

**Информация АО "Кольская ГМК"
об установлении тарифов на 2019 год
в сфере передачи электроэнергии
в г. Мончегорске, г. Заполярный и г.п. Никель**

в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных
рынков электрической энергии
утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004
г. N 24

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования
(вид цены (тарифа) на **2019** год
(расчетный период регулирования))

за 10 календарных дней до подачи заявления об установлении тарифов

Акционерное общество "Кольская горно-металлургическая компания", АО "Кольская ГМК"
(полное и сокращенное наименование юридического лица)

Раздел 1. Информация об организации

Полное наименование	Акционерное общество "Кольская горно-металлургическая компания"
Сокращенное наименование	АО "Кольская ГМК"
Место нахождения	184511, область Мурманская, город Мончегорск
Фактический адрес	184511, область Мурманская, город Мончегорск
ИНН	5191431170
КПП	510701001
Ф.И.О. руководителя	Рышкель Игорь Анатольевич
Адрес электронной почты	zn@kolagmk.ru
Контактный телефон	(81536) 77201
Факс	(81536) 79986

Раздел 2. Основные показатели деятельности организаций, относящихся к субъектам естественных монополий,

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Фактические показатели за год, предшествующий базовому периоду		Показатели, утвержденные на базовый период ¹		Предложения на расчетный период регулирования	
			1-е полу-годие	2-е полу-годие	1-е полу-годие	2-е полу-годие	1-е полу-годие	2-е полу-годие
1.	Показатели эффективности деятельности организации							
1.1.	Выручка	тыс. рублей	16711	16984	16984	16984	16984	16984
1.2.	Прибыль (убыток) от продаж	тыс. рублей	3 970	604	604	604	604	604
1.3.	ЕВТДА (прибыль до процентов, налогов и амортизации)	тыс. рублей						
1.4.	Чистая прибыль (убыток)	тыс. рублей	3 813	364	364	364	364	364
2.	Показатели рентабельности организации							
2.1.	Рентабельность продаж (величина прибыли от продаж)	процент						
3.	Показатели регулируемых видов деятельности организации							
3.1.	Расчетный объем услуг в части управления технологическими режимами ²	МВт	не заполняется					
3.2.	Расчетный объем услуг в части обеспечения надежности ²	МВт·ч	не заполняется					
3.3.	Заявленная мощность ³	МВт	14,4552	13,406	13,406	13,406	13,406	13,406
3.4.	Объем полезного отпуска электроэнергии - всего ³	тыс. кВт·ч	64760,706	63063	63063	63063	63063	63063
3.5.	Объем полезного отпуска электроэнергии населению и приравненным к нему категориям потребителей ³	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0
3.6.	Норматив потерь электрической энергии (с указанием реквизитов приказа Минэнерго России, которым утверждены нормативы) ³	ВН	0	0	0	0	0	0
		СН-1	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
		СН-2	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
		НН	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
3.7.	Реквизиты программы энергоэффективности (кем утверждена, дата утверждения, номер приказа) ³		Утверждается заместителем генерального директора по управлению промышленными активами АО "Кольская ГМК"					
			12.04.2016 на 2017 год	24.04.2017 на 2018-2022 года				
3.8.	Суммарный объем производства и потребления электрической энергии участниками оптового рынка электрической энергии ⁴	МВт·ч	не заполняется					
4.	Необходимая валовая выручка по регулируемым видам деятельности организации - всего		13 265,43	14 518,75	14 518,75	14 518,75	15 464,99	15 464,99
4.1.	Расходы, связанные	тыс. рублей	8 455,71	9 677,53	9 677,53	9 677,53	9 762,71	9 762,71
	в том числе:							
	оплата труда		3 519,43	3 312,25	3 312,25	3 312,25	4 237,36	4 237,36
	ремонт основных фондов		1 053,84	206,90	206,90	206,90	517,78	517,78
	материальные затраты		2 055,45	2 157,41	2 157,41	2 157,41	3 010,72	3 010,72
4.2.	Расходы, за исключением указанных в подпункте 4.1 ^{2,4} , неподконтрольные расходы ³ - всего ³	тыс. рублей	4 809,72	4 964,25	4 964,25	4 964,25	5 702,28	5 702,28
4.3.	Выпадающие, излишние доходы (расходы) прошлых лет	тыс. рублей		-123,03	-123,03	-123,03	-123,03	-123,03
4.4.	Инвестиции, осуществляемые за счет тарифных источников	тыс. рублей	0	0	0	0	0	0
4.4.1.	Реквизиты инвестиционной программы (кем утверждена, дата утверждения, номер приказа)		не утверждалась		не утверждалась		не утверждалась	
	<i>Справочно:</i>							
	Объем условных единиц ³	у.е.	249,77	250,27	250,27	250,27	270,40	270,40
	Операционные расходы на условную единицу ³	тыс. рублей (у.е.)	12 741,53	14 100,86	14 100,86	14 100,86	14 945,01	14 945,01
5.	Показатели численности персонала и фонда оплаты труда по регулируемым видам деятельности							
5.1.	Среднестатистическая численность персонала	человек	5	6	6	6	5	5
5.2.	Среднемесячная заработная плата на одного работника	тыс. рублей на человека	58 331,70	46 221,54	46 221,54	46 221,54	62 884,39	62 884,39
5.3.	Реквизиты отраслевого тарифного соглашения (дата утверждения, срок действия)							
	<i>Справочно:</i>							
	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	тыс. рублей						
	Анализ финансовой устойчивости по величине излишка (недостатка) собственных	тыс. рублей						

¹ Базовый период - год, предшествующий расчетному периоду регулирования.

