



Российская Федерация
Новгородская область

КОМИТЕТ ПО ЦЕНОВОЙ И ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКЕ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 25 декабря 2015 года № 57
Великий Новгород

Об установлении платы и ставок платы за технологическое присоединение к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 год

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Положением о комитете по ценовой и тарифной политике области, утверждённым постановлением Правительства Новгородской области от 09.09.2013 № 161, комитет по ценовой и тарифной политике области

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Установить:

1.1. Плату за технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 год согласно приложению № 1.

1.2. Стандартизированные тарифные ставки платы на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» без учёта затрат на строительство энергообъектов (С1) на 2016 год согласно приложению № 2.

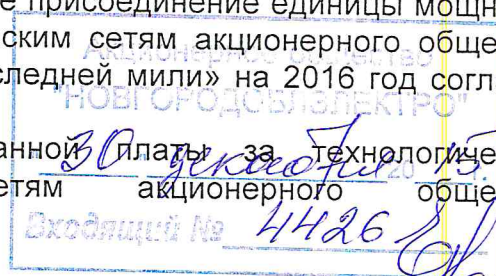
1.3. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 на строительство 1 км линий электропередачи (С2, С3) согласно приложению № 3.

1.4. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 год на строительство трансформаторных подстанций (С4) согласно приложению № 4.

1.5. Формулы расчёта платы за технологическое присоединение исходя из стандартизированных тарифных ставок и способа технологического присоединения к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» согласно приложению № 5.

1.6. Ставки платы за технологическое присоединение единицы мощности энергопринимающего устройства к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» по мероприятиям «последней мили» на 2016 год согласно приложению № 6.

2. Размер экономически обоснованной платы за технологическое присоединение к электрическим сетям акционерного общества



«Новгородоблэлектро» к одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учётом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности) составляет 65409,51 руб. (без НДС) за одно присоединение.

3. Включить в расчёт тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 год выпадающие доходы от технологического присоединения согласно приложению № 7.

4. Признать утратившими силу постановления комитета по ценовой и тарифной политике области от 25.12.2014 № 67 «Об установлении платы и ставок платы за технологическое присоединение к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2015 год», от 26.06.2015 № 21 «О внесении изменений в постановление комитета по ценовой и тарифной политике области от 25.12.2014 № 67».

5. Настоящее постановление вступает в силу через десять дней после его официального опубликования.

6. Опубликовать постановление в газете «Новгородские ведомости».

Председатель комитета
по ценовой и тарифной политике области



М.Н. Солтаганова

Приложение № 1
к постановлению комитета
по ценовой и тарифной
политике области
от 25.12.2015 № 57

**Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств
к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро»
на 2016 год**

Категория заявителей	Плата за технологическое присоединение, руб. (с НДС)
Заявитель, владеющий объектами, отнесенными к третьей категории надежности электроснабжения (по одному источнику электроснабжения), подающий заявку на технологическое присоединение энергопринимающих устройств (в том числе в целях временного технологического присоединения энергопринимающих устройств, включая передвижные энергопринимающие устройства) максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учётом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности	550,00

Примечания:

1. Под расстоянием от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства сетевой организации понимается минимальное расстояние, измеряемое по прямой линии от границы участка (нахождения присоединяемых энергопринимающих устройств) заявителя до ближайшего объекта электрической сети (опора линий электропередачи, кабельная линия, распределительное устройство, подстанция), имеющего класс напряжения, указанный в заявке.

2. Если заявителем на технологическое присоединение выступает: садоводческое, огородническое, дачное некоммерческое объединение, иное некоммерческое объединение (гаражно-строительный, гаражный кооператив), религиозная организация, граждане, объединившие свои гаражи и хозяйственные постройки (погреба, сараи), то плата для указанных заявителей не должна превышать 550 рублей, умноженных на количество членов (абонентов) этих объединений (организаций), при условии присоединения каждым членом этого объединения (организации) не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учётом 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 (организаций, 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 сетевой организации.

3. 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 выше, с платой за технологическое присоединение в размере 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет.

4. Приложение № 1 не применяется в следующих случаях:

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

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

5. Плата за технологическое присоединение взимается однократно.

