



ДЕПАРТАМЕНТ ЦЕН И ТАРИФОВ ТАМБОВСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

01.12.2025

№ 41-7

г. Тамбов

Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2026 год

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Правилами 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФАС России от 30.06.2022 № 490/22, Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, на основании Положения о департаменте цен и тарифов Тамбовской области, утвержденного постановлением Главы Тамбовской области от 13.12.2022 № 57 и решения правления департамента цен и тарифов Тамбовской области (протокол от 01.12.2025 № 40), **п р и к а з ы в а ю :**

1. Установить на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 единые стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области согласно приложению № 1.

2. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области с 01.01.2026 по 31.12.2026 рассчитывается по формулам согласно приложению № 2.

3. Установить на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 льготные ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области применяемых для случаев, предусмотренных пунктом 3.1 в размере 6 630,79 рублей (с НДС) за 1 кВт, предусмотренных пунктом 3.2 – 1 304,42 рублей (с НДС) за 1 кВт.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется следующим образом.

3.1. В случае технологического присоединения объектов, указанных в абзацах четвертом и пятом настоящего подпункта и отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети 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, плата за технологическое присоединение определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизированных тарифных ставок, согласно приложению № 1;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий для соответствующих случаев технологического присоединения, которая устанавливается с 01.01.2026 в размере 6 630,79 рублей (с НДС) за 1 кВт. В случае, если стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная в соответствии с настоящим абзацем, составляет менее платы за технологическое присоединение, рассчитанной в порядке, предусмотренном абзацами вторым - пятым пункта 17(4) Правил технологического присоединения, то плата за технологическое присоединение рассчитывается в соответствии с абзацами вторым - пятым пункта 17(4) Правил технологического присоединения.

Плата за технологическое присоединение объектов микрогенерации заявителей - физических лиц, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, определяется в соответствии с первым - третьим абзацами настоящего подпункта.

Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке

присоединения энергопринимающих устройств), определяется в соответствии с первым - третьим абзацами настоящего подпункта.

3.2. Положения подпункта 3.1 не применяются для случаев заключения договора в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств членом малоимущей семьи (одиноким проживающим гражданином), среднедушевой доход которого ниже величины прожиточного минимума, установленного в Тамбовской области, определенным в соответствии с Федеральным законом от 24.10.1997 № 134-ФЗ «О прожиточном минимуме в Российской Федерации», а также лицами, указанными:

в статьях 14-16, 18 и 21 Федерального закона от 12.01.1995 № 5-ФЗ «О ветеранах»;

в статье 17 Федерального закона от 24.11.1995 № 181-ФЗ «О социальной защите инвалидов в Российской Федерации»;

в статье 14 Закона Российской Федерации от 15.05.1991 № 1244-1 «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС»;

в статье 2 Федерального закона от 10.01.2002 № 2-ФЗ «О социальных гарантиях гражданам, подвергшимся радиационному воздействию вследствие ядерных испытаний на Семипалатинском полигоне»;

в части 8 статьи 154 Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием федеральных законов «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» и «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;

в статье 1 Федерального закона от 26.11.1998 № 175-ФЗ «О социальной защите граждан Российской Федерации, подвергшихся воздействию радиации вследствие аварии в 1957 году на производственном объединении «Маяк» и сбросов радиоактивных отходов в реку Теча»;

в пункте 1 и абзаце четвертом пункта 2 постановления Верховного Совета Российской Федерации от 27.12.1991 № 2123-1 «О распространении действия Закона РСФСР «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС» на граждан из подразделений особого риска»;

в Указе Президента Российской Федерации от 23.01.2024 № 63 «О мерах социальной поддержки многодетных семей».

В отношении указанных категорий заявителей в случае представления заявителем документов, оформленных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (уполномоченным исполнительным органом Тамбовской области, уполномоченным им государственным учреждением, уполномоченным органом местного самоуправления), подтверждающих соответствие заявителя категории, установленной абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил, при присоединении энергопринимающих

устройств 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 0,4 кВ и ниже 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, плата за технологическое присоединение объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, и энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизированных тарифных ставок, согласно приложению № 1;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий, которая устанавливается с 01.01.2026 в размере 1 304,42 рублей (с НДС) за 1 кВт для соответствующих случаев технологического присоединения.

