

**СРО «ПРОЕКТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ СЕВЕРО-ЗАПАДА» (№ СРО-П-040-03112009)
№ 127 от 30.06.2017**

Заказчик — АО «ДРСК»

**Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство ответвления
от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ
неизолированным проводом сечением не менее 70 мм²
ориентировочной протяженностью 3,5 км**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Подраздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Часть 1. Система электроснабжения

**Книга 5. Автоматизированная система учета электрической энергии
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5**

Том 4.5.1.5

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**СРО «ПРОЕКТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ СЕВЕРО-ЗАПАДА» (№ СРО-П-040-03112009)
№ 127 от 30.06.2017**

Заказчик — АО «ДРСК»

**Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство
ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до
проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом
сечением не менее 70 мм² ориентировочной
протяженностью 3,5 км**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Подраздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Часть 1. Система электроснабжения

Книга 5. Автоматизированная система учета электрической энергии

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5

Том 4.5.1.5

Директор

**Главный инженер проекта
(Идентификационный номер НОПРИЗ - ПИ-
088767)**



С.А. Муравьев

Д.С. Васев

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Обозначение	Наименование	Примечание
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5-С	Содержание тома	
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ	Текстовая часть	
Приложение А	Перечень точек измерения с указанием основных метрологических требований к измеряемым параметрам и средствам измерений, используемым для учета электрической энергии	
Приложение Б	Сводная таблица расчетов вторичной нагрузки ТТ	
Приложение В	Расчет потерь напряжения в цепи «ТН – электросчетчик»	
Графическая часть		
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ГЧ1	Однолинейная схема ПС с указанием объемов учета электроэнергии	
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ГЧ2	Структурная схема АСУЭ	
ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ГЧ3	Схема электропитания	

Согласовано	

зам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5-С		
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Автоматизированная система учета электрической энергии. Содержание тома		
Разраб.		Бормотов			08.25			
Н.контр.		Муравьев			08.25			
ГИП		Васев			08.25			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
								

Содержание

1	Общая часть	2
1.1	Наименование системы	2
1.2	Основания для разработки проекта	2
1.3	Перечень нормативно-технической документации (НТД)	2
1.4	Цели, назначение и область использования системы	4
1.5	Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам ТБ	5
1.6	Этапность (очередность) реконструкции системы	6
1.7	Режим работы системы	6
1.8	Краткая характеристика объекта автоматизации	6
2	Основные технические решения	8
2.1	Состав аппаратно-программных средств АСУЭ	8
2.2	Размещение технических средств АСУЭ	9
2.3	Решения по защите применяемых компонентов АСУЭ	9
2.4	Решения по электропитанию компонентов АСУЭ	10
2.5	Состав передаваемых данных АСУЭ	10
2.6	Решения по организации системы единого времени	11
2.7	Решения по самодиагностике	12
2.8	Решения по организации эксплуатации оборудования АСУЭ	12
2.9	Основные положения по организации строительства	13
3	Техническое обеспечение АИИС КУЭ	14
3.1	Основные решения по измерительным трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям	14
3.2	Основные решения по выбору счетчиков электрической энергии	15
3.3	Основные решения по выбору контроллера АСУЭ	16
4	Решения по метрологическому обеспечению АСУЭ	18
4.1	Требования к метрологическим характеристикам	18
4.2	Выбор коэффициентов трансформации измерительных ТТ	19
4.3	Пределы допустимых погрешностей трансформаторов тока	20
4.4	Расчет нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов. Расчет сечения кабеля от трансформатора тока до счетчика	20
4.5	Расчет нагрузки вторичной цепи измерительного ТН	22
5	Решения по организации эксплуатации	24
	Лист регистрации изменений	25

Согласовано

зам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Бормотов			08.25
Н.контр.		Муравьев			08.25
ГИП		Васев			08.25

Автоматизированная система учета
электрической энергии.

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	25



1 Общая часть

1.1 Наименование системы

Полное наименование системы – Автоматизированная система учета электрической энергии ПС 35 кВ Пляжная АО «ДРСК» (далее по тексту - АСУЭ).

1.2 Основания для разработки проекта

Исходными данными и условиями для подготовки стадии проектной документации являются:

- 1) Задание на проектирование.
- 2) Материалы, полученные в результате предпроектного обследования;
- 3) Основные технические решения (ЭПЦ-250501-02-ОТР).

1.3 Перечень нормативно-технической документации (НТД)

Проект разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

- Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87;
- ГОСТ Р 21.101-2020. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008;
- ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
- Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
- ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;
- ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению»;
- ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем». Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

требования»;

- ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утвержденные приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06.2003 № 281;

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго Российской Федерации от 03.08.2018 № 630;

- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»;

- ГОСТ Р 58601-2019 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;

- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».