Приложение № 2
к постановлению комитета
по ценовой и тарифной
политике области
от 25.12.2015 № 57

Стандартизированные тарифные ставки платы на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэнерго» без учёта затрат на строительство энергообъектов (С1) на 2016 год

№ п/п	Наименование мероприятий	Ставки платы в зависимости от присоединяемой максимальной мощности (с учётом ранее присоединенной максимальной мощности), руб./кВт (без НДС)					
		до 150 кВт включительно (0,4-35кВ)		от 150 кВт до 670кВт включительно (0,4-35 кВ)		от 670 кВт до 8900 кВт включительно (0,4-35 кВ)	
		3 категория надёжности	1,2 категория надёжности	3 категория надёжности	1,2 категория надёжности	3 категория надёжности	1,2 категория надёжности
1.	Стандартизированная тарифная ставка (С1), в том числе: Подготовка и выдача технических условий (С 1.1.)	1037,16	1181,74	633,51	794,56	794,56	794,56
2.	Проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий (С 1.2.)	550,36	550,36	300,31	300,31	300,31	300,31
3.	Осмотр присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя (С 1.3.)	214,77	214,77	117,19	117,19	117,19	117,19
4.	Фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающих устройств в электрической сети (С 1.4.)	212,61	357,19	188,55	349,60	349,60	349,60
		59,42	59,42	27,46	27,46	27,46	27,46

Примечания:

Ставки определены в ценах 2016 года и не распространяются на заявителей, для которых плата за технологическое присоединение к электрическим сетям установлена приложением № 1 к настоящему постановлению.

Ставки применяются для присоединения по постоянной и по временной схеме электроснабжения.

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 на строительство 1 км линий электропередачи (С2, С3)

№ п/п	Марки линий электропередачи	Уровень напряжения, кВ	Ставки платы на диапазоне присоединяемой максимальной мощности до 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной максимальной мощности), руб./ км (без НДС)	
			До 150 кВт включительно	От 150 кВт до 8900 кВт включительно
1. Ставка на покрытие расходов на строительство 1 км воздушной линии (С2)				
1.1.	СИП-2 3 x 35 + 1 x 50 кв. мм (3 x 35 + 1 x 54,6 кв. мм)	0,4	105777,02	211554,04
1.2.	СИП-2 3 x 50 + 1 x 50 + 1*16 кв. мм	0,4	123969,98	247939,96
1.3.	СИП-2 3 x 50 + 1 x 54,6 кв. мм	0,4	116234,88	232469,76
1.4.	СИП-2 3 x 50 + 1 x 54,6 + 1*25 кв. мм	0,4	126221,39	252442,78
1.5.	СИП-2 3 x 50 + 1 x 70 кв. мм (3 x 50 + 1 x 70 + 1 x 16 кв. мм)	0,4	116705,89	233411,79
1.6.	СИП-2 3 x 70 + 1 x 54,6 кв. мм	0,4	123221,95	246443,90
1.7.	СИП-2 3 x 70 + 1 x 70 кв. мм (3 x 70 + 1 x 70 + 1 x 25 кв. мм)	0,4	125482,88	250965,77
1.8.	СИП-2 3 x 70 + 1 x 95 + 1*16 кв. м	0,4	135098,74	270197,49
1.9.	СИП-2 3 x 70 + 1 x 95 кв. мм	0,4	137782,35	275564,71
1.10.	СИП-2 3 x 95 + 1 x 70 кв. мм	0,4	134571,68	269143,39
1.11.	СИП-2 3 x 95 + 1 x 70 + 1*25 кв. мм	0,4	135602,57	271205,14
1.12.	СИП-2 3 x 95 + 1 x 95 + 1*16 кв. мм	0,4	140811,46	281622,93
1.13.	СИП-2 3 x 95 + 1 x 95 кв. мм (3 x 95 + 1 x 95 + 1 x 25 кв. мм)	0,4	149678,42	299356,85
1.14.	СИП-2 3 x 120 + 1 x 95 кв. мм	0,4	164774,24	329548,48
1.15.	СИП-2 3 x 120 + 1 x 95 + 16 кв. мм	0,4	145869,47	291738,95

