



Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго"
свидетельство СРО №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

шифр 203

**Строительство ТП №10 в д. Новосаратовка Всеволожского
района ЛО; Строительство КЛ 10 кВ от вновь установленной
ячейки в РТП №1373 до проектируемой ТП №10 в д. Новоса-
ратовка Всеволожского района ЛО**

(заявитель: ООО "Офис-Пойнт")

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

203-ПЗР-т.1

Санкт – Петербург
2015 год



Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго"
свидетельство СРО №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

шифр 203

Строительство ТП №10 в д. Новосаратовка Всеволожского района ЛО; Строительство КЛ 10 кВ от вновь установленной ячейки в РТП №1373 до проектируемой ТП №10 в д. Новосаратовка Всеволожского района ЛО

(заявитель: ООО "Офис-Пойнт")

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

203-ПЗР-Т.1

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			

Генеральный директор

В.А. Джиев

Главный инженер проекта

А.В. Голуб

Санкт – Петербург

2015 год

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, государственными стандартами, нормами и правилами, устанавливающими требования по обеспечению безопасности зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта


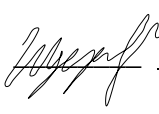

(А.В. Голуб)

« 10 » февраля 2015 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						203-ПЗР-Т.1	Лист	
										4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись		Дата	

Лист подписей

В разработке технической документации принимали участие:

<u>Нормоконтролер</u>		<u>30.01.2015</u>	<u>А.Е. Шмарин</u>
<u>Главный специалист</u>		<u>30.01.2015</u>	<u>Д.А. Щекотин</u>
<u>Ведущий инженер</u>		<u>30.01.2015</u>	<u>А.В.Лазарев</u>

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист	
											5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	№ документа	Подпись	Дата
	измененных	заменен- ных	новых	аннулиро- ванных				

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата



Лист согласований

Наименование	Подпись	Расшифровка подписи

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

1

В состав проекта входит:

- строительство ТП типа КТПН 10/0,4кВ на территории ООО «Офис-Пойнт»;
- строительство КЛ 10 кВ ф.137-302 от РТП№1373 (ячейка №16 РУ 10 кВ) до проектируемой КТПН 10/0,4 кВ протяженностью 1080,76 м.;

Общая протяженность кабельных линий 10 кВ составляет 1080,76 метра.

Рабочий проект разработан в соответствии с государственными нормами, правилами и стандартами, действующими на дату выпуска проекта, а также техническими условиями и требованиями, выданными органами государственного надзора (контроля) и заинтересованными организациями при согласовании места размещения объекта.

Принятые в рабочем проекте технические решения учитывают передовой отечественный и зарубежный опыт строительства и эксплуатации аналогичных сетевых объектов и обеспечивают соблюдение требуемых мер по охране окружающей природной среды.

Климатические условия в районе проектируемых линий электропередачи приняты согласно "Региональным картам нормативных гололедных и ветровых нагрузок Ленинградской области" следующими:

- толщина стенки гололеда 15 мм (II район);
- скоростной напор ветра 500 Па (II район);
- максимальная температура воздуха плюс 35°С;
- минимальная температура воздуха минус 40°С;
- среднегодовая температура воздуха плюс 5,0°С;
- среднегодовая продолжительность гроз до 40 часов.

4.1 Кабельные линии 10 кВ

В проекте предусматривается сооружение:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<p>В проекте предусматривается сооружение:</p>	<p>203-ПЗР-т.1</p>	Лист
								8

- КЛ 10 кВ ф.137-302 от вновь устанавливаемой ячейки №16 существующей РТП №1373 до проектируемой КТПН 10/0,4 кВ на территории ООО «Офис-Поинт», выполненная кабелем АСБ2л-10-3х240.

План КЛ 10 кВ в М 1:500 представлен на топосъемке, выполненной ООО "ТЕРРА", см.чертеж 203-450-ЭС л.2.

Трасса КЛ 10 кВ проходит по землям «Управляющая компания «Уткина заводь» и ООО «Офис-Поинт».

Марка и сечение кабеля приняты в соответствии с расчетами и ПУЭ изд.7. Сечения кабелей проверено по допустимому длительному току в аварийном режиме, на термическую устойчивость токам короткого замыкания, по допустимому отклонению напряжения у потребителей и по условиям срабатывания защиты при коротких замыканиях. Результаты расчета см. черт. 203-450-ЭС листы 7,8.

Проектируемая КЛ 10 кВ до КТПН 10/0,4 кВ прокладывается в траншеях шириной 0,3 м, в основном на глубине 0,7 м от спланированной поверхности за исключением участков пересечения с существующими инженерными сетями и коммуникациями. По всей длине траншеи (кроме участков, где кабель прокладывается в трубах) проектом предусмотрена защита кабелей плиткой ПЗК.

На пересечениях КЛ 10 кВ с подземными коммуникациями кабель прокладывается в ТЗК трубах Ø160 мм., а для ГНБ используются трубы ПЭ100 SDR 17-160х9,5. Эскизы пересечений приведены на чертеже 203-450-ЭС лист 2.

Прокладка кабельной линии выполнена так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в ней опасных механических напряжений и повреждений. Траншея перед прокладкой кабеля осмотрена на вещества, разрушительно действующие на металлический покров и оболочку кабеля.

Прокладку КЛ 10 кВ выполнить в соответствии с кабельным журналом, см. чертеж 203-450-ЭС л.2. Прокладка кабеля выполнена с использованием проекта А5-92 ВНИПИ "Тяжпромэлектропроект".

Расчетные схемы фидеров представлены на чертеже 203-450-ЭС лист 7.

Ведомость объемов строительно-монтажных работ представлена на чертеже 203-450-ЭС.ВР.

4.2 Комплектная трансформаторная подстанция КТПН 10/0,4кВ

4.2.1 Общие сведения

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено строительство комплектной трансформаторной подстанции КТП-1000/10/0,4-У1 в металлической оболочке внутреннего обслуживания с маслонаполненными трансформаторами типа ТМГ 21. Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP54. Вводы и выходы ВН и НН в КТП 10/0,4 кВ осуществляются кабелями.

Взам. инв. №		4.2 Комплектная трансформаторная подстанция КТПН 10/0,4кВ							
Подпись и дата		4.2.1 Общие сведения							
		<p>В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено строительство комплектной трансформаторной подстанции КТП-1000/10/0,4-У1 в металлической оболочке внутреннего обслуживания с масломполненными трансформаторами типа ТМГ 21. Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP54. Вводы и выводы ВН и НН в КТП 10/0,4 кВ осуществляются кабелями.</p>							
И Inv. № подл.								203-ПЗР-т.1	Лист
									9
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

4.2.2 Генплан, транспорт и общеплощадочные решения

Проектом предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции киоскового типа (КТП) напряжением 10/0,4кВ с одним силовым трансформатором типа ТМГ21, мощностью 1000кВА. Завод-изготовитель трансформаторной подстанции – на основании конкурса.

Общий вид КТП показан на чертеже 203-500-ЭП лист 4.

Привязку проектируемой КТП на плане, см. чертеж 203-450-ЭС лист 2.

Трансформаторная подстанция имеет кабельный ввод по стороне ВН и кабельные выводы отходящих линий по стороне НН.

КТП устанавливается на винтовые сваи.

КТП имеет следующие виды защиты:

- от междуфазных коротких замыканий (предохранители ПКТ);
- от перегрузки и междуфазных коротких замыканий на линиях 0,4кВ (автоматическими выключателями).

Нейтрали и корпуса трансформаторов, а также все другие металлические части КТП должны быть соединены с заземляющими устройствами. Сопротивление каждого заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом при $\rho = 100$ Ом м, см. чертеж 203-500-ЭП лист 9. Местоположение подстанций согласовано с заказчиком и всеми заинтересованными организациями.

4.2.3 Освещение

Освещение помещений КТП осуществляется от РУ 0,4 кВ.

Оборудование для освещения помещений входит в комплект поставки КТП.

4.2.4 Заземление и молниезащита

Все металлические нетоковедущие части оборудования, установленного в КТП, которые могут оказаться под напряжением, должны быть присоединены к контуру заземления сваркой или болтовыми соединениями.

В подстанции выполнено общее заземляющее устройство для электроустановок напряжением 0,4 и 10 кВ.

Сопротивление заземляющего устройства R_z согласно ПУЭ §1.7.96, §1.7.97 и §1.7.101 в любое время года должно быть не более 4 Ом.

К внутреннему заземляющему контуру присоединены нейтраль трансформатора на стороне 0,4 кВ, корпус трансформатора, металлические нетоковедущие РУВН, РУНН и части щитового оборудования, обкладки дверных проемов и полотна дверей и ворот.

Внутренние заземляющие контура каждого блока в двух местах присоединяются к наружному контуру заземления.

Расчет наружного заземляющего устройства см. Приложение 5. Заземляющее устройство КТП представлено на черт. 203-500-ЭП л. 9 .

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
10

Защита здания КТП от прямых ударов молнии осуществляется металлической кровлей, крышей здания КТП (число грозových часов в году не более 40). Металлический корпус КТП соединяется в двух точках с наружным контуром заземления сталью диаметром 10 мм.

4.2.5 Учет электроэнергии

Учет потребляемой электроэнергии предусмотрен на вводе счетчиком типа Вектор-3 V3 ART-03 PND 3*230/400В, кл. точности 0,5S, включенным через трансформаторы тока Т-0,66-0,5S 1600/5. На трансформаторах тока предусмотрены опломбирующие заглушки. Так же предусмотрена установка испытательных клеммных колодок.

5 Релейная защита и автоматика

Релейная защита и автоматика элементов проектируемых сооружений выполнена в соответствии с разделом 3 ПУЭ и действующими директивными указаниями по релейной защите.

Релейная защита и автоматика вводов КЛ 10 кВ и СВ-10 на КРТП выполнена на микропроцессорных устройствах типа Seram S42 (S20), которыми оборудованы ячейки КСО-10-Э2 “Онега”.

Организация шинок управления и сигнализации выполнена в шкафу оперативного тока. Для обеспечения надежности питания блоков релейной защиты после исчезновения напряжения на подстанции в шкафу оперативного тока предусмотрены источники бесперебойного питания с аккумуляторными батареями.

На ТП №№ 1-1, 1-2, 1-3, 3, 5, 6, 7, 10, 11, 14, 16 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с $I_{пв}=100A$

На ТП №№ 2, 2-1, 2-2, 4, 8, 9-1, 9-2, 15 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с $I_{пв}=50A$

На РП 1373 и ТП №11 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с $I_{пв}=31,5A$

На БКТПБ №12 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с $I_{пв}=20A$

Для вводов КЛ 10 кВ в РП 1373 предусмотрены:

- МТЗ от междуфазных коротких замыканий.

Для СВ 10 кВ предусмотрены:

- МТЗ от междуфазных коротких замыканий;

Для отходящих КЛ 10 кВ предусмотрены:

- МТЗ от междуфазных коротких замыканий.

Расчет проектируемых устройств релейной защиты выполнен на основании исходных данных, полученных от АО “ЛОЭСК” для нагрузки в объеме 3600кВА.

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
11

Расчетные токи для точек КЗ Расчетные токи для точек КЗ

К1

Наименование ПС, РП, ТП		ПС 137					
Присоединение	Секция	Уном, кВ	U на шинах	X сис min	X сис max	I3кз.max, кА	I3кз.min, кА
209 (309)	2(3)	10	10,5	0,561	0,561	10,800	10,800

К2

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509

К3

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,587	ТМГ-1000 ДУ	0,076	0,044	0,044	0,735	0,735	8,245	7,140	8,245	5,500	1,080	5,390	0,960	0,831	0,973

К4

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,587	ТМГ-1000 ДУ	0,076	0,044	0,044	0,735	0,735	8,245	7,140	8,245	5,500	1,080	5,390	0,960	0,831	0,973
3 участка		A-120	0,37	ТМГ-250 ДУ	0,095	0,030	0,030	0,798	0,798	7,596	6,578	7,596	18,000	6,720	16,700	0,320	0,277	0,322

К5

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,78	ТМГ-1000 ДУ	0,101	0,059	0,059	0,758	0,758	8,002	6,930	8,002	5,500	1,080	5,390	0,956	0,828	0,970

К6

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,587	ТМГ-1000 ДУ	0,076	0,044	0,044	0,735	0,735	8,245	7,140	8,245	5,500	1,080	5,390	0,960	0,831	0,973
3 участка		A-240	0,18	ТМГ-400 ДУ	0,023	0,014	0,014	0,756	0,756	8,018	6,944	8,018	11,250	3,500	10,690	0,500	0,433	0,505

К7

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

203-ПЗР-т.1

Лист

12

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2 участка		A-240	0,587	ТМГ-1000 ДУ	0,076	0,044	0,044	0,735	0,735	8,245	7,140	8,245	5,500	1,080	5,390	0,960	0,831	0,973
3 участка		A-240	0,18	ТМГ-400 ДУ	0,023	0,014	0,014	0,756	0,756	8,018	6,944	8,018	11,250	3,500	10,690	0,500	0,433	0,505
4 участка		A-120	0,21	ТМГ-630 ДУ	0,054	0,017	0,017	0,792	0,792	7,657	6,631	7,657	8,730	1,910	8,520	0,631	0,547	0,637

К8

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,086	1,086	5,580	4,833	5,580	5,500	1,080	5,390	0,915	0,793	0,930