3.3. Положения о размере платы за технологическое присоединение, указанные в абзацах первом - двадцать втором и двадцать шестом пункта 17 Правил, не могут быть применены в следующих случаях:

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), принадлежащих лицам, которым права владения и (или) пользования земельным участком (в том числе при его использовании без предоставления на основании разрешения) и (или) объектом капитального строительства (нежилым помещением в объекте капитального строительства) предоставлены на срок не более одного года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов;

при технологическом присоединении в границах территории Тамбовской области энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), соответствующих критериям, указанным в абзацах первом, четвертом, пятом, двадцатом и двадцать шестом пункта 17 Правил, если лицом, обратившимся с заявкой, ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), соответствующих указанным критериям, расположенных (предполагаемых к расположению в соответствии с поданной заявкой) в границах территории того же субъекта Российской Федерации, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств

заявителей, указанных в пункте 12.1 Правил, соответствующих критериям, указанным в абзаце двадцать шестом пункта 17 Правил, если они расположены (будут располагаться) в границах того же земельного участка (или в границах того же сервитута либо территории, используемой на основании разрешения без предоставления земельного участка или установления сервитута), на котором расположены (будут располагаться) энергопринимающие устройства, в отношении которых ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор, предусматривающий установленные абзацем двадцать шестым пункта 17 Правил особенности расчета платы за технологическое присоединение, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года.

3.4. При определении в соответствии с абзацами первым - двадцать вторым пункта 17 Правил размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, осуществляющим ведение садоводства или огородничества на земельных участках, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, или иным правообладателям объектов недвижимости, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, предусмотренное абзацем первым пункта 17 Правил условие в части, касающейся расстояния до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, составляющего не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, применяется исходя из измерения расстояния по прямой линии от границы территории садоводства или огородничества до ближайшего объекта электрической сети сетевой организации, имеющего указанный в заявке класс напряжения.

4. Включить в необходимую валовую выручку на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2026 год объем выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), по 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 уровня напряжения сетевой организации, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности:

акционерного общества «Объединенные региональные электрические сети Тамбова» в размере 3 248,06 тысяч рублей;

акционерного общества «Оборонэнерго» в размере 909,18 тысяч рублей;

акционерного общества «Тамбовская сетевая компания» в размере 6 908,76 тысяч рублей;

открытого акционерного общества «Российские железные дороги» на территории Тамбовской области в размере 1 029,48 тысяч рублей;

публичного акционерного общества «Россети Центр» на территории Тамбовской области в размере 54 213,8 тысяч рублей.

5. Включить в необходимую валовую выручку на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2026 год объем выпадающих доходов от строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств, не учитываемых в составе платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт:

акционерного общества «Объединенные региональные электрические сети Тамбова» в размере 13 720,49 тысяч рублей;

акционерного общества «Тамбовская сетевая компания» в размере 12 640,92 тысяч рублей;

открытого акционерного общества «Российские железные дороги» на территории Тамбовской области в размере 1 403,28 тысяч рублей;

публичного акционерного общества «Россети Центр» на территории Тамбовской области в размере 96 782,82 тысяч рублей.

6. Признать утратившими силу приказы департамента цен и тарифов Тамбовской области с 01.01.2026:

от 26.11.2024 № 41-э «Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2025 год»;

от 21.03.2025 № 6-э «О внесении изменения в приложение № 1 к приказу департамента цен и тарифов Тамбовской области от 26.11.2024 № 41-э «Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2025 год»;

от 14.08.2025 № 18-э «О внесении изменения в приложение № 1 к приказу департамента цен и тарифов Тамбовской области от 26.11.2024 № 41-э «Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2025 год».

7. Опубликовать настоящий приказ на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) и на сайте сетевого издания «Тамбовская жизнь» (www.tamlife.ru).

8. Настоящий приказ вступает в силу по истечении десяти дней после дня его первого официального опубликования.