1.16.	СИП-2 3 x 120 + 1 x 95 + 25 кв. мм	0,4	148614,50	297229,00
1.17.	СИП-4 4 x 16 кв. мм	0,4	86205,85	172411,70
1.18.	СИП-4 4 x 25 кв. мм	0,4	91045,61	182091,23
1.19.	СИП-4 4 x 120 кв. мм	0,4	163530,97	327061,95
1.20.	СИП-3 3 x 1 x 35 кв. мм	6/10	167107,85	334215,70
1.21.	СИП-3 3 x 1 x 50 кв. мм	6/10	169829,15	339658,30
1.22.	СИП-3 3 x 1 x 70 кв. мм	6/10	182061,10	364122,20
1.23.	СИП-3 3 x 1 x 95 кв. мм	6/10	210805,89	421611,78
1.24.	СИП-3 3 x 1 x 120 кв. мм	6/10	227546,56	455093,12
1.25.	СИП-3 3 x 1 x 150 кв. мм	6/10	237001,30	474002,61
2. Ставка на покрытие расходов на строительство 1 км кабельной линии кабелем марки АВБ6Шв, АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв, ПвБ6Шп, ВБ6Шв, АСБ, АПвПу2г (без учета метода горизонтально направленного бурения) (СЗ)				
2.1.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 25 кв. мм	0,4	133313,94	266627,88
2.2.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 35 кв. мм	0,4	139537,59	279075,19
2.3.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 50 кв. мм	0,4	151088,77	302177,54
2.4.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 70 кв. мм	0,4	165889,76	331779,53
2.5.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 95 кв. мм	0,4	178765,00	357530,00
2.6.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 120 кв. мм	0,4	194186,95	388373,90
2.7.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 5 x 120 кв. мм	0,4	212921,36	425842,72
2.8.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 150 кв. мм	0,4	221441,75	442883,50
2.9.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 185 кв. мм	0,4	246015,13	492030,27
2.10.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 240 кв. мм	0,4	305508,94	611017,89
2.11.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 16 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	207917,41	415834,82
2.12.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 25 кв. мм - 2 кабеля в	0,4	221207,64	442415,28

	траншее			
2.13.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 35 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	233654,94	467309,89
2.14.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 50 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	259220,95	518441,91
2.15.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 70 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	284693,54	569387,08
2.16.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 95 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	317614,20	635228,40
2.17.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 120 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	345464,21	690928,43
2.18.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп) 4 x 150 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	388670,09	777340,18
2.19.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 185 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	461170,25	922340,51
2.20.	АВБбШв (АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв) 4 x 240 кв. мм - 2 кабеля в траншее	0,4	569820,57	1139641,15
2.21.	ПвБбШп - 4 x 50 кв. мм	0,4	232828,27	465656,55
2.22.	ПвБбШп - 4 x 95 кв. мм	0,4	341653,11	683306,22
2.23.	ПвБбШп - 4 x 150 кв. мм	0,4	463150,97	926301,95
2.24.	ВБбШв 4 x 150 кв. мм	0,4	397188,27	794376,55
2.25.	АПВГ 4 x 25 кв. мм	0,4	122825,61	245651,22
2.26.	АСБ-10-2л 3 x 70 кв. мм	6/10	215729,49	431458,98
2.27.	АСБ-10-2л 3 x 95 кв. мм	6/10	229445,31	458890,63
2.28.	АСБ-10-2л 3 x 120 кв. мм	6/10	251348,16	502696,33
2.29.	АСБ-10-2л 3 x 150 кв. мм	6/10	268564,38	537128,76
2.30.	АСБ-10-2л 3 x 185 кв. мм	6/10	294194,80	588389,60
2.31.	АСБ-10-2л 3 x 240 кв. мм	6/10	318056,74	636113,48
2.32.	АПвПу-10 1 x 240 кв. мм	6/10	562961,32	1125922,64
3. Ставка на покрытие расходов на строительство 1 км кабельной линии методом горизонтально направленного бурения кабелем марки АВБбШв, АВБбШвнг, АПвБбШп, АПвБбШв, ПвБбШп, ВБбШв, АСБ, АПвПу2г (СЗ)				