Питание через ТП №1-3

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,5	ТМГ-1000 ДУ	0,452	0,263	0,263	1,100	1,100	5,510	4,772	5,510	5,500	1,080	5,390	0,914	0,791	0,929
3 участка		A-240	0,572	ТМГ-1000 ДУ	0,074	0,043	0,043	1,177	1,177	5,149	4,459	5,149	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,920
4 участка		A-240	0,605	ТМГ-1000 ДУ	0,078	0,045	0,045	1,260	1,260	4,812	4,167	4,812	5,500	1,080	5,390	0,896	0,776	0,911
5 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,739	1,739	3,486	3,019	3,486	5,500	1,080	5,390	0,847	0,733	0,862

К9

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,5	ТМГ-1000 ДУ	0,452	0,263	0,263	1,100	1,100	5,510	4,772	5,510	5,500	1,080	5,390	0,914	0,791	0,929

Питание через ТП №16

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,086	1,086	5,580	4,833	5,580	5,500	1,080	5,390	0,915	0,793	0,930
3 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,557	1,557	3,894	3,372	3,894	5,500	1,080	5,390	0,865	0,749	0,880
4 участка		A-240	0,605	ТМГ-1000 ДУ	0,078	0,045	0,045	1,643	1,643	3,691	3,196	3,691	5,500	1,080	5,390	0,856	0,741	0,872
5 участка		A-240	0,527	ТМГ-1000 ДУ	0,068	0,040	0,040	1,718	1,718	3,528	3,056	3,528	5,500	1,080	5,390	0,849	0,735	0,864

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

203-ПЗР-т.1

Лист

13

К10

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,5	ТМГ-1000 ДУ	0,452	0,263	0,263	1,100	1,100	5,510	4,772	5,510	5,500	1,080	5,390	0,914	0,791	0,929
3 участка		A-240	0,572	ТМГ-1000 ДУ	0,074	0,043	0,043	1,177	1,177	5,149	4,459	5,149	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,920

Питание через ТП№16

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,086	1,086	5,580	4,833	5,580	5,500	1,080	5,390	0,915	0,793	0,930
3 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,557	1,557	3,894	3,372	3,894	5,500	1,080	5,390	0,865	0,749	0,880
4 участка		A-240	0,605	ТМГ-1000 ДУ	0,078	0,045	0,045	1,643	1,643	3,691	3,196	3,691	5,500	1,080	5,390	0,856	0,741	0,872

К11

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,5	ТМГ-1000 ДУ	0,452	0,263	0,263	1,100	1,100	5,510	4,772	5,510	5,500	1,080	5,390	0,914	0,791	0,929
3 участка		A-240	0,572	ТМГ-1000 ДУ	0,074	0,043	0,043	1,177	1,177	5,149	4,459	5,149	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,920
4 участка		A-240	0,605	ТМГ-1000 ДУ	0,078	0,045	0,045	1,260	1,260	4,812	4,167	4,812	5,500	1,080	5,390	0,896	0,776	0,911

Питание через ТП№16

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,086	1,086	5,580	4,833	5,580	5,500	1,080	5,390	0,915	0,793	0,930
3 участка		A-240	3,4	ТМГ-1000 ДУ	0,439	0,255	0,255	1,557	1,557	3,894	3,372	3,894	5,500	1,080	5,390	0,865	0,749	0,880

К12

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
-------	----	----	-----------	------	---	------	------	------	------	--------------	--------------	--------------	-----	-----	-----	--------------	--------------	--------------

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

203-ПЗР-т.1

Лист

14

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	1	ТМГ-630 ДУ	0,129	0,075	0,075	0,783	0,783	7,746	6,708	7,746	8,730	1,910	8,520	0,632	0,547	0,638

К13

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	1	ТМГ-630 ДУ	0,129	0,075	0,075	0,783	0,783	7,746	6,708	7,746	8,730	1,910	8,520	0,632	0,547	0,638
3 участка		A-185	0,12	ТМГ-630 ДУ	0,020	0,009	0,009	0,798	0,798	7,592	6,575	7,592	8,730	1,910	8,520	0,631	0,546	0,637

К14

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	1	ТМГ-630 ДУ	0,129	0,075	0,075	0,783	0,783	7,746	6,708	7,746	8,730	1,910	8,520	0,632	0,547	0,638
3 участка		A-185	0,12	ТМГ-630 ДУ	0,020	0,009	0,009	0,798	0,798	7,592	6,575	7,592	8,730	1,910	8,520	0,631	0,546	0,637
4 участка		A-185	0,1	ТМГ-630 ДУ	0,017	0,008	0,008	0,812	0,812	7,463	6,463	7,463	8,730	1,910	8,520	0,630	0,545	0,636

К15

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,45	ТМГ-1000 ДУ	0,058	0,034	0,034	0,720	0,720	8,416	7,289	8,416	5,500	1,080	5,390	0,962	0,833	0,976

К16

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,58	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,748	0,748	8,099	7,014	8,099	8,730	1,910	8,520	0,634	0,549	0,640

К17

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-240	0,58	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,748	0,748	8,099	7,014	8,099	8,730	1,910	8,520	0,634	0,549	0,640
3 участка		A-240	0,6	ТМГ-1000 ДУ	0,077	0,045	0,045	0,819	0,819	7,405	6,413	7,405	5,500	1,080	5,390	0,948	0,821	0,962

К18

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		A-	0,58	ТМГ-	0,032	0,019	0,019	0,748	0,748	8,099	7,014	8,099	8,730	1,910	8,520	0,634	0,549	0,640

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

сток		240		630 ДУ														
3 уча- сток		А- 240	0,6	ТМГ- 1000 ДУ	0,077	0,045	0,045	0,819	0,819	7,405	6,413	7,405	5,500	1,080	5,390	0,948	0,821	0,962
4 уча- сток		А- 240	0,08	ТМГ- 1000 ДУ	0,010	0,006	0,006	0,828	0,828	7,319	6,339	7,319	5,500	1,080	5,390	0,947	0,820	0,961

К19

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		А-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		А-240	0,58	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,748	0,748	8,099	7,014	8,099	8,730	1,910	8,520	0,634	0,549	0,640
3 участка		А-240	0,6	ТМГ-1000 ДУ	0,077	0,045	0,045	0,819	0,819	7,405	6,413	7,405	5,500	1,080	5,390	0,948	0,821	0,962
4 участка		А-240	0,08	ТМГ-1000 ДУ	0,010	0,006	0,006	0,828	0,828	7,319	6,339	7,319	5,500	1,080	5,390	0,947	0,820	0,961
5 участка		А-185	0,17	ТМГ-630 ДУ	0,028	0,013	0,013	0,852	0,852	7,116	6,163	7,116	8,730	1,910	8,520	0,628	0,543	0,634

К20

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		А-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		А-240	0,25	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,699	0,699	8,678	7,516	8,678	8,730	1,910	8,520	0,637	0,551	0,643

К21

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		А-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		А-240	0,25	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,699	0,699	8,678	7,516	8,678	8,730	1,910	8,520	0,637	0,551	0,643
3 участка		А-240	0,15	ТМГ-630 ДУ	0,019	0,011	0,011	0,715	0,715	8,484	7,347	8,484	8,730	1,910	8,520	0,636	0,551	0,642

К22

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		А-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		А-240	0,58	ТМГ-630 ДУ	0,032	0,019	0,019	0,748	0,748	8,099	7,014	8,099	8,730	1,910	8,520	0,634	0,549	0,640
3 участка		А-185	0,45	ТМГ-1000 ДУ	0,075	0,035	0,035	0,809	0,809	7,498	6,493	7,498	5,500	1,080	5,390	0,950	0,822	0,964

К23

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min, кА	I3кз.max, кА
1 участка		А-240	1,22	ТМГ-400 ДУ	0,157	0,653	0,653	0,672	0,672	9,021	7,812	9,021	11,250	3,500	10,690	0,504	0,436	0,509
2 участка		А-240	0,95	ТМГ-1000 ДУ	0,123	0,071	0,071	0,777	0,777	7,807	6,761	7,807	5,500	1,080	5,390	0,954	0,826	0,968

1. Ток трехфазного к.з. на шинах ПС №137 110/10кВ:

- максимальный $I_{КЗ\max}^{(3)} = 10800\text{А};$

203-ПЗР-т.1

Лист

16

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- минимальный $I_{K3\min}^{(3)} = 10800\text{A}$

2. Напряжение: $U_H = 10500\text{В}$.

3. Проектируемая защита на ПС №137 на вводе ф. 209 (309)

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 800/5;

- МТЗ Ист. выполнена на Сириус, уставка по току 40,0А (первичный 6400А), уставка по времени 0,6 с.

- МТЗ Пст. выполнена на Сириус, уставка по току 12,5А (первичный 2000А), уставка по времени 0,8 с.

4. Проектируемая защита на РП 1373.

4.1 На вводе от ф. 209 (309) ПС №137

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 800/5;

- МТЗ Ист. выполнена на Seram S20, уставка по току 40,0А (первичный 6400А), уставка по времени 0,4 с.

- МТЗ Пст. выполнена на Seram S20, уставка по току 12,5А (первичный 2000А), уставка по времени 0,6 с.

Логическая защита выполнена на Seram S42, уставка по току 12,5А (первичный 2000А), уставка по времени 0,2 с при отсутствии тока КЗ на отходящих присоединениях соответствующей секции и СВ.

4.2 На СВ-10

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 800/5;

- МТЗ Ист. выполнена на Seram S20, уставка по току 40,0А (первичный 6400А), уставка по времени 0,2 с.

- МТЗ Пст. выполнена на Seram S20, уставка по току 12,5А (первичный 2000А), уставка по времени 0,4 с.

Логическая защита выполнена на Seram S20, уставка по току 12,5А (первичный 2000А), уставка по времени 0,2 с при отсутствии тока КЗ на отходящих присоединениях.

4.3 На отходящих КЛ 10 кВ ТП №14 (яч.13, 14), ТП №2 (яч.Н3), ТП №9-1 (яч.Н6), ТП №10 (яч.Н8):

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 70,0А (первичный 1400А), уставка по времени 0,2 с.

4.4 На отходящих КЛ 10 кВ ТП №1-1 (яч.9), ТП №16 (яч.10):

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 150/5;

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-Т.1

Лист
17

- МТЗ Ист. выполнена на Seram S20, уставка по току 210,0А (первичный 6300А), уставка по времени 0,0 с.

- МТЗ IIст. выполнена на Seram S20, уставка по току 50,0А (первичный 1500А), уставка по времени 0,2 с.

4.5 На отходящих КЛ 10 кВ ТП №11 (яч.11, 12):

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 150/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 50,0А (первичный 1500А), уставка по времени 0,2 с.

4.6 На отходящей КЛ 10 кВ ТП №3 (яч.Н5), ТП №4 (яч.Н4)

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 200/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 35А (первичный 1400А), уставка по времени 0,2 с.

Защита тр-ров 630 кВА (ТП №№ 2, 2-1, 2-2, 4, 8, 9-1, 9-2, 15) по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-41, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,1$ с при $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-41, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_y=8$ с при $6xI_r$

На отходящих присоединениях установлены предохранители ППН с $I_{пв}=250$ А

Защита тр-ров 400 кВА КРТП 1373 по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-41, уставка по току $I_r=630A$ ($I_r=1,0x I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,15$ с при $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-41, уставка по току $I_r=630A$ ($I_r=1,0x I_n$), уставка по времени $t_y=4$ с при $6xI_r$

Защита тр-ров 250 кВА (ТП №12) по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на NSX400, уставка по току $I_r=320A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,4$ с при $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NSX400, уставка по току $I_r=320A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_y=4$ с при $6xI_r$

На отходящих присоединениях:

- Селективная ТО выполнена на NSX100, уставка по току $I_r=100A$ ($I_r=I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,2$ с при $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NSX100, уставка по току $I_r=100A$ ($I_r=I_n$), уставка по времени $t_y=2$ с при $6xI_r$

Защита тр-ров 1000 кВА (ТП №№ 1-1, 1-2, 1-3, 3, 5, 6, 7, 10, 11, 14, 16) по 0,4 кВ:

На вводе:

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
18

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-43, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,4$ с при $5xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-43, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_y=8$ с при $5xI_r$

На СВ:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-43, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_{sd}=0,2$ с при $5xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-43, уставка по току $I_r=800A$ ($I_r=0,8x I_n$), уставка по времени $t_y=4$ с при $5xI_r$

На отходящих присоединениях установлены предохранители ППН с $I_{пв}=630 A$

Трансформаторы тока присоединений

Объект	Присоединение	Марка ТТ и $k_{ТТ}$	Сравниваемые величины			
			$i_y/i_{дин}$, кА		$B_k/\text{Терм.ст.}, \text{кА}^2\cdot\text{с}$	
ПС 137	КЛ ф. 209 (309)	ТОЛ-10-800/5	29,3	100	203,2	1200 (трехсекундный)
РП 1373	Ввод ф. 209 (309)	ТОЛ-10-800/5	26,3	100	137	1200 (трехсекундный)
	СВ-10	ТОЛ-10-800/5	26,3	100	110,1	1200 (трехсекундный)
	Отх. ТП №14 (яч.13, 14), ТП №2 (яч.Н3), ТП №9-1 (яч.Н6), ТП №10 (яч.Н8)	ТОЛ-10-100/5	26,3	52	29,54	70,5 (трехсекундный)
	Отх. ТП №1-1 (яч.9), ТП №16 (яч.10), ТП №11 (яч.11, 12)	ТОЛ-10-150/5	26,3	52	29,54	117,2 (трехсекундный)
	Отх. ТП №3 (яч.Н5), ТП №4 (яч.Н4)	ТОЛ-10-200/5	26,3	52	29,54	229,7 (трехсекундный)

Ввиду малой нагрузки вторичных цепей (отсутствие соединительных кабелей большой длины и большого количества приборов) и допустимой вторичной нагрузке данного вида ТТ (15 – 50ВА), проверка на вторичную нагрузку не производится.

