



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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

шифр 182

Строительство КЛ 10 кВ от существующей ТП 10/0,4 кВ на территории ЗАО "Сяргы-Спорт" до проектируемой ТП 10/0,4 кВ на территории ДНП "Ламбери-Запад" дер. Савочкино Всеволожский район Ленинградская область; Строительство ТП 10/0,4 кВ на территории ДНП "Ламбери-Запад" дер. Савочкино Всеволожский район, Ленинградская область

(заявитель ДНП "Ламбери-Запад")

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

182-ПЗР-т.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	57/15		08.15
2	71/15		09.15

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 182

Строительство КЛ 10 кВ от существующей ТП 10/0,4 кВ на территории ЗАО "Сярги-Спорт" до проектируемой ТП 10/0,4 кВ на территории ДНП "Ламбери-Запад" дер. Савочкино Всеволожский район Ленинградская область; Строительство ТП 10/0,4 кВ на территории ДНП "Ламбери-Запад" дер. Савочкино Всеволожский район, Ленинградская область.

(заявитель ДНП "Ламбери-Запад")

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

182-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

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
Раздел 1. Пояснительная записка.			
1	182-ПЗР-т.1	Пояснительная записка	
Раздел 2. Инженерные изыскания.			
2.1	182-ИИ-т.2.1	Инженерно- геодезические изыскания	
2.2	182-ИИ-т.2.2	Инженерно- геологические изыскания	
Раздел 3. Технологические и конструктивные решения			
3.1	182-450-ЭС	Электротехнические решения. Система электроснабжения.	
3.2	182-500-ЭП	Электротехнические решения КТПН 10/0,4	
4			
5			
6			
7			

Согласовано

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Н. контр.	Шмарин				08.15
ГИП	Голуб				08.15
Вед. инж.	Щекотин				08.15
Инженер	Лазарев				08.15

182-ПЗР-т.1

Состав проекта

Вид док	Лист	Листов
П	2	

Содержание пояснительной записки

Стр. №

	Лист подписей	5
	Лист регистрации изменений	6
	Лист согласований	7
1.	Общая часть	8
2.	Сведения о соблюдении норм, правил, инструкций и государственных стандартов	9
3.	Расчетные климатические условия	9
4.	Технологические и строительные решения	9
4.1	Кабельные линии 10 кВ	9
4.2	Комплектная трансформаторная подстанция КТПН 10/0,4кВ	11
5.	Релейная защита и автоматика	24
6.	Организация эксплуатации электроустановок	25
7.	Охрана окружающей природной среды	25
8.	Организация строительства	27
9.	Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия	29
	Перечень приложений	30

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №

182-ПЗР-т.1

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Н. контр.	Шмарин				08.15
ГИП	Голуб				08.15
Вед. инж.	Щекотин				08.15
Инженер	Лазарев				08.15

Состав проекта

Вид док	Лист	Листов
П	2	

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)

« 03 » августа 2015 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	182-ПЗР-т.1	Лист
							4

Лист подписей

В разработке технической документации принимали участие:


Нормоконтролер



03.08.2015

А.Е. Шмарин

Главный специалист



03.08.2015

Д.А. Щекотин

Ведущий инженер



03.08.2015

А.В.Лазарев

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист

5



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

Лист регистрации изменений

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1



Лист согласований

Наименование	Подпись	Расшифровка подписи

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

1 Общая часть

Рабочий проект выполнен на основании договора с ОАО “ЛОЭСК”, задания на проектирование (см. Приложение 1), свидетельства СРО о допуске к работам по подготовке проектной документации №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011 (см. Приложение 2).

В состав проекта входит:

- строительство ТП типа КТПН 10/0,4кВ на территории ДНП “Ламбери-Запад”;
- строительство КЛ 10 кВ ф.98-202 от существующей КТПН 10/0,4 кВ на территории ЗАО "Сярги-Спорт" до проектируемой КТПН 10/0,4 кВ на территории ДНП “Ламбери-Запад” протяженностью 325,24 м.

2 Сведения о соблюдении норм, правил, инструкций и государственных стандартов

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.

3 Расчетные климатические условия

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°C;
- минимальная температура воздуха минус 40°C;
- среднегодовая температура воздуха плюс 5,0°C;
- среднегодовая продолжительность гроз до 40 часов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист

8

4 Технологические и строительные решения

4.1 Кабельные линии 10 кВ

В проекте предусматривается сооружение: КЛ 10 кВ ф.98-202 от существующей КТПН 10/0,4кВ на территории ЗАО “Сярги-Спорт” до проектируемой ТП 10/0,4 кВ на территории ДНП “Ламбери-Запад”, выполненная кабелем АСБ2л-10-3х240;

План КЛ 10 кВ в М 1:500 представлен на топосъемке, выполненной ООО "ТЕРРА", см.чертеж 182-450-ЭС л.2.

Трасса КЛ 10 кВ проходит по землям ДНП “Ламбери-Восток”, ЗАО “Сярги-Спорт” и ДНП “Ламбери-Запад” в соответствии с соглашением между ОАО “ЛО-ЭСК”, ЗАО “Сярги-Спорт” ДНП “Ламбери-Восток” и ДНП “Ламбери-Запад”.

Марка и сечение кабеля приняты в соответствии с расчетами и ПУЭ изд.7. Сечения кабелей проверено по экономической плотности тока, 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. 182-450-ЭС листы 5,6.

Проектируемая КЛ 10 кВ до КТПН 10/0,4 кВ прокладывается в траншее 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 трубах ТЗК диаметром 160 мм. Эскизы пересечений приведены на чертеже 182-450-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 182-450-ЭС л.2. Прокладка кабеля выполнена с использованием проекта А5-92 ВНИПИ "Тяжпромэлектропроект".

Расчетные схемы фидеров представлены на чертеже 182-450-ЭС лист 5.

Ведомость объемов строительно-монтажных работ представлена на чертеже 182-450-ЭС.ВР.

