуществлении технологического присоединения.

В случае, если Заявитель не выбрал вид ставки, сетевая организация вправе самостоятельно выбрать ставку и произвести расчет размера платы за технологическое присоединение.

В случае, если в соответствии с абзацем первым настоящего пункта Заявителем не может быть выбран вид ставки платы за технологическое присоединение, расчет размера платы за технологическое присоединение осуществляется с применением стандартизированных тарифных ставок. 9. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере 550 рублей при присоединении заявителя, владеющего объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

В границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, с платой за технологическое присоединение в размере, не превышающем 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет со дня подачи Заявителем заявки на технологическое присоединение до дня подачи следующей заявки.

Данное положение не применяется в следующих случаях:

- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;
- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В отношении некоммерческих объединений (гаражно-строительных, гаражных кооперативов) размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать 550 рублей, умноженных на количество членов этих объединений, при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении садоводческих или огороднических некоммерческих товариществ размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать 550 рублей, умноженных на количество земельных участков, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, при условии

присоединения на каждом земельном участке, расположенном в границах территории садоводства или огородничества, не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных садоводческих или огороднических некоммерческих товариществ на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении граждан, объединивших свои гаражи и хозяйственные постройки (погреб, сарай), размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций составляет 550 рублей при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Приложение № 7  
к постановлению комитета  
Тульской области по тарифам  
от 24 декабря 2020 года № 38/6

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Гулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020 – 2024 гг.

№ п/п	Наименование сетевых организаций *	1 полугодие				2 полугодие			
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф		
		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на 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	4	5	6	7	8	9		
1.	ООО «ПромТехноПарк»	104 996,87	167,70	0,33007	104 996,43	177,57	0,33994		
2.	ООО «Энерго Холдинг»**	1 148 826,75	718,84	3,56091	1 148 826,75	761,19	3,41073		

\*) В данном столбце указан перечень сетевых организаций (i), осуществляющих взаиморасчеты с сетевой организацией (i) – филиалом «Гулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

\*\*\*) Тарифы для организаций, работающих на упрощенной системе налогообложения.