² Заполняются организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

³ Заполняются сетевыми организациями, осуществляющими передачу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям.

⁴ Заполняются коммерческим оператором оптового рынка электрической энергии (мощности).

Раздел 3. Цены (тарифы) по регулируемым видам деятельности организации

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Фактические показатели за год, предшествующий базовому периоду		Показатели, утвержденные на базовый период *		Предложения на расчетный период регулирования	
			1-е полу-годие	2-е полу-годие	1-е полу-годие	2-е полу-годие	1-е полу-годие	2-е полу-годие
1.	Для организаций, относящихся к субъектам естественных монополий							
1.2.	услуги по передаче электрической энергии (мощности)							
	двухставочный тариф							
	ставка на содержание сетей	руб./МВт в мес.	80769,00	80,769,00	90172,97	90172,97	94 867,71	94 867,71
	ставка на оплату технологического расхода (потери)	руб./МВт·ч	45,31	44,86	2,25	2,28	2,34	2,42
	одноставочный тариф	руб./МВт·ч	254,76	249,93	0,00	0,00	232,71	250,89

* Базовый период - год, предшествующий расчетному периоду регулирования.

**КОМИТЕТ ПО ТАРИФНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ
МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 29.12.2018

№ 56/4

Мурманск

**О внесении изменений в постановление Комитета по тарифному
регулированию Мурманской области от 25.12.2018 № 53/3**

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», приказами Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», от 28.03.2013 № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», приказом Федеральной антимонопольной службы от 26.06.2018 года № 873/18-ДСП «Об утверждении сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2019 год», постановлением Правительства Мурманской области от 24.06.2015 № 265-ПП «Об утверждении Положения о Комитете по тарифному регулированию Мурманской области» и на основании решения Правления Комитета по тарифному регулированию Мурманской области (протокол от 28-29.12.2018) Комитет по тарифному регулированию Мурманской области **п о с т а н о в л я е т**:

1. Внести изменение в постановление Комитета по тарифному регулированию Мурманской области от 25.12.2018 № 53/3 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год», изложив приложение в редакции приложения к настоящему постановлению.

2. Настоящее постановление вступает в силу в установленном порядке.

**Председатель Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области**

В. Губинский

Приложение
к постановлению Комитета по тарифному
регулированию Мурманской области
от 29.12.2018 № 56/4

"Приложение
к постановлению Комитета по тарифному
регулированию Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/3

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
для взаиморасчетов между сетевыми организациями**

№ п/п	Наименование сетевых организаций	1 полугодие			2 полугодие		
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода	
руб./МВт*мес.	руб./МВтч	руб./кВтч	руб./МВт*мес.	руб./МВтч	руб./кВтч		
1	ПАО "МРСК Северо-Запада" - МУП "Каровская городская электрическая сеть"	418 447,48	170,01	1,05239	418 447,48	183,82	1,04582
2	ПАО "МРСК Северо-Запада" - УМПП "Горноскресть" ЗАО "Алданэнерго"	196 631,30	87,58	0,52603	196 631,30	98,38	0,52853
3	ПАО "МРСК Северо-Запада" - МУП "Городская электрическая сеть" ЗАО "Океанстрой"	1 131 973,78	110,33	2,41222	1 131 973,78	118,91	2,38061
4	ПАО "МРСК Северо-Запада" - АО "Кольская ГМК"	43 069,71	1,78	0,11157	43 069,71	1,99	0,10917
5	ПАО "МРСК Северо-Запада" - АО "Аланин"	111 722,86	17,04	0,26719	111 722,86	17,35	0,28151
6	ПАО "МРСК Северо-Запада" - АО «Мурманский морской рыбный промысел»	270 529,07	93,08	0,61788	270 529,07	103,80	0,63218
7	ПАО "МРСК Северо-Запада" - ООО "ФинСай"	79 788,52	127,96	0,36594	79 788,52	138,49	0,36066
8	ПАО "МРСК Северо-Запада" - ОАО «Российские железные дороги» (филиал Овнинская железная дорога)	460 941,26	107,57	0,90497	460 941,26	133,25	0,94170
9	ПАО "МРСК Северо-Запада" - МУП "АЭСК"	295 703,26	152,12	0,77211	295 703,26	166,90	0,78587
10	ПАО "МРСК Северо-Запада" - АО "Оборонэнерго"	299 081,27	209,29	0,89999	299 081,27	227,58	0,94995
11	ПАО "МРСК Северо-Запада" - АО "Мурманэнергосбыт"	709 754,75	177,78	1,60609	709 754,75	195,82	1,63342
12	ПАО "МРСК Северо-Запада" - ООО "Мурманская судоремфа-Энергодель"	294 677,12	132,11	0,59776	294 677,12	142,91	0,56705
13	АО "Мурманская областная электросетевая компания" - ПАО "МРСК Северо-Запада"	208 099,64	97,98	0,54455	222 297,46	57,89	0,53026
14	АО "Мониторинг электрических сетей" - ПАО "МРСК Северо-Запада"	48 254,31	34,14	0,11898	60 575,21	22,62	0,12826

Постановление опубликовано на официальном интернет-портале правительства Мурманской области
и доступно для скачивания по ссылке:

<http://tarif.gov-murman.ru/documents/uprav/electro/>

**КОМИТЕТ ПО ТАРИФНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ
МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 29.12.2018

№ 56/3

Мурманск

**Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче
электрической энергии для потребителей Мурманской области
на 2019 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», приказами Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», от 28.03.2013 № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», приказом Федеральной антимонопольной службы от 26.06.2018 № 873/18-ДСП «Об утверждении сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2019 год», постановлением Правительства Мурманской области от 24.06.2015 № 265-ПП «Об утверждении Положения о Комитете по тарифному регулированию Мурманской области» и на основании решения Правления Комитета по тарифному регулированию Мурманской области (протокол от 28-29.12.2018) Комитет по тарифному регулированию Мурманской области **п о с т а н о в л я е т**:

1. Установить единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии для потребителей Мурманской области на 2019 год согласно приложениям №№ 1-4.
2. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего постановления, действуют с 1 января 2019 года по 31 декабря 2019 года с календарной разбивкой по полугодиям.
3. Настоящее постановление вступает в силу в установленном порядке.