4.2 Комплектная трансформаторная подстанция КТПН 10/0,4кВ

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист

9

4.2.1 Общие сведения

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено строительство комплектной трансформаторной подстанции КТПН-250/10/0,4-У1 в металлической оболочке внутреннего обслуживания с масломполненным трансформатором типа ТМГСУ. Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP54. Вводы и выводы ВН и НН в КТПН 10/0,4 кВ осуществляются кабелями.

4.2.2 Генплан, транспорт и общеплощадочные решения

Проектом предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции киоскового типа (КТПН) напряжением 10/0,4кВ с одним силовым трансформатором типа ТМГСУ, мощностью 250 кВА.

Общий вид КТПН показан на чертеже 182-500-ЭП лист 2.

Привязку проектируемой КТПН на плане, см. чертеж 182-450-ЭС лист 2.

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

КТПН устанавливается на сваях. Чертеж приведен на чертеже 181-500-ЭП лист 3. 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 КТПН должны быть соединены с заземляющими устройствами. Сопротивление каждого заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом при $\rho = 100$ Ом м, см. чертеж 182-500-ЭП лист 5. Местоположение подстанций согласовано с заказчиком и всеми заинтересованными организациями.

4.2.3 Освещение

Освещение помещений КТПН 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 КТПН, 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист
10

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

Расчет наружного заземляющего устройства см. Приложение 5. Заземляющее устройство КТПН представлено на черт. 182-500-ЭП л. 9 .

Защита здания КТПН от прямых ударов молнии осуществляется металлической кровлей, крышей здания КТПН (число грозовых часов в году не более 40). Металлический корпус КТПН 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 400/5. 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 РП выполнена на микропроцессорных устройствах типа Seram S42 (S20), которыми оборудованы ячейки КСО-10-Э2 “Онега”.

Для вводов КЛ 10 кВ 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 ОАО “Ленэнерго” для нагрузки в объеме 3600кВА.

Расчетные токи для точек КЗ

К1

Наименование ПС, РП, ТП		ПС 98					
Присоединение	Секция	U на шинах	X сис min	X сис max	Iзкз.min, кА	Iзкз.max, кА	
103 (203)	1(2)	10,5	0,543	0,386	15,700	11,170	

К2

На шинах

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	Iзкз.min, кА	I2кз.min	Iзкз.max, кА
1 участок		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918

К3

На шинах

За трансформатором (к Увн)

182-ПЗР-т.1

Лист

11

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,357	ТМГ-630 ДУ	0,074	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628

К3 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,912	ТМГ-630 ДУ	0,188	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623
3 участка		АПВ-150	0,919	ТМГ-630 ДУ	0,189	0,095	0,095	1,352	1,220	4,482	3,882	4,969	8,730	1,910	8,520	0,598	0,518	0,614
4 участка		АПВ-150	0,997	ТМГ-630 ДУ	0,205	0,103	0,103	1,550	1,425	3,910	3,386	4,254	8,730	1,910	8,520	0,589	0,510	0,604
5 участка		АПВ-150	0,502	ТМГ-630 ДУ	0,103	0,052	0,052	1,653	1,531	3,667	3,175	3,959	8,730	1,910	8,520	0,584	0,506	0,600
6 участка		АПВ-150	0,778	ТМГ-630 ДУ	0,160	0,080	0,080	1,815	1,697	3,339	2,892	3,571	8,730	1,910	8,520	0,577	0,500	0,592
7 участка		АПВ-150	0,362	ТМГ-630 ДУ	0,075	0,037	0,037	1,892	1,776	3,205	2,775	3,414	8,730	1,910	8,520	0,574	0,497	0,589

К4

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,357	ТМГ-630 ДУ	0,074	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628
3 участка		АПВ-150	0,362	ТМГ-630 ДУ	0,075	0,037	0,037	1,146	1,004	5,291	4,582	6,038	8,730	1,910	8,520	0,609	0,527	0,625

К4 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,912	ТМГ-630 ДУ	0,188	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623
3 участка		АПВ-150	0,919	ТМГ-630 ДУ	0,189	0,095	0,095	1,352	1,220	4,482	3,882	4,969	8,730	1,910	8,520	0,598	0,518	0,614
4 участка		АПВ-150	0,997	ТМГ-630 ДУ	0,205	0,103	0,103	1,550	1,425	3,910	3,386	4,254	8,730	1,910	8,520	0,589	0,510	0,604
5 участка		АПВ-150	0,502	ТМГ-630 ДУ	0,103	0,052	0,052	1,653	1,531	3,667	3,175	3,959	8,730	1,910	8,520	0,584	0,506	0,600
6 участка		АПВ-150	0,778	ТМГ-630 ДУ	0,160	0,080	0,080	1,815	1,697	3,339	2,892	3,571	8,730	1,910	8,520	0,577	0,500	0,592

К5

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,357	ТМГ-630 ДУ	0,074	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628
3 участка		АПВ-150	0,362	ТМГ-630 ДУ	0,075	0,037	0,037	1,146	1,004	5,291	4,582	6,038	8,730	1,910	8,520	0,609	0,527	0,625
4 участка		АПВ-150	0,778	ТМГ-630 ДУ	0,160	0,080	0,080	1,288	1,153	4,706	4,076	5,258	8,730	1,910	8,520	0,602	0,521	0,617

К5 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

182-ПЗР-т.1

Лист

12

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

сток		500			9													
2 уча- сток		АПВ- 150	0,912	ТМГ- 630 ДУ	0,18 8	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623
3 уча- сток		АПВ- 150	0,919	ТМГ- 630 ДУ	0,18 9	0,095	0,095	1,352	1,220	4,482	3,882	4,969	8,730	1,910	8,520	0,598	0,518	0,614
4 уча- сток		АПВ- 150	0,997	ТМГ- 630 ДУ	0,20 5	0,103	0,103	1,550	1,425	3,910	3,386	4,254	8,730	1,910	8,520	0,589	0,510	0,604
5 уча- сток		АПВ- 150	0,502	ТМГ- 630 ДУ	0,10 3	0,052	0,052	1,653	1,531	3,667	3,175	3,959	8,730	1,910	8,520	0,584	0,506	0,600