3.1.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 25 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	803928,57	1607857,15
3.2.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 25 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1046433,18	2092866,36
3.3.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 35 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	808753,66	1617507,32
3.4.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 35 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1056082,87	2112165,75
3.5.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 50 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	819556,95	1639113,91
3.6.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 50 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1077689,93	2155379,87
3.7.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 70 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	835507,91	1671015,82
3.8.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 70 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1109595,59	2219191,18
3.9.	ПвБШп - 4 x 50 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	893906,10	1787812,20
3.10.	ПвБШп - 4 x 50 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1226391,50	2452783,01
3.11.	ПвБШп - 4 x 95 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	996805,91	1993611,82
3.12.	ПвБШп - 4 x 95 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1432186,91	2864373,82
3.13.	ПвБШп - 4 x 150 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	1111295,09	2222590,18
3.14.	ПвБШп - 4 x 150 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1661169,95	3322339,91
3.15.	ВБШв 4 x 150 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	1050447,37	2100894,75
3.16.	ВБШв 4 x 150 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1539471,71	3078943,42
3.17.	АВБШв (АВБШвнг, АПвБШп, АПвБШв) 4 x 120 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	860995,72	1721991,45

3.18.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 120 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1160569,35	2321138,71
3.19.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 150 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	875106,72	1750213,45
3.20.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 150 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1188793,22	2377586,45
3.21.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 95 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	847746,18	1695492,36
3.22.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 95 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1134072,13	2268144,27
3.23.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 185 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	909494,68	1818989,36
3.24.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 185 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1257569,13	2515138,27
3.25.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 240 кв. мм (прокол одна труба)	0,4	959519,91	1919039,82
3.26.	АВБ6Шв (АВБ6Швнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв) 4 x 240 кв. мм (прокол две трубы)	0,4	1357619,59	2715239,18
3.27.	АСБ-10-2л 3 x 70 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	912809,87	1825619,75
3.28.	АСБ-10-2л 3 x 70 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1264196,72	2528393,44
3.29.	АСБ-10-2л 3 x 95 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	927210,68	1854421,36
3.30.	АСБ-10-2л 3 x 95 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1292996,45	2585992,91
3.31.	АСБ-10-2л 3 x 120 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	949899,71	1899799,42
3.32.	АСБ-10-2л 3 x 120 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1338375,91	2676751,83
3.33	АСБ-10-2л 3 x 150 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	966715,86	1933431,73
3.34.	АСБ-10-2л 3 x 150 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1372006,82	2744013,64

3.35.	АСБ-10-2л 3 x 185 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	989580,92	1979161,85
3.36.	АСБ-10-2л 3 x 185 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1417739,28	2835478,57
3.37.	АСБ-10-2л 3 x 240 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	1007873,72	2015747,45
3.38.	АСБ-10-2л 3 x 240 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1454327,22	2908654,45
3.39.	АПвПу2г-10 1 x 240 кв. мм (прокол одна труба)	6/10	1127508,69	2255017,39
3.40.	АПвПу2г-10 1 x 240 кв. мм (прокол две трубы)	6/10	1693597,63	3387195,26

Примечание: ставки установлены в ценах 2001 года.

Приложение № 4
к постановлению комитета
по ценовой и тарифной
политике области
от 25.12.2015 № 57

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов акционерного общества «Новгородоблэлектро» на 2016 год на строительство трансформаторных подстанций (С4)