Директор департамента



С.А. Варкова

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к приказу департамента цен и
тарифов Тамбовской области
от 01.12.2025 № 41-7

Единые стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину
платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств
заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на
территории Тамбовской области на 2026 год

(без НДС)

Номер раздела по перечню ставок согласно МУ	Обозначение	Наименование	Единица измерения	Размер ставки*
1	2	3	4	5
1.	C1 (C1.1+C1.2.1)	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем	рублей за одно присоединение	9 566,54
	C1 (C1.1+C1.2.2)			10 906,57
1.1.	C1.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей за одно присоединение	6 684,88
1.2.1.	C1.2.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	2 881,66

1	2	3	4	5
1.2.2.	C1.2.2	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	4 221,69
2.1.1.4.1.1	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.1.1.4.1.1	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 137 908,79
	C ^{1–20 кВ} 2.1.1.4.1.1			х
	C ^{27,5–60 кВ} 2.1.1.4.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.1.1.4.1.1			х
2.1.1.4.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.1.1.4.2.1	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 255 828,78
	C ^{1–20 кВ} 2.1.1.4.2.1			х
	C ^{27,5–60 кВ} 2.1.1.4.2.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.1.1.4.2.1			х
2.3.1.3.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 738 954,19
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.3.1.1			3 950 390,54
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.3.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.1.1			х
2.3.1.3.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 128 876,37
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.3.2.1			3 617 177,23
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.3.2.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.2.1			х
2.3.1.3.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	2 405 150,87
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.3.2.2			х
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.3.2.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.2.2			х
2.3.1.3.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 102 993,98
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.3.3.1			2 054 973,14
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.3.3.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.3.1			х
2.3.1.3.3.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.3.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	х
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.3.3.2			3 431 383,07
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.3.3.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.3.2			х
2.3.1.4.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 274 979,19
	C ^{1–20 кВ} 2.3.1.4.1.1			1 510 731,62
	C ^{27,5–60 кВ} 2.3.1.4.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.1.1			х

2.3.1.4.2.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 265 982,39
	$C_{1-20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.2.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.2.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 2.3.1.4.2.1			x
2.3.1.4.3.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 965 515,87
	$C_{1-20 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.3.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 2.3.1.4.3.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 2.3.1.4.3.1			x
2.3.2.3.1.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	773 009,38
	$C_{1-20 \text{ кВ}}$ 2.3.2.3.1.1			2 971 999,50
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 2.3.2.3.1.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 2.3.2.3.1.1			x
2.3.2.3.2.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.2.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 662 483,56
	$C_{1-20 \text{ кВ}}$ 2.3.2.3.2.1			2 431 697,07
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 2.3.2.3.2.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 2.3.2.3.2.1			x
2.3.2.4.1.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 2.3.2.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	787 146,66
	$C_{1-20 \text{ кВ}}$ 2.3.2.4.1.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 2.3.2.4.1.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 2.3.2.4.1.1			x
3.1.2.1.1.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 265 202,06
	$C_{1-10 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.1.1			x
	$C_{15-20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.1.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.1.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 3.1.2.1.1.1			x
3.1.2.1.2.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 622 362,41
	$C_{1-10 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.2.1			x
	$C_{15-20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.2.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.2.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 3.1.2.1.2.1			x
3.1.2.1.3.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 685 101,92
	$C_{1-10 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.3.1			3 706 964,37
	$C_{15-20 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.3.1			x
	$C_{27,5-60 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.3.1			x
	$C_{110 \text{ кВ и выше}}$ 3.1.2.1.3.1			x
3.1.2.1.4.1.	$C_{0,4 \text{ кВ и ниже}}$ 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением	рублей/км	2 856 582,08
	$C_{1-10 \text{ кВ}}$ 3.1.2.1.4.1			4 356 779,46