К6

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.ми} п, кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 уча- сток		АПВ- 500	5,1		0,30 9	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 уча- сток		АПВ- 150	0,357	ТМГ- 630 ДУ	0,07 4	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628
3 уча- сток		АПВ- 150	0,362	ТМГ- 630 ДУ	0,07 5	0,037	0,037	1,146	1,004	5,291	4,582	6,038	8,730	1,910	8,520	0,609	0,527	0,625
4 уча- сток		АПВ- 150	0,778	ТМГ- 630 ДУ	0,16 0	0,080	0,080	1,288	1,153	4,706	4,076	5,258	8,730	1,910	8,520	0,602	0,521	0,617
5 уча- сток		АПВ- 150	0,502	ТМГ- 630 ДУ	0,10 3	0,052	0,052	1,385	1,254	4,378	3,791	4,835	8,730	1,910	8,520	0,597	0,517	0,612

К6 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.ми} п, кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 уча- сток		АПВ- 500	5,1		0,30 9	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 уча- сток		АПВ- 150	0,912	ТМГ- 630 ДУ	0,18 8	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623
3 уча- сток		АПВ- 150	0,919	ТМГ- 630 ДУ	0,18 9	0,095	0,095	1,352	1,220	4,482	3,882	4,969	8,730	1,910	8,520	0,598	0,518	0,614
4 уча- сток		АПВ- 150	0,997	ТМГ- 630 ДУ	0,20 5	0,103	0,103	1,550	1,425	3,910	3,386	4,254	8,730	1,910	8,520	0,589	0,510	0,604

К7

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.ми} п, кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 уча- сток		АПВ- 500	5,1		0,30 9	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 уча- сток		АПВ- 150	0,357	ТМГ- 630 ДУ	0,07 4	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628
3 уча- сток		АПВ- 150	0,362	ТМГ- 630 ДУ	0,07 5	0,037	0,037	1,146	1,004	5,291	4,582	6,038	8,730	1,910	8,520	0,609	0,527	0,625
4 уча- сток		АПВ- 150	0,778	ТМГ- 630 ДУ	0,16 0	0,080	0,080	1,288	1,153	4,706	4,076	5,258	8,730	1,910	8,520	0,602	0,521	0,617
5 уча- сток		АПВ- 150	0,502	ТМГ- 630 ДУ	0,10 3	0,052	0,052	1,385	1,254	4,378	3,791	4,835	8,730	1,910	8,520	0,597	0,517	0,612
6 уча- сток		АПВ- 150	0,997	ТМГ- 630 ДУ	0,20 5	0,103	0,103	1,584	1,460	3,826	3,314	4,152	8,730	1,910	8,520	0,588	0,509	0,603

К7 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.ми} п, кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 уча- сток		АПВ- 500	5,1		0,30 9	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 уча- сток		АПВ- 150	0,912	ТМГ- 630 ДУ	0,18 8	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623
3 уча- сток		АПВ- 150	0,919	ТМГ- 630 ДУ	0,18 9	0,095	0,095	1,352	1,220	4,482	3,882	4,969	8,730	1,910	8,520	0,598	0,518	0,614

К8

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

182-ПЗР-т.1

Лист

13

На шинах

За трансформатором (к УВН)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,357	ТМГ-630 ДУ	0,074	0,037	0,037	1,083	0,938	5,596	4,846	6,460	8,730	1,910	8,520	0,612	0,530	0,628
3 участка		АПВ-150	0,362	ТМГ-630 ДУ	0,075	0,037	0,037	1,146	1,004	5,291	4,582	6,038	8,730	1,910	8,520	0,609	0,527	0,625
4 участка		АПВ-150	0,778	ТМГ-630 ДУ	0,160	0,080	0,080	1,288	1,153	4,706	4,076	5,258	8,730	1,910	8,520	0,602	0,521	0,617
5 участка		АПВ-150	0,502	ТМГ-630 ДУ	0,103	0,052	0,052	1,385	1,254	4,378	3,791	4,835	8,730	1,910	8,520	0,597	0,517	0,612
6 участка		АПВ-150	0,997	ТМГ-630 ДУ	0,205	0,103	0,103	1,584	1,460	3,826	3,314	4,152	8,730	1,910	8,520	0,588	0,509	0,603
7 участка		АПВ-150	0,919	ТМГ-630 ДУ	0,189	0,095	0,095	1,775	1,656	3,416	2,958	3,661	8,730	1,910	8,520	0,579	0,502	0,594

К8 (питание от ввода №2)

На шинах

За трансформатором (к УВН)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
2 участка		АПВ-150	0,912	ТМГ-630 ДУ	0,188	0,094	0,094	1,180	1,040	5,137	4,448	5,828	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623

К9

На шинах

За трансформатором (к УВН)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА	Zтр	Rтр	Xтр	I _{кз.min} , кА	I _{кз.min}	I _{кз.max} , кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						
8 участка		АСБ-120	0,1	ТМГ-630 ДУ	0,03	0,011	0,031	1,437	1,214	3,498	3,029	3,704	8,730	1,910	8,520	0,607	0,526	0,623

1. Ток трехфазного к.з. на шинах ПС №98 110/10кВ:

- максимальный $I_{\text{кз.max}}^{(3)} = 15700 \text{ А}$;- минимальный $I_{\text{кз.min}}^{(3)} = 11170 \text{ А}$ 2. Напряжение: $U_n = 10500 \text{ В}$.

3. Проектируемая защита на ПС №98 на вводе ф. 103 (203)

- трансформаторы тока ТПЛ 10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ Ист. выполнена на SPAC 810L, уставка по току 62,5А (первичный 7500А), уставка по времени 0,1 с.

- МТЗ выполнена на SPAC 810L, уставка по току 11,0А (первичный 1320А), уставка по времени 1,1 с.

4. Проектируемая защита на РП.