- ГОСТ 34.201-2020. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

- ГОСТ 34.602-2020. Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

- ГОСТ Р 51840-2001 (МЭК 61131-1-92) Программируемые контроллеры. Общие положения и функциональные характеристики;

- ГОСТ 2.001-2013 Единая система конструкторской документации. Общие положения;

- ГОСТ Р 21.101-2020. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.

- ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

IP);

- ГОСТ 31819.22-2012 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
- МИ 222-80. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов;
- МИ 2168-91. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерительные информационные. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов;
- МИ 1730-87. Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Погрешности косвенных измерений характеристик процессов. Методы расчета;
- МИ 2083-90. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей;
- Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1)» РД 34.09.101-94;

Разработка проектной документации выполняется в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

1.4 Цели, назначение и область использования системы

Настоящим проектом предусмотрена реконструкция автоматизированной системы учета электрической энергии ПС 35 кВ Пляжная. Целью реконструкции системы является:

- Обеспечение коммерческого и технического учета принятой/переданной электроэнергии и мощности по присоединениям 35, 10 кВ;
- исключение хищения и снижение потерь электроэнергии;
- контроль соблюдения заданного режима потребления потребителями электроэнергии;
- использование полученных данных о приёме/передаче электроэнергии для решения расчётных, технических, технико-экономических и статистических задач.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

4

1.5 Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам ТБ

Все элементы технических средств вновь устанавливаемого оборудования АСУЭ, находящегося под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения обслуживающего персонала к токоведущим частям, а токопроводящие поверхности и корпуса технических средств должны быть заземлены в соответствии с РД:

- ГОСТ 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
- ГОСТ 12.1.030-81 (актуализация 13.07.2017) «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок; /утв. приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (в редакции приказа Минтруда России 19.02.2016 № 74н»;
- ГОСТ Р 50571.3-2009 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током»;
- ГОСТ Р 50571-4-44-2011 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех»;
- ГОСТ 30331.1-2013 ««Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения» (введен с 01.07.2015 г.)
- СО 153-34.20.120-2003 «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- ГОСТ ИЕС 62040-1-2013 «Системы бесперебойного электроснабжения (UPS). Часть 1. Общие требования и требования безопасности к UPS».
- ГОСТ Р 50571.5.54-2013 «Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов».

Оборудование АСУЭ должно быть установлено таким образом, чтобы обеспечивались его безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрывобезопасности, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Все оборудование, применяемое при реконструкции АСУЭ, соответствует требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, и

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

5

имеет все необходимые сертификаты и разрешения.

1.6 Этапность (очередность) реконструкции системы

Разработка проекта выполнялась на основании технической документации компаний-изготовителей применяемых устройств в рамках действующих промышленных и отраслевых стандартов.

Этапы (очередность) реконструкции АСУЭ:

- Проведение предпроектного обследования объекта;
- Разработка основных технических решений;
- Согласование и утверждение Заказчиком основных технических решений;
- Разработка проектной документации;
- Согласование и утверждение Заказчиком проектной документации;
- Разработка рабочей документации;
- Согласование рабочей документации.
- Реализация проекта;
- Обучение эксплуатирующего персонала.

Стадии и этапы, выполняемые организациями - участниками работ устанавливаются в соответствующих договорах на основе ГОСТ 34.601-90.

1.7 Режим работы системы

Для технических средств АСУЭ установлен непрерывный режим функционирования и эксплуатации по схеме «24х7х365» (24 часа в сутки 7 дней в неделю круглогодично) с обеспечением резервирования каналов, а также постоянной доступности данных для приложений и пользователей (без учета последствий внешних катастроф и ошибок персонала).

1.8 Краткая характеристика объекта автоматизации

Вид строительства – строительство новой ПС 35/10 кВ Пляжная (далее ПС).

В административном отношении проектируемая однотрансформаторная ПС будет расположена в Приморском крае, г. Находка, ориентировочно ул. Пляжная, 21 стр.27.

По своему функциональному назначению ПС является объектом производственного назначения, осуществляющим прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии и представляет собой совокупность силового, коммутационного, измерительного оборудования, объединенного электрической схемой.

В энергосистему ПС будет включена одной ВЛ 35 кВ. Основные технические решения по проектируемой ВЛ 35 кВ представлены в томе ЭПЦ-250501-01-ОТР.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Трансформаторная мощность ПС – 6,3 МВА.

По стороне 10 кВ предусматривается две ячейки отходящих линий. Отходящие кабельные линии 10 кВ не входят в объем проектирования.