	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.4.1	провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.4.1			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.4.1			х
3.1.2.1.4.2.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	5 474 625,75
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.4.2			х
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.4.2			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.4.2			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.4.2			х
3.1.2.2.1.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.1.1			3 961 786,27
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.1.1			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.1.1			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.1.1			х
3.1.2.2.2.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.2.1			3 066 059,79
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.2.1			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.2.1			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.2.1			х
3.1.2.2.2.2.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.2.2			7 012 981,09
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.2.2			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.2.2			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.2.2			х
3.1.2.2.3.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.3.1			2 875 731,98
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.3.1			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.3.1			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.3.1			х
3.1.2.2.3.2.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.3.2			3 693 675,75
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.3.2			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.3.2			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.3.2			х
3.1.2.2.4.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	х
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.4.1			3 049 405,34
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.4.1			х
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.4.1			х
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.4.1			х

3.1.2.2.4.2.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	x
	C _{1-10 кВ} 3.1.2.2.4.2			6 581 820,93
	C _{15-20 кВ} 3.1.2.2.4.2			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.4.2			x
	C _{110 кВ и выше} 3.1.2.2.4.2			x
3.1.2.2.4.4.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	x
	C _{1-10 кВ} 3.1.2.2.4.4			12 280 333,76
	C _{15-20 кВ} 3.1.2.2.4.4			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.4.4			x
	C _{110 кВ и выше} 3.1.2.2.4.4			x
3.2.1.1.3.3	C _{0,4 кВ и ниже} 3.2.1.1.3.3	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в блоке	рублей/км	x
	C _{1-10 кВ} 3.2.1.1.3.3			x
	C _{15-20 кВ} 3.2.1.1.3.3			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.2.1.1.3.3			x
	C _{110 кВ и выше} 3.2.1.1.3.3			63 118 524,02
3.6.2.1.1.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.1.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	9 113 399,14
	C _{1-10 кВ} 3.6.2.1.1.1			x
	C _{15-20 кВ} 3.6.2.1.1.1			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.1.1			x
	C _{110 кВ и выше} 3.6.2.1.1.1			x
3.6.2.1.2.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	5 489 625,72
	C _{1-10 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	C _{15-20 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	C _{110 кВ и выше} 3.6.2.1.2.1			x
3.6.2.1.3.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	7 467 289,23
	C _{1-10 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	C _{15-20 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	C _{110 кВ и выше} 3.6.2.1.3.1			x
3.6.2.1.4.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	8 350 312,80
	C _{1-10 кВ} 3.6.2.1.4.1			x
	C _{15-20 кВ} 3.6.2.1.4.1			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.4.1			x
	C _{110 кВ и выше} 3.6.2.1.4.1			x
3.6.2.1.4.2.	C _{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250	рублей/км	11 339 596,96
	C _{1-10 кВ} 3.6.2.1.4.2			x
	C _{15-20 кВ} 3.6.2.1.4.2			x
	C _{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.4.2			x

	C _{3.6.2.1.4.2} ^{110 кВ и выше}	квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине		х
3.6.2.2.1.1.	C _{3.6.2.2.1.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.1.1} ^{1-10 кВ}			9 420 078,12
	C _{3.6.2.2.1.1} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.1.1} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.1.1} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.2.1.	C _{3.6.2.2.2.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.2.1} ^{1-10 кВ}			8 963 805,24
	C _{3.6.2.2.2.1} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.2.1} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.2.1} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.2.2.	C _{3.6.2.2.2.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.2.2} ^{1-10 кВ}			10 512 757,93
	C _{3.6.2.2.2.2} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.2.2} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.2.2} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.3.1.	C _{3.6.2.2.3.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	7 028 288,04
	C _{3.6.2.2.3.1} ^{1-10 кВ}			8 029 175,81
	C _{3.6.2.2.3.1} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.3.1} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.3.1} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.3.2.	C _{3.6.2.2.3.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.3.2} ^{1-10 кВ}			11 843 327,12
	C _{3.6.2.2.3.2} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.3.2} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.3.2} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.4.1.	C _{3.6.2.2.4.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.4.1} ^{1-10 кВ}			10 122 626,53
	C _{3.6.2.2.4.1} ^{15-20 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.4.1} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.4.1} ^{110 кВ и выше}			х
3.6.2.2.4.4.	C _{3.6.2.2.4.4} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя трубами в скважине	рублей/км	х
	C _{3.6.2.2.4.4} ^{1-10 кВ}			29 387 025,89
	C _{3.6.2.2.4.4} ^{1-10 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.4.4} ^{27,5-60 кВ}			х
	C _{3.6.2.2.4.4} ^{110 кВ и выше}			х
4.1.1.	C _{4.1.1} ^{0,4 кВ и ниже}	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	х
	C _{4.1.1} ^{1-20 кВ}			2 455 072,84