4.1 На вводе от ф. 103 (203) ПС №98

- трансформаторы тока ТЛО-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ выполнена на Seram S42, уставка по току 11,0А (первичный 1320А), уставка по времени 0,8 с.

4.2 На СВ-10

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

182-ПЗР-т.1

Лист

14

- трансформаторы тока ТЛО-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 11,0А (первичный 1320А), уставка по времени 0,6 с.

4.3 На отходящих КЛ 10 кВ

- трансформаторы тока ТЛО-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 300/5 и 100/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 22,0А (первичный 1320А), уставка по времени 0,4 с.

Защита тр-ров 630 кВА по 10кВ:

Релейная защита вводов 10кВ трансформаторов ТП выполнена на предохранителях $I_n=80A$.

Защита тр-ров 630 кВА по 0,4кВ:

ВА 0436 с номиналом в 1000А.

Трансформаторы тока присоединений

Объект	Присоединение	Марка ТТ и $k_{ТТ}$	Сравниваемые величины			
			$i_y/i_{дин}$, кА		$I_k/Терм.ст.$, кА ² *с	
ПС 98	КЛ ф. 103 (203)	ТПЛ-10-600/5	35,7	120	400	2187 (трехсекундный)
РП	Ввод ф. 102 (202)	ТЛО-10-600/5	15,72	100	87,1	1600
	СВ-10	ТЛО-10-600/5	15,72	100	87,1	1600
	Отходящие	ТЛО-10-100/5	15,72	100	87,1	992

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 представлены характеристики: ТО, МТЗ. Рекомендуется принять следующие уставки защиты от замыкания на землю: 20 А по току и 1,0с по времени.

В соответствии с данными по защитным аппаратам потребителя, в качестве нижнего граничного условия приняты ВА 04-36 с номиналом от 100 до 250А (отходящие присоединения 0,4 кВ).

Результаты расчета токов к.з., релейной защиты и карта селективности представлены на черт 182-450-ЭС лист 5 и 6.

6 Организация эксплуатации электроустановок

После окончания строительства КТПН 10/0,4кВ и КЛ 10 кВ принимаются государственной приемочной комиссией в порядке, установленном СНиП 3.01.04.87

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист
15

"Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения".

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

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по сети 10 кВ находится на контактах присоединения существующей КЛ 10 кВ к ячейке 103 РУ 10 кВ ПС №98 ОАО "Ленэнерго". Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по сети 0,4 кВ находится на контактах присоединения КЛ 0,4 кВ заявителя (ДНП "Ламбери-Запад") к РУ 0,4 кВ проектируемой КТП 10/0,4 кВ.

Объем эксплуатационного обслуживания составляет 3,2 условных единицы.

Эксплуатация КЛ 10 кВ и КТПН 10/0,4кВ должна осуществляться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (СО153-34.20.501-2003) и требованиями безопасности в соответствии с "Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок" ПОТ РМ-016-2001 (РД 153-34.0-03.150.00) с изменениями и дополнениями от 1 июля 2003г., Правилами устройств электроустановок (ПУЭ), а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования.

7 Охрана окружающей природной 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 смотри том 6 раздел 182-ООС-т.6.

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

- 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист
16

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.

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).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист
17

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.

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 18 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-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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.

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 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 2,6 мес.

Строительство участков электрических сетей в охранный 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист
19

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.

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 ПОТ РМ-016-2001, РД153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок с изменениями и дополнениями с 1 июля 2003г».

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 быть указаны в проекте производства работ и согласованы энергоснабжающей организацией.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Перечень приложений

	Наименование	Кол. листов	Примечание
1	Задание на проектирование	1	
2	Свидетельство СРО	4	
3	Технические условия присоединения ОАО "ЛОЭСК"	3	
4	Расчет заземляющего устройства КТПН 10/0,4 кВ	2	
5	Методика расчета токов КЗ и потерь	4	
6	Расчет метрологической погрешности при выборе трансформатора тока	6	
7	Расчет трансформаторов тока	2	
8	Расчет кабельной линии	2	
9	Расчет длительно допустимого тока шин РУ 0.4 кВ ТП	1	
10	Протокол измерения удельного сопротивления грунта	1	
11	Расчет длительно допустимого тока шин РУ 10 кВ ТП	1	

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

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

182-ПЗР-т.1

Лист
21

Приложение

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Зачинская Геннадия
Директор по капитальному строительству
АО «ЛОЭСК»
А.Т. Фистюлева

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по капитальному строительству
АО «ЛОЭСК»

А.Т. Фистюлева

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
по Объекту строительства:**

«КТПН на территории ДНП "Ламбери-Запад" в д. Савочкино Всеволожского р-на ЛО»
«КЛ-10 кВ от проектируемой КТПН на территории ДНП "Ламбери-Восток" до проектируемой
КТПН на территории ДНП "Ламбери-Запад" в д. Савочкино Всеволожского р-на ЛО»

1. Основание для проведения работ: инвестиционная программа АО «ЛОЭСК» 2015г.
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:
 - Установить проходную КТП-10/0,4кВ с силовым трансформатором 250кВА;
 - Построить КЛ-10 кВ от проектируемой КТПН на территории ДНП "Ламбери-Восток" до проектируемой КТПН на территории ДНП "Ламбери-Запад" (протяженностью~700м, тип, марку и сечение кабеля 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 технологии: *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» «Пригородные ЭС», с уполномоченными государственными органами, организациями заинтересованными лицами.*
15. Исходные данные для проектирования, предоставляемые Заказчиком: *Технические условия на присоединение заявителя, ТЗ АО «ЛОЭСК»;*
16. Организация-Заказчик: *АО «ЛОЭСК»;*
17. Организация-Подрядчик: _____
18. Проектно-сметная документация передается Заказчику в 4 (четырёх) 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).*

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Саморегулируемая организация,
основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование

Некоммерческое партнерство
«Северо-Западный Альянс Проектировщиков»
191186, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 42, пом. 7Н, т. 610-06-22, 610-06-23, www.sro-szap.ru.
Регистрационный номер в государственном реестре:
СРО-П-057-1712009

г. Санкт-Петербург «15» июня 2011 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые
оказывают влияние на безопасность объектов капитального
строительства

№ 0148.02-2010-7810070295-П-057

Выдано члену саморегулируемой организации НП СЗАП

Полное наименование юридического лица:
**Общество с ограниченной ответственностью
«ЦЭИ-Энерго»**

ИНН: 7810070295; ОГРН: 5067847215574

Адрес местонахождения:
196084, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. Заставская, д. 33

Основание выдачи Свидетельства: Решение Совета СРО НП СЗАП
Протокол № 84 от 15.06.2011 г.