Для питания потребителей собственных нужд ПС предусматриваются два трансформатора собственных нужд мощностью 40 кВА каждый.

Основные характеристики сооружаемого объекта приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Основные характеристики сооружаемого объекта

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	Открытая подстанция ОРУ 35 кВ – по схеме № 35-3Н «Блок линия-трансформатор» РУ 10 кВ – по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;
Количество линий подключаемых к подстанции по каждому РУ	РУ 35 кВ – 1 РУ 10 кВ – 2
Количество резервных ячеек по каждому распределительному устройству	РУ 35 кВ – 0 РУ 10 кВ – 0
Возможность расширения по каждому РУ	РУ 35 кВ – 0 РУ 10 кВ – 0
Количество и мощность силовых трансформаторов	ТДН-6300/35/10 кВ М1
Трансформаторы собственных нужд	2хТМ-40/10 УЗ
Режим работы нейтрали сети 10 кВ	Изолированный
Тип, количество средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют
Вид обслуживания ПС	Оперативно-выездная бригада

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

7

2 Основные технические решения

Проектом предусматривается установка счетчиков электрической энергии на вводе 35 кВ, а также на вводах и отходящих линиях 10 кВ.

На вводах ЩСН 0,4 кВ также предусматривается установка счетчиков электрической энергии типа ТЕ3000 производства ООО "ТехноЭнерго".

Счетчик является трехфазным трансформаторного включения, предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии, мощности, частоты напряжения, коэффициентов активной и реактивной мощностей, углов между векторами фазных напряжений и векторами фазных токов и напряжений, среднеквадратического значения напряжения, силы тока.

Счетчик имеет возможность организации многотарифного учета электроэнергии с передачей накопленной информации через оптопорт, интерфейс RS485, радио, PLC или GSM/GPRS модемы.

Информация АИИС КУЭ в автоматическом режиме передается в цифровую облачную платформу энергоданных ПАО «РусГидро».

Перечень информационно-измерительных каналов (точек учета) приведен в таблице 2.1.
Таблица 2.1 – Перечень информационно-измерительных каналов (точек учета)

№ точки учета	№ ячейки	Наименование точки учета (присоединение)	ТТ		ТН		Класс точности счетчика	Примечание
			Класс точности	Ктт	Класс точности	Ктн		
PIK1	-	Ввод 35 Т-1	0,5S	150/5	0,2	35000/100	0,5S	
PIK2	3	Ввод 10 Т-1	0,5S	600/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK3	1	ОЛ1	0,5S	200/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK4	5	ОЛ2	0,5S	200/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK5	-	ЩСН	0,5S	100/5	-	-	0,5S	
PIK6	-	ЩСН	0,5S	100/5	-	-	0,5S	

Структурная схема АСУЭ приведена на Листе 2 графической части.

2.1 Состав аппаратно-программных средств АСУЭ

В проектируемом ОПУ предусматривается установка навесного шкафа учета, в котором размещается следующее оборудование:

- Интеллектуальный контроллер SM160-02M/100Д с блоком питания;
- Устройство синхронизации времени УСВ-3;
- Прибор учета ввода 35 кВ класса точности 0,5S/1,0;
- Однофазное АВР;
- Источник бесперебойного питания мощностью 1000 ВА;

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

8

- Устройства защиты интерфейсов, автоматические выключатели, клеммы.

Размеры проектируемого шкафа учета – 800х600х300 (ВхШхГ).

Приборы учета присоединений 10 кВ устанавливаются на дверцах релейных отсеков ячеек 10 кВ, класс точности – 0,5S/1,0.

Приборы учета потребления собственных нужд подстанции по стороне 0,4 кВ устанавливаются в шкафах ЩСН. Класс точности – 0,5S/1,0.

Резервное питание приборов учета организуется от ИБП проектируемого шкафа учета.

Приборы учета подключаются к контроллеру SM160-02M/100Д по интерфейсу RS-485, протокол СПОДЭС.

2.2 Размещение технических средств АСУЭ

Технические средства ИИК включают в себя:

- трансформаторы тока и напряжения;
- счетчики электрической энергии;
- шкаф учета контроллером SM160-02M/100Д.

Трансформаторы тока и напряжения присоединений 35 кВ располагаются на ОРУ 35 кВ соответственно.

Трансформаторы тока и напряжения присоединений 10 кВ располагаются непосредственно в ячейках присоединений РУ 10 кВ.

2.3 Решения по защите применяемых компонентов АСУЭ

Защита информации обеспечивается на программном и аппаратном уровне.