**Председатель Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области**

В. Губинский

Приложение № 1
к постановлению Комитета по тарифному
регулированию Мурманской области
от 29.12.2018 № 56/3

**Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче
электрической энергии по сетям Мурманской области, поставляемой прочим потребителям
на 2019 год**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжений				
			Всего	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		1 полугодие				
1.1	Двухставочный тариф						
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	289 329,92	979 112,66	888 422,98	802 915,02
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потери) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	70,22	114,66	168,66	329,02
1.2	Одноставочный тариф						
1.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 096 360,11	1 037 720,00	217 924,45	71 858,66	-231 143,00
1.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·ч	135 423,07	183 372,11	688 770,29	54 439,17	-288 804,56
2	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие				
2.1	Двухставочный тариф						
2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	289 327,94	779 611,04	810 452,46	722 202,48
2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потери) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	75,46	122,29	180,75	350,62
2.2	Одноставочный тариф						
2.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	812 854,79	968 302,95	164 813,53	-34 615,49	-285 646,21
2.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·ч	101 527,57	171 487,43	474 087,47	-28 087,44	-366 358,94

Постановление опубликовано на официальном интернет-портале правительства Мурманской области

и доступно для скачивания по ссылке:

<http://tarif.gov-murman.ru/documents/uprav/electro/>

Приложение № 3
к постановлению Комитета по тарифному
регулированию Мурманской области
от 29.12.2018 № 56/3

**Размер экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче
электрической энергии по сетям Мурманской области
на 2019 год**

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения					
			ВН	СН-I	СН-II	НН	
1	2	3	4	5	6	7	
1	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с приложением № 1.						
1.1	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)		1 полугодие				
1.1.1	Двухставочный тариф						
1.1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	289 329,92	979 112,66	888 422,98	802 915,02	
1.1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потери) в электрических сетях	руб./МВт·ч	70,22	114,66	168,66	329,02	
1.1.2	Одноставочный тариф		руб./кВт·ч	0,48295	1,67996	2,20098	2,41100
1.2	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие				
1.2.1	Двухставочный тариф						
1.2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	289 327,94	779 611,04	810 452,46	722 202,48	
1.2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потери) в электрических сетях	руб./МВт·ч	75,46	122,29	180,75	350,62	
1.2.2	Одноставочный тариф		руб./кВт·ч	0,49697	1,72837	2,26481	2,48053
№ п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации		НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации		Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение		
			тыс. руб.		тыс. руб.		
1	МУП "Кировская городская электрическая сеть"		73 864,35		462,24		
2	УМПП "Горэлектросеть" ЗАТО Александровск		16 245,68		500,65		
3	МУП "Городская электрическая сеть" ЗАТО Островной		71 699,45				
4	АО "Кольская ГМК"		7 021,07				
5	АО "Апатит"		34 145,37				
6	АО «Мурманский морской рыбный порт»		19 265,13				
7	ООО "ФинСан"		6 406,38				
8	ОАО «Российские железные дороги» (филиал Октябрьская железная дорога)		34 149,11		92,53		
9	АО "Мурманская областная электросетевая компания"		627 814,47		19 903,97		
10	МУП "АЭСК"		80 902,46		689,91		
11	АО "Мончегорские электрические сети"		101 204,41		2 980,89		
12	АО "Оборонэнерго"		528 386,88		4 281,86		

КОМИТЕТ ПО ТАРИФНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 25.12.2018

№ 53/4

Мурманск

Об установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области на 2019 год

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлениями Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной антимонопольной службы от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям», приказом Федеральной службы по тарифам от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям», постановлением Правительства Мурманской области от 24.06.2015 № 265-ПП «Об утверждении Положения о Комитете по тарифному регулированию Мурманской области» и на основании решения Правления Комитета по тарифному регулированию Мурманской области (протокол от 25.12.2018) Комитет по тарифному регулированию Мурманской области **п о с т а н о в л я е т** :

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2019 года по 31 декабря 2019 года:

1.1. Плату за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области для заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей

15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), согласно приложению № 1.

1.2. Стандартизированную тарифную ставку на покрытие расходов на технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области по организационно-техническим мероприятиям согласно приложению № 2.

1.3. Ставку за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление организационно-технических мероприятий согласно приложению № 3.

1.4. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области по мероприятиям «последней мили» согласно приложению № 4.

1.5. Ставки за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий «последней мили» согласно приложению № 5.

1.6. Формулы для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области согласно приложению № 6.

2. Установить на 2019 год выпадающие доходы территориальных сетевых организаций Мурманской области, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, согласно приложению № 7.

3. Настоящее постановление вступает в силу с 1 января 2019 года.