На карте селективности (токовые оси для напряжения 0,4 кВ) представлены характеристики: ТО, МТЗ I и II ст. (см. чертеж 203-450-ЭС лист 6). Рекомендуются принять следующие уставки защиты от замыкания на землю: 20 А по току и 1,0с по времени.

6 Организация эксплуатации электроустановок

После окончания строительства КТП 10/0,4кВ и КЛ 10 кВ принимаются государственной приемочной комиссией в порядке, установленном СНиП 3.01.04.87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения".

После ввода в эксплуатацию проектируемые сооружения будут находиться на балансе АО "ЛОЭСК" и эксплуатироваться специализированной организацией филиал АО "ЛОЭСК" "Всеволожские городские электрические сети".

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по сети 0,4 кВ находится на контактах присоединения КЛ 0,4 кВ заявителей к РУ 0,4 кВ проектируемой КТП 10/0,4 кВ.

Объем эксплуатационного обслуживания составляет 3,9 условных единицы.

Эксплуатация КЛ 10 кВ и КТП 10/0,4кВ должна осуществляться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации ПТЭЭСС (СО153-34.20.501-2003) и Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (ПРИКАЗ от 24 июля 2013 г. N 328н), Правилами устройств электроустановок (ПУЭ), а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования.

7 Охрана окружающей среды

Строительство осуществляется специализированной организацией, с учетом требований заинтересованных сторон, согласовавших строительство данного объекта. Полный раздел ООС выполненный в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

Мероприятия по сохранению окружающей среды она должна обеспечивать в соответствии с:

- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
- СП 48.13330.2011 Организация строительства;
- СП 12-105-2003 Механизация строительства. Организация диагностирования строительных дорожных машин;
- ГОСТ 17.5.3.05-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к земледелию;
- СНиП III-10-75 Благоустройство территорий;
- СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;
- СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты, раздел 10 «Экологические требования к производству земляных работ».

Выполнение строительно-монтажных работ, с учетом перечисленных ниже мероприятий, не вызовет каких-либо значительных изменений в природе и не приведет к опасным воздействиям на нее.

При строительстве предусматриваются щадящие по отношению к природе технологии:

- Проезд строительной техники осуществляется только по автодорогам.
- Технология выполнения строительно-монтажных работ не требует одновременной работы очень большого количества строительных механизмов и транспортных средств.

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
20

Поэтому их суммарный выброс вредных веществ в атмосферу не требует никаких специальных мероприятий для снижения концентрации вредных примесей в воздухе в районе строительства.

-Автотранспорт, задействованный для строительства, должен ежегодно проходить техосмотр в органах ГИБДД (ГАИ), и поэтому должен соответствовать всем необходимым нормам, в том числе и на содержание серы, свинца и двуокиси углерода в выхлопных газах. Воздействие на атмосферный воздух в процессе строительства будет носить кратковременный характер, источник загрязнения – строительная техника.

-Заправка автотранспорта, строительных машин и механизмов производится на ближайшей автозаправочной станции (АЗС) с соблюдением всех мер предосторожности против растекания ГСМ по земле и с соблюдением правил пожарной безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

Указанные мероприятия позволяют существенно ограничить загрязнение природы. Следовательно, воздействие от передвижных источников на атмосферу будет в пределах допусков действующих норм.

Во время строительства никаких вредных или токсичных сбросов не предусматривается.

При строительстве, линейными ИТР непосредственно руководящими строительством, должна проводиться разъяснительная работа среди строителей и монтажников, по сохранению природных ресурсов и соблюдению правил противопожарной безопасности.

Строительство временных рабочих поселков, складов ГСМ, стоянок автотранспорта и монтажных площадок не требуется.

После завершения строительства вся территория, отведенная во временное пользование, должна быть очищена от строительного мусора и приведена в состояние пригодное для дальнейшего использования – т.е. выполнена рекультивация. Отходы подлежат утилизации на специализированных объектах.

Проведение всех работ по рекультивации земли осуществляется в соответствии с требованиями СНиП III-10-75 в течении одного календарного месяца после сдачи объекта в эксплуатацию. Эти работы должны быть отображены в Проекте производства работ (ППР).

При разработке проекта на строительство учтены требования законодательства об охране природы, "Основ земельного законодательства РФ" и постановлений Правительства.

8 Организация строительства

Организация строительства должна обеспечиваться соблюдением требований СНиП 12-01-2004 "Организация строительства» и СНиП 3.05.06-85.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Строительно-монтажные работы по сооружению объекта предусматривается выполнять специализированной организацией, оснащенной необходимыми строительными машинами, механизмами и транспортными средствами, и имеющей лицензию на выполнение указанных работ.

Доставка строительных материалов и оборудования осуществляется автотранспортом на расстояние 7 км из г.Санкт-Петербург.

До начала строительства должны быть выполнены мероприятия и работы по подготовке строительного производства, включая проведение общей организационно-технической подготовки, и получения разрешения на производство строительно-монтажных работ.

При подготовке к производству работ, организацией осуществляющей строительство совместно с эксплуатирующей организацией, для выполнения работ на действующих РУ 10 кВ должен быть разработан проект производства работ (ППР), где должны быть указаны сроки и время необходимых отключений на РУ 10 кВ.

Все работы на действующем РУ 10 кВ производить только в присутствии наблюдающих от эксплуатации. Работы следует выполнять в соответствии с "Инструкцией по организации и производству работ повышенной опасности в строительно-монтажных организациях и на промышленных предприятиях Минэнерго".

Производство строительно-монтажных работ должно осуществляться силами специализированной организации.

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с действующими строительными нормами и правилами и проектом производства работ (ППР).

В соответствии с действующими СНиПами, до начала производства работ, Заказчиком, Подрядчиком и всеми заинтересованными сторонами должны быть составлены протоколы взаимного согласования, в которых необходимо указывать:

- даты и часы производства работ;
- мероприятия по защите пересекаемых или сближаемых объектов от повреждения их во время производства работ;
- мероприятия по технике безопасности при производстве строительно-монтажных работ;
- последовательность и технологию выполнения работ;
- фамилии ответственных руководителей работ (от строительно-монтажной организации) и наблюдающих (от организации, эксплуатирующей пересекаемый или сближаемый объект);
- организационные мероприятия по подготовке, выполнению и завершению строительно-монтажных работ.

При разработке проекта производства работ и выполнении строительно-монтажных работ, необходимо руководствоваться технологическими картами ТК-1-1-10 - ТК-1-3-10, ТК-1-6, ТК-К-1-1 - ТК-К-5-1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Зазоры и отверстия в трубах после прокладки кабелей необходимо заделать несгораемым материалом.

Строительно-монтажные работы, предусматриваемые к выполнению:

- уточнение мест пересечений и сближений кабельной линии с подземными и наземными сооружениями и естественными препятствиями;
- уточнение на месте схемы развозки по трассе местных строительных материалов;
- расчистка трассы для подготовки рытья траншей;
- вывоз представителей на место для уточнения подземных инженерных сооружений;
- рытье траншей и устройство пересечений;
- раскатка и прокладка кабеля в траншее;
- развозка по трассе ТЗК и ПЭ100 SDR 17-160x9,5 труб для защиты кабеля от механических повреждений;
- испытание кабельной линии повышенным напряжением и составление акта на скрытые работы производится в присутствии заказчика и эксплуатирующей организации;
- окончательная засыпка траншей грунтом с уплотнением трамбовками;
- установка опознавательных знаков на углах поворота траншей.

Кабельная линия должна быть промаркирована, иметь свой номер и наименование.

Продолжительность строительства определена в соответствии с нормами продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений, СНиП 1.04.03-85* и составляет 5,6 мес.

Строительство участков электрических сетей в охранной зоне действующих КЛ, находящихся под напряжением, должно выполняться на основании полученного от эксплуатирующей организации разрешения на производство работ и в строгом соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001

"Безопасность труда в строительстве", Часть 1, "Общие требования" и "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электро-монтажных работ" СО 34.03.285-2002, обращая особое внимание на организацию безопасной работы в охранных зонах действующих ЛЭП.

Перечень актов, которые необходимо оформлять:

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

1. Акт освидетельствования геодезической разбивочной основы.
2. Акт разбивки осей КТПН 10/0,4 кВ.
3. Акт освидетельствования скрытых работ.
4. Акт освидетельствования отрывки траншеи.
5. Акт освидетельствования обратной засыпки траншеи.
6. Акт освидетельствования устройства фундамента КТПН 10/0,4кВ
7. Акт готовности сборных железобетонных фундаментов КТПН 10/0,4 кВ
8. Акт приемки траншеи под монтаж кабеля
9. Акт осмотра кабельной канализации в траншее перед закрытием

При выполнении строительно-монтажных работ необходимо проводить мероприятия по организации безопасной работы с применением строительных механизмов, транспортных средств и средств малой механизации работ.

9 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия

Охрана труда и техника безопасности в строительстве и эксплуатации обеспечены принятием всех проектных решений в строгом соответствии со СНиП 16-01-2001, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Необходимо установить пожарную и охранную сигнализацию с выводом на пульт ОДС филиала ОАО “ЛОЭСК” “Всеволожские горэлектросети”.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности проектом предусмотрено:

- использование технически совершенного оборудования;
- размещение оборудования, обеспечивающее его безопасное обслуживание;
- выполнение заземляющих элементов электроустановок с нормируемой ПУЭ величиной сопротивления;
- выполнение строительно-монтажных работ в соответствии с типовыми технологическими картами.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок следует производить в строгом соответствии с требованиями Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (ПРИКАЗ от 24 июля 2013 г. N 328н).

В тех случаях, когда требования правил техники безопасности в части расстояния от находящихся под напряжением элементов электроустановок до работающих механизмов выполнить нельзя, необходимо отключить и заземлить эти электроустановки. Количество, продолжительность и время таких отключений должны

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист 24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

быть указаны в проекте производства работ и согласованы энергоснабжающей организацией.

Пожарная безопасность проектируемого объекта обеспечивается применением негорючих конструкций, автоматическим отключением токов короткого замыкания.

10 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности и охранная сигнализация

Проектируемый объект в соответствии с постановлением Правительства РФ от 19 сентября 1998 г. №1115 «О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне» и «Показателями для отнесения организаций к категориям по ГО», утвержденными приказом МЧС России от 23.03. 1999 г. № 013, по ГО не категоризируется.

Данным проектом строительство защитных сооружений не предусматривается.

Сотрудники выездной ремонтной бригады, обслуживающие проектируемый объект, должны укрываться в защитных сооружениях, расположенных в местах постоянного нахождения бригады.

На проектируемом объекте не используются радиоактивные, аварийно-химические опасные вещества (АХОВ), а также взрывоопасные вещества.

Установка специальных систем контроля радиационной и химической обстановки не предусматривается в связи с отсутствием на них источников радиационного и химического заражения.

Порядок создания, накопления, хранения, восполнения материальных средств, для ликвидации чрезвычайных ситуаций определен требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 10.11.96 № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

В качестве обязательной компоненты материального запаса предусматривается создавать резерв мобильных средств связи и оповещения, в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 25.10.2003 № 1544-р «О мерах по обеспечению своевременного оповещения населения об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций в мирное и военное время».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист
										25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Решение по созданию, размещению и хранению материальных средств, для ликвидации последствий аварии принимает организация, эксплуатирующая объект - филиал ОАО «ЛОЭСК» Всеволожские электрические сети.

Также данной организацией должен быть создан резерв финансовых средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций на объекте в соответствии с Постановлениями Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. Постановления Правительства РФ от 27.05.2005 N 335) и от 21.05.2009 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Применительно к проектируемому объекту, возможно вмешательство в его деятельность с целью разрушения или нарушения технологического процесса посредством террористических действий.

Двери, жалюзи и замки КТП имеют вандалозащищенное исполнение.

В целях предотвращения вмешательства в деятельность проектируемого объекта, эксплуатирующей организации АО «ЛОЭСК», надлежит совместно с органами ФСБ, МВД, МЧС и антитеррористическими комиссиями при соответствующих органах исполнительной власти разработать инструкции и планы действий на случай террористических проявлений.

Система оповещения по предупреждению о чрезвычайных ситуациях (ЧС) входит в общую систему оповещения АО «ЛОЭСК»

Для передачи сигналов о ЧС и оповещения дежурного персонала по выполнению мероприятий защиты населения предусматриваются к использованию все имеющиеся средства связи и оповещения.

Управление системой оповещения производится круглосуточно дежурным диспетчером филиала АО «ЛОЭСК», «Всеволожские городские электрические сети», который обеспечивается телефонной связью для вызова подразделений пожаротушения, дежурных смен аварийных служб района, а также техническими средствами для приёма сообщений, передаваемых по системе централизованного оповещения населения Ленинградской области о чрезвычайных ситуациях.