	$C_{4.1.1}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.1.1}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.1.4.	$C_{4.1.4}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.1.4}^{1-20 \text{ кВ}}$				3 213 230,30
	$C_{4.1.4}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.1.4}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.2.3.	$C_{4.2.3}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.2.3}^{1-20 \text{ кВ}}$				80 277,80
	$C_{4.2.3}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.2.3}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.4.5.3.	$C_{4.4.5.3}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	распределительные пункты (РП), за исключением комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН, КРУН), номинальным током свыше 1000 А с количеством ячеек от 10 до 15 включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.4.5.3}^{1-20 \text{ кВ}}$				16 512 000,59
	$C_{4.4.5.3}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.4.5.3}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.5.1.1.	$C_{4.5.1.1}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.5.1.1}^{1-20 \text{ кВ}}$				657 744,61
	$C_{4.5.1.1}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.5.1.1}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.5.2.1.	$C_{4.5.2.1}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 100 до 250 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.5.2.1}^{1-20 \text{ кВ}}$				556 008,15
	$C_{4.5.2.1}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.5.2.1}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.5.4.1.	$C_{4.5.4.1}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 500 до 1000 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт		х
	$C_{4.5.4.1}^{1-20 \text{ кВ}}$				719 206,47
	$C_{4.5.4.1}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.5.4.1}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
	$C_{4.5.4.4}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
4.5.5.2.	$C_{4.5.5.2}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током свыше 1000 А с количеством ячеек от 5 до 10 включительно			х
	$C_{4.5.5.2}^{1-20 \text{ кВ}}$				9 482 535,04
	$C_{4.5.5.2}^{27,5 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.5.5.2}^{35 \text{ кВ}}$				х
	$C_{4.5.5.2}^{110 \text{ кВ и выше}}$				х
5.1.1.1.	$C_{5.1.1.1}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт		34 901,02
	$C_{5.1.1.1}^{10/0,4 \text{ кВ}}$				49 058,31
	$C_{5.1.1.1}^{20/0,4 \text{ кВ}}$				х
	$C_{5.1.1.1}^{6/10/(10/6) \text{ кВ}}$				х
	$C_{5.1.1.1}^{10/20/(20/10) \text{ кВ}}$				х
	$C_{5.1.1.1}^{6/20/(20/6) \text{ кВ}}$				х

5.1.1.2.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.1.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	36 766,94
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.1.2}			x
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.1.2}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.1.2}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.1.2}			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} _{5.1.1.2}			x
5.1.2.1.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.2.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	16 018,34
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.2.1}			20 599,45
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.2.1}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.2.1}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.2.1}			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} _{5.1.2.1}			x
5.1.2.2.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.2.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	22 986,10
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.2.2}			19 285,25
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.2.2}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.2.2}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.2.2}			x
5.1.2.3.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.2.3}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	12 251,33
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.2.3}			23 231,74
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.2.3}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.2.3}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.2.3}			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} _{5.1.2.3}			x
5.1.3.1.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.3.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	x
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.3.1}			4 448,07
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.3.1}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.3.1}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.3.1}			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} _{5.1.3.1}			x
5.1.3.2.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.3.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	10 134,88
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.3.2}			9 320,04
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.3.2}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.3.2}			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} _{5.1.3.2}			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} _{5.1.3.2}			x
5.1.4.2.	C ^{6/0,4 кВ} _{5.1.4.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 765,26
	C ^{10/0,4 кВ} _{5.1.4.2}			6 934,04
	C ^{20/0,4 кВ} _{5.1.4.2}			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} _{5.1.4.2}			x