**Председатель Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области**

В. Губинский

Приложение № 1
к постановлению Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/4

**Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям
территориальных сетевых организаций Мурманской области для заявителей,
подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих
устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно
(с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения
энергопринимающих устройств)
на 2019 год**

№ п/п	Группы заявителей	Плата за технологическое присоединение, руб.	
		Сетевые организации, применяющие общую систему налогообложения	Сетевые организации, применяющие упрощенную систему налогообложения
1	Заявитель, подавший заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), при присоединении объектов, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю уровня 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:		
1.1	Население	550,00 (с НДС)	550,00
1.2	Прочие заявители	458,33 (без НДС)	550,00
2	Садоводческие, огороднические, дачные некоммерческие объединения и иные некоммерческие объединения (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций	550,00 (с НДС), умноженные на количество членов объединений	550,00, умноженные на количество членов объединений

3	Граждане, объединившие свои гаражи и хозяйственные постройки (погреба, сараи), при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций	550,00 (с НДС), умноженные на количество членов объединений	550,00, умноженные на количество членов объединений
4	Религиозные организации при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций	550,00 (с НДС)	550,00

Примечание:

В границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в пункте 1, с платой за технологическое присоединение в размере 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет со дня подачи заявителем заявки на технологическое присоединение до дня подачи следующей заявки.

Положения о размере платы за технологическое присоединение, указанные в пункте 1, не применяются в следующих случаях:

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком и (или) объектом капитального строительства по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

Приложение № 2
к постановлению Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/4

**Стандартизированная тарифная ставка
на покрытие расходов на технологическое присоединение к электрическим сетям
территориальных сетевых организаций Мурманской области
по организационно-техническим мероприятиям
на 2019 год**

№ п/п	Наименование	Ставка, руб. за одно присоединение (без НДС)	
		Постоянная схема электрообеспечения	Временная схема электрообеспечения
1	С1 – стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей по организационно-техническим мероприятиям	23 002	23 002
1.1	С1.1 – подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю	9 225	9 225
1.2	С1.2 – проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий <*>	13 777	13 777

<*> Включает процедуры, предусмотренные подпунктами «г» - «е» пункта 7 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 27.12.2004 № 861.

Приложение № 3
к постановлению Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/4

**Ставка за единицу максимальной мощности
для определения платы за технологическое присоединение к электрическим
сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области
на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт
на осуществление организационно-технических мероприятий
на 2019 год**

№ п/п	Наименование	Ставка, руб./кВт (без НДС)					
		Постоянная схема электропитания			Временная схема электропитания		
		до 15 кВт	от 15 до 150 кВт	свыше 150 кВт	до 15 кВт	от 15 до 150 кВт	свыше 150 кВт
1	$C1^{maxN}$ – ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление организационно-технических мероприятий:						
1.1	Для территорий городских населенных пунктов	2 899	306	22	2 899	306	22
1.2	Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов	2 899	306	22	2 899	306	22
2	$C1.1^{maxN}$ – подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю:						
2.1	Для территорий городских населенных пунктов	1 163	123	9	1 163	123	9
2.2	Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов:	1 163	123	9	1 163	123	9
3	$C1.2^{maxN}$ – проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий <*>:						
3.1	Для территорий городских населенных пунктов	1 736	183	13	1 736	183	13
3.2	Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов:	1 736	183	13	1 736	183	13

<*> Включает процедуры, предусмотренные подпунктами «г» - «е» пункта 7 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 27.12.2004 № 861.

Приложение № 4
к постановлению Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/4

**Стандартизированные тарифные ставки
на покрытие расходов на технологическое присоединение к электрическим сетям
территориальных сетевых организаций Мурманской области
по мероприятиям «последней мили»
на 2019 год**

№ п/п	Наименование ставки	Ставка (без НДС)	
		Максимальная мощность, кВт до 150 <*>	свыше 150
1	Для территорий городских населенных пунктов:		
1.1	С2 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км:		
1.1.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	952 700
1.1.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 683 895
1.2	С3 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км:		
1.2.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	2 393 639
1.2.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 941 172
1.3	С4 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), руб./шт.:		
1.3.1	Распределительные пункты (РП):		
1.3.1.1	Напряжение до 1 кВ включительно	0	326 484
1.4	С5 - 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:		
1.4.1	Однотрансформаторные:		
1.4.1.1	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно	0	38 012
1.4.1.2	Трансформаторная мощность от 25 до 100 кВА включительно	0	10 089
1.4.1.3	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	6 892
1.4.1.4	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	6 881
1.4.1.5	Трансформаторная мощность от 500 до 1000 кВА включительно	0	4 283
1.4.2	Двухтрансформаторные и более:		
1.4.2.1	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	13 540
1.4.2.2	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	10 585
1.4.2.3	Трансформаторная мощность от 500 до 1000 кВА включительно	0	8 212
1.4.2.4	Трансформаторная мощность свыше 1000 кВА	0	8 123
2	Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов:		
2.1	С2 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км:		
2.1.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	1 581 237

2.1.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 258 500
2.1.3	Номинальное напряжение 150 кВ	0	14 380 234
2.2	С3 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км:		
2.2.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	1 848 750
2.2.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 538 971
2.3	С4 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), руб./шт.:		
2.3.1	Реклоузеры:		
2.3.1.1	Напряжение до 20 кВ включительно	0	1 586 702
2.4	С5 - 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:		
2.4.1	Однотрансформаторные:		
2.4.1.1	Трансформаторная мощность от 25 до 100 кВА включительно	0	17 357
2.4.1.1	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	15 197
2.4.1.1	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	8 181

<*> В соответствии со статьей 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 октября 2017 года в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Примечание:

К воздушно-кабельным линиям электропередачи применяются положения, относящиеся к воздушным линиям электропередачи, если преобладает воздушная часть, а в иных случаях - положения, относящиеся к кабельным линиям электропередачи.

