



ПРАВИТЕЛЬСТВО АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

АГЕНТСТВО ПО ТАРИФАМ И ЦЕНАМ
АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

ПО С Т А Н О В Л Е Н И Е

от 22 ноября 2022 г. № 91-э/53

г. Архангельск

Об установлении льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Архангельской области

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2022 года № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» и Положением об агентстве по тарифам и ценам Архангельской области, утвержденным постановлением Правительства Архангельской области от 18 декабря 2009 года № 214-пп, агентство по тарифам и ценам Архангельской области **п о с т а н о в л я е т**:

1. Установить на период с 1 января 2023 года по 31 декабря 2023 года для определения величины платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Архангельской области:

- 1) льготные ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности согласно приложению № 1;
- 2) стандартизированные тарифные ставки согласно приложению № 2;
- 3) формулы платы за технологическое присоединение согласно приложению № 3.

2. Стандартизированные тарифные ставки на 2023 год, установленные в подпункте 2 пункта 1 настоящего постановления, ввести в действие с 1 декабря 2022 года.

3. Определить расходы территориальных сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение, подлежащие учету в тарифах на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, согласно приложению № 4.

4. Стандартизированные тарифные ставки, установленные в постановлении агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1 «Об установлении стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Архангельской области», не подлежат применению с 1 декабря 2022 года.

5. Признать утратившими силу с 1 января 2023 года:

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1 «Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Архангельской области»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 28 февраля 2022 года № 15-э/2 «О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 28 марта 2022 года № 22-э/1 «О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 26 мая 2022 года № 37-э/1 «О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 9 июня 2022 года № 42-э/1 «О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 1 июля 2022 года № 49-э/1 «Об установлении льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Архангельской области и о внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1 и признании утратившими силу некоторых постановлений агентства по тарифам и ценам Архангельской области»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 28 июля 2022 года № 56-э/1 «О внесении изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 18 августа 2022 года № 62-э/1 «О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 8 сентября 2022 года № 66-э/1 «О внесении изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 21 октября 2022 года № 79-э/1 «О внесении изменений в некоторые постановления агентства по тарифам и ценам Архангельской области»;

постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2022 года № 87-э/1 «О внесении изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 11 ноября 2021 года № 66-э/1»;

пункт 6 изменений, которые вносятся в некоторые постановления агентства по тарифам и ценам Архангельской области, утвержденных постановлением агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 23 декабря 2021 года № 84-э/24.

Руководитель агентства



Е.А. Попова

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к постановлению агентства

по тарифам и ценам

Архангельской области

от 22 ноября 2022 г. № 91-э/53

**Л Ь Г О Т Н Ы Е С Т А В К И
за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности**

Обозначение ставки	Наименование ставки	Единица измерения	Ставка
1	2	3	4
$p_{\text{соц}}$	<p>льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при 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), 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 заявителя класса напряжения территориальной 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 при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, при заключении договора:</p> <p>1) членом малоимущей семьи (одиноко проживающим гражданином), среднедушевой доход которой (доход которого) ниже величины прожиточного минимума, установленного в Архангельской области, определенного в соответствии Федеральным законом от 24 октября 1997 года № 134-ФЗ «О прожиточном минимуме в Российской Федерации»;</p>	руб./кВт	1 064,10

1	2	3	4
	<p>2) лицами, указанными:</p> <p>а) в статьях 14 – 16, 18 и 21 Федерального закона от 12 января 1995 года № 5-ФЗ «О ветеранах»;</p> <p>б) в статье 17 Федерального закона от 24 ноября 1995 года № 181-ФЗ «О социальной защите инвалидов в Российской Федерации»;</p> <p>в) в статье 14 Закона Российской Федерации от 15 мая 1991 года № 1244-1 «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС»;</p> <p>г) в статье 2 Федерального закона от 10 января 2002 года № 2-ФЗ «О социальных гарантиях гражданам, подвергшимся радиационному воздействию вследствие ядерных испытаний на Семипалатинском полигоне»;</p> <p>д) в части 8 статьи 154 Федерального закона от 22 августа 2004 года № 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»;</p> <p>е) в статье 1 Федерального закона от 26 ноября 1998 года № 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»;</p> <p>ж) в пункте 1 и абзаце четвертом пункта 2 постановления Верховного Совета Российской Федерации от 27 декабря 1991 года № 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»;</p> <p>з) в Указе Президента Российской Федерации от 5 мая 1992 года № 431 «О мерах по социальной поддержке многодетных семей»</p>		