№ п/п	Тип подстанции	Ставки платы на диапазоне присоединяемой максимальной мощности до 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной максимальной мощности), руб./кВт (без НДС)	
		До 150 кВт включительно	От 150 кВт до 8900 кВт включительно
1. Ставка на покрытие расходов на строительство блочной комплектной трансформаторной подстанции (БКТП) 10/0,4 кВ (С4)			
1.1.	БКТП-630 кВА проходного типа	973,86	1947,73
1.2.	БКТП-630 кВА тупикового типа	718,17	1436,35
1.3.	БКТП-1000 кВА проходного типа	644,01	1288,03
1.4.	БКТП-1000 кВА тупикового типа	482,59	965,19
1.5.	2БКТП-630 кВА проходного типа	935,91	1871,82
1.6.	2БКТП-1000 кВА проходного типа	617,96	1235,93
2. Ставка на покрытие расходов на строительство комплектной трансформаторной подстанции типа "Континент" (КТП) 10/0,4 кВ (С4)			
2.1.	КТП-250 кВА "Континент"-проходного типа	686,00	1372,00
2.2.	КТП-400 кВА "Континент"-проходного типа	445,76	891,53
2.3.	КТП-630 кВА "Континент" проходного типа	354,58	709,17
2.4.	КТП-1000 кВА "Континент" проходного типа	281,42	562,84
2.5.	2КТП-250 кВА "Континент"-проходного типа	909,30	1818,60
2.6.	2КТП-250 кВА "Континент"-тупикового типа	753,45	1506,91
2.7.	2КТП-400 кВА "Континент" проходного типа	578,18	1156,36
2.8.	2КТП-400 кВА "Континент" тупикового типа	536,48	1072,97
2.9.	2КТП-630 кВА "Континент" проходного типа	427,49	854,99
2.10.	2КТП-630 кВА "Континент" тупикового типа	362,10	724,21
2.11.	2КТП-1000 кВА "Континент" проходного типа	318,48	636,96
2.12.	2КТП-1000 кВА "Континент" тупикового типа	277,68	555,36
3. Ставка на покрытие расходов на строительство комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ (С4)			
3.1.	КТП-100 кВА тупикового типа	915,96	1831,93
3.2.	КТП-160 кВА проходного типа	496,26	992,53

3.3.	КТП-160 кВА тупикового типа	405,94	811,89
3.4.	КТП-250 кВА проходного типа	327,31	654,62
3.5.	КТП-250 кВА тупикового типа	276,11	552,22
3.6.	КТП- 400 кВА проходного типа	218,01	436,02
3.7.	КТП-400 кВА тупикового типа	204,45	408,91
3.8.	КТП-630 кВА проходного типа	155,88	311,76
3.9.	КТП-630 кВА тупикового типа	153,79	307,59
3.10.	2 КТП-100 кВА проходного типа	1095,28	2190,56
3.11.	2 КТП- 100 кВА тупикового типа	911,56	1823,12
3.12.	2 КТП-160 кВА проходного типа	716,18	1432,37
3.13.	2 КТП-160 кВА тупикового типа	594,13	1188,27
3.14.	2 КТП-250 кВА проходного типа	639,77	1279,55
3.15.	2 КТП-250 кВА тупикового типа	400,27	800,55
3.16.	2 КТП-400 кВА проходного типа	348,64	697,29
3.17.	2 КТП-400 кВА тупикового типа	281,77	563,54
3.18.	2 КТП- 630 кВА проходного типа	302,73	605,47
3.19.	2 КТП- 630 кВА тупикового типа	228,65	457,30
4. Ставка на покрытие расходов на строительство трансформаторной подстанции (кирпичная)			
4.1.	ТП 2х630 кВА проходного типа	426,66	853,33
4.2.	ТП 2х1000 кВА проходного типа	359,82	719,64
5.Ставка на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования			
5.1.	РП	470,38	940,77
6. Ставка на покрытие расходов на строительство распределительной трансформаторной подстанции (РТП) 10 (6)/0,4 кВ (С4)			
6.2.	РТП 2 х 1000 кВА	474,09	948,19
7.Ставки на покрытие расходов на строительство столбовых трансформаторных подстанций (СТП) и мачтовых трансформаторных подстанций (МТП) 10 (6)/0,4 кВ			
7.1.	СТП -63 кВА	402,99	805,98
7.2.	СТП -100 кВА	275,11	550,23
7.3.	МТП -100 кВА	335,93	671,86
7.4.	МТП -160 кВА	226,54	453,08
7.5.	МТП -250 кВА	165,65	331,30

Примечания:

1. Ставки установлены в ценах 2001 года для присоединения энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения.

2. В составе трансформаторных подстанций учтено оборудование: камеры КСО с выключателями нагрузки в соответствии с РУВН, панели ЩО-70, рубильники РПС-2 и РПС-4 в соответствии с РУНН.

Формулы расчёта платы за технологическое присоединение исходя из стандартизированных тарифных ставок и способа технологического присоединения к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро»

1. При отсутствии необходимости реализации мероприятий "последней мили":

$$P_i = C_1 * N_i, \text{ где}$$

P_i – плата за технологическое присоединение, руб.

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утверждённых приказом ФСТ России от 11.09.2012 № 209-э/1 (кроме подпунктов "б" и "в"), руб./кВт (без НДС)

N_i - объём максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение заявителем, кВт.