Приложение № 5
к постановлению Комитета
по тарифному регулированию
Мурманской области
от 25.12.2018 № 53/4

**Ставки за единицу максимальной мощности
для определения платы за технологическое присоединение к электрическим
сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области
на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт
на осуществление мероприятий «последней мили»
на 2019 год**

№ п/п	Наименование ставки	Ставка (без НДС), руб./кВт	
		Максимальная мощность, кВт до 150 <*>	свыше 150
1	Для территорий городских населенных пунктов:		
1.1	C2 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий электропередачи:		
1.1.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	7 533
1.1.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	11 083
1.2	C3 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству кабельных линий электропередачи:		
1.2.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	2 331
1.2.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 791
1.3	C4 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):		
1.3.1	Распределительные пункты (РП):		
1.3.1.1	Напряжение до 1 кВ включительно	0	3 109
1.4	C5 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ:		
1.4.1	Однотрансформаторные:		
1.4.1.1	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно	0	38 012
1.4.1.2	Трансформаторная мощность от 25 до 100 кВА включительно	0	10 089
1.4.1.3	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	6 892
1.4.1.4	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	6 881
1.4.1.5	Трансформаторная мощность от 500 до 1000 кВА включительно	0	4 283
1.4.2	Двухтрансформаторные и более:		
1.4.2.1	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	13 540

1.4.2.2	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	10 585
1.4.2.3	Трансформаторная мощность от 500 до 1000 кВА включительно	0	8 212
1.4.2.4	Трансформаторная мощность свыше 1000 кВА	0	8 123
2	Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов:		
2.1	C2 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий электропередачи:		
2.1.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	11 648
2.1.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	14 398
2.2	C3 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству кабельных линий электропередачи:		
2.2.1	Номинальное напряжение до 1 кВ включительно	0	7 027
2.2.2	Номинальное напряжение свыше 1 кВ до 20 кВ включительно	0	2 305
2.3	C4 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):		
2.3.1	Реклоузеры:		
2.3.1.1	Напряжение до 20 кВ включительно	0	10 578
2.4	C5 ^{maxN} - ставка за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ:		
2.4.1	Однотрансформаторные:		
2.4.1.1	Трансформаторная мощность от 25 до 100 кВА включительно	0	17 357
2.4.1.2	Трансформаторная мощность от 100 до 250 кВА включительно	0	15 197
2.4.1.3	Трансформаторная мощность от 250 до 500 кВА включительно	0	8 181

<*> В соответствии со статьей 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 октября 2017 года в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Примечание:

1. К воздушно-кабельным линиям электропередачи применяются положения, относящиеся к воздушным линиям электропередачи, если преобладает воздушная часть, а в иных случаях - положения, относящиеся к кабельным линиям электропередачи.

2. Ставки за единицу максимальной мощности на осуществление мероприятий «последней мили» установлены для заявителей, подающих заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения (технологическое присоединение к одному источнику энергоснабжения).

В случае если заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым

источникам энергоснабжения), то размер платы за технологическое присоединение (Р) определяется следующим образом:

$$P = P1 + (Рист1 + Рист2) \text{ (руб.)},$$

где:

P1 – расходы на технологическое присоединение, связанные с проведением организационно-технических мероприятий (руб.);

Рист1 – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», осуществляемым 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 (руб.);

Рист2 – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», осуществляемым 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 (руб.).

**Формулы для расчета платы за технологическое присоединение
к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Мурманской области**

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

Плата (P) за технологическое присоединение для конкретного заявителя определяется сетевой организацией следующим образом:

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

$$P = P1 \text{ (руб.)} \quad (1)$$

P1 рассчитывается по формуле:

$$P1 = C1 \text{ (руб.)} \quad (2)$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя по организационно-техническим мероприятиям, руб. за одно присоединение.

2. Если согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили»:

$$P = P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7 \text{ (руб.)} \quad (3)$$

где:

P2 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству воздушных линий;

P3 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству кабельных линий;

P4 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству пунктов секционирования;

P5 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству трансформаторных подстанций, за исключением распределительных трансформаторных подстанций, с уровнем напряжения до 35 кВ;

P6 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству распределительных трансформаторных подстанций с уровнем напряжения до 35 кВ;

P7 = 0, если согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятия «последней мили» по строительству подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше.

P1 рассчитывается по формуле (2).

P2 рассчитывается по формуле:

$$P2 = C2 * L2 \text{ (руб.)} \quad (4)$$

где:

C2 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км;

L2 - суммарная протяженность воздушных линий электропередачи по трассе, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя, км.

P3 рассчитывается по формуле:

$$P3 = C3 * L3 \text{ (руб.)}, \quad (5)$$

где:

C3 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи в расчете на 1 км линий, руб./км;

L3 - суммарная протяженность кабельных линий электропередачи по трассе, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя, км.

P4 рассчитывается по формуле:

$$P4 = C4 * Q \text{ (руб.)}, \quad (6)$$

где:

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

Q - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), шт.

P5 рассчитывается по формуле:

$$P5 = C5 * N \text{ (руб.)}, \quad (7)$$

где:

C5 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций, за исключением распределительных трансформаторных подстанций, с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт;

N - объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение, кВт.

P6 рассчитывается по формуле:

$$P6 = C6 * N \text{ (руб.)}, \quad (8)$$

где:

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

N - объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение, кВт.

P7 рассчитывается по формуле:

$$P7 = C7 * N \text{ (руб.)}, \quad (9)$$

где:

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

N - объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение, кВт.

3. Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств определяется с учетом запрашиваемой заявителем категории надежности электроснабжения.