1	2	3	4
<p>Р_{несоц}</p>	<p>льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности:</p> <p>при 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), а также 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 при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителя 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;</p>	<p>руб./кВт</p>	<p>6 000,00</p>
	<p>при технологическом присоединении объектов микрогенерации заявителей – юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, присоединяемых по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к объектам электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от объектов микрогенерации до существующих объектов электросетевого хозяйства территориальных сетевых организаций составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) если территориальная сетевая организация является плательщиком налога на добавленную стоимость (ставка указана без учета налога на добавленную стоимость) 2) если территориальная сетевая организация не является плательщиком налога на добавленную стоимость 		<p>5 000,00</p> <p>6 000,00</p>

П р и м е ч а н и е. Ставки применяются в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

к постановлению агентства

по тарифам и ценам

Архангельской области

от 22 ноября 2022 г. № 91-э/53

СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ

Обозначение ставки	Наименование ставки	Единица измерения	Ставка
1	2	3	4
C ₁	<p>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:</p> <p>для заявителей, указанных в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным приказом Федеральной антимонопольной службы от 30 июня 2022 года № 490/22 (далее – Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям)</p> <p>для заявителей, указанных в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям</p>	руб. за одно присоединение	13 358
C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	руб. за одно присоединение	21 163
C _{1.2.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	руб. за одно присоединение	6 254
			7 104

1	2	3	4
С _{1.2.2}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	руб. за одно присоединение	14 909
С _{2.1.1.3.1.1}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 841 259
С _{2.1.1.3.1.1}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 441 882
С _{2.1.1.3.2.1}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 787 610
С _{2.1.1.4.1.1}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 154 301
С _{2.1.1.4.2.1}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 274 521
С _{2.1.1.4.2.2}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	руб./км	1 513 123
С _{2.1.2.3.1.1}	воздушные линии на деревянных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	606 557
С _{2.1.2.3.2.1}	воздушные линии на деревянных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 891 343
С _{2.1.2.4.1.1}	воздушные линии на деревянных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	903 585
С _{2.1.2.4.2.1}	воздушные линии на деревянных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	848 908
С _{2.3.1.3.1.1}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	2 141 492
С _{2.3.1.3.1.1}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	руб./км	3 371 493
С _{2.3.1.3.1.2}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	руб./км	1 697 689

1	2	3	4
С _{2.3.1.3.2.1} С _{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 875 822
С _{2.3.1.3.2.1} С _{1-20 кВ}			1 212 972
С _{2.3.1.4.1.1} С _{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	2 574 681
С _{2.3.1.4.1.1} С _{1-20 кВ}			3 425 579
С _{2.3.1.4.1.2} С _{1-20 кВ}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	руб./км	2 005 219
С _{2.3.1.4.2.1} С _{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 519 879
С _{2.3.1.4.2.1} С _{1-20 кВ}			2 516 399
С _{2.3.1.4.3.1} С _{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	1 694 909
С _{2.3.2.3.1.1} С _{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	841 766
С _{2.3.2.3.1.1} С _{1-20 кВ}			3 786 692
С _{2.3.2.3.2.1} С _{1-20 кВ}	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	руб./км	2 969 349
С _{3.1.1.1.1.1} С _{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях одножилные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	448 281
С _{3.1.1.1.2.1} С _{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях одножилные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	1 489 219
С _{3.1.1.1.3.3} С _{27,5-60 кВ}	кабельные линии в траншеях многожилные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	руб./км	3 185 977
С _{3.1.2.1.1.1} С _{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях многожилные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	3 332 427

1	2	3	4
С _{3.1.2.1.1.2} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	руб./км	8 149 320
С _{3.1.2.1.1.2} С _{3.1.2.1.1.2} 1-10 кВ			1 768 366
С _{3.1.2.1.2.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	1 948 964
С _{3.1.2.1.2.1} С _{3.1.2.1.2.1} 1-10 кВ			3 467 943
С _{3.1.2.1.2.2} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	руб./км	4 853 732
С _{3.1.2.1.2.2} С _{3.1.2.1.2.2} 1-10 кВ			7 020 583
С _{3.1.2.1.3.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	2 775 555
С _{3.1.2.1.3.1} С _{3.1.2.1.3.1} 1-10 кВ			3 180 638
С _{3.1.2.1.3.2} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	руб./км	5 481 319
С _{3.1.2.1.3.2} С _{3.1.2.1.3.2} 1-10 кВ			4 396 182
С _{3.1.2.1.4.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	4 498 300
С _{3.1.2.1.4.2} 0,4 кВ и ниже			6 668 231
С _{3.1.2.1.4.2} С _{3.1.2.1.4.2} 1-10 кВ	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	руб./км	12 364 576
С _{3.1.2.2.1.1} С _{3.1.2.2.1.1} 1-10 кВ			2 816 316
С _{3.1.2.2.2.1} С _{3.1.2.2.2.1} 1-10 кВ	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	руб./км	2 006 481
	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		

