

ПРОГНОЗНЫЕ СВЕДЕНИЯ
о расходах за технологическое присоединение
филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» на 2018 год
(наименование сетевой организации)

1. Полное наименование	<u>Филиал открытого акционерного общества</u> <u>«Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала» – «Свердловэнерго»</u>
2. Сокращённое наименование	<u>Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»</u>
3. Место нахождения	<u>620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 140</u>
4. Адрес юридического лица	<u>620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 140</u>
5. ИНН	<u>6671163413</u>
6. КПП	<u>665902001</u>
7. ФИО руководителя	<u>Мошинский Олег Борисович</u>
8. Адрес электронной почты	<u>delo@mrsk-ural.ru</u>
9. Контактный телефон	<u>(343) 215-23-59</u>
10. Факс	<u>(343) 215-26-61</u>

СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ
для расчета платы за технологическое присоединение к территориальным распределительным сетям
на уровне напряжения ниже 35 кВ и присоединяемой мощностью менее 8900 кВт
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» на 2018 год
(наименование сетевой организации)

Наименование стандартизированных тарифных ставок		Единица измерения	Стандартизированные тарифные ставки							
			по постоянной схеме				по временной схеме			
			до 15 кВт	от 15 кВт до 150 кВт	от 150 до 8900 кВт	свыше 8900 кВт	до 15 кВт	от 15 кВт до 150 кВт	от 150 до 8900 кВт	свыше 8900 кВт
C1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств напряжением 0,4 кВ потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных Федеральной службой по тарифам, за исключением подпунктов «б» и «в» пункта 16, в расчёте на 1 кВт максимальной мощности	рублей/кВт	1 605	1 118	263		1 605	1 118	232	
C1.1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	559	304	60		559	304	60	
C1.2	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий	рублей/кВт	309	198	34		309	198	34	
C1.3	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых устройств заявителя	рублей/кВт	0	0	31		0	0	0	
C1.4	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»)	рублей/кВт	736	616	138		736	616	138	
C1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств напряжением 6-10 кВ потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных Федеральной службой по тарифам, за исключением подпунктов «б» и «в» пункта 16, в расчёте на 1 кВт максимальной мощности	рублей/кВт	7 311	970	238	62	7 311	970	219	59
C1.1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	1 107	176	42	10	1 107	176	42	10
C1.2	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий	рублей/кВт	1 063	97	21	11	1 063	97	21	11
C1.3	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых устройств заявителя	рублей/кВт	0	0	19	3	0	0	0	0
C1.4	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»)	рублей/кВт	5 141	697	156	38	5 141	697	156	38
C1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств напряжением 35 кВ потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных Федеральной службой по тарифам, за исключением подпунктов «б» и «в» пункта 16, в расчёте на 1 кВт максимальной мощности	рублей/кВт	7 286		210	x	x	x	x	x
C1.1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	1 235		36	x	x	x	x	x
C1.2	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий	рублей/кВт	3 125		92	x	x	x	x	x
C1.3	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых устройств заявителя	рублей/кВт	299		10	x	x	x	x	x

C1.4	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»)	рублей/кВт	2 627	72	x	x	x	x	x
C1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств напряжением 110 кВ потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных Федеральной службой по тарифам, за исключением подпунктов «б» и «в» пункта 16, в расчёте на 1 кВт максимальной мощности	рублей/кВт	1 418	68	x	x	x	x	x
C1.1	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	399	13	x	x	x	x	x
C1.2	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий	рублей/кВт	694	26	x	x	x	x	x
C1.3	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых устройств заявителя	рублей/кВт	89	4	x	x	x	x	x
C1.4	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»)	рублей/кВт	236	25	x	x	x	x	x
C2i <*>	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-м уровне напряжения согласно приложению № 1 к методическим указаниям по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным Федеральной службой по тарифам, в расчёте на 1 км линий электропередачи	рублей/км	x	x	x	x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (1 цепная)	рублей/км	316 967			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (1 цепная)	рублей/км	336 260			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (1 цепная)	рублей/км	355 047			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (2 цепная)	рублей/км	406 052			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (2 цепная)	рублей/км	442 124			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на деревянных опорах с ж/б приставками (2 цепная)	рублей/км	481 692			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	361 353			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	384 812			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	400 210			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 120 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	420 133			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	461 586			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	490 398			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	519 560			x	x	x	x
	ВЛ-0,4кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 120 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	559 470			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на деревянных опорах (1 цепная)	рублей/км	350 585			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на деревянных опорах (1 цепная)	рублей/км	393 079			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на деревянных опорах (1 цепная)	рублей/км	425 889			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 150 мм2 на деревянных опорах (1 цепная)	рублей/км	473 009			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	434 166			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	461 156			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	489 490			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 120 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	550 442			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 150 мм2 на ж/б опорах (1 цепная)	рублей/км	617 712			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 50 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	541 095			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 70 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	651 012			x	x	x	x
	ВЛ-6-10кВ проводом СИП с площадью поперечного сечения до 95 мм2 на ж/б опорах (2 цепная)	рублей/км	707 757			x	x	x	x
	ВЛ 35 кВ	рублей/км	2 157 260						
	ВЛ 110 кВ	рублей/км	2 467 300						