В соответствии с РД 52.88.340-93 «Положение о порядке действий организаций и учреждений Росгидромета при возникновении стихийных гидрометеорологических и гелиогеофизических явлений, обнаружении экстремально высокого загрязнения окру-

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
26

жающей среды и ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий» территориальные органы, по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды Росгидромета, обеспечивают предупреждение (оповещение) губернатора Ленинградской области и ЕДДС МЧС России о возникновении стихийного гидрометеорологического явления и экстремально высокого загрязнения.

Доведение информации до ее потребителей, в том числе до диспетчерских служб Всеволожских электрических сетей, осуществляется в порядке, соответствующем требованиям ГОСТ Р 22.7.01-99 «О единой дежурно-диспетчерской службе».

Предотвращение пожара достигается предотвращением образования горючей среды и внесения в нее источников зажигания.

В соответствии с СП 5.13130.2009 Приложение А, таблица А.3 установка автоматической системы пожаротушения не требуется.

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается следующими способами и их комбинацией:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасным способом их размещения;
- изоляцией горючей среды, применением изолированных отсеков;
- установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях;
- применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих и отсекающих устройств.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.011-78. «Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний» и Правил устройства электроустановок (ПУЭ-7), применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания, применением технологического процесса и оборудования, удовлетворя-

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ющего требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования», исключение возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания.

Противопожарная защита достигается применением следующих способов:

- применением средств пожаротушения (в КТП устанавливается ящик с песком) и соответствующих видов пожарной техники;
- применением основных строительных конструкций и материалов, в том числе используемых для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности;
- устройствами, обеспечивающими ограничение распространения пожара.
- Линейным объектом является кабельная линия 10 кВ, предназначенная для передачи электроэнергии и состоящая из нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.
- Пожарная опасность кабельных линий обуславливается их значительной протяженностью, а также подверженностью внешним механическим повреждениям, которые могут возникать при прокладке и ремонте других городских подземных сооружений, проходящих по трассе КЛ.
- Своевременно не выявленные повреждения могут, с той или иной скоростью, развиваться под воздействием рабочего напряжения. При этом возможно полное разрушение элементов КЛ в ослабленном месте с переходом линии в режим короткого замыкания и ее отключение, с соответствующим нарушением электро-снабжения потребителей.

Степень огнестойкости сооружений определяется огнестойкостью их строительных конструкций в соответствии с главой 5 СП «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты» и ст.87, табл.21 ФЗ №123 ФЗ от 22.07.08. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Класс конструктивной пожарной опасности определяется степенью участия строительных конструкций в развитии пожара и класс функциональной пожарной опасности здания в соответствии с его назначением и особенностями размещаемых в нем технологических процессов определены в соответствии главой 5 СП 2.1130.2009 «Системы

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
28

противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты» и ст.31, 87, табл.22 ФЗ №123 ФЗ от 22.07.08. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Степень огнестойкости КТП и пределы огнестойкости строительных конструкций представлены в таблице 1.

– Таблица 1.

Степень огнестойкости здания	Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее	
	Несущие стены, колонны и другие несущие элементы	Наружные несущие стены
IV	R15	E15

Класс конструктивной пожарной опасности здания и класс пожарной опасности строительных конструкций представлены в таблице 2.

– Таблица 2.

Класс конструктивной пожарной опасности здания	Класс пожарной опасности строительных конструкций, не ниже	
	Несущие стержневые элементы	Наружные стены с внешней стороны
C1	K1	K2

По функциональной пожарной опасности здание КТП относится к классу Ф5.1

Огнестойкость сооружений и класс конструктивной пожарной опасности, относящихся к КЛ 10 кВ, как линейных объектов, не нормируются.

11 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

Проектируемый объект в соответствии с постановлением Правительства РФ от 19 сентября 1998 г. №1115 «О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне» и «Показателями для отнесения организаций к категориям по ГО», утвержденными приказом МЧС России от 23.03. 1999 г. № 013, по ГО не категоризируется.

Кабельные линии разделения по степени огнестойкости не имеют.

Степень огнестойкости КТПН – II.

Степени огнестойкости конструкций проектируемых объектов, как не категоризованных по ГО, в соответствии с требованиями СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны» не регламентируются.

Инов. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-т.1

Лист
29

Рассматриваемый объект является объектом жизнеобеспечения, функционирование которого предусматривается как в мирное, так и в военное время. При формировании мобилизационного задания по передаче электроэнергии учитывается неизменность места дислокации кабельных линий и трансформаторных подстанций.

Управление выполнением мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС будет осуществляться с существующего пункта управления (КЧС и ПБ) пос. Бугры, ЛО.

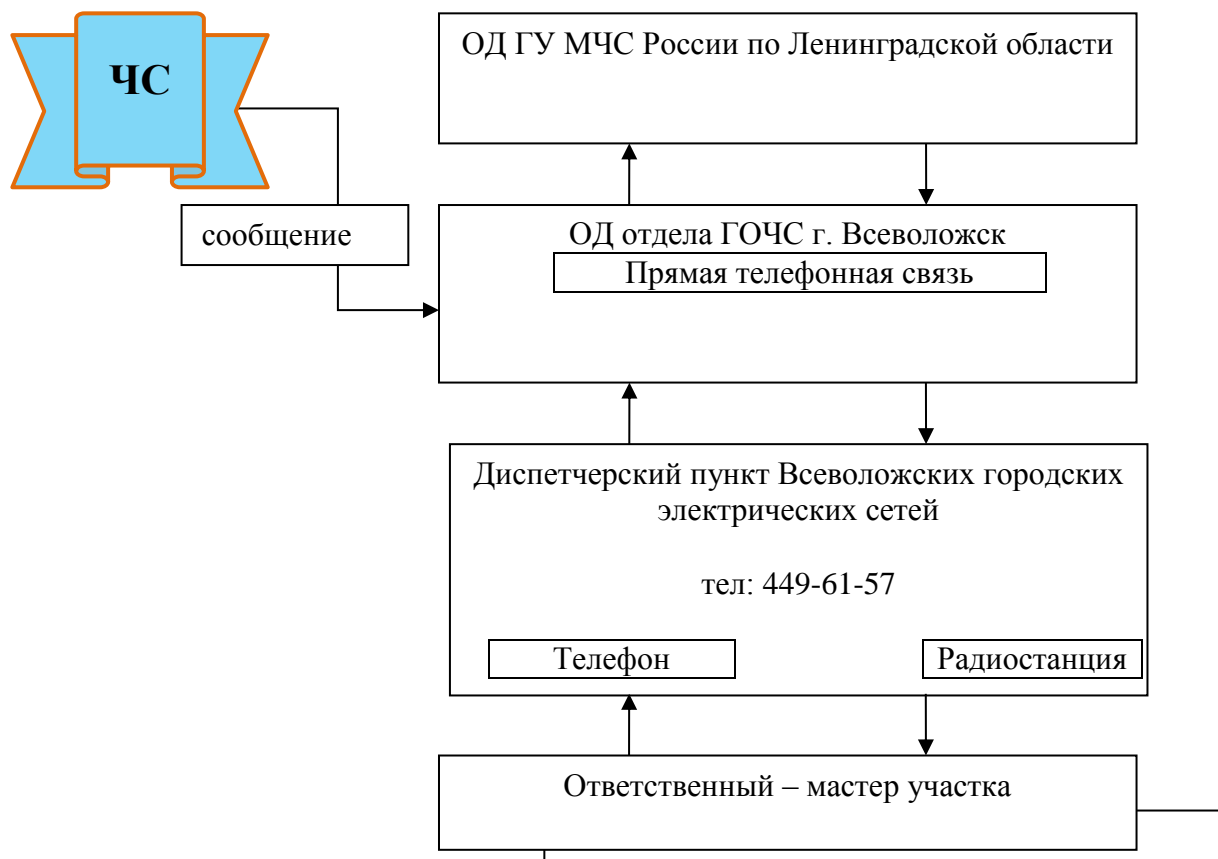
Для приема и передачи сигналов ГО и ЧС в случае производства ремонтно-восстановительных работ на проектируемом объекте предусматриваются к использованию:

- радиосвязь;
- радиотелефонная сотовая связь.

Оперативное обслуживание КЛ будет осуществляться выездными бригадами, которые должны быть обеспечены радиостанциями.

Во всех случаях обнаружения и проникновения вредных веществ в атмосферу или на местность, население будет оповещаться об опасности с существующего пункта управления (КЧС и ПБ) г. Всеволожск, ЛО.

Рис.1 Схема оповещения



В данном проекте предусматривается оповещение с городской аварийно-диспетчерской службы на электрических сетях города Всеволожска ответственного мастера участка в соответствии со схемой оповещения.

Диспетчерский пункт электрических сетей не имеет подключения к РАСЦО Ленинградской области.

Во всех случаях обнаружения и проникновения вредных веществ в атмосферу или на местность население будет оповещаться об опасности с существующего пункта управления (КЧС и ПБ).

При получении сообщения о чрезвычайной ситуации (ЧС) все рабочие, участвующие в проведении работ, должны использовать индивидуальные средства защиты. Находясь на улице, нельзя касаться каких-либо предметов, а как можно быстрее выходить из опасной зоны в стороны, перпендикулярно направлению ветра. Эвакуация населения из районов возможного заражения аварийно-химическими опасными веществами должна осуществляться до подхода зараженного облака.

На КЛ возможны аварии, связанные с разрушением по тем или иным причинам технических устройств в результате механических повреждений, которые могут возникать при прокладке и ремонте других городских подземных сооружений, проходящих по трассе КЛ.

В КТПН основную техногенную опасность представляют трансформаторы, в которых в качестве изоляционной жидкости используется трансформаторное масло, способное возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.

Особо опасных производств на проектируемом объекте нет.

Аварийные выбросы трансформаторного масла в КТПН, возможны при нарушении герметичности баков трансформаторов. Основными причинами разгерметизации маслосодержащего электрического оборудования являются внутренние короткие замыкания (в обмотках, вводах, РПН и др.) с образованием электрической дуги и, как следствие, с образованием большого объема газов, являющихся продуктами разложения масла, что приводит к быстрому увеличению давления в баке. Не исключается вероятность того, что в случае тяжелого повреждения защитные устройства маслонаполненного оборудования (предохранительные клапаны) могут не обеспечить снижение давления, что может привести к разрыву бака. Разрыв бака вызывает разлив масла, что может при-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист 31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

вести к образованию очага пожара вследствие контакта разогретых горючих газов с кислородом воздуха.

Исключение разгерметизации корпусов трансформаторов с горючим веществом достигается принятием решений, обеспечивающих необходимую безопасность их эксплуатации, включая:

- выбор в проекте проектирования наиболее пожаробезопасного оборудования;
- применение устройств релейной защиты и автоматики, обеспечивающих безопасный режим работы электрооборудования по нагрузкам питающих линий;
- ведение мониторинга состояния электроустановок (изоляции, обмоток и других факторов, определяющих безопасность работы оборудования) и своевременное устранение возникающих факторов риска;
- защиту от несанкционированного вмешательства в работу электроустановок персонала и посторонних лиц в процессе эксплуатации.

На проектируемом объекте не используются радиоактивные, аварийно-химические опасные вещества (АХОВ), а также взрывоопасные вещества.

Установка специальных систем контроля радиационной и химической обстановки не предусматривается в связи с отсутствием на них источников радиационного и химического заражения.

В соответствии со СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий».

Категория опасности природных процессов – умеренно-опасные.

В соответствии со «Сборником методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС» оценочная частота возникновения ураганов в Ленинградской области составляет 5% в год – для скорости ветра 31 м/с и 2% в год – для скорости ветра 35 м/с.

В соответствии с РД 52.88.340-93 «Положение о порядке действий организаций и учреждений Росгидромета при возникновении стихийных гидрометеорологических и гелиогеофизических явлений, обнаружении экстремально высокого загрязнения окружающей среды и ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий» территориальные органы, по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды Росгидромета, обеспечивают предупреждение (оповещение) губернатора Ленинградской области и ЕДДС МЧС России о возникновении стихийного гидрометеорологического явления и экстремально высокого загрязнения.

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист
32

12 Проект полосы отвода

Использование земель над кабельными линиями по назначению должно осуществляться землевладельцами и землепользователя с соблюдением действующих Правил охраны электрических сетей.

Над подземными кабельными линиями в соответствии с действующими правилами охраны электрических сетей устанавливается охранная зона в размере площадки над кабелями плюс по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей (ПУЭ п.2.3.13).

13 Инженерно-геологические изыскания

В геоморфологическом отношении участок расположен в пределах Приневской низины верхнечетвертичной озерно-ледниковой аккумулятивной равнины. В настоящее время естественный рельеф полностью нарушен, поверхность изрытая, практически ровная, с абсолютными отметками поверхности порядка 10,2-12,4 м. Рассматриваемая территория характеризуется умеренным избыточно-влажным климатом с неустойчивым погодным режимом и относится ко II^Б подрайону по климатическому районированию России для целей строительства.

Нормативная глубина промерзания для супесей – 1,20 м, в соответствии с теплотехническим расчетом на основании СП 131.13330.2012 и СП 22.13330.2011. Расчетная глубина промерзания для супесей – 1,32 м.