2. При необходимости реализации мероприятий "последней мили" по прокладке воздушных и (или) кабельных линий:

$$P_i = C_1 * N_i + C_2 * L_{iv} + C_3 * L_{ik}, \text{ где}$$

C_2 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий, руб./км (без НДС);

C_3 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i -м уровне напряжения, руб./км (без НДС);

L_{iv} - протяженность воздушных линий на i -том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, км.;

L_{ik} - протяженность кабельных линий на i -том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, км.;

3. При необходимости реализации мероприятий "последней мили" по прокладке воздушных и (или) кабельных линий и комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$$P_i = C_1 * N_i + C_2 * L_{iv} + C_3 * L_{ik} + C_4 * N_i, \text{ где}$$

С4 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС), руб./кВт (без НДС).

Примечания:

1. Стандартизированные тарифные ставки С2, С3, С4, установленные в ценах 2001 года, приводятся к ценам регулируемого периода с применением индексов изменения сметной стоимости для Новгородской области на квартал, предшествующий кварталу, в котором определяется плата за технологическое присоединение. В расчёте применяются индексы изменения сметной стоимости, рекомендуемые Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации в рамках реализации полномочий в области сметного нормирования и ценообразования в сфере градостроительной деятельности.

2. Размер платы для каждого присоединения рассчитывается сетевой организацией в соответствии с утверждённой формулой исходя из способа технологического присоединения.

3. Если при технологическом присоединении заявителя согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, то стоимость мероприятий, учитываемых в плате (кроме платы, определяемой по формуле $C1 \cdot Ni$), рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов-дефляторов по подразделу "Строительство", 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-дефляторов по подразделу "Строительство", 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.

Ставки платы за технологическое присоединение единицы мощности энергопринимающего устройства к электрическим сетям акционерного общества «Новгородоблэлектро» по мероприятиям «последней мили» на 2016 год

№ п/п	Наименование мероприятий	Ставки платы в зависимости от присоединяемой максимальной мощности (с учетом ранее присоединенной максимальной мощности), руб./кВт (без НДС)	
		До 150 кВт включительно	От 150 кВт до 8900 кВт включительно
1.	Разработка сетевой организацией проектной документации по строительству "последней мили"	X	
2.	Выполнение сетевой организацией мероприятий, связанных со строительством "последней мили":	X	
2.1.	Строительство воздушных линий электропередачи 0,4-10 кВ	3310,59	6638,06
2.2.	Строительство кабельных линий электропередачи 0,4-10кВ без учета применения метода горизонтально-направленного бурения	2738,70	5352,17
2.3.	Строительство кабельных линий электропередачи 0,4-10 кВ с учетом применения метода горизонтально-направленного бурения	9228,24	8755,82
2.4.	Строительство пунктов секционирования (РП)	3039,53	6079,07
2.5.	Строительство комплектных трансформаторных подстанций, распределительных трансформаторных подстанций с уровнем напряжения до 35 кВ	X	
2.5.1.	БКТП-630 кВА проходного типа	6292,92	12585,84
2.5.2.	БКТП-630 кВА тупикового типа	4640,70	9281,41
2.5.3.	БКТП-1000 кВА проходного типа	4161,49	8322,99