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в
приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства.

Начало действия с «15» июня 2011 г.
Свидетельство без приложения не действительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного:
№ СРО-П-057-176 -2010-7810070295-01 от 17.02.2010 г.

Директор Партнерства

Председатель Совета Партнерства

М. П.



Юсупджанов В.И.

Сорока Д.В.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-Т.1

Лист

24

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

Председатель Совета Партнерства

Юсупджанов В.И.

Сорока Д.В.

М. П.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-Т.1

Лист

25

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.

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист

26

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

182-ПЗР-Т.1

Лист

27



Ленинградская областная управляющая электросетевая компания

Исх. № ЛОЭСК-_____ 201_ г.
от «___» _____

Приложение № 1
договору № 04-54/005-ПС-В
от «04» августа 2013 г.

На № _____ 201_ г.
от «___» _____

ДНП «Ламбери-Запад»

Технические условия для присоединения к электрическим сетям

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства расположенные на земельных участках.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: Ленинградская область, Всеволожский район, дер. Савочкино, ул. Охтинская, уч.: 3, 4, 5, 7, 9, ул. Счастливая, уч.: 1, 3, 5, 7, 9, ул. Парковая, уч. 1, 2, 3, 5, Строительная поз. 1.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 225 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: 2013г.
7. Точка присоединения: на контактных соединениях вновь построенной ВЛ-0,4 кВ по п.10.4. и ответвлений в сторону энергопринимающих устройств членов ДНП «Ламбери-Запад» на ближайших опорах к их земельным участкам.
8. Основной источник питания: ПС 110/10 кВ №98 (новый фидер).
9. Резервный источник питания: -.
10. **Сетевая организация осуществляет:**
 - 10.1. Получение разрешения на подключение к сетям ОАО «Ленэнерго».
 - 10.2. В центре нагрузки установить КТП-10/0,4 кВ с трансформатором необходимой мощности. Место установки согласовать с землепользователем. Выполнить подъездные пути к КТП.
 - 10.3. От сети 10 кВ проектируемой от ПС №98 до дер. Энколово в соответствии с инвестиционной программой ОАО «ЛОЭСК» до вновь установленной КТП по п.10.2. построить ЛЭП-10 кВ. Вид, сечение сети 10 кВ определить проектом. Место присоединения согласовать с филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети» на этапе проектирования. Трассу проектируемой сети 10 кВ согласовать с землепользователем с выполнением акта выбора трассы.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

10.4. От вновь установленной КТП по п.10.2. до границ земельных участков членов ДНП «Ламбери-Запад» построить сеть 0,4 кВ. Вид, сечение, конфигурацию сети 0,4 кВ определить проектом. Трассу проектируемой сети согласовать с землепользователем.

11. Заявитель осуществляет:

11.1. От точки присоединения по п.7. до энергопринимающих устройств членов ДНП «Ламбери-Запад» построить сеть 0,4 кВ. Вид, сечение сети 0,4 кВ определить проектом.

11.2. На все работы выполнить проект.

11.3. В проекте решить вопросы организации эксплуатации и балансовой принадлежности вновь сооружаемых электроустановок потребителей.

11.4. Получить технические условия на организацию учета электрической энергии в ООО «РКС-Энерго».

11.5. Проектом определить и предусмотреть выполнение необходимых мероприятий для обеспечения коэффициента мощности потребляемой электроэнергии не ниже $\cos\varphi=0,95$.

11.6. Проект электроснабжения согласовать в установленном порядке с филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети», ООО «РКС-Энерго», и всеми заинтересованными организациями.

11.7. Выполнить строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

11.8. 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.

Примечания:

1. Присоединение запрашиваемой нагрузки будет возможно только после ввода в эксплуатацию проектируемой сети 10 кВ от ПС №98 до дер. Энколово в соответствии с инвестиционной программой ОАО «ЛОЭСК».
2. Возможность использования электроустановок созданных по п.10.2., 10.3. для технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств ДНП «Ламбери-Восток» определить проектом.

Первый заместитель генерального директора
Технический директор



Нуждин В.В.
Тел.: 611-18-01

Проектируемая КТПН10/0,4кВ принята комплектного исполнения.

Отходящие линии 10 кВ выполняются кабельными.

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

Сопротивление заземляющего устройства $R_{\text{з}}$ по ПУЭ §1.7.96, §1.7.97 и §1.7.101. должно быть не более 4 Ом.

Вертикальный заземлитель – стальной уголок 50х50х5 мм, $L=4\text{м}$, $n=4$ 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

$$\frac{a}{L} = \frac{4}{4} = 1,0 \text{ - в лучевом заземлителе.}$$

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 $K_{\text{сг}} = 5,0$

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \times K_{\text{сг}} \times \rho_{\text{э}}}{l} L_{\text{г}} \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \times 5,0 \times 100}{20,0} L_{\text{г}} \frac{2 \cdot 20,0^2}{0,04 \times 0,5} = 26,12 \text{ Ом}$$

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

$$R_{\text{г}} = \frac{r_{\text{г}}}{\eta} = \frac{26,12}{0,45} = 58,04 \text{ Ом}$$

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

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \times K_{\text{св}} \times \rho_{\text{э}}}{L} \left(L_{\text{г}} \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} L_{\text{г}} \frac{4t + L}{4t - L} \right), \text{ Ом}$$

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

b_0 – ширина сторон уголка.