С _{4i} <*>	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения согласно приложению № 1 к методическим указаниям по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным Федеральной службой по тарифам, в расчёте на 1 км линий электропередачи	рублей/км	x	x	x	x	x	x	x	x
	КЛ-6-10 кВ кабелем марки АСБл2у сечением 3х95 мм2 (1 цепное исполнение) - прокладка в траншее	рублей/км	655 987				x	x	x	x
	КЛ-6-10 кВ кабелем марки АСБл2у сечением 3х240 мм2 (1 цепное исполнение) - прокладка в траншее	рублей/км	981 967				x	x	x	x
	КЛ-6-10 кВ кабелем марки АСБл2у сечением 3х95 мм2 (1 цепное исполнение) - прокладка методом горизонтально-направленного бурения	рублей/км	2 173 374				x	x	x	x
	КЛ-6-10 кВ кабелем марки АСБл2у сечением 3х240 мм2 (1 цепное исполнение) - прокладка методом горизонтально-направленного бурения	рублей/км	2 488 061				x	x	x	x
	КЛ 35 кВ	рублей/км	6 647 280				x	x	x	x
	КЛ 110 кВ	рублей/км	11 545 751				x	x	x	x
С _{4i} <*>	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций согласно приложению № 1 к методическим указаниям по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным Федеральной службой по тарифам, на i-м уровне напряжения	рублей/кВт	x	x	x	x	x	x	x	x
	1КТП-25 с трансформатором ТМГ до 1х25 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	8 079				x	x	x	x
	1КТП-40 с трансформатором ТМГ 1х40 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	6 252				x	x	x	x
	1КТП-63 с трансформатором ТМГ 1х63 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	3 566				x	x	x	x
	1КТП-100 с трансформатором ТМГ 1х100 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	2 281				x	x	x	x
	1КТП-160 с трансформатором ТМГ 1х160 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	1 513				x	x	x	x
	1КТП-250 с трансформатором ТМГ 1х250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	1 220				x	x	x	x
	1КТП-400 с трансформатором ТМГ 1х400 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	775				x	x	x	x
	1КТП-630 с трансформатором ТМГ 1х630 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	584				x	x	x	x
	1КТПБ-100 с трансформатором ТМГ до 1х100 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	5 635				x	x	x	x
	1КТПБ-160 с трансформатором ТМГ 1х160 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	3 602				x	x	x	x
	1КТПБ-250 с трансформатором ТМГ 1х250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	2 701				x	x	x	x
	1КТПБ-400 с трансформатором ТМГ 1х400 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	1 699				x	x	x	x
	1КТПБ-630 с трансформатором ТМГ 1х630 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4 кВ	рублей/кВт	1 107				x	x	x	x
	1БКТП-160 с трансформатором ТМГ до 1х160 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	6 696				x	x	x	x
	1БКТП-250 с трансформатором ТМГ 1х250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	4 605				x	x	x	x
	1БКТП-400 с трансформатором ТМГ 1х400 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	3 232				x	x	x	x
	1БКТП-630 с трансформатором ТМГ 1х630 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	2 105				x	x	x	x
	1БКТП-1000 с трансформатором ТМГ 1х1000 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	1 405				x	x	x	x
	1БКТП-1250 с трансформатором ТМГ 1х1250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	1 117				x	x	x	x
	2БКТП-160 с трансформаторами ТМГ до 2х160 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	6 373				x	x	x	x
	2БКТП-250 с трансформаторами ТМГ 2х250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	4 194				x	x	x	x
	2БКТП-400 с трансформаторами ТМГ 2х400 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	3 208				x	x	x	x
	2БКТП-630 с трансформаторами ТМГ 2х630 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	2 075				x	x	x	x
	2БКТП-1000 с трансформаторами ТМГ 2х1000 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	1 321				x	x	x	x
	2БКТП-1250 с трансформаторами ТМГ 2х1250 кВА на номинальное напряжение 10(6)/0,4кВ	рублей/кВт	1 155				x	x	x	x
	Стационарный распределительный пункт с трансформаторами собственных нужд на номинальное напряжение 10(6) кВ	рублей/кВт	1 281				x	x	x	x
	Реклоузер 10(6) кВ (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	344				x	x	x	x
	Реклоузер 10(6) кВ с пунктом коммерческого учета (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	631				x	x	x	x
	Реклоузер 35кВ с установкой на ответвительной опоре 35кВ	рублей/кВт	904				x	x	x	x
	Разъединитель РЛНД 10(6) кВ	рублей/кВт	120				x	x	x	x
	Разъединитель ПРВТ 10(6) кВ	рублей/кВт	178				x	x	x	x
	Разъединитель РЛНД 10(6) (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	234				x	x	x	x
	Разъединитель ПРВТ 10(6) кВ 10(6) (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	260				x	x	x	x
	Разъединитель РЛНД 10(6) кВ с информационно-измерительным комплексом (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	914				x	x	x	x
	Разъединитель ПРВТ 6-10 кВ (1шт) с информационно-измерительным комплексом (с установкой железобетонной опоры)	рублей/кВт	751				x	x	x	x
	Устройство повышения напряжения (бустер) 0,4 кВ	рублей/кВт	18 683				x	x	x	x
	Пункт автоматического регулирования напряжения 10 (6) кВ (ПАРН) с установкой на железобетонных опорах	рублей/кВт	25 344				x	x	x	x
	БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х100 кВА	рублей/кВт	30 205				x	x	x	x

БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х160 кВА	рублей/кВт	19 939	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х250 кВА	рублей/кВт	12 358	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х400 кВА	рублей/кВт	7 867	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х630 кВА	рублей/кВт	5 135	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х1000 кВА	рублей/кВт	3 382	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х1250 кВА	рублей/кВт	3 477	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х1600 кВА	рублей/кВт	2 786	x	x	x	x
БКТП-35/0,4 кВ с трансформатором 1х2500 кВА	рублей/кВт	1 912	x	x	x	x
ПС 35/10(6) кВ (трансформатор 1х2,5 МВА)	рублей/кВт	9 992	x	x	x	x
ПС 35/10(6) кВ (трансформатор 1х4 МВА)	рублей/кВт	6 315	x	x	x	x
ПС 35/10(6) кВ (трансформатор 1х6,3 МВА)	рублей/кВт	4 096	x	x	x	x
ПС 35/10(6) кВ (трансформатор 1х10 МВА)	рублей/кВт	2 789	x	x	x	x
ПС 35/10(6) кВ (трансформатор 1х16 МВА)	рублей/кВт	1 793	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х2,5 МВА)	рублей/кВт	9 786	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х4 МВА)	рублей/кВт	6 306	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х6,3 МВА)	рублей/кВт	4 125	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х10 МВА)	рублей/кВт	2 676	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х16 МВА)	рублей/кВт	1 815	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х25 МВА)	рублей/кВт	1 231	x	x	x	x
ПС 110/10(6) кВ (трансформатор 1х40 МВА)	рублей/кВт	812	x	x	x	x

<*> Ставки платы С2,і, С3,і и С4,і за технологическое присоединение к электрическим сетям дифференцируются по виду используемого материала, способу выполнения работ, категориям потребителей, уровнем напряжения и (или) объему присоединяемой максимальной мощности

**РАСХОДЫ НА МЕРОПРИЯТИЯ,
осуществляемые при технологическом присоединении
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» на 2018 год**