На программном уровне организуется многоуровневый доступ к ПО с разграничением прав пользователей через систему паролей. Система паролей обеспечивает не только дифференцированный доступ к информации, но и исключает возможность ее изменения.

Защита данных от несанкционированного доступа на программном уровне обеспечивается:

- системой паролей счетчиков, обеспечивающих идентификацию пользователя и предоставление ему соответствующих прав доступа;
- ведением журналов событий;
- запретом на несанкционированное изменение конфигурации;
- защитой от возможности изменения данных через локальную сеть или модемное соединение.

Для защиты от несанкционированного доступа на аппаратном уровне ограничивается физический доступ к оборудованию и осуществляется пломбирование технических средств.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

9

Ограничение физического доступа к оборудованию обеспечивается:

- каждый расчётный счётчик должен иметь на винтах, крепящий кожух счётчика, пломбы Госкомитета РФ по стандартам, а на крышке колодки зажимов счётчика - пломбу обслуживающей организации;
- установкой и пломбированием испытательных клеммных коробок (блоков) в измерительных цепях счетчиков. Конструкция испытательных блоков счётчиков должна обеспечивать возможность их пломбирования обслуживающей организацией;
- пломбированием промежуточных клемм в измерительных цепях счетчиков обслуживающей организацией.
- пломбированием счетчиков обслуживающей организацией;
- приводы разъединителей ТН, питающих расчётные счётчики, ввода измерительных трансформаторов, клеммники должны пломбироваться обслуживающей организацией;
- конструкцией и пломбированием шкафов ТН и ТТ, закрытием и пломбированием промежуточных клеммников вторичных цепей ТТ и ТН;
- панели, где установлены счетчики, с задней стороны закрыты листами из оргстекла с предусмотренными для пломбирования винтами для механической и от несанкционированного доступа защиты проводников вторичных цепей.

Приказом по предприятию должен быть назначен ответственный работник, в обязанности которого будет входить ведение журнала снятия/установки пломб.

2.4 Решения по электропитанию компонентов АСУЭ

Все устройства входящие в состав системы рассчитаны на подключение к однофазной сети переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц.

Питание счетчиков электроэнергии в нормальном режиме функционирования производится от измерительных цепей напряжения 100 В. При отсутствии напряжения всех трех фаз питание счетчиков производится от резервных источников переменного тока напряжением 220В.

Резервное питание счетчиков организуется от проектируемого шкафа учета.

2.5 Состав передаваемых данных АСУЭ

Счетчики электрической энергии с цифровым выходом (интерфейс RS-485) производят измерения и вычисления потребленной активной и реактивной электроэнергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для технического учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

10

электроэнергии) на глубину не менее 35 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяется при программировании счетчика.

Передача данных от счетчиков на вышестоящий уровень (Цифровая облачная платформа энергоданных ПАО «РусГидро») осуществляется по запросам с ИВКЭ в цифровом коде периодически раз в 30 минут или спорадически по запросу. Информация может считываться со счетчика также, визуально или автономно с помощью оптического преобразователя с выходом непосредственно на переносной инженерный пульт (переносной компьютер).

Состав данных, передаваемых с информационно-измерительных комплексов подстанции в информационно-вычислительные комплексы верхних уровней, следующий:

- получасовые приращения активной и реактивной электроэнергии, измеренные в точках измерения. Начало получасового интервала соответствует началу и половине каждого часа;
- часовые приращения активной и реактивной электроэнергии, измеренные в точках учета с дискретностью (начало интервала соответствует началу каждого часа);
- суточные приращения активной и реактивной электроэнергии, измеренные в точках учета с дискретностью 1 раз в сутки (на 0 часов каждых суток по местному времени);
- месячные приращения активной и реактивной электроэнергии, измеренные в точках учета с дискретностью 1 раз в месяц (на 0 часов первого числа каждого месяца по местному времени);
- данные о параметрах сети (U, I, f, cosφ), журнал событий, состояние средств измерений - по запросу.

Данные технического учета электроэнергии для каждого интервала измерений считываются сервером цифровой облачной платформы энергоданных ПАО «РусГидро» раз в 30 минут.

2.6 Решения по организации системы единого времени

Проектом предусматривается организация синхронизации компонентов АСУЭ от существующего источника точного времени ГНСС, входящего в состав цифровой облачной платформы энергоданных ПАО «РусГидро» (спутниковая система ГЛОНАСС, номинальная шкала координирования времени РФ UTC (SU).

- Метка времени для событий присваивается на уровне счетчика. При этом выполняются:
- периодическая рассылка сигналов точного времени для устройств всех уровней иерархии, входящих в состав АСУЭ;

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- подстройка локального времени счетчиков к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

2.7 Решения по самодиагностике

АСУЭ на всех уровнях имеет встроенные функции диагностирования.