В случае если заявитель при технологическом присоединении запрашивает третью категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к одному источнику энергоснабжения), то размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с формулой (3).

В случае если заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения), то размер платы за технологическое присоединение (P) определяется следующим образом:

$$P = P1 + (\text{Рист1} + \text{Рист2}) \text{ (руб.)}$$

где:

P1 – расходы на технологическое присоединение, связанные с проведением организационно-технических мероприятий (руб.), определяемые по формуле (2);

Рист1 – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», осуществляемым 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 по формулам (4) – (9) (руб.);

Рист2 – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», осуществляемым 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 по формулам (4) – (9) (руб.).

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

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за период, указанный в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

**Выпадающие доходы территориальных сетевых организаций Мурманской области,
связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на 2019 год**

Наименование территориальной сетевой организации Мурманской области	Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям			
	всего	расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение	расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой по оплате технологического присоединения, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение	расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
АО «Кольская ГМК»	0,00	0,00	0,00	0,00
АО «Апатит»	0,00	0,00	0,00	0,00
АО «ММРП»	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «ФинСан»	0,00	0,00	0,00	0,00
ОАО «РЖД»	92,53	92,53	0,00	0,00
АО «Оборонэнерго»	4 281,86	3 507,26	0,00	774,60
МУП «Кировская горэлектросеть»	462,24	462,24	0,00	0,00
УМПП «Горэлектросеть» ЗАТО Александровск	500,65	500,65	0,00	0,00
МУП «Горэлектросеть» ЗАТО г. Островной	0,00	0,00	0,00	0,00
АО «Мурманэнергобыт»	10 124,39	3 441,68	0,00	6 682,71
АО «МОЭСК»	19 903,97	12 885,12	738,70	6 280,15
МУП «АЭСК»	689,91	689,91	0,00	0,00
АО «МЭС»	2 980,89	916,55	100,59	1 963,75
ООО «МСВ-Энергосеть»	0,00	0,00	0,00	0,00
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго»	146 526,75	33 161,73	274,25	113 090,77
АО «Кольская ГМК»	0,00	0,00	0,00	0,00

п.11 (б) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров (работ, услуг) субъектов естественных монополий и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества, включая информацию:

Баланс электрической энергии (мощности) по сетям АО "Кольская ГМК" при передаче сторонним потребителям с указанием величины потерь по уровням напряжения

№ п/п	Показатели	Ед.изм	2019 план				
			Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	Поступление электроэнергии в сеть, ВСЕГО	МКВТЧ	2 540,7369	2 538,0097	42,6897	23,6214	2,8534
1.1	из смежной сети, всего, в том числе из сети:	МКВТЧ	66,4373	0,0000	42,6897	21,9890	1,7586
1.1.1	ВН	МКВТЧ	64,5027	0,0000	42,6897	21,8129	0,0000
1.1.2	СН1	МКВТЧ	0,1761	0,0000	0,0000	0,1761	0,0000
1.1.3	СН2	МКВТЧ	1,7586	0,0000	0,0000	0,0000	1,7586
	из 1.1 поступление из сети РСК	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.2	от электростанций ПЭ (ЭСО)	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МКВТЧ	2 540,7369	2 538,0097	0,0000	1,6324	1,0948
1.4	поступление электроэнергии от других организаций	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	Потери электроэнергии в сети	МКВТЧ	22,3202	22,2607	0,0457	0,0092	0,0046
	то же в % (п.2/п.1)	ПРЦ	0,0009	0,0009	0,0001	0,0000	0,0002
2.1	Относимые на сторонних потребителей	МКВТЧ	0,0595	0,0000	0,0457	0,0092	0,0046
2.2	Относимые на основное производство	МКВТЧ	22,2607	22,2607	0,0000	0,0000	0,0000
3	Собственное потребление организаций, для которых оказание услуг по передаче не является основным видом деятельности	МКВТЧ	2 451,6092	2 448,9518	0,0000	1,5626	1,0948
4	Полезный отпуск из сети	МКВТЧ	66,8075	2,2945	42,4680	20,2910	1,7540
4.1	в т.ч. собственным потребителям	МКВТЧ	18,4240	0,1140	3,4680	13,0880	1,7540
	из них, потребителям, присоединенным к центру питания на генераторном напряжении	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.1	ГП, участнику ОРЭМ	МКВТЧ	18,4240	0,1140	3,4680	13,0880	1,7540
4.1.2	ЭСО, участнику ОРЭМ	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.3	сбытовым компаниям, не имеющим статус ГП	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.4	потребителям, заключившим прямые договоры на услуги по передаче	МКВТЧ	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.2	сальдо переток в сопредельные регионы		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.3	производственные и хозяйственные нужды организации	МКВТЧ	2,1805	2,1805	0,0000	0,0000	0,0000
4.4	сальдо переток в другие организации	МКВТЧ	46,2030	0,0000	39,0000	7,2030	0,0000