1	2	3	4
С _{1-10 кВ} С _{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	руб./км	6 062 377
С _{1-10 кВ} С _{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	руб./км	3 472 887
С _{1-10 кВ} С _{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	руб./км	8 473 066
С _{0,4 кВ и ниже} С _{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	руб./км	7 843 249
С _{0,4 кВ и ниже} С _{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	руб./км	10 939 011
С _{1-10 кВ} С _{3.6.2.1.1.1}			17 828 817
С _{0,4 кВ и ниже} С _{3.6.2.1.1.2}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	руб./км	9 982 283
С _{0,4 кВ и ниже} С _{3.6.2.1.2.1}			12 024 279
С _{1-10 кВ} С _{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	руб./км	10 313 997
С _{0,4 кВ и ниже} С _{3.6.2.1.2.2}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	руб./км	28 720 566
С _{1-10 кВ} С _{3.6.2.1.2.2}			20 559 169
С _{0,4 кВ и ниже} С _{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	руб./км	15 201 220
С _{0,4 кВ и ниже} С _{3.6.2.1.3.2}			15 841 485
С _{1-10 кВ} С _{3.6.2.1.3.2}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	руб./км	3 406 688

1	2	3	4
С _{0,4} кВ и ниже С _{3.6.2.1.3.4}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя трубами в скважине	руб./км	22 450 141
С _{0,4} кВ и ниже С _{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 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	руб./км	18 581 138
С ₁₋₁₀ кВ С _{3.6.2.2.2.2}	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	руб./км	13 456 556
С ₁₋₁₀ кВ С _{3.6.2.2.3.1}	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	руб./км	8 090 038
С ₁₋₂₀ кВ С _{4.1.2}	реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно	руб./шт.	564 755
С _{0,4} кВ и ниже С _{4.2.1}	линейные разъединители номинальным током до 100 А включительно	руб./шт.	13 568
С _{0,4} кВ и ниже С _{4.2.2}	линейные разъединители номинальным током от 100 до 250 А включительно	руб./шт.	28 442
С ₁₋₂₀ кВ С _{4.2.2}	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	руб./шт.	197 746
С _{0,4} кВ и ниже С _{4.2.3}	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	руб./шт.	31 466
С ₁₋₂₀ кВ С _{4.5.3.1}	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 250 до 500 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	руб./шт.	463 870
С _{10/0,4} кВ С _{5.1.1.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	руб./кВт	30 181
С _{6/0,4} кВ С _{5.1.2.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	руб./кВт	34 647
С _{10/0,4} кВ С _{5.1.2.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	руб./кВт	14 291

1	2	3	4
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.2.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	21 619
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.2.2}			19 762
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.3.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	руб./кВт	1 728
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.3.1}			6 156
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.3.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	9 145
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.3.2}			4 616
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.4.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно столбового/мачтового типа	руб./кВт	4 378
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.4.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	5 002
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.4.2}			2 669
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.5.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	2 888
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.5.2}			1 805
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.5.3}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	руб./кВт	2 119
С ^{6/0,4} кВ С _{5.1.6.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	7 780
С ^{10/0,4} кВ С _{5.1.6.2}			1 822
С ^{6/0,4} кВ С _{5.2.3.2}	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	17 848
С ^{10/0,4} кВ С _{5.2.3.2}			14 416

1	2	3	4
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	руб./кВт	20 799
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	руб./кВт	7 319
С _{10/0,4} кВ 5.2.4.2			7 133
С _{10/0,4} кВ 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	9 337
С _{10/0,4} кВ 5.2.6.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	6 329
С _{10/0,4} кВ 5.2.6.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно блочного типа	руб./кВт	12 892
С _{10/0,4} кВ 5.2.7.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	7 803
С _{10/0,4} кВ 5.2.8.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	6 188
С _{10/0,4} кВ 5.2.8.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно блочного типа	руб./кВт	8 365
С _{10/0,4} кВ 5.2.9.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1600 до 2000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	руб./кВт	4 556
С _{10/0,4} кВ 5.2.9.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1600 до 2000 кВА включительно блочного типа	руб./кВт	7 947
С _{6(10)/0,4} кВ 6.2.5.2	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 400 до 630 кВА включительно закрытого типа	руб./кВт	22 159
С _{35/6(10)} кВ 7.2.2.1	двухтрансформаторные и более подстанции мощностью от 6,3 до 10 МВА включительно открытого типа	руб./кВт	7 086
С _{0,4} кВ и ниже 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	руб. за точку учета	23 716
С _{0,4} кВ и ниже 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	руб. за точку учета	29 231
С ₁₋₂₀ кВ 8.2.1			410 581