По результатам бурения и лабораторным определениям, в пределах изученности участка, выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ – 0 - Почвенно-растительный слой, вскрытой мощностью 0,1-0,2 м;

ИГЭ – 1 - Насыпные грунты: пески, супеси со щебнем растительными остатками, вскрытой мощностью 0,3-1,1 м;

ИГЭ – 2 - Супеси пылеватые коричневые с прослоями песка пластичные, вскрытой мощностью 1,7-2,2 м;

ИГЭ – 3 - Суглинки легкие пылеватые серовато-коричневые с прослоями песка мягкопластичные, вскрытой мощностью 0,4-0,8 м.

Детально инженерно-геологическое строение участка представлено на графическом материале (том 203-ИИ-т.2.2.) – колонках скважин, взаимоотношение ИГЭ по

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Лист

33

глубине представлено на профилях, расположение выработок и линий профилей показано на схеме расположения инженерно-геологических скважин.

Механические показатели грунтов даны по их физическим параметрам в соответствии с СП 22.13330.2011 и материалам изученности аналогичных грунтов.

14 Инженерно-геодезические изыскания

Участок находится: Ленинградская область, Всеволожский район, дер. Новосаратовка. Участок съемки представляет собой строящуюся территорию, ограничен постройками и прилегающими дорогами. Перепад высот на участке до 1 метра. Климат умеренно-континентальный. Средняя температура по данным наблюдений составляет +5,8 °С. Самый холодный месяц в городе — февраль со средней температурой –5,8 °С, в январе –5,5 °С. Самый тёплый месяц — июль, его среднесуточная температура +18,8 °С. Влажность высокая, большая часть атмосферных осадков выпадает с апреля по октябрь, максимум их приходится на август, а минимум — на март.

Планово-высотное обоснование съемки выполнено путем проложения теодолитных ходов, опирающихся на пункты определенные методом спутниковых определений (составлен отчет) и пункт полигонометрии ПП 17321.

Топографическая съемка выполнена методами горизонтальной и вертикальной (высотной) съемки застроенной территории. Съемка деревьев, ограждений и границ проездов, а также рельефа выполнена тахеометрическим способом с пунктов съемочной сети электронным тахеометром Nikon.

По материалам топографической съемки на бумажной основе составлен топографический план с сечением рельефа через 0,5 м участка изысканий, вычерченный в Условных знаках для топографических планов масштабов 1:5000 – 1:500, утвержденных ГУГК 25.11.86г.

Копия топографического плана дана в графических приложениях.

Камеральные работы заключаются в создании топографического плана в программах Credo, AutoCAD.

Математическая обработка результатов измерений, подготовка и оформление технического отчета выполняется на компьютере с использованием пакета программ:

- Credo;- AutoCAD;- Microsoft Office.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Технический контроль за качеством выпускаемых топографо-геодезических материалов, а также контроль в процессе проведения полевых и камеральных топографо-геодезических работ осуществляется ведущими специалистами ООО «ТЕРРА».

Средние погрешности в плановом положении на инженерно-топографических планах изображений предметов и контуров местности с четкими очертаниями относительно ближайших пунктов (точек) геодезической основы на незастроенной территории не превышают 0,5 мм (в открытой местности) и 0,4 мм (в заселенных районах) в масштабе плана.

Предельные погрешности во взаимном положении на плане закоординированных точек и углов капитальных зданий (сооружений), расположенных один от другого на расстоянии до 50м, не превышает 0,4 мм в масштабе плана.

Средние погрешности съемки рельефа и его изображения на инженерно-топографических планах относительно ближайших точек съемочного обоснования не превышает $\frac{1}{4}$ высоты сечения рельефа.

Инженерно-геодезические изыскания на проектируемом объекте выполнены в соответствии с техническим заданием и требованиями действующих нормативных документов – СНиП 11-02-96, СП 11-104-97 и СП 11-105-97.

На площади 2,8 га выполнена топографическая съемка М 1:500, с сечением рельефа 0,5м.

Система координат: МСК-64 система высот: Балтийская 1977.

Методика измерений, основные показатели точности, полученные из уравнивания съемочной сети, а также полнота и точность составленного топографического плана, соответствуют требованиям вышеуказанных нормативных документов.

Топографо-геодезические работы выполнил и обработал геодезист Шемякин Д.А.

Технический контроль за качеством выпускаемых топографо-геодезических материалов, а также контроль в процессе проведения полевых и камеральных топографо-геодезических работ осуществил ведущий инженер-геодезист Чекмарев Ю.С.

Топографо-геодезические работы приняты и утверждены генеральным директором Вильцыным А.И. актом №16/12-1 от 16.12.14 г.

15 Инженерно-экологические изыскания

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист 35
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Методы и методики проведения инженерно-экологических изысканий определялись и соответствовали СП 47.13330.2012, а также другой нормативной и технической документации в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов, действующей в настоящее время в Российской Федерации или введенной в действие на ее территории до полного завершения выполнения данной работы.

Объекты изысканий располагаются на территории деревни Новосаратовка Всеволожского района Ленинградской области.

Изучением состояния факторов среды обитания (почвы, воды, воздуха) на территории Ленинградской области занимаются Комитет по природным ресурсам, структурные подразделения Роспотребнадзора, Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и др.

Наблюдения за загрязненностью атмосферного воздуха в Ленинградской области производятся на стационарных постах в 7-ми городах Ленинградской области подразделениями ФГБУ «Северо-Западное УГМС», филиалами ФБУЗ «ЦГиЭ в ЛО» и санитарными лабораториями промышленных предприятий ОАО «Светогорск» и ЗАО «ТФЗ».

На территории Ленинградской области мониторинг поверхностных водных объектов осуществляется ГНС – Северо-Западным УГМС, БНС – ФГУ «Балтводхоз», ТНС – ФГБУ «Северо-Западное УГМС» и Центром Роспотребнадзора в Ленинградской области, на ЛНС – водопользователями.

Мониторинг подземных вод осуществляется СЗГИП ГПП «Севзапгеология», которая является территориальной службой государственного мониторинга подземных вод по Санкт-Петербургу и Ленинградской области. Ежегодно эта организация издает информационные бюллетени о состоянии подземных вод и геологической среды на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области, в которых подробно изложены особенности состояния подземных вод и их изменения за отчетный период наблюдения.

Информационная сеть АСКРО Ленинградской области состоит из 15-ти стационарных постов контроля мощности эквивалентной дозы, один из которых снабжен автоматическим метеорологическим постом; двух информационно-управляющих центров, расположенным в Комитете по природным ресурсам Ленинградской области и ФГБУ «Северо-Западное УГМС». ПК МЭД расположены на территории области в основном в 120-километровой зоне от Санкт-Петербурга, в районе расположения Ленинградской АЭС и других радиационноопасных предприятий, ИУЦ обеспечивают непрерывный

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист 36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

контроль радиационной и метеорологической обстановки в местах установки ПК. Все ПК оборудованы датчиками, обеспечивающими измерение МЭД в диапазоне от 10 мкР/ч (0,1 мкЗв/ч) до 50 Р/ч (0,5 Зв/ч) и блоками, обеспечивающими накопление данных и передачу их по запросу из центра.

На территории Всеволожского района контроль за состоянием радиационной обстановки не осуществляется. Ближайший пункт наблюдения располагается на территории города Санкт-Петербурга.

Речная сеть Всеволожского муниципального района принадлежит к Бассейнам Ладожского озера и реки Невы, развита неравномерно. Наибольшее количество естественных водотоков расположено в западной и южной части муниципального района. Здесь коэффициент густоты речной сети составляет 1-1,3 км/км².

Реки района невелики по размерам (за исключением Невы), их ширина, как правило, не превышает 10-15 метров в летнюю межень. Наиболее крупными из них являются: Охта, Сестра, Морье, Черная, Лубья и Пипполовка. Многие реки вытекают из озер или из верховых болот и, чаще всего, имеют смешанное питание с преобладанием снегового.

Озера на территории района располагаются неравномерно. Обычно они образуют группы, как правило, связанные между собой протоками. Наиболее крупные озерные комплексы расположены в центральной (Токсовская группа) и северо-западной (Лемболовская группа) части района [86, 90, 94].

На территории участка проведения работ водные объекты отсутствуют. Ближайшим водотоком является ручей без названия, расположенный на расстоянии около 440 м в юго-западном направлении. Протяженность данного водотока составляет около 4 км. Ручей впадает в ручей Утка в его нижнем течении по левому берегу.

Ручей Утка – правый приток Невы, берет начало во Всеволожском районе Ленинградской области в болотах Колтушенской возвышенности. Впадает в Утиную заводь Невы в 23 километрах от ее устья. В соответствии со сведениями Водного реестра РФ, ручей Утка относится к Балтийскому бассейновому округу. Речной бассейн - река Нева (включая бассейны рек Онежского и Ладожского озера); подбассейн - река Нева и реки бассейна Ладожского озера. Длина водотока - 6,2 км. Водосборная площадь - 12,7 км². Ручей Утка замерзает, как правило, в первой декаде декабря, а вскрывается в первой декаде апреля. Питание водотока смешанное, с преобладанием снегового и за счет болот.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-т.1

Лист
37

Территория Всеволожского района - равнинная, низкая и почти плоская в восточной и южной (Приладожской и Приневской) частях, повышенная и холмистая на западе и северо-западе. Максимальные высоты над уровнем моря достигают 170-180 м на севере района. Наиболее низкие абсолютные отметки имеет урез воды в Неве на юго-западе района (д. Новосаратовка) - менее 1 м над уровнем моря.

Для рельефа характерна отчетливо выраженная ступенчатость и наличие трех крупных орографических единиц: Центральной возвышенности Карельского перешейка (Лемболовская возвышенность), части Приладожской низменности и правобережной части Приневской низины.

В геоморфологическом отношении территория изысканий расположена в пределах Приневской низменности. Это равнина в южной части Карельского перешейка, между Невской губой и Ладожским озером. На юге ограничена Балтийско-Ладожским уступом, на севере - Центральной возвышенностью Карельского перешейка. Представляет собой равнину, нисходящую ступенями в направлении Финского залива и к руслу реки Невы. Поверхности ступеней плоские, почвы заболоченные. Отметки высот колеблются в пределах 10-25 м над уровнем.

Поверхность участка изысканий имеет абсолютные отметки 10-11м, с незначительным уклоном в сторону юго-запада.

Климат Всеволожского муниципального района переходный от континентального к морскому, характеризуется умеренно теплым летом и продолжительной умеренно-холодной, неустойчивой, с частыми оттепелями, зимой. Радиационные условия определяются положением муниципального района в северных широтах и, следовательно, большой изменчивостью в течение года высоты стояния солнца над горизонтом и продолжительности дня.

Территория района расположена в зоне избыточного увлажнения. Больше всего осадков выпадает на западных и юго-западных (наветренных) склонах возвышенностей и гряд, а наименьшие их количества приходятся на побережье Ладожского озера. В течение года выпадает от 550-600 мм на побережье Ладожского озера, до 700-900 мм перед склонами Центральной возвышенности Карельского перешейка.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

К землям особо охраняемых территорий и объектов относятся земли, имеющие особое природоохранное, научное, историко-культурное, эстетическое, рекреационное, оздоровительное и иное ценное значение.

В состав земель категории входят особо охраняемые природные территории, занимаемые государственными природными заповедниками, в том числе биосферными, национальными и природными парками, государственными природными заказниками, памятниками природы, дендрологическими парками, ботаническими садами, лечебно-оздоровительными местностями и курортами. Кроме природных территорий, в эту категорию входят земельные участки рекреационного назначения, занятые объектами физической культуры и спорта, отдыха и туризма, а также памятниками истории и культуры.

Особо охраняемые природные территории являются объектами общенационального достояния. В целях их сохранения они изымаются полностью или частично из хозяйственного использования и гражданского оборота постановлениями федеральных органов государственной власти, органов власти субъектов Российской Федерации или решениями органов местного самоуправления.

В целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным законом № 52-ФЗ вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливается специальная территория с особым режимом использования – санитарно-защитная зона (СЗЗ), размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

В соответствии с пп. 3 п. 7.1.10 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 для электроподстанций размер СЗЗ устанавливается в зависимости от типа (открытые, закрытые), мощности на основании расчетов физического воздействия на атмосферный воздух, а также результатов натурных измерений.

В соответствии с проектом генерального плана МО «Свердловское городское поселение проектируемые КЛ 0,4 кВ и кабельные киоски расположены в санитарно-защитной зоне ЗАО «Племенной завод «Приневское» (Приложение Б). Согласно сведениям Реестра Роспотребнадзора и санитарно-эпидемиологической службы России на

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	203-ПЗР-т.1			39

проект СЗЗ выдано санитарно-эпидемиологическое заключение № 47.01.02.000.Т.000076.06.13 от 07.06.2013 г. Установленный размер СЗЗ – 300 м во всех направлениях от территории предприятия.

В соответствии с п. 5.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 объект изысканий, который относится к местным и транзитным коммуникациям, допускается размещать в границах санитарно-защитной зоны промышленных объектов или производств.

В соответствии с информацией, предоставленной администрацией Всеволожского муниципального района на территории изысканий отсутствуют полигоны ТБО (существующие и планируемые) и скотомогильники (Приложение Д).