№ п/п	Показатели	Ед.изм	2019 план				
			Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО	МВт	314,3744	313,8166	7,2417	6,6365	0,8653
1.1	из смежной сети, всего, в том числе из сети:	МВт	14,1857	0,0000	7,2417	6,2976	0,6464
1.1.1	ВН	МВт	13,5133	0,0000	7,2417	6,2716	0,0000
1.1.2	СН1	МВт	0,0260	0,0000	0,0000	0,0260	0,0000
1.1.3	СН2	МВт	0,6464	0,0000	0,0000	0,0000	0,6464
	из 1.1 поступление из сети РСК	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.2	от электростанций ПЭ (ЭСО)	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МВт	314,3744	313,8166	0,0000	0,3389	0,2189
1.4	поступление электроэнергии от других организаций	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	Потери мощности в сети	МВт	2,7201	2,7083	0,0078	0,0026	0,0014
	то же в % (п.2/п.1)	ПРЦ	0,8652	0,8630	0,1077	0,0392	0,1618
2.1	Относимые на сторонних потребителей	МВт	0,0118	0,0000	0,0078	0,0026	0,0014
2.2	Относимые на основное производство	МВт	2,7083	2,7083	0,0000	0,0000	0,0000
3	Расход мощности на собственное потребление организаций, для которых оказание услуг по передаче не является основным видом деятельности	МВт	297,8165	297,2851	0,0000	0,3125	0,2189
4	Полезный отпуск из сети	МВт	13,8379	0,3099	7,2080	5,6750	0,6450
4.1	в т.ч. собственным потребителям	МВт	5,8030	0,0450	0,6080	4,5050	0,6450
	из них, потребителям, присоединенным к центру питания на генераторном напряжении	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.1	ГП, участнику ОРЭМ	МВт	5,8030	0,0450	0,6080	4,5050	0,6450
4.1.2	ЭСО, участнику ОРЭМ	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.3	сбытовым компаниям, не имеющим статус ГП	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.1.4	потребителям, заключившим прямые договоры на услуги по передаче	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.2	сальдо переток в сопредельные регионы		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.3	производственные и хозяйственные нужды организации	МВт	0,2649	0,2649	0,0000	0,0000	0,0000
4.4	сальдо переток в другие организации	МВт	7,7700	0,0000	6,6000	1,1700	0,0000

Зона деятельности сетевой организации АО "Кольская ГМК"

АО "Кольская ГМК" оказывает услуги по передаче электрической энергии на территориях промышленных площадок и объектов АО "Кольская ГМК" в муниципальных образованиях

город Мончегорск с подведомственной территорией

городское поселение Заполярный Печенгского района

городское поселение Никель Печенгского района

Условия договора об оказании услуг по передаче электрической энергии.

Общие принципы и порядок оказания сетевыми компаниями услуг по передаче электрической энергии определены:

Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861

(Источник публикации - "Собрание законодательства РФ", 27.12.2004, N 52 (часть 2), ст. 5525, "Российская газета", N 7, 19.01.2005.

Полный текст Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 доступен в сети интернет на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>

Договор является публичным и обязательным к заключению для сетевой организации. Договор не может быть заключен ранее заключения договора об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, за исключением случаев, когда потребителем услуг выступают:

- а) лица, чьи энергопринимающие устройства технологически присоединены к электрической сети;
- б) лица, осуществляющие экспорт (импорт) электрической энергии и не имеющие во владении, в пользовании и распоряжении объекты электроэнергетики, присоединенные к электрической сети;
- в) энергосбытовые организации (гарантирующие поставщики), заключающие договор в интересах обслуживаемых ими потребителей электрической энергии.

В рамках договора сетевая организация обязуется осуществить комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей, а потребитель услуг - оплатить их.

Договор содержит следующие существенные условия:

- а) величина максимальной мощности энергопринимающих устройств, технологически присоединенных в установленном законодательством Российской Федерации порядке к электрической сети, с распределением указанной величины по каждой точке присоединения;
- б) величина заявленной мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии в указанных в договоре точках присоединения. При этом в случае опосредованного присоединения величина заявленной мощности в точке присоединения каждого из энергопринимающих устройств потребителей услуг определяется в соответствии с величиной потребления электрической энергии соответствующим потребителем в часы пиковых нагрузок энергосистемы, ежегодно определяемых системным оператором;
- в) ответственность потребителя услуг и сетевой организации за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая определяется балансовой принадлежностью сетевой организации и потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) и фиксируется в акте разграничения балансовой принадлежности электросетей и акте эксплуатационной ответственности сторон, являющихся приложениями к договору;
- г) обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также по обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем. До исполнения обязательств по оборудованию точек присоединения приборами учета стороны применяют согласованный ими расчетный способ учета электрической энергии (мощности), применяемый при определении объемов переданной электроэнергии (мощности).

При исполнении договора потребитель услуг обязан:

- а) соблюдать предусмотренный договором режим потребления (производства) электрической энергии (мощности). В случае систематического (2 и более раза в течение календарного года) превышения потребителем величины заявленной мощности более чем на 10 процентов при определении обязательств по договору используется величина фактически использованной мощности в текущем периоде регулирования, а для потребителей, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых свыше 750 кВА, - величина максимальной мощности;
- б) оплачивать услуги сетевой организации по передаче электрической энергии в размере и сроки, установленные договором;
- в) поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему средства релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборы учета электрической энергии и мощности, устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, и соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и эксплуатации указанных средств, приборов и устройств;
- г) осуществлять эксплуатацию принадлежащих ему энергопринимающих устройств в соответствии с правилами технической эксплуатации, техники безопасности и оперативно-диспетчерского управления;
- д) соблюдать заданные в установленном порядке сетевой организацией, системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления) требования к установке устройств релейной защиты и автоматики, а также поддерживать схему электроснабжения с выделением ответственных нагрузок на резервируемые внешние питающие линии, обеспечивающие отпуск электрической энергии для покрытия технологической и аварийной брони;
- е) поддерживать на границе балансовой принадлежности значения показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, соответствующие техническим регламентам и иным обязательным требованиям, в том числе соблюдать установленные договором значения соотношения потребления активной и реактивной мощности, определяемые для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств);
- ж) выполнять требования сетевой организации об ограничении режима потребления в соответствии с утвержденными графиками ограничения (временного отключения) потребления при возникновении (угрозе возникновения) дефицита электрической энергии и мощности, а также в иных случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации в качестве основания для введения полного или частичного ограничения режима потребления;
- з) представлять в сетевую организацию технологическую информацию (главные электрические схемы, характеристики оборудования, схемы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, оперативные данные о технологических режимах работы оборудования);
- и) информировать сетевую организацию в установленные договором сроки об аварийных ситуациях на энергетических объектах, плановом, текущем и капитальном ремонте на них;
- к) информировать сетевую организацию об объеме участия в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью, в нормированном первичном регулировании частоты и во вторичном регулировании мощности (для электростанций), а также о перечне и мощности токоприемников потребителя услуг, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной автоматики;