		2			
1				3	4
$C_{8.2.2}$ 0,4 кВ и ниже	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения			руб. за точку учета	18 474
$C_{8.2.3}$ 1-20 кВ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения			руб. за точку учета	325 637

П р и м е ч а н и я:

1. Ставки установлены без учета налога на добавленную стоимость.
2. Для заявителей, указанных в пункте 12(1) 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, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861, присоединяемых по третьей категории надежности (по одному источнику энергоснабжения) к объектам электросетевого хозяйства территориальной 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, ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики (далее – мероприятия «последней мили») равны нулю.
3. Для заявителей, максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств которых составляет не более чем 150 кВт (в том числе при одновременном присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт и объекта микрогенерации), за исключением заявителей, указанных в пункте 2 настоящих примечаний, ставки на покрытие расходов сетевой организации на реализацию мероприятий «последней мили» равны значениям, установленным в настоящем приложении, умноженным на 0,5, в случае подачи заявки с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года.
4. Ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных двухтрансформаторных подстанций применяются, в том числе в случае строительства распределительных подстанций с количеством трансформаторов более двух.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к постановлению агентства
по тарифам и ценам
Архангельской области
от 22 ноября 2022 г. № 91-э/53

ФОРМУЛЫ ПЛАТЫ
за технологическое присоединение

1. Формула платы за технологическое присоединение (P_1 , руб.) в случае, если отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили»:

$$P_1 = C_1 + P_{\text{КУ}}, (1)$$

где:

C_1 – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, руб. за одно присоединение;

$P_{\text{КУ}}$ – расходы сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности), руб.;

$$P_{\text{КУ}} = \sum_{s,t} (C_{8(s,t)} \times q_{(s,t)}), (2)$$

где:

$C_{8(s,t)}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб. за точку учета;

$q_{(s,t)}$ – количество точек учета, которые необходимо обеспечить средствами коммерческого учета электрической энергии на уровне напряжения (s), соответствующими критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t).

2. Формула платы за технологическое присоединение (P_2 , руб.) в случае, если при технологическом присоединении заявителя согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по прокладке воздушных и (или) кабельных линий:

$$P_2 = P_1 + P_{ВЛ} + P_{КЛ}, (3)$$

где:

$P_{ВЛ}$ – расходы сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи, руб.;

$P_{КЛ}$ – расходы сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи, руб.;

$$P_{ВЛ} = \sum_{s,t} \sum_{p=1}^R (C_{2(s,t)} \times l_{(s,t),p}), (4)$$

где:

$C_{2(s,t)}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб./км;

$l_{(s,t),p}$ – протяженность (по трассе) p-й воздушной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), км;

R – количество воздушных линий на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), шт.;

$$P_{КЛ} = \sum_{s,t} \sum_{p=1}^R (C_{3(s,t)} \times l_{(s,t),p}), (5)$$

где:

$C_{3(s,t)}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб./км;

$l_{(s,t),p}$ – протяженность (по трассе) p-й кабельной линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), км;

R – количество кабельных линий на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), шт.

3. Формула платы за технологическое присоединение (P_3 , руб.) в случае, если при технологическом присоединении заявителя согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), 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, центров питания, подстанций с уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$$P_3 = P_2 + P_{\text{секц}} + P_{\text{ТП}} + P_{\text{РТП}} + P_{\text{ЦП}}, \quad (6)$$

где:

$P_{\text{секц}}$ – расходы сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), руб.;

$P_{\text{ТП}}$ – расходы сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в случае, если оно предусмотрено согласно техническим условиям, руб.;

$P_{\text{РТП}}$ – расходы сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в случае, если оно предусмотрено согласно техническим условиям, руб.;

$P_{\text{ЦП}}$ – расходы сетевой организации на строительство центров питания, подстанций с уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в случае, если оно предусмотрено согласно техническим условиям, руб.;

$$P_{\text{секц}} = \sum_{s,t} (C_{4(s,t)} \times q_{(s,t)}), \quad (7)$$

где:

$C_{4(s,t)}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб./шт.;

$q_{(s,t)}$ – количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), шт.;

$$P_{ТП} = C_{5(s,t)} \times N, (8)$$

где:

$C_{5(s,t)}$ – 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 на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб./кВт;

N – объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение, кВт;

$$P_{РТП} = C_{6(s,t)} \times N, (9)$$

где:

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

$$P_{ЦП} = C_{7(s,t)} \times N, (10)$$

где:

$C_{7(s,t)}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций с уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) на уровне напряжения (s), соответствующая критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), руб./кВт.