№ п/п	Наименование мероприятий	Распределение необходимой валовой выручки (рублей)	Объем максимальной мощности (кВт)	Ставки для расчета платы по каждому мероприятию (рублей/кВт) (без учета НДС)
1.	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) заявителю:	69 426 902	156 510	444
	по постоянной схеме	69 426 902	156 510	444
	по временной схеме	х	х	444
2.	Разработка сетевой организацией проектной документации по строительству «последней мили»	92 097 597	112 374	820
3.	Выполнение сетевой организацией мероприятий, связанных со строительством «последней мили»:	517 853 173	х	х
3.1.	строительство воздушных линий	286 901 348	50 012	5 737
3.2.	строительство кабельных линий	115 084 083	11 343	10 146
3.3.	строительство пунктов секционирования	3 255 180	12 952	251
3.4.	строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	112 612 562	16 686	6 749
3.5.	строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)	0	0	0
4.	Проверка сетевой организацией выполнения заявителем ТУ:	39 494 865	156 510	252
	по постоянной схеме	39 494 865	156 510	252
	по временной схеме	х	х	252
5.	Участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых Устройств Заявителя	608 058	34 067	18
	по постоянной схеме	608 058	34 067	18
	по временной схеме	х	х	х
6.	Фактические действия по присоединению и обеспечению работы Устройств в электрической сети	95 564 411	156 510	611
	по постоянной схеме	95 564 411	156 510	611
	по временной схеме	х	х	611

РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ
на технологическое присоединение
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» на 2018 год

(тыс.рублей)

№ п/п	Показатели	Ожидаемые данные за текущий период	Плановые показатели на следующий период
1	2	3	4
1.	Расходы по выполнению мероприятий по технологическому присоединению - всего:	135 632	205 094
	в том числе:		
1.1.	вспомогательные материалы	5 229	7 907
1.2.	энергия на хозяйственные нужды	649	981
1.3.	оплата труда	92 089	139 251
1.4.	отчисления на страховые взносы	27 164	41 075
1.5.	прочие расходы - всего:	10 502	15 880
	из них:		
1.5.1.	работы и услуги производственного характера	168	254
1.5.2.	налоги и сборы, уменьшающие налогооблагаемую базу на прибыль организаций	495	749
1.5.3.	работы и услуги непроизводственного характера - всего:	9 838	14 876
	в том числе:		
1.5.3.1.	услуги связи	743	1 123
1.5.3.2.	расходы на охрану и пожарную безопасность	560	847
1.5.3.3.	расходы на информационное обслуживание, консультационные и юридические услуги	1 098	1 661
1.5.3.4.	плата за аренду имущества	828	1 252
1.5.3.5.	другие прочие расходы, связанные с производством и реализацией	6 608	9 993
1.6.	внебюджетные расходы - всего:	0	0
	в том числе:		
1.6.1.	расходы на услуги банков	0	0
1.6.2.	% за пользование кредитом	0	0
1.6.3.	прочие обоснованные расходы	0	0
1.6.4.	денежные выплаты социального характера (по коллективному договору)	0	0
2.	Расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики	569 818	609 951
3.	Выпадающие доходы/экономия средств	0	0
4.	Необходимая валовая выручка (сумма п. 1 - 3)	705 451	815 045

ФАКТИЧЕСКИЕ СРЕДНИЕ ДАННЫЕ
о присоединенных объемах максимальной мощности
за 3 предыдущих года по каждому мероприятию
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

Наименование мероприятий		Фактические расходы на строительство подстанций за 3 предыдущих года (тыс.рублей)	Объём мощности, введённой в основные фонды за 3 предыдущих года (кВт)
1.	Строительство пунктов секционирования (распределительных пунктов)	4 774,23	4 062,67
2.	Строительство комплектных трансформаторных подстанций и распределительных трансформаторных подстанций с уровнем напряжения до 35 кВ	77 186,53	6 455,61
3.	Строительство центров питания и подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше	0,00	0,00

ФАКТИЧЕСКИЕ СРЕДНИЕ ДАННЫЕ
о длине линий электропередачи и об объемах максимальной мощности
построенных объектов за 3 предыдущих года по каждому мероприятию
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