л) беспрепятственно допускать уполномоченных представителей сетевой организации в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии в порядке и случаях, установленных договором.

При исполнении договора сетевая организация обязана:

- а) обеспечить передачу электрической энергии в точке присоединения энергопринимающих устройств потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) к электрической сети, качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам с соблюдением величин аварийной и технологической брони;
- б) осуществлять передачу электрической энергии в соответствии с согласованной категорией надежности энергопринимающих устройств потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор);
- в) определять в порядке, определяемом Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации, значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей услуг. При этом указанные характеристики для потребителей, присоединенных к электрическим сетям напряжением 35 кВ и ниже, устанавливаются сетевой организацией, а для потребителей, присоединенных к электрическим сетям напряжением выше 35 кВ, - сетевой организацией совместно с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления;
- г) в порядке и сроки, установленные договором, информировать потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) об аварийных ситуациях в электрических сетях, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по договору;
- д) беспрепятственно допускать уполномоченных представителей потребителей услуг в пункты контроля и учета количества и качества электрической энергии, переданной данному потребителю, в порядке и случаях, установленных договором.

Лицо, которое намерено заключить договор направляет в сетевую организацию заявление о заключении договора, которое должно содержать следующие сведения, подтверждаемые приложенными к нему документами:

- реквизиты потребителя услуг по передаче электрической энергии или потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор;
- объемы и предполагаемый режим передачи электрической энергии с разбивкой по месяцам;
- объем присоединенной максимальной мощности и характер нагрузки энергопринимающих устройств (энергетических установок), присоединенных к сети, с ее распределением по каждой точке присоединения и с приложением акта разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон;
- однолинейная схема электрической сети потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор);
- срок начала оказания услуг по передаче электрической энергии;

Договоры для целей использования электрической энергии для бытовых нужд гражданами-потребителями заключаются гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией), обслуживающим соответствующих потребителей, или самими потребителями электрической энергии.

Такие договоры включают следующие условия:

- а) ответственность потребителя услуг и сетевой организации за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая определяется балансовой принадлежностью сетевой организации и потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) и фиксируется в акте разграничения балансовой принадлежности электросетей и акте эксплуатационной ответственности сторон, являющихся приложениями к договору;
- б) обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также по обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем. До исполнения обязательств по оборудованию точек присоединения приборами учета стороны применяют согласованный ими расчетный способ учета электрической энергии (мощности), применяемый при определении объемов переданной электроэнергии (мощности);
- в) обязательства потребителя:
 - беспрепятственно допускать уполномоченных представителей сетевой организации в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии;
 - оплачивать услуги сетевой организации по передаче электрической энергии в размере и сроки, установленные договором;
- поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему средства релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборы учета электрической энергии и мощности, устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, и соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и эксплуатации указанных средств, приборов и устройств (при наличии соответствующего оборудования);
- г) обязательства сетевой организации:
 - обеспечить передачу электрической энергии в точке присоединения энергопринимающих устройств потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) к электрической сети, качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам с соблюдением величин аварийной и технологической брони;
 - осуществлять передачу электрической энергии в соответствии с согласованной категорией надежности энергопринимающих устройств потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор);
 - в порядке и сроки, установленные договором, информировать потребителя услуг (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор) об аварийных ситуациях в электрических сетях, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по договору;

Технологическое присоединение к сетям АО "Кольская ГМК" осуществляется в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 в следующем порядке:

1. Подача заявки юридическим или физическим лицом, которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение, реконструкцию и увеличение объема присоединенной мощности, а также изменить категорию надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр (увеличение) величины присоединенной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя;
2. Заключение договора;
3. Выполнение сторонами договора мероприятий, предусмотренных договором;
4. Получение разрешения уполномоченного федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя (за исключением объектов лиц, указанных в пунктах 12.1 - 14 Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861)
5. Осуществление АО "Кольская ГМК" фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям. Под фактическим присоединением понимается комплекс технических и организационных мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, в которую была подана заявка, и объектов заявителя (энергопринимающих устройств, энергетических установок и электрических сетей) без осуществления фактической подачи (приема) напряжения и мощности на объекты заявителя (фиксация коммутационного аппарата в положении "отключено");
6. Фактический прием (подача) напряжения и мощности, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении "включено");
7. Составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

Полный текст Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 доступен в сети интернет официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>

Инвестиционная программа АО "Кольская ГМК"

На 2019 год не утверждалась.

11(з) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для оказания услуг по передаче электроэнергии

АО "Кольская ГМК" проводит торги на выполнение ремонтных и строительных работ, изготовление нестандартизированного оборудования и конструкций, поставку товарно-материальных ценностей.

Все предложения и условия участия размещены на официальном сайте АО "Кольская ГМК" www.kolagmk.ru в разделе "Тендеры"