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

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

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

$$R_{\text{в}} = \frac{r_{\text{в}}}{n \eta} = \frac{30,88}{4 \times 0,65} = 11,8 \text{ Ом}$$

5. Общее сопротивление растеканию контура.

$$R_{\text{к}} = \frac{R_{\text{в}} \times R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}} = \frac{11,8 \times 58,04}{11,8 + 58,04} = 9,8 \text{ Ом}$$

III Расчет лучевых заземлителей

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	$r_{\epsilon} = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left(\ell g \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 \ell g \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$ <p>4. Сопротивление растеканию 4 вертикальных заземлителей, размещенных по контуру с учетом коэффициента использования $\eta = 0,65$ (табл. 8-6).</p> $R_{\epsilon} = \frac{r_{\epsilon}}{n \eta} = \frac{30,88}{4 \times 0,65} = 11,8 \text{ Ом}$ <p>5. Общее сопротивление растеканию контура.</p> $R_{\kappa} = \frac{R_{\epsilon} \times R_{\Sigma}}{R_{\epsilon} + R_{\Sigma}} = \frac{11,8 \times 58,04}{11,8 + 58,04} = 9,8 \text{ Ом}$ <p>III Расчет лучевых заземлителей</p>						Лист
			182-ПЗР-т.1						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

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

$$r_6 = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho_{\pm}}{L} \left(Lg \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} Lg \frac{4t+L}{4t-L} \right), \text{ Ом}$$

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

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

$$r_6 = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$$

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

$$R_6 = \frac{r_6}{n\eta} = \frac{30,88}{2 \times 0,65} = 23,75 \text{ Ом}$$

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

$$r_l = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho}{l} Lg \frac{2 \times l^2}{bt_0} = \frac{0,366 \times 5 \times 100}{8,0} Lg \frac{2 \times 8,0^2}{0,04 \times 0,5} = 74,00 \text{ Ом.}$$

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.

$$R_{3л} = \frac{R_6 \times R_l}{R_6 + R_l} = \frac{23,75 \times 164,4}{23,75 + 164,4} = 20,75 \text{ Ом}$$

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

$$R_{ОЛ} = \frac{R_{3л}}{n\eta} = \frac{20,75}{4 \times 0,78} = 6,55 \text{ Ом}$$

IV Расчетное сопротивление растеканию контура и лучевых заземлителей

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

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.

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

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

Приложение 5

Расчет токов КЗ на участке от ПС 98 (яч. 202) до проект. КТПН.

Данные для расчета:

Кабель АПВ:

Одно- жильные	R, Ом	X, Ом (плоск)	X, Ом (треуг)
АПВПу2г 1х150	0,206	0,179	0,103
АПВПу2г 1х500	0,0605	0,161	0,085

Укладка кабеля производится «треугольником»

Одножильные	R, Ом	X, Ом
АСБ2л-240	0,13	0,075
АСБ2л-120	0,258	0,081

Наименование ПС, РП, ТП		ПС 98				
Присоединение	Секция	U на шинах	X сис min	X сис max	I _{кз.min} , кА	I _{кз.max} , кА
202	1(2)	10,5	0,543	0,386	15,700	11,170

Все формулы для расчета приняты из учебника Релейной защиты (Санкт-Петербург 2003г.), автор: Шабад М.А. что согласовано устно с отделом РЗиА Центрального аппарата ОАО «ЛЮ-ЭСК». У формул стоит в скобочках номер страницы откуда формула взята.

Участок №1 от ПС №98 до РП 10 кВ кабель АПВПу2г 1х500 :

$$I_{кз.min} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} Z_{min}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{R_1^2 + X_{min}^2}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{(L * R)^2 + (X_{сис min} + L * X)^2}} \quad (208)$$

$$I_{кз.min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{(5,1 * 0,0605)^2 + (0,543 + 5,1 * 0,085)^2}} = 5,918 \text{ кА}$$

Где

L – протяженность участка кабельной линии , км

R – активное сопротивление кабеля, Ом

X - реактивное сопротивление кабеля, Ом

X_{сис min} - реактивное сопротивление системы, исходные данные полученные от ПАО «Ленэнерго», Ом

$$I_{2кз.min} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз.min} = \frac{\sqrt{3}}{2} 5,918 = 5,125 \text{ кА} \quad (158)$$

$$I_{кз.max} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} Z_{max}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{(L * R)^2 + (X_{сис max} + L * X_{max})^2}} = 6,918 \text{ кА} \quad (208)$$

$$I_{кз.max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{(5,1 * 0,0605)^2 + (0,386 + 5,1 * 0,085)^2}} = 6,918 \text{ кА} \quad (208)$$

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

182-ПЗР-т.1

Лист

32

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

На шинах					За трансформатором (к Увн)													
Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		АПВ-500	5,1		0,309	0,977	0,820	1,024	0,876	5,918	5,125	6,918						

Участок №2 от РП 10 кВ до проектируемой КТП:

$$I_{кз. min} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} Z_{min}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{\sum R_i^2 + \sum X_{min}^2}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{\sum (L * R)^2 + \sum (X_{сис min} + L * X)^2}} \quad (170)$$

$$I_{кз. min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{(5,1 * 0,0605)^2 + (0,1 * 0,258)^2 + (0,543 + 5,1 * 0,085)^2 + (0,1 * 0,081)^2}} = 3,498 \text{ кА}$$

Где

L – протяженность участка кабельной линии, км

R – активное сопротивление кабеля, Ом

X – реактивное сопротивление кабеля, Ом

X_{сис min} – реактивное сопротивление системы, исходные данные полученные от ОАО «Ленэнерго», Ом

$$I_{кз. min} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз. min} = \frac{\sqrt{3}}{2} 3,498 = 3,029 \text{ кА} \quad (158)$$

$$I_{кз. max} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} Z_{max}} = \frac{U_{ш}}{\sqrt{3} \sqrt{\sum (L * R)^2 + \sum (X_{сис max} + L * X_{max})^2}} = 3,704 \text{ кА} \quad (175)$$

$$I_{кз. max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{(5,1 * 0,0605)^2 + (0,1 * 0,258)^2 + (0,386 + 5,1 * 0,085)^2 + (0,485 * 0,081)^2}} = 3,704 \text{ кА}$$