2.5.4.	БКТП-1000 кВА тупикового типа	3118,43	6236,86
2.5.5.	2БКТП-630 кВА проходного типа	6047,66	12095,33
2.5.6.	2БКТП-1000 кВА проходного типа	3993,16	7986,33
2.5.7.	КТП-250 кВА "Континент"-проходного типа	4432,79	8865,59
2.5.8.	КТП-400 кВА "Континент"-проходного типа	2880,44	5760,89
2.5.9.	КТП-630 кВА "Континент" проходного типа	2291,25	4582,51
2.5.10.	КТП-1000 кВА "Континент" проходного типа	1818,48	3636,96
2.5.11.	2КТП-250 кВА "Континент"-проходного типа	5875,71	11751,43
2.5.12.	2КТП-250 кВА "Континент"-тупикового типа	4868,67	9737,35
2.5.13.	2КТП-400 кВА "Континент" проходного типа	3736,08	7472,17
2.5.14.	2КТП-400 кВА "Континент" тупикового типа	3466,66	6933,32
2.5.15.	2КТП-630 кВА "Континент" проходного типа	2762,38	5524,77
2.5.16.	2КТП-630 кВА "Континент" тупикового типа	2339,85	4679,70
2.5.17.	2КТП-1000 кВА "Континент" проходного типа	2057,95	4115,91
2.5.18.	2КТП-1000 кВА "Континент" тупикового типа	1794,31	3588,63
2.5.19.	КТП-100 кВА тупикового типа	5918,78	11837,57
2.5.20.	КТП-160 кВА проходного типа	3206,76	6413,53
2.5.21.	КТП-160 кВА тупикового типа	2623,13	5246,27
2.5.22.	КТП-250 кВА проходного типа	2115,01	4230,02
2.5.23.	КТП-250 кВА тупикового типа	1784,17	3568,34
2.5.24.	КТП- 400 кВА проходного типа	1408,73	2817,47
2.5.25.	КТП-400 кВА тупикового типа	1321,14	2642,29
2.5.26.	КТП-630 кВА проходного типа	1007,26	2014,53
2.5.27.	КТП-630 кВА тупикового типа	993,79	1987,59
2.5.28.	2 КТП-100 кВА проходного типа	7077,48	14154,96
2.5.29.	2 КТП- 100 кВА тупикового типа	5890,32	11780,64
2.5.30.	2 КТП-160 кВА проходного типа	4627,84	9255,69
2.5.31.	2 КТП-160 кВА тупикового типа	3839,18	7678,36
2.5.32.	2 КТП-250 кВА проходного типа	4134,10	8268,20
2.5.33.	2 КТП-250 кВА тупикового типа	2586,49	5172,99
2.5.34.	2 КТП-400 кВА проходного типа	2252,87	4505,75

2.5.35.	2 КТП-400 кВА тупикового типа	1820,74	3641,48
2.5.36.	2 КТП- 630 кВА проходного типа	1956,21	3912,43
2.5.37.	2 КТП- 630 кВА тупикового типа	1477,49	2954,98
2.5.38.	ТП 2х630 кВА проходного типа	2757,02	5514,05
2.5.39.	ТП 2х1000 кВА проходного типа	2325,08	4650,17
2.5.40.	РТП 2 х 1000 кВА	3063,50	6127,01
2.5.41.	СТП -63 кВА	2604,04	5208,08
2.5.42.	СТП -100 кВА	1777,74	3555,48
2.5.43.	МТП -100 кВА	2170,71	4341,42
2.5.44.	МТП -160 кВА	1463,86	2927,71
2.5.45.	МТП -250 кВА	1070,39	2140,79

Примечания:

1. БКТП -блочная комплектная трансформаторная подстанция (БКТП).
2. КТП- комплектная трансформаторная подстанция.
3. ТП- трансформаторная подстанция.
4. СТП - столбовая трансформаторная подстанция.
5. МТП- мачтовая трансформаторная подстанция.
6. Ставки установлены в ценах 2016 года.
- 7.Ставки по пунктам 2.1.-2.3. установлены за присоединяемую мощность независимо от категории надежности электроснабжения.
- 8.Ставки по пунктам 2.4., 2.5.1.-2.5.45 установлены для присоединения энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения.
9. Ставки платы за технологическое присоединение данного приложения не распространяются на заявителей, для которых плата за технологическое присоединение к электрическим сетям установлена приложением № 1 к настоящему постановлению.

Приложение № 7
к постановлению комитета
по ценовой и тарифной
политике области
от 25.12.2015 № 57

**Выпадающие доходы от технологического присоединения, включаемые
в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям
акционерного общества «Новгородоблэлектро»
на территории Новгородской области на 2016 год**

№ п/п	Показатели	Сумма выпадающего дохода, тыс.руб. (без НДС)
1.	Выпадающие доходы на 2016 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, рассчитанные в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, в т.ч.:	75473,81
1.1.	Затраты на выполнение мероприятий по технологическому присоединению (без учета затрат на строительство)	8246,79
1.2.	Затраты на строительство энергообъектов	67227,02
2.	Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, рассчитанные в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1	14458,53
3.	Налог на прибыль от технологического присоединения за 2014 год	18434,00
	Итого выпадающие доходы от технологического присоединения	108366,34