В соответствии со сведениями, предоставленными Управлением ветеринарии Ленинградской области скотомогильники, биотермические ямы и другие места захоронения биологических отходов в пределах участка отсутствуют (Приложение Е).

Таким образом, при проектировании и строительстве дополнительных мероприятий предусматривать не требуется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист
										40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Перечень приложений

	Наименование	Кол. листов	Примечание
1	Техническое задание	1	
2	Свидетельство СРО	4	
3	Расчет длительно допустимого тока шин ТП РУ 10 кВ	1	
4	Протокол измерения удельного сопротивления грунта	1	
5	Расчет заземляющего устройства КТП 10/0,4 кВ	2	
6	ТУ ОАО "ЛОЭСК" на ОФИС ПОЙНТ	2	
7	Расчет метрологической погрешности измерения	8	
8	Расчет выбора трансформаторов тока	2	
9	Расчет пропускной способности шин РУНН 0,4кВ	1	

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-т.1

Приложение

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Приложение 1

Приложение № _____
к договору № _____
от _____ » _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по капитальному строительству
АО «ЛОЭСК»

А.Т. Фистюлева

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ по Объекту строительства:

«ТП №10 в д. Новосаратовка Всеволожского района ЛО»
«КЛ-10 кВ от вновь установленной ячейки в РТП №1373 до проектируемой ТП №10 в д.
Новосаратовка Всеволожского района ЛО»

1. Основание для проведения работ: инвестиционная программа АО «ЛОЭСК» 2015 года;
2. Вид строительства: новое строительство;
3. Стадийность проектирования: рабочий проект;
4. Требования по вариантной и конкурсной разработке: не требуется;
5. Особые условия строительства: в населенной местности;
6. Основные технико-экономические показатели объекта:
 - Построить КЛ-10 кВ от РП №1373 до проектируемой КТП630/10/0,4кВ (протяженностью ~1,3 км., тип, марку и сечение кабеля определить проектом);
 - Проход КЛ-10 кВ через автодороги выполнить методом горизонтального направленного бурения;
 - Построить КТП-10/0,4 кВ проходного типа, мощность трансформатора определить проектом;
7. Требования к узлам учета: ТУ от ООО «Энергоконтроль», проект согласовать с ООО «Энергоконтроль»;
8. Требования к телемеханике: отсутствуют;
9. Требования к РЗА: отсутствуют;
10. Требования к технологиям: в соответствии с нормативными документами (ГОСТ, СНиП, ПУЭ) и Технической политикой АО «ЛОЭСК».
11. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий: в соответствии с действующими нормами и правилами.
12. Требования к режиму безопасности и гигиене труда: в соответствии с действующими нормами и правилами.
13. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению ЧС: в соответствии с действующими нормами и правилами.
14. Требования к согласованию проекта: согласование в филиале АО «ЛОЭСК» «Всеволожские горэлектросети», с уполномоченными государственными органами, организациями заинтересованными лицами.
15. Исходные данные для проектирования, предоставляемые Заказчиком: Технические условия на присоединение заявителей, ТЗ от АО «ЛОЭСК»;
16. Организация-Заказчик: АО «ЛОЭСК».
17. Организация-Подрядчик: _____
18. Проектно-сметная документация передается Заказчику в 4 (четыре) экземплярах – на бумажном носителе и 1 (один) экземпляр – в электронном виде (AutoCad). Документация должна содержать сведения о Подрядчике. В случае выполнения работ привлеченными силами (субподрядчиками), Подрядчик вправе дополнительно указывать сведения о привлеченных лицах (субподрядчиках). Разработанная Проектно-сметная документация является собственностью Заказчика.
19. Сроки выполнения работ: в соответствии с Графиком выполнения работ (Приложение № 3).

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-Т.1

Лист

43

ЛИСТ 1

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к работам
по подготовке проектной
документации, которые оказывают
влияние на безопасность объектов
капитального строительства
№ 0148.02-2010-7810070295-П-057
от «15» июня 2011 г.

ПЕРЕЧЕНЬ

видов работ по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, и о допуске к которым член саморегулируемой организации Некоммерческое партнерство «Северо-Западный Альянс Проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «ЦЭИ-Энерго» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ	Отметка о допуске к видам работ, которые оказывают влияние на безопасность особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, предусмотренных статьей 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации
1	2	3
1.	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка: 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения	Примечание 1 Примечание 1 Примечание 1
2.	2. Работы по подготовке архитектурных решений	Примечание 1
3.	3. Работы по подготовке конструктивных решений	Примечание 1
4.	4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации	Примечание 1 Примечание 1

Директор Партнерства

Юсупджанов В.И.

Председатель Совета Партнерства

Сорока Д.В.

М. П.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-Т.1

Лист

45

ЛИСТ 2

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к работам
по подготовке проектной
документации, которые оказывают
влияние на безопасность объектов
капитального строительства
№ 0148.02-2010-7810070295-П-057
от «15» июня 2011 г.

1	2	3
	4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами	Примечание 1
5.	5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений 5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений 5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем	Примечание 1 Примечание 1 Примечание 1
6.	6. Работы по подготовке технологических решений: 6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов	Примечание 1
7.	7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации: 7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне 7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера 7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов	Примечание 2 Примечание 1 Примечание 2
8.	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды	Примечание 2
9.	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности	Примечание 2
10.	13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)	Примечание 1

Ограничение: Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго" вправе заключать договоры по осуществлению организации работ "13. Работы по

Директор Партнерства

Юсупджанов В.И.

Председатель Совета Партнерства

Сорока Д.В.

М. П.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-Т.1

Лист

46

ЛИСТ 3

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к работам
по подготовке проектной
документации, которые оказывают
влияние на безопасность объектов
капитального строительства
№ 0148.02-2010-7810070295-П-057
от «15» июня 2011 г.

организации подготовки проектной документации привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)", стоимость которых по одному договору не превышает (составляет): 5000000 руб. (Пять миллионов рублей)

Примечания по проставлению отметки о допуске к видам работ, которые оказывают влияние на безопасность особо опасных и технически сложных объектов, а также уникальных объектов, предусмотренных статьей 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации:

Примечание 1: Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *кроме особо опасных, технически сложных объектов.*

Примечание 2: Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *в том числе на особо опасных, технически сложных, уникальных объектах, кроме объектов использования атомной энергии.*

Примечание 3: Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *в том числе на особо опасных, технически сложных, уникальных объектах, включая объекты использования атомной энергии.*

Директор Партнерства

Председатель Совета Партнерства



М. П.

Юсупджанов В.И.

Сорока Д.В.

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

203-ПЗР-Т.1

Лист

47

Приложение 3

Расчет длительно допустимого тока шин ТП

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются. В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость. Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения. В соответствии с ПУЭ таблица 1.3.31, для выбранных шин $I_{\text{доп}}=631\text{A}$ (с учетом ПУЭ п. 1.3.23).

$I_{\max}=57,73\text{A}$, где максимальный рабочий ток складывается из суммы нагрузок установленных трансформаторных подстанций

$$I_{\max} = \frac{1000\text{кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10\text{кВ}} = 57,73 \text{ A}$$

Таким образом: $57,73\text{A} \leq 613\text{A}$. С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АДЗ1Т-50х5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист
										48
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Приложение 4

Предприятие

Объект

Протокол № 114/14-01

измерения удельного сопротивления грунта

Характер грунта

Состояние погоды

Результаты измерений

№ п/п	Вид заземлителя и место измерения	Расстояние до вспомогательного зонда заземлителя, м	Измеренное сопротивление, Ом
1	2	3	4
1	КТП 10/0,4 кВ ООО "БНВ-Системы"	15	100 Ом.м.
2	КТП 10/0,4 кВ Буторин	15	100 Ом.м.
3	КТП 10/0,4 кВ ООО "Невис"	15	100 Ом.м.
4	КК-1, КК-2 СВМ-Терминалы	15	100 Ом.м.
5	КТП 10/0,4 кВ ООО "Алистер"	15	100 Ом.м.
6	ТП 10/0,4 кВ Водоканал в К.Т.	15	100 Ом.м.

Сопротивление измерено прибором типа

Заводской №

Замечания:

Заключение:

Измерение произвел

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-Т.1

Лист

49

Приложение 5

I Исходные данные

Проектируемая КТПН10/0,4кВ принята комплектного исполнения.

Отходящие линии 10 кВ выполняются кабельными.

Грунт – суглинок. Удельное сопротивление грунта $\rho_s = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Сопротивление заземляющего устройства R_z по ПУЭ §1.7.96, §1.7.97 и §1.7.101. должно быть не более 4 Ом.

Вертикальный заземлитель – стальной уголок 50х50х5 мм, $L=4\text{м}$, $n=2\text{шт.}$ в заземляющем контуре и $n = 2$ шт. в одном горизонтальном луче.

Горизонтальный заземлитель – стальная полоса 40х4 мм, $l = 20,0 \text{ м}$ для контура заземления; 4 шт. горизонтальных лучей длиной по 8,0 м.

Ширина горизонтального заземлителя $b=0,04$

Расстояние между вертикальными заземлителями $a = 4\text{м}$ - в лучевом заземлителе.

Глубина заложения горизонтального заземлителя $t_0 = 0,5 \text{ м}$.

Отношение расстояния между вертикальными электродами к его длине

$$\frac{a}{L} = \frac{4}{20} = 0,2 - \text{в лучевом заземлителе.}$$

Расчёт заземляющего устройства, приведенный ниже, выполнен с использованием книги "Заземление, защитные меры электробезопасности", Найфельд М.Р.

II Расчет наружного контура заземления

1. Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя – стальная полоса 40х4 мм, $l=20,0 \text{ м}$, с учетом сезонного коэффициента $K_{CG} = 5,0$

$$r_z = \frac{0,366 \times K_{CG} \times \rho}{l} Lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \times 5,0 \times 100}{20,0} Lg \frac{2 \cdot 20,0^2}{0,04 \times 0,5} = 26,12 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta = 0,45$ (табл.8-9).

$$R_z = \frac{r_z}{\eta} = \frac{26,12}{0,45} = 58,04 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя из стального уголка 50х50х5 мм, $L=4\text{м}$, с учетом сезонного коэффициента $K_{CB} = 1,4$.

$$r_v = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho}{L} \left(Lg \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} Lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \text{ Ом}$$

где: $d = 0,95b_0$ – эквивалентный диаметр угловой стали;

b_0 – ширина сторон уголка.

$$t = t_0 + \frac{L}{2} = 0,5 + \frac{4}{2} = 2,5 \text{ м}, \quad d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$r_v = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left(Lg \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 Lg \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление растеканию 4 вертикальных заземлителей, размещенных по контуру с учетом коэффициента использования $\eta = 0,65$ (табл. 8-6).

$$R_v = \frac{r_v}{n \eta} = \frac{30,88}{4 \times 0,65} = 11,8 \text{ Ом}$$

5. Общее сопротивление растеканию контура.

$$R_k = \frac{R_v \times R_z}{R_v + R_z} = \frac{11,8 \times 58,04}{11,8 + 58,04} = 9,8 \text{ Ом}$$

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

III Расчет лучевых заземлителей

1. Сопротивление растеканию вертикального заземлителя из стального уголка 50х50х5 мм, L=4м, с учетом сезонного коэффициента $K_{CB} = 1,4$.

$$r_{\theta} = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho_{\theta}}{L} \left(Lg \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} Lg \frac{4t+L}{4t-L} \right), \text{ Ом}$$

где: $d = 0,95b_0$ – эквивалентный диаметр угловой стали; b_0 – ширина сторон уголка.

$$t = t_0 + \frac{L}{2} = 0,5 + \frac{4}{2} = 2,5 \text{ м}, \quad d = 0,95 \times 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$r_{\theta} = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление растеканию двух вертикальных электродов, расположенных в ряд с учетом коэффициента использования $\eta = 0,65$ (табл. 8-6).

$$R_{\theta} = \frac{r_{\theta}}{n \eta} = \frac{30,88}{2 \times 0,65} = 23,75 \text{ Ом}$$

3. Сопротивление растеканию одного лучевого заземлителя – стальная полоса 40х4 мм, l=8 м, с учетом сезонного коэффициента $K_{CB} = 5$.

$$r_l = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho}{l} Lg \frac{2 \times l^2}{b t_0} = \frac{0,366 \times 5 \times 100}{8,0} Lg \frac{2 \times 8,0^2}{0,04 \times 0,5} = 74,00 \text{ Ом.}$$

4. Сопротивление растеканию одного лучевого заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta = 0,45$ (табл.8-8).

$$R_l = \frac{r_l}{\eta} = \frac{74,00}{0,45} = 164,4 \text{ Ом}$$

5. Общее сопротивление одного луча с двумя вертикальными заземлителями.

$$R_{\text{зл}} = \frac{R_{\theta} \times R_l}{R_{\theta} + R_l} = \frac{23,75 \times 164,4}{23,75 + 164,4} = 20,75 \text{ Ом}$$

6. Общее сопротивление растеканию 4-х лучей с учетом коэффициента использования $\eta = 0,78$ (табл.8-10).

$$R_{OL} = \frac{R_{\text{зл}}}{n \eta} = \frac{20,75}{4 \times 0,78} = 6,55 \text{ Ом}$$

IV Расчетное сопротивление растеканию контура и лучевых заземлителей

$$R_3 = \frac{R_K \times R_{OL}}{R_K + R_{OL}} = \frac{9,8 \times 6,55}{9,8 + 6,55} = 3,93 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

V Расход металла на заземляющее устройство

Эквив.уд. сопротивление грунта, Ом.м	Нормир. сопротивление ЗУ, Ом	Вертик.заземлители		Горизонтальн. заземлители, м	Расход стали, м/кг
		Кол., шт.	Длина, м		
100	4	16	4,0	70	

Примечания

1. Заземляющее устройство КТП должно иметь сопротивление не более 4 Ом в любое время года.
2. Заземлению подлежат нейтраль и корпус трансформатора, а также все нетоковедущие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.
3. Если сопротивление заземляющего устройства окажется больше 4 Ом, то необходимо забить дополнительные уголки.