2 участка		АСБ-120	0,1	ТМГ-630 ДУ	0,026	0,034	0,031	1,054	0,907	3,498	3,029	3,704	8,730	1,910	8,520	0,901	0,827	0,924
-----------	--	---------	-----	------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Расчет потерь на участке от ПС 98

Одно-жилые	R, Ом	X, Ом (плоск)	X, Ом (треуг)
АСБ2л-120	0,258	0,081	
АПВПу2г 1х500	0,0605		0,085

Формулы для расчет приняты в соответствии с учебником: Электрические системы и сети под редакцией Идельчик В.И. Ссылка на страницу из учебника указана в скобках за расчетной формулой. Расчет потерь на участке в узле выполнен для схемы чертеж 181-450-ЭС лист 6. Ко – коэффициент одновременности. Для количества потребителей равного или больше 20 принимается 0,8.

Таким образом, получаем следующие расчеты и формулы:
Участок от ПС №98 до РП 10 кВ:

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{(\Sigma P * R + \Sigma Q * X) * 100\%}{1000 * U^2} \quad (130)$$

Где

P-расчетная активная мощность участка, кВт
Q – расчетная реактивная мощность участка, кВАр
S_{уст}- полная установленная мощность, кВа
R- полное активное сопротивление участка, Ом
X- полное реактивное сопротивление участка, Ом

$$P = S_{\text{уст}} * K_o * \cos \varphi \quad (131)$$

Где K_o –коэффициент одновременности.

$$Q = S_{\text{уст}} * K_o * \sin \varphi \quad (131)$$

$$R = L * r$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км
r- активное сопротивление кабеля, ом/км
-берется из таблицы.

$$X = L * x$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км
x- реактивное сопротивление кабеля, ом/км
Участок 0-1

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{(\Sigma P * R + \Sigma Q * X) * 100\%}{1000 * U^2}$$

$$\frac{4410 * 5,1 * 0,0605 + 3372 * 5,1 * 0,085 * 100\%}{1000 * 10^2} = 1,475\%$$

Где 4410 кВт- суммарная активная нагрузка всех потребителей
3372 кВАр, -суммарная реактивная нагрузка всех потребителей.

Участок 1-8 от РП 10 кВ до проектируемой КТП:

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{(\Sigma P * R + \Sigma Q * X) * 100\%}{1000 * U^2} \quad (130)$$

Где

P-расчетная активная мощность участка, кВт
Q – расчетная реактивная мощность участка, кВАр
S_{уст}- полная установленная мощность, кВа

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

182-ПЗР-т.1

Лист

34

R- полное активное сопротивление участка, Ом
X- полное реактивное сопротивление участка, Ом

$$P=S_{уст} \cdot K_o \cdot \cos \varphi \quad (131)$$

Где K_o –коэффициент одновременности.

$$Q=S_{уст} \cdot K_o \cdot \sin \varphi \quad (131)$$

$$R=L \cdot r$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км

r- активное сопротивление кабеля, ом/км

-берется из таблицы.

$$X=L \cdot x$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км

x- реактивное сопротивление кабеля, ом/км

$$\Delta U_{уч} = \frac{(\sum P \cdot R + \sum Q \cdot X) \cdot 100\%}{1000 \cdot U^2}$$

$$\frac{630 \cdot 0,1 \cdot 0,258 + 571 \cdot 0,1 \cdot 0,085 \cdot 100\%}{1000 \cdot 10^2} = 0,5\%$$

Итого суммарные потери $0,5+1,475=1,975\%$

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

182-ПЗР-т.1

Лист

35

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
------	--------	------	--------	---------	------

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	182-ПЗР-т.1	Лист	
								37
<p>δ_j – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i-й влияющей величины от ее нормального значения, %;</p> <p>n – число влияющих величин, учитываемых при определении дополнительной погрешности счетчика;</p> <p>δ_T – предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %;</p> <p>$\delta_{у.с}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных.</p> <p>1.5.4. Определение составляющих погрешности измерительного канала электроэнергии, входящих в формулу 1.</p> <p>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.</p> <p>Таблица 6</p>								
Подпись и дата						Взам. инв. №		

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального значения (ток нагрузки)	Предел допускаемой погрешности	
		токовой δ_I , %	Угловой θ_I , %
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:

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

б) для реактивной электроэнергии по формуле:

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

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
------	--------	------	--------	---------	------

182-ПЗР-т.1

Лист

38

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

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

182-ПЗР-т.1

Лист
39

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

Субгармоники в цепи переменного тока	$0,50I_{\text{ном}}^{7)}$	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:

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

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

$T_{\text{ин}}$ - 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:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1,1}\right)^2 + \delta_{\text{ТР}}^2},$$

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.

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 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, %	$\delta \Pi$ – погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %	$\delta \sigma$ – основная относительная погрешность счетчика, %	δ_{sj} – дополнительная погрешность счетчика от j-той влияющей величины, %				δ_{Σ} – предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %
											δ_{st} –температурная погрешность	δ_{cu} – погрешность от изменения напряжения	δ_{cf} – погрешность от изменения частоты	δ_{cH} – погрешность от изменения индукции внешнего магнитного поля	
ИКК, 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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	182-ПЗР-т.1			43

Расчет 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.

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

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;

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

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

Таким образом для наших трансформаторов тока Т-0,66-0,5S 400/5 получаем:

$$U_{ном.т.т.} > U_{сети};$$

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

$$I_{1ном.т.т.} > I_{рраб.макс},$$

Соответственно 400А > 379А условие выполнено.

$$I_{дин} > I_{уд}$$

Соответственно $1,41 * 400 * 5,4 А > 1,41 * 1,8 * 924 А$, то есть $3046 А > 2345 А$ условие выполнено.