Наименование мероприятий		Расходы на строительство воздушных и кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения, фактически построенных за последние 3 года (тыс.рублей)	Длина воздушных и кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения, фактически построенных за последние 3 года (км)	Объем максимальной мощности, присоединённой путём строительства воздушных и кабельных линий за последние 3 года (кВт)
1.	Строительство воздушных линий электропередачи:	76 403,46	20,69	10 500,50
	0,4 кВ	9 154,35	3,61	1 866,64
	1 - 20 кВ	67 249,11	17,08	8 633,86
	35 кВ	0,00	0,00	0,00
2.	Строительство кабельных линий электропередачи:	119 558,04	72,25	9 749,55
	0,4 кВ	28 363,78	16,08	2 839,93
	1 - 20 кВ	91 194,26	56,16	6 909,62
	35 кВ	0,00	0,00	0,00

ИНФОРМАЦИЯ
об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» по договорам, заключенным за 2017 год <***>

Категория заявителей		Количество договоров (штук)			Максимальная мощность (кВт)			Стоимость договоров (без НДС) (тыс.рублей)		
		0,4 кВ	1 - 20 кВ	35 кВ и выше	0,4 кВ	1 - 20 кВ	35 кВ и выше	0,4 кВ	1 - 20 кВ	35 кВ и выше
1.	До 15 кВт - всего	6 564	12	0	77 200	158	0	16 070	36	0
	в том числе									
	льготная категория <*>	6 157	11	0	74 778	154	0	2 870	5	0
2.	От 15 кВт до 150 кВт - всего	312	36	0	9 518	3 067	0	21 598	7 688	0
	в том числе									
	льготная категория <***>	9	2	0	419	100	0	1 191	101	0
3.	От 150 кВт до 670 кВт - всего	24	45	0	6 407	13 295	0	32 846	44 953	0
	в том числе									
	по индивидуальному проекту	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	От 670 кВт до 8900 кВт - всего	1	28	2	900	33 976	2 660	233	40 162	675
	в том числе									
	по индивидуальному проекту	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	От 8900 кВт - всего	0	3	1	0	2 770	5 800	0	80	238
	в том числе									
	по индивидуальному проекту	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Объекты генерации	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<*> Заявители, оплачивающие технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств в размере не более 550 рублей

<***> Заявители - юридические лица или индивидуальные предприниматели, заключившие договор об осуществлении технологического присоединения по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных энергопринимающих устройств), у которых в договоре предусматривается беспроцентная рассрочка платежа за технологическое присоединение в размере 95 процентов платы за технологическое присоединение с условием ежеквартального внесения платы равными долями от общей суммы рассрочки до 3 лет со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения

<****> Все данные указаны за 9 месяцев 2017 г. по заключенным договорам, без учета их исполнения.

ИНФОРМАЦИЯ
о поданных заявках на технологическое присоединение к электрическим сетям
филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» за 2017 год <*>**

Категория заявителей		Количество заявок (штук)			Максимальная мощность (кВт)		
		0,4 кВ	1 - 20 кВ	35 кВ и выше	0,4 кВ	1 - 20 кВ	35 кВ и выше
1.	До 15 кВт - всего	7 506	23	0	87 463	293	0
	в том числе						
	льготная категория <*>	6 564	17	0	79 630	233	0
2.	От 15 кВт до 150 кВт - всего	520	62	0	18 321	4 663	0
	в том числе						
	льготная категория <***>	12	4	0	667	240	0
3.	От 150 кВт до 670 кВт - всего	71	85	0	19 002	26 263	0
	в том числе						
	по индивидуальному проекту	0	0	0	0	0	0
4.	От 670 кВт до 8900 кВт - всего	3	51	8	2 483	67 915	20 913
	в том числе						
	по индивидуальному проекту	0	0	0	0	0	0
5.	От 8900 кВт - всего	0	3	3	0	2 770	39 196
	в том числе						
	по индивидуальному проекту	0	0	1	0	0	30 000
6.	Объекты генерации	0	0	0	0	0	0

<*> Заявители, оплачивающие технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств в размере не более 550 рублей

<***> Заявители - юридические лица или индивидуальные предприниматели, заключившие договор об осуществлении технологического присоединения по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных энергопринимающих устройств), у которых в договоре предусматривается беспроцентная рассрочка платежа за технологическое присоединение в размере 95 процентов платы за технологическое присоединение с условием ежеквартального внесения платы равными долями от общей суммы рассрочки до 3 лет со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения

<***> Информация приведена по поданным заявкам на технологическое присоединение за 9 месяцев 2017 года