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

«Экземпляр ОАО «ЛОЭСК»



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Ленинградская областная управляющая
электросетевая компания

197110, Санкт-Петербург, Петровский район, д.17, лит. А
тел.: 334-47-47 факс: 334-47-43 e-mail: loesk@loesk.ru

На № _____
от « _____ » _____ 201_ г.

Приложение № 1
к договору № 04-397/005-10-14
от «05» августа 2014 г.

ООО «Офис Пойнт»

Технические условия для присоединения к электрическим сетям

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства земельного участка для использования в промышленных целях.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: Ленинградская область, Всеволожский район, дер. Новосаратовка, центральное отделение, кадастровый номер 47:07:0605001:270.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 665,24 кВт.
4. Категория надежности: третья.
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: 2014г.
7. Точка присоединения: РУ-0,4 кВ вновь установленной КТП по п.10.1.1.
8. Основной источник питания: ПС 110/10 кВ №137.
9. Резервный источник питания: -.
10. Сетевая организация осуществляет:
 - 10.1. Мероприятия «последней мили»:
 - 10.1.1. В центре нагрузки установить КТП-10/0,4 кВ с трансформатором необходимой мощности. Место установки согласовать с землепользователем. Выполнить подъездные пути к ТП. В ТП предусмотреть пожарную и охранную сигнализации с выводом на пульт ОДС филиала ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети».
 - 10.1.2. От вновь установленной ячейки в РУ-10 кВ РП №1373 по п.10.2.1. до вновь установленной КТП по п.10.1.1. проложить КЛ-10 кВ. Марку кабеля, сечение определить проектом. При необходимости выполнить прокладку КЛ-10 кВ методом ГНБ. Трассу проектируемой КЛ-10 кВ согласовать с землепользователем с выполнением акта выбора трассы.
 - 10.2. Мероприятия не связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики:

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- 10.2.1. В РУ-10 кВ РП №1373 установить линейную ячейку 10 кВ. Тип и параметры оборудования определить проектом.
- 10.2.1.1. Предусмотреть связь во вновь установленной ячейке с действующими ячейками по цепям оперативного тока, по цепям сигнализации и управления.
- 10.2.1.2. Во вновь установленной ячейке произвести настройку РЗА.
- 10.2.1.3. Во вновь установленной ячейке предусмотреть установку счетчиков электрической энергии и мощности класса точности 0,5S, трансформаторы тока с измерительной обмоткой класса точности не ниже 0,5S. Тип и параметры оборудования определить проектом. В составе проекта выполнить расчеты погрешности средств измерений.
- 10.2.2. Выполнить расчет питающих КЛ-10 кВ ЛПС137-РП1373 на пропускную способность и термическую устойчивость. По результатам расчета предусмотреть необходимый объем работ.
- 10.3. На мероприятия по п.10. подготовить техническое задание и согласовать его с ОПР ЦА ОАО «ЛОЭСК».
- 10.4. На все работы выполнить проект. В проекте предусмотреть разделы «Релейная защита», «Противоаварийные оснащения», «Телемеханика», «Связь», «Учет электрической энергии».
- 11. Заявитель осуществляет:**
- 11.1. От РУ-0,4 кВ вновь установленной КТП по п.10.1.1. до электроприемников построить сеть 0,4 кВ. Вид, сечение, конфигурацию сети 0,4 кВ определить проектом. Трассу проектируемой сети 0,4 кВ согласовать с землепользователем.
- 11.2. Нагрузка аварийной и (или) технологической брони, при ее наличии и обосновании, обеспечивается от автономных резервных источников снабжения электрической энергией.
- 11.3. На все работы выполнить проект.
- 11.4. В проекте решить вопросы организации эксплуатации и балансовой принадлежности вновь сооружаемых электроустановок потребителей.
- 11.5. Получить технические условия на организацию учета электрической энергии в ООО «РКС-Энерго».
- 11.6. Проектом определить и предусмотреть выполнение необходимых мероприятий для обеспечения коэффициента мощности потребляемой электроэнергии не ниже $\cos\varphi=0,95$.
- 11.7. Проект электроснабжения согласовать в установленном порядке с филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети», ООО «РКС-Энерго».
- 11.8. Выполнить строительно-монтажные и пусконаладочные работы.
- 11.9. Предъявить электроустановку для оформления акта о выполнении технических условий и акта осмотра электроустановки представителям филиала ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети», и в пятидневный срок с момента подписания акта осмотра электроустановки уведомить орган федерального государственного энергетического надзора о проведении сетевой организацией данного осмотра.
12. Срок действия технических условий – 2 года

Директор по технологическому присоединению
и перспективному развитию

Исп.: Нуклин В.В.
Тел.: 611-18-01



Д.С. Куклин

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Расчет метрологической погрешности при выборе трансформаторов тока

1.1 Общие положения

Настоящая часть рабочего проекта освещает вопросы метрологического обеспечения точности учета количества электроэнергии согласно «Правилам учета электрической энергии» с помощью системы учета электроэнергии (СУЭ).

Метрологическое обеспечение проектируемой СУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения качества измерений, важнейшей характеристикой которого является единство измерений.

Установленный предельный рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 55 °С. Предельный диапазон хранения и транспортирования от минус 50 до плюс 70°С.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

При вводе СУЭ в эксплуатацию требуется произвести поверочные испытания первичных преобразователей (ТТ) по ГОСТ 8.217-87 (СТ СЭВ 5645-86) в порядке, установленном РД 34.11.205-88 или другими нормативными документами, в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р8.596-2002 и МИ 2439-97.

Поверка выполняется аттестованными рабочими эталонами согласно ПР 50.2.006-94 и ПР 50.2.007-2001 в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.14-75 и ГОСТ 22261-94.

Работы по поверке средств измерения и измерительных каналов должны выполнять поверители, аттестованные в порядке, установленном ПР 50.2.012-94 и организациями, аккредитованными по ПР 50.2.008-94 или ПР 50.2.013-97.

1.2 Система обеспечения единого времени СУЭ

Точность хода часов обеспечивается счетчиком «Вектор-3» во включенном и выключенном состоянии при нормальной температуре ($20 \pm 5^\circ\text{C}$) и не превышает $\pm 0,5$ с/сут.

Изменение точности хода часов во включенном и выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 45 °С не превышает $\pm 0,15$ с/°С/сут, в диапазоне от минус 40 до плюс 55 °С не превышает $\pm 0,2$ с/°С/сут.

Отсчёт времени и даты ведётся по жидкокристаллическому индикатору (ЖКИ).

1.3 Общие требования к метрологическому обеспечению

В соответствии с п.9.1 РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» на стадии проектирования определяются погрешность измерительных каналов и обеспечивается ее минимизация.

Метрологические характеристики измерительных каналов СУЭ определяются классом точности ТТ, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент СУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики имеют сертификаты об утверждении типа и внесены в Госреестр средств измерений (СИ).

В соответствии с п. 1.5.15 «Правила устройства электроустановок» допустимый класс точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для данного объекта - кл. 0.5S.

Рабочие условия эксплуатации средств измерения:

- Рабочий диапазон температур: от минус 25°С до плюс 55°С - для электросчетчиков;
- Частота переменного тока 45-65 Гц.
- Рабочий диапазон напряжений: 0,8-1,15 Uном - для электросчетчиков;
- Cosφ = 0,8.
- Токовая нагрузка симметричная.

1.4 Требования к погрешности измерений

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-т.1

Погрешность измерений электроэнергии соответствуют требованиям, указанным в РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении». Результирующая погрешность каждого измерительного канала определяется расчетом на основании параметров реально используемых элементов.

1.5 Расчет суммарной относительной погрешности измерительного канала.

Вычисление результатов измерений

Расчет пределов допускаемой относительной погрешности измерительных каналов проводится в соответствии с типовой методикой, приведенной в РД 153-34.0-11.209-99 "Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности".

1.5.1. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и электрической мощности определяется в виде предела допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях применения СУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95. Закон распределения погрешностей принимается нормальным.

1.5.2. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и/или электрической мощности определяется для четырех значений тока нагрузки:

- тока нагрузки, составляющего 5% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 20% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 100% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 120% от номинального тока.

1.5.3. Предел допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии, определяется в % по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{C.O}^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{C_j}^2 + \delta_{y.C}^2 + \delta_T^2} \quad (1)$$

где δ_J – предел допускаемой относительной погрешности тока ТТ, %;

δ_U – предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

δ_θ – предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_L – предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %. При расчете предела допускаемой относительной погрешности ИИК берется максимальное значение для группы ИИК;

$\delta_{C.O}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %;

δ_{C_j} – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i-й влияющей величины от ее нормального значения, %;

n – число влияющих величин, учитываемых при определении дополнительной погрешности счетчика;

δ_T – предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %;

$\delta_{y.C}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных.

1.5.4. Определение составляющих погрешности измерительного канала электроэнергии, входящих в формулу 1.

Предел допускаемой относительной погрешности тока δ_J и угловой погрешности θ_J определяется по ГОСТ 7746–2001 или эксплуатационной документации на используемый ТТ и приводится в таблице 6.

Таблица 6

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата	Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись
--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	---------------------------------

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального значения (ток нагрузки)	Предел допускаемой погрешности	
		токовой δ_J , %	Угловой θ_J , %
0,5	<5	не нормируется	не нормируется
	5	$\pm 1,5$	± 90
	20	$\pm 0,75$	± 45
	100-120	$\pm 0,5$	± 30

Предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН δ_θ определяется:

а) для активной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi$$

б) для реактивной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$$

Предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика $\delta_{с.о.}$ определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 или по Руководству по эксплуатации на счетчик. При измерении активной энергии согласно таблицы 4.

Таблица 4 – Пределы погрешности, выраженные в процентах, для счетчиков электроэнергии с классом точности 0,5S по ГОСТ 30206-94

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % Для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94
От $0,01 \cdot I_{ном}$ до $0,05 \cdot I_{ном}$	1	$\pm 1,0$
От $0,05 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$ включительно	1	$\pm 0,5$
От $0,02 \cdot I_{ном}$ до $0,1 \cdot I_{ном}$	0,5 инд. 0,8 емк.	$\pm 1,0$
От $0,1 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$ включительно	0,5 инд. 0,8 емк.	$\pm 0,6$

Примечание. Согласно РД 153-34.0-11.209-99 погрешности счетчика $\delta_{с.о.}$ при значении $\cos \varphi = 0,8$ инд. и при $\cos \varphi = 1$ примерно равны друг другу.

Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии: $\delta_{с.о.} = \pm K$

- при значениях m от 0,2 включительно до значения, соответствующего максимальной силе тока.

$$\delta_{с.о.} = \pm K(0,9 + 0,02 / m)$$

-при значениях m от 0,01 до 0,2, где: K - класс точности счетчика;

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{ном} \cdot I_{ном}}$$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-т.1

Лист
56

U – значение напряжения измерительной сети;

I – значение силы тока;

$U_{ном}, I_{ном}$ – номинальные значения, соответственно, напряжения и силы тока.

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения j -й влияющей величины от ее нормального значения, определяется по формуле:

$$\delta_{Cj} = K_j \Delta \xi_j$$

где K_j – значение j -ой функции влияния, % на единицу влияющей величины; определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94 или РЭ на счетчик;

$\Delta \xi_j$ – наибольшее отклонение j -ой влияющей величины от ее нормального значения, в единицах измеряемой величины; определяется по фактическим результатам наблюдения за изменением j -ой влияющей величины на энергообъекте.

Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным не должна превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в таблице 5.

Рассчитаем значения функций влияния, задавшись некоторыми возможными отклонениями влияющих величин. Реальные условия применения счетчика определяют по результатам измерений влияющих величин на конкретном объекте (температура окружающего воздуха, индукция внешнего магнитного поля и другие влияющие величины в соответствии с РД 34.11.114-98).