	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.1.4.2			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.1.4.2			х
5.1.5.2.	С ^{6/0,4 кВ} 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 412,11
	С ^{10/0,4 кВ} 5.1.5.2			4 811,10
	С ^{20/0,4 кВ} 5.1.5.2			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.1.5.2			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.1.5.2			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.1.5.2			х
5.1.6.2.	С ^{6/0,4 кВ} 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	х
	С ^{10/0,4 кВ} 5.1.6.2			3 268,21
	С ^{20/0,4 кВ} 5.1.6.2			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.1.6.2			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.1.6.2			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.1.6.2			х
5.2.3.2.	С ^{6/0,4 кВ} 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	11 428,23
	С ^{10/0,4 кВ} 5.2.3.2			х
	С ^{20/0,4 кВ} 5.2.3.2			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.2.3.2			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.2.3.2			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.2.3.2			х
5.2.3.3.	С ^{6/0,4 кВ} 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	21 932,51
	С ^{10/0,4 кВ} 5.2.3.3			х
	С ^{20/0,4 кВ} 5.2.3.3			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.2.3.3			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.2.3.3			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.2.3.3			х
5.2.4.2.	С ^{6/0,4 кВ} 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	7 193,95
	С ^{10/0,4 кВ} 5.2.4.2			7 236,91
	С ^{20/0,4 кВ} 5.2.4.2			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.2.4.2			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.2.4.2			х
	С ^{6/20/(20/6) кВ} 5.2.4.2			х
5.2.5.2.	С ^{6/0,4 кВ} 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	5 069,48
	С ^{10/0,4 кВ} 5.2.5.2			х
	С ^{10/0,4 кВ} 5.2.5.2			х
	С ^{27,5/0,4 кВ} 5.2.5.2			х
	С ^{6/10/(10/6) кВ} 5.2.5.2			х
	С ^{10/20/(20/10) кВ} 5.2.5.2			х

	C _{6/20/(20/6) кВ} 5.2.5.2			x
5.2.6.2.	C _{6/0,4 кВ} 5.2.6.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	x
	C _{10/0,4 кВ} 5.2.6.2			3 626,58
	C _{20/0,4 кВ} 5.2.6.2			x
	C _{6/10/(10/6) кВ} 5.2.6.2			x
	C _{10/20/(20/10) кВ} 5.2.6.2			x
	C _{6/20/(20/6) кВ} 5.2.6.2			x
5.2.6.3.	C _{6/0,4 кВ} 5.2.6.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	13 078,04
	C _{10/0,4 кВ} 5.2.6.3			x
	C _{20/0,4 кВ} 5.2.6.3			x
	C _{6/10/(10/6) кВ} 5.2.6.3			x
	C _{10/20/(20/10) кВ} 5.2.6.3			x
	C _{6/20/(20/6) кВ} 5.2.6.3			x
7.2.4.1.	C _{35/6(10) кВ} 7.2.4.1	двухтрансформаторные и более подстанции мощностью от 16 МВА до 25 МВА включительно открытого типа		x
	C _{35/0,4 кВ} 7.2.4.1			x
	C _{110/35 кВ} 7.2.4.1			x
	C _{110/6(10) кВ} 7.2.4.1			13 682,89
	C _{110/35/6(10) кВ} 7.2.4.1			x
8.1.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	24 642,25
	C _{1-20 кВ} 8.1.1			x
8.2.1.	C _{0,4 кВ и ниже} 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	37 154,67
	C _{1-20 кВ} 8.2.1			488 395,40
8.2.2.	C _{0,4 кВ и ниже} 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей за точку учета	54 848,18
	C _{1-20 кВ} 8.2.2			x
	C _{35 кВ} 8.2.2			x
	C _{110 кВ и выше} 8.2.2			x
8.2.3.	C _{1-10 кВ} 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	497 906,64
	C _{20 кВ} 8.2.3			x
	C _{35 кВ} 8.2.3			x
	C _{110 кВ и выше} 8.2.3			x

<*> Стандартизированные тарифные ставки C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8 установлены в ценах периода регулирования.

Примечания:

Стандартизированные тарифные ставки C5 на строительство двухтрансформаторных и более подстанций рассчитаны с учетом их исполнения для потребителей 3 категории надежности.