4. Формула платы за технологическое присоединение ($P_{общ}$, руб.) в случае, если заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения):

$$P_{общ} = C_1 + P_{ист1} + P_{ист2}, (11)$$

где:

$P_{ист1}$ – расходы на выполнение мероприятий, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий ($P_{КУ}$, $P_{ВЛ}$, $P_{КЛ}$, $P_{секц}$, $P_{ТП}$, $P_{РТП}$, $P_{ЦП}$), определяемые по первому независимому источнику энергоснабжения, руб.;

$P_{\text{ист}2}$ – расходы на выполнение мероприятий, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий ($P_{\text{КУ}}, P_{\text{ВЛ}}, P_{\text{КЛ}}, P_{\text{секц}}, P_{\text{ТП}}, P_{\text{РТП}}, P_{\text{ЦП}}$), определяемые по второму независимому источнику энергоснабжения, руб.

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

50 процентов стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями ($P_{\text{КУ}}, P_{\text{ВЛ}}, P_{\text{КЛ}}, P_{\text{секц}}, P_{\text{ТП}}, P_{\text{РТП}}, P_{\text{ЦП}}$), определяется в ценах 2023 года;

50 процентов стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями ($P_{\text{КУ}}, P_{\text{ВЛ}}, P_{\text{КЛ}}, P_{\text{секц}}, P_{\text{ТП}}, P_{\text{РТП}}, P_{\text{ЦП}}$), умножается на прогнозный индекс цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)» на 2024 год, публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

6. Если при технологическом присоединении по инициативе (обращению) заявителя, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого составляет не менее 670 кВт, установлены сроки выполнения мероприятий по технологическому присоединению более двух лет (но не более четырех лет), то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

50 процентов стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями ($P_{\text{КУ}}, P_{\text{ВЛ}}, P_{\text{КЛ}}, P_{\text{РП}}, P_{\text{ТП}}, P_{\text{ЦП}}$), умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)» на соответствующий год, публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен), за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с 2024 года;

50 процентов стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями ($P_{\text{КУ}}, P_{\text{ВЛ}}, P_{\text{КЛ}}, P_{\text{РП}}, P_{\text{ТП}}, P_{\text{ЦП}}$), умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)» на соответствующий год, публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен), за период, указанный в технических условиях, начиная с 2024 года.

7. При поэтапном технологическом присоединении:

1) формула (1) принимает следующий вид:

$$P_1 = C_{1.1} + C_{1.2.2} \times (q + 1) + P_{\text{КУ}}, (12)$$

где:

$C_{1.1}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, руб. за одно присоединение;

$C_{1.2.2}$ – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, руб. за одно присоединение;

q – количество этапов ввода в работу энергопринимающих устройств;

2) формула (11) принимает следующий вид:

$$P_{\text{общ}} = C_{1.1} + C_{1.2.2} \times (q + 1) + P_{\text{ист1}} + P_{\text{ист2}}; (13)$$

3) стоимость осуществления учитываемых в плате мероприятий по технологическому присоединению по каждому из этапов ввода в работу энергопринимающих устройств индексируется путем умножения на совокупность индексов цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен), за период до начала реализации соответствующего этапа начиная с 2024 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4
к постановлению агентства
по тарифам и ценам
Архангельской области
от 22 ноября 2022 г. № 91-э/53

РАСХОДЫ
территориальных сетевых организаций,
связанные с осуществлением технологического присоединения
к электрическим сетям, не включаемые в плату
за технологическое присоединение, подлежащие учету
в тарифах на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год

Наименование территориальной сетевой организации	Расходы, тыс. руб.
АО «Оборонэнерго»	4 954,51
МП «Горэлектросеть» МО «Няндомское»	1 357,83
МУП «Горсвет»	1 201,10
МУП «Карпогорская КЭС»	21,24
ОАО «РЖД»	12 728,24
ООО «АСК»	30 505,57
ООО «АСЭП»	20 200,35
ООО «СельЭнерго»	1 208,49
ООО «Элсети»	281,74
ПАО «Россети Северо-Запад»	46 796,13