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

Соответственно $6,0 * 400 * 2 * 1,2 > 924 * (0,4 + 1,0)$, то есть $5760 > 1294$ условие выполнено.

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

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

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

$$\frac{954,5}{400} \times 100\% = 94,75\% > 40\%;$$

Проверка трансформаторов тока при минимальной нагрузке

$$\frac{151,5}{400} \times 100\% = 37,87\% > 5\%$$

Проверка трансформаторов тока при пусковой нагрузке

$$\frac{954,5}{400} \times 100\% = 94,75\% > 40\%$$

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	151,5(100 кВА)	379 (250 кВА)	379

* 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

Заключение 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
------	--------	------	--------	---------	------

182-ПЗР-т.1

Лист
45

Расчет кабельной линии (по длительно допустимому току, экономической плотности и термической устойчивости).

По ПУЭ п 1.3.25 $S = \frac{I}{J_{\text{эк}}}$, где I - расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$J_{\text{эк}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².,
выбираем по т.1.3.36 ПУЭ.

-По учебнику «Электрические системы и сети» В.И. Идельчик
Выбор по термической и экономической устойчивости и тока КЗ.

$S = I_{\text{кз}} \frac{\sqrt{t}}{c}$, где $I_{\text{кз}}$ - ток короткого замыкания; t – время срабатывания защиты;

c- постоянная, зависит от проводника, выбирается по ПУЭ табл. 6-1.

Получаем:

$$S_{\text{эк.пл}} = \frac{36,4}{1,4} = 26 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{терм.уст.}} = 3704 \frac{\sqrt{0,4}}{57} = 41,0 \text{ мм}^2$$

Расчет длительно допустимого тока для проектируемой КЛ 10 кВ производится в соответствии с ПУЭ таблица 1.3.16 для нашего кабеля АСБ2л 3х240 длительно допустимый ток 240 А. С учетом коэффициентов $216\text{А} = 240 * 1,0 * 0,9$. В соответствии с ПУЭ этот ток должен быть больше чем рабочий ток линии 36,4А .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{250\text{кВА}}{\sqrt{3} * 10\text{кВ}} = 14,43\text{А}$$

Соответственно получаем, что $I_{\text{дл. доп}} > I_{\text{раб}}$, то есть $216\text{А} > 14,43\text{А}$.

Поправочный коэффициент взят из ПУЭ таблица 1.3.26.

Все результаты сведены в таблицу, см. ниже.

Инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата						
подл.								
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	182-ПЗР-т.1		Лист
								46

№	Назначение		Исходные данные			Способ	По допустимому нагреву						Расчет			Потери	Термическая устойчивость		Выборный кабель					
			Натужия	Натужия в режиме			Количество кабелей	Коэф. при числе кабелей	Допустимый ток кабеля, А	Допустимая мощность, кВт	Сечение, мм²	Ток, А по нормативу	Экономическая плотность, мм²/А	Сечение, мм²	Потери, %		Время, сек	Ток, А	Сечение, мм²	Марка	Сечение, мм²	Длина, м	Доп.ток, А	
	Осуда	Куда	Мощность, кВт	Ток, А, нормальном режиме	Аварийном режиме	прямиди	Количество кабелей	Коэф. при числе кабелей	Допустимый ток кабеля, А	Допустимая мощность, кВт	Сечение, мм²	Ток, А по нормативу	Экономическая плотность, мм²/А	Сечение, мм²	Потери, %	Время, сек	Ток, А	Сечение, мм²	Марка <td>Сечение, мм²<td>Длина, м<td>Доп.ток, А</td></td></td>	Сечение, мм² <td>Длина, м<td>Доп.ток, А</td></td>	Длина, м <td>Доп.ток, А</td>	Доп.ток, А		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	ПУ 10 кВ ПС №98	ПУ 10 кВ	4410	225	4410	4410	траши	2	0,9	0,8	614	442	500	3000-5000	1,4	182	1,475	1,2	15700	302	АВБШ 2т	12500	5100	442
2	ПУ 10 кВ	КТП 10 кВ	630	36,4	630	630	траши	1	0,9	1,0	240	216	120	3000-5000	1,4	26	1,975	0,4	3704	41	АСБШ	32240	100	240

182-ПЗР-т.1

Дата					
Подпись					
№ док.					
Лист					
Кол.уч					
Изм.					

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

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 $I_{\text{доп}}=665\text{А}$ (с учетом ПУЭ п. 1.3.23).

$I_{\max}=379\text{А}$. (максимальный рабочий ток при условии работы силового трансформатора 250кВА)

Таким образом: $379\text{А} \leq 665\text{А}$. С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АД31Т-50х5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							182-ПЗР-т.1	Лист
										48
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Предприятие

000 "МТИ"

Объект

Ламберт - Савоккино



2015 г.

Протокол №

122 / 15

измерения удельного сопротивления грунта

Характер грунта

сугло

Состояние погоды

сугло

Результаты измерений

№ п/п	Вид заземлителя и место измерения	Расстояние до вспомогательного зонда-заземлителя, м	Измеренное сопротивление, Ом
1	2	3	4
1	ТЛ 10/8 мм Ламберт-Запад п. Савоккино	15	100 Ом.

Сопротивление измерено прибором типа

Р 4103-141

Заводской №

23547 кл. точность 2,5 ÷ 4,0

Замечания:

Работы по проверке 31.08.2015г. № 78006931108/15

Заключение:

Сопротивление грунта 100 Ом.м.

Измерение произвел

инженер



Начальник лаборатории

(должность, подпись, Ф.И.О.)

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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).

$I_{\max}=28,86\text{A}$, где максимальный рабочий ток складывается из суммы нагрузок установленных трансформаторных подстанций

$$I_{\max} = \frac{500\text{кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10\text{кВ}} = 28,86 \text{ A}$$

Таким образом: $28,86\text{A} \leq 613\text{A}$. С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АД31Т-50х5.