Стандартизированные тарифные ставки C2, C3, C4, C5, C6, C7 для льготной категории заявителей «до 150 кВт» равны 0.

Заместитель директора департамента
цен и тарифов Тамбовской области



Е.В. Трофимова

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к приказу департамента цен и
тарифов Тамбовской области
от 01.12.2025 № 41-7

Формулы платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2026 год на территории Тамбовской области

1. В случае заключения договора технологического присоединения энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих 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 0,4 кВ и ниже 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, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, лицами, указанными в абзацах одиннадцатом - девятнадцатом пункта 17 Правил технологического присоединения, плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации ($P(\text{соц})$) определяется исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в соответствии с формулой (1):

$$P(\text{соц}) = \min\{P_{\text{станд.ст}}; P_{\text{соц}} * N\}, (1)$$

В случае технологического присоединения объектов микрогенерации Заявителей - физических лиц, в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, за исключением случаев, предусмотренных абзацем

первым настоящего пункта, плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации ($P(\text{несоц})$) определяется исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в соответствии с формулой (2):

$$P(\text{несоц}) = \min\{P_{\text{станд.ст}}; P_{\text{несоц}} * N\}, (2)$$

В случае подачи заявки Заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях технологического присоединения объектов микрогенерации, а также одновременного технологического присоединения объектов микрогенерации и энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), присоединяемых по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности, плата за технологическое присоединение указанных объектов микрогенерации и (или) энергопринимающих устройств (РЭПУ до 150+мкВт) определяется по формуле (3):

$$\text{РЭПУ до 150+мкВт} = \min\{P_{\text{станд.ст}}; P_{\text{несоц}} * N\} + \text{РЭПУ до 150}, (3)$$

Для заявителя, указанного в пункте 12.1 Правил технологического присоединения, осуществляющего технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (до 150 кВт) по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности плата за технологическое присоединение ($P_{\text{до150кВт}}$) определяется по формуле (4):

$$P_{\text{до150кВт}} = C1 + C8i * ni, \text{ руб.}, (4)$$

2. Для заявителей, не соответствующих критериям подключения, указанным в пункте 1 приложения:

Если отсутствует необходимость реализации мероприятий, предусмотренных подпунктом "б" пункта 16 Методических указаний, то плата за технологическое присоединение (P) определяется по формуле (5):

$$P = C1 + C8i * ni, \text{ руб.}, (5)$$

Если технические условия технологического присоединения

предусматривают мероприятия, предусмотренные подпунктом "б" пункта 16 Методических указаний, то:

плата за технологическое присоединение (Р) для объектов заявителей, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), определяется по формуле (6) с учетом особенностей пунктов 32, 33 Методических указаний:

$$P = C1 + \sum (C2i * Li) + \sum (C3i * Li) + \sum (C4i * pi) + \sum (C5i * Ni) + \sum (C6i * Ni) + \sum (C7i * Ni) + \sum (C8i * ni), \text{ руб.}; \quad (6)$$

(

плата за технологическое присоединение (Робщ) для заявителя при технологическом присоединении, запрашивающего вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения), определяется по формуле (7):

$$Р_{общ} = Р_0 + (Р_{ист1} + Р_{ист2}), \text{ руб.}, \quad (7)$$

где:

Рсоц – ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности (1 304,42 рубля с НДС);

Рнесоц – ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности (6 630,79 рубля с НДС);

Рстанд.ст – плата за технологическое присоединение, рассчитанная по стандартизированным тарифным ставкам;

Р₀ – расходы на технологическое присоединение, связанные с проведением мероприятий, указанных в пункте 16 Методических указаний, за исключением указанных в подпункте «б» пункта 16 (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 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 Методических указаний (руб.);

С1 – 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);

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);

Li - протяженность воздушных (кабельных) линий на i-м уровне напряжения, (км);

Ni - объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение (кВт);

pi - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i-м уровне напряжения (шт.);

ni - количество средств коммерческого учета электрической энергии (мощности).

Заместитель директора департамента
цен и тарифов Тамбовской области



Е.В. Трофимова