Таблица 5

Влияющая величина	Значение тока (при симметричной нагрузке, если не оговорено особо)	Коэффициент мощности	Класс точности счетчиков	
			0,2S	0,5S
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	Средний температурный коэффициент, %/К 0,01 0,03 0,02 0,05	
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)		
Изменение напряжения $\pm 10\%$	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	Пределы дополнительной погрешности, % 0,10 0,20 0,20 0,40	
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)		
Изменение частоты $\pm 2\%$	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)		
Обратный порядок следования фаз	$0,10I_{ном}$	1,0	0,05	0,10
Несимметрия напряжения	$I_{ном}$		0,50	1,00
Вспомогательное напряжение $\pm 15\%$	$0,01I_{ном}$		0,05	0,10
Гармоники в цепях тока и напряжения	$0,50I_{макс}$		0,40	0,50

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

203-ПЗР-т.1

Лист

57

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

Субгармоники в цепи переменного тока	$0,50I_{\text{ном}}^{\text{н)}$	0,60	1,50
Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	$I_{\text{ном}}$	2,00	
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл		0,50	1,00
Радиочастотные электромагнитные поля		1,00	2,00
Функционирование вспомогательных частей	$0,01I_{\text{ном}}$	0,05	0,10
Кондуктивные помехи, наводимые радиочастотными полями	$I_{\text{ном}}$	1,0	2,0
Наносекундные импульсные помехи			
Устойчивость к колебательным затухающим помехам			

Таблица 6 - Значения функций влияния и отклонения влияющих величин для счетчиков с классом точности 0,5S.

Наименование влияющей величины	Отклонение влияющей величины, $\Delta\xi_j$	Коэффициент мощности	Дополнительная погрешность $\delta_{Cj} = K_j \Delta\xi_j$		
			0,5S	1,0	2,0
1. Изменение напряжения измерительной цепи	10%	1,0	0,2	0,7	1,0
		0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	1,0	1,5
2. Изменение частоты	3%	1,0	0,3	0,75	1,2
		0,5 (при индуктивной нагрузке)		1,05	1,5
3. Гармоники в цепях тока и напряжения	-	1,0	0,5	0,8	1,0
4. Изменение индукции внешнего магнитного поля	0,05мТл	1,0	0,1	0,2	0,3
5. Изменение температуры окружающего воздуха	8 К	1,0	0,24	0,4	0,8
		0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	0,56	1,2

Предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени определяется в % по формуле:

$$\delta_T = \frac{\Delta T}{3600 \cdot T_{\text{ул}}} \cdot 100$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, с;
3600 - множитель, переводящий часы в секунды.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

$T_{\text{УИ}}$ - учетный интервал времени при измерении электроэнергии, ч; (типовое значение составляет 24ч) и составляет $\delta_T = +0,0005 \%$. Полученное значение δ_T является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

- Относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{УС}} = \pm \sqrt{\delta_T^2 + \delta_{\text{Т.Р}}^2}$$

где δ_T - среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени, %

$\delta_{\text{ТР}}$ - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего астрономического времени, %

$\delta_T = 0,0005\%$; $\delta_{\text{ТР}} = 0,001 \%$ - для УСПД.

Поскольку УСПД использует данные счетчика, переданные в цифровом коде, и не производит с ними различных преобразований, а порядок суммы погрешности рассинхронизации и измерения текущего времени составляет 0,001%, то принимается, что погрешность УСПД пренебрежимо мала и в расчете учитываться не будет. По формуле производится суммирование составляющих погрешности измерения активной (реактивной) электроэнергии.

Расчет допускаемых относительных погрешностей ИИК электроэнергии δW , рассчитанных для относительных нагрузок 5 (2), 20, 100, 120%, приводится в таблице 7.

1.5.5. Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала электрической мощности для всех вариантов конфигурации ИИК определяется по формуле:

$$\delta_p = \pm I, I \sqrt{\left(\frac{\delta_W}{I, I}\right)^2 + \delta_{\text{ТР}}^2},$$

где δW - предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии, %;

$\delta_{\text{ТР}}$ - предел допускаемой относительной погрешности средства измерений времени в составе АИИС, %

Предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ТР}} = \frac{\Delta T}{60 \cdot T_{\text{уср}}} \cdot 100$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, для Вектор-3 не превышает $\pm 0,5$ с/сут с;

60 - множитель, переводящий минуты в секунды;

$T_{\text{уср}}$ - интервал времени усреднения мощности, мин; $T_{\text{уср}} = 30$ мин

$$\delta_{\text{ТР}} = \frac{\Delta T}{60 \cdot T_{\text{уср}}} \cdot 100 = \frac{0,5}{60 \cdot 30} \cdot 100 = 0,0277\%$$

Полученное значение $\delta_{\text{ТР}}$ является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

Поскольку предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности значительно меньше предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии δW , то при расчете по формуле (5) им можно пренебречь. Поэтому предел допускаемой относительной погрешности измерения электрической мощности будет равен пределу допускаемой относительной погрешности измерения электроэнергии.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов требуется определить при проведении поверки. На каждый измерительный комплекс составляется паспорт-протокол в соответствии с РД 34.09.101-94.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 7 - Расчет приписанных погрешностей измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации ИИК ТИ со счетчиками трансформаторного включения.

Номер ИИК			Величина расчетного тока от $I_{ном}$, в %	δj – токовая погрешность ТТ, %	θj – угловая погрешность ТТ, %	δU –погрешность напряжения ТН, %	θU – угловая погрешность ТН, %	$\delta \theta$ –погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %	δI_n – погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %	δI_o – основная относительная погрешность счетчика, %	δs_j – дополнительная погрешность счетчика от j-той влияющей величины, %				δm – предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %	
												δs_t –температурная погрешность	δs_u – погрешность от изменения напряжения	δs_f – погрешность от изменения частоты	δs_H – погрешность от изменения индукции внешнего магнитного поля	
ИИК, ТТ 0,5S	Счетчик с классом точности 0,5	Активная энергия	$\cos \varphi = 0,8$ емк.													
			5%	1,5	90	0	0	1,96	0	1,0	0,24	0,2	0,3	0,1	2,97	
			20%	0,75	45	0	0	0,978	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,59	
			100%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,22	
			120%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,22	
			$\cos \varphi = 1,0$													
			5%	1,5	90	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,81	
			20%	0,75	45	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,11	
			100%	0,5	30	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	0,92	
			120%	0,5	30	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	0,92	
			$\cos \varphi = 0,8$ инд.													
			5%	1,5	90	0	0	1,96	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	2,81	
			20%	0,75	45	0	0	0,978	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,54	
			100%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,17	
			120%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,17	
			$\cos \varphi = 0,5$ инд.													
			5%	1,5	90	0	0	4,52	0	1,0	0,4	0,4	0,3	0,1	5,4	
			20%	0,75	45	0	0	2,26	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,79	
	100%	0,5	30	0	0	1,51	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,0			
	120%	0,5	30	0	0	1,51	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,0			
	Счетчик с классом точности 1,0	Реактивная энергия	$\cos \varphi = 0,8 \sin = 0,5$													
			5%	1,5	90	0	0	3,48	0	1,5	0,4	0,7	0,75	0,2	4,65	
			20%	0,75	45	0	0	1,74	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,66	
			100%	0,5	30	0	0	1,16	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,16	
			120%	0,5	30	0	0	1,16	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,16	
			$\cos \varphi = 0,5 \sin = 0,8$													
			5%	1,5	90	0	0	1,51	0	1,5	0,56	1,0	1,05	0,2	3,34	
			20%	0,75	45	0	0	0,75	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,36	
			100%	0,5	30	0	0	0,5	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,19	
			120%	0,5	30	0	0	0,5	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,19	
			0	0	0	0	0	0	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,04	
			0	0	0	0	0	0	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,04	
			0	0	0	0	0	0	0	2,5	0,8	1,0	1,2	0,3	3,38	
			0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95	
			0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95	
			0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95	
$\cos \varphi = 0,5 \sin = 0,8$																
0			0	0	0	0	0	0	2,5	1,2	1,5	1,5	0,3	3,85		
0			0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48		
0			0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48		
0			0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48		

Вывод:

Предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности составляет 0,0277%, что соответствует требованиям РД 34.09.101-94. В соответствии с таблицей 7 предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации соответствует требованиям РД 34.09.101-94.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	203-ПЗР-т.1			61

Приложение 8

Расчет выбора трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока и напряжения уровня измерительно-информационного комплекса точек измерений, используемых для создания СУЭ, обусловлен требованиями: классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5S.

Условия выбора измерительных трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока, используемых для коммерческого учета, обусловлен:

- а) Требованиями «Правил устройства электроустановок»;
- б) Требованиями норм погрешности измерений метрологического обеспечения достоверности коммерческой информации РД 34.11.321-96.

Трансформаторы тока (ТТ) в соответствии с требованиями «Правил устройств электроустановок» выбираются по следующим условиям:

1. По конструкции и роду установки;

2. По напряжению электроустановки (сети)

$$U_{ном.т.т.} > U_{сети};$$

3. По номинальному току

ТТ по первичному току выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746-2001

$$I_{1ном.т.т.} > I_{рраб.макс.}$$

где: $I_{рраб.макс.}$ — максимальный рабочий ток электроустановки, А;

$I_{1ном.т.т.}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

4. По электродинамической стойкости к токам К.З.

$$I_{дин} > I_{уд}$$

$$\text{или } I_{дин} = 1,41 I_{ТТ ном.} K_d;$$

$$I_{уд.} = 1,41 K_{уд} I_{к.з.}$$

где: $I_{к.з.}$ - ток 3-х фазного К.З. в начальный момент времени.

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости А;

$I_{уд}$ - ударный ток, кА;

K_d - кратность тока электродинамической стойкости по каталогу 5,4 А для Т-0,66;

$K_{уд}$ - ударный коэффициент тока К.З. равный 1,8 по рис.6.1 РД 153-34.0-20.527-98

5. По термической стойкости к токам К.З.

$$I_{тер2} t_{тер} > W_k \text{ или } (K_{тер} I_n)^2 t_{тер} > W_k$$

где $K_{тер}$ - кратность тока термической стойкости по каталогу 6,0 для Т-0,66;

$t_{тер}$ - номинальное время термической стойкости по каталогу 1,2 сек. для Т-0,66;

W_k - тепловой импульс тока К.З. равный $W_k = I_{к.з.}^2 (t_{отк.} + T_a)$;

$t_{отк.}$ - полное время отключения К.З. релейной защитой;

Таким образом для наших трансформаторов тока Т-0,66-0,5S 1000/5 получаем:

$$U_{ном.т.т.} > U_{сети};$$

Соответственно 0,66 кВ > 0,4 кВ, условие выполнено.

$$I_{1ном.т.т.} > I_{рраб.макс.}$$

Соответственно 1000 А > 873 А условие выполнено.

$$I_{дин} > I_{уд}$$

Соответственно $1,41 * 1000 * 5,4 \text{ А} > 1,41 * 1,8 * 634 \text{ А}$, то есть $7614 \text{ А} > 1609 \text{ А}$ условие выполнено.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

203-ПЗР-т.1

Лист

62

$I_{тер2} t_{тер} > Вк$ или $(K_{тер} I_n 1) 2 t_{тер} > Вк$
 Соответственно $6,0 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 1,2 > 634 \cdot (0,4 + 1,0)$, то есть $12000 > 887,6$ условие выполнено.

5. Проверка трансформаторов тока на минимальную и максимальную рабочую нагрузку
 Согласно п.1.5.17 ПУЭ трансформаторов тока должны быть проверены на минимальную и максимальную рабочую нагрузку по условиям:

$$I_{2max} \geq 40\% I_{2ном.т.т}$$

$$I_{2min} \geq 5\% I_{2ном.т.т}$$

Проверка трансформаторов тока при максимальной нагрузке

$$\frac{873}{1000} \times 100\% = 87,3\% > 40\% ;$$

Проверка трансформаторов тока при минимальной нагрузке

$$\frac{76}{1000} \times 100\% = 7,6\% > 5\%$$

Проверка трансформаторов тока при пусковой нагрузке

$$\frac{873}{1000} \times 100\% = 87,3\% > 40\%$$

Из представленных расчетов видно, что условия выбора трансформаторов тока по максимальной и минимальной нагрузке отвечают требованиям п.1.5.17 ПУЭ.

Расчет параметров трансформаторов тока производился по максимальным расчетным нагрузкам, представленным в таблице А, которые были определены на основе суточных графиков электрических нагрузок в точках измерения и разрешенных мощностей в соответствии с значением сетевого ограничения по справкам на мощность.

Таблица А.

№ ИИК ТИ	Точки организации учета	I_{min} раб , А	I_{max} раб , А	$I_{пуск}$, А
№1	КТП 10/0,4 кВ	76(50 кВА)	873 (576 кВА)	873

* I_{max} раб выбирается по значению разрешенной мощности в соответствии с АТП;.

** I_{min} раб принимается с учетом обеспечения нагрузок в период минимальных нагрузок (ночью), а так же данных потребления за предыдущий период.

На основании исходных данных, максимального рабочего тока и конструктивных особенностей существующего электрооборудования к установке в точках измерения приняты трансформаторы тока типа Т-0,66 класса точности 0,5S

Закключение по выбору измерительных трансформаторов тока.

Технические параметры и метрологические характеристики выбранных трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001.

Измерительные трансформаторы тока соответствуют требованиям ПУЭ по классу напряжения, по электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

Приложение 9

Расчет длительно допустимого тока шин РУ 0.4 кВ ТП

В закрытых РУНН 0,4кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются. В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость. Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения. В соответствии с ПУЭ таблица 1.3.31, для выбранных шин $I_{\text{доп}}=1820\text{А}$ (с учетом ПУЭ п. 1.3.23).

$I_{\max}=1515\text{А}$. (максимальный рабочий ток при условии работы силового трансформатора 1000кВА

Таким образом: $1515\text{А} \leq 1820\text{А}$. С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АД31Т-100х10.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							203-ПЗР-т.1	Лист
										64
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		