На уровне ИИК счетчики проводят самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений.

Счетчик выполняет процесс самодиагностики автоматически:

- при первоначальном подключении счетчика к цепям напряжения;
- каждые 24 часа после подачи питания;
- сразу после сеанса связи.

В счетчике в Журнале событий ведется регистрация следующих событий:

- отключения и включения питания;
- даты и времени корректировки времени;
- даты и времени ручного сброса мощности;
- даты и времени включения и выключения режима ТЕСТ;
- перерывов питания (суммарная продолжительность всех перерывов питания, время и дата начала и конца периода перерыва питания);
- общего количества сеансов связей, приведшее к изменению какого-либо параметра счетчика;
- даты и времени перепрограммирования счетчика;
- даты последнего изменения параметров ЖКИ счетчика;
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- даты последнего сброса максимальной мощности;
- общего количества сбросов максимальной мощности;
- попытки несанкционированного доступа;
- факт параметрирования.

Журнал событий счетчика передается на уровень ИВКЭ и ИВК. Контроль исправности функционирования приборов учета на месте их установки осуществляется по состоянию их светодиодных индикаторов или соответствующих индикаторов на ЖК-дисплее и чтению журналов событий.

2.8 Решения по организации эксплуатации оборудования АСУЭ

Техническая эксплуатация средств, устанавливаемых на энергообъектах, организована в

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

12

соответствии с РД 34-20-501.

Технические средства АСУЭ рассчитаны как на непрерывную круглосуточную эксплуатацию, так и на работу в режиме периодического включения в течение суток.

Программные средства контроля состояния технических средств обеспечивают контроль, диагностику и тестирование для обнаружения и локализации неисправностей в технических средствах в автономном режиме и в процессе функционирования ИИК (без нарушения работоспособности комплексов) с возможностью отображения.

Перед началом эксплуатации в составе эксплуатационной документации необходимо разработать и утвердить программу обеспечения надежности (ПОН) в соответствии с ГОСТ 27.002.89.

2.9 Основные положения по организации строительства

Работы проводятся с привлечением монтажных организаций, на правах командированного персонала. Производство работ оформляется нарядом (распоряжением).

К работе может быть допущен персонал, прошедший обучение и проверку знаний методов безопасного ведения работ, а также инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004 и имеющий группу по электробезопасности не ниже III.

Все работы должны проводиться в соответствии с правилами, инструкциями и положениями о работе в действующих энергоустановках. Работы вблизи токоведущих цепей должны проводиться в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТБ и СНиП III-4-80.

Защитное заземление и зануление проектируемых сооружений выполнить в соответствии с ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Конкретный технологический процесс и последовательность выполнения операций для конкретного объекта должны определиться в процессе разработки НИР, т.к. они зависят от места установки и степени готовности объекта.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

3 Техническое обеспечение АИИС КУЭ

3.1 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

Требования к измерительным трансформаторам:

- технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока и напряжения должны отвечать требованиям ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015, соответственно, имеющим межповерочный интервал не менее 8 лет;
- при новом строительстве необходимо устанавливать измерительные трансформаторы тока и напряжения со следующими характеристиками:
 - классы точности измерительных трансформаторов тока:
 - для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше - не хуже 0,2S;
 - для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более - не хуже 0,2S;
 - для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более - не хуже 0,2S;
 - остальные присоединения - не хуже 0,5S.
 - классы точности измерительных трансформаторов напряжения:
 - для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше - не хуже 0,2;
 - для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более - не хуже 0,2;
 - для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более - не хуже 0,2;
 - остальные присоединения - не хуже 0,5.
- для измерений в электрических сетях с заземленной нейтралью измерительные трансформаторы тока необходимо устанавливать в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики;
- во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов;
- не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;
- при выборе измерительных трансформаторов тока руководствоваться ПУЭ 7-е издание (п.1.5.19);
- обеспечить минимальные нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов в соответствии с ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015;
- при новом строительстве энергообъектов выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа;

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

14

- трансформаторы должны иметь сертификат утверждения типа средств измерений, должны быть включены в Госреестр и иметь действующее свидетельство о поверке.

Требования к вторичным цепям:

- измерительные цепи должны предусматривать возможность замены счетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения;
- подключение электросчетчика к трансформаторам напряжения и тока должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика;
- для защиты от НСД должно быть обеспечено пломбирование испытательных коробок;
- потери напряжения в цепи [ТН - электросчетчик] не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения ТН;
- при выборе типа и сечения применяемых кабелей и проводов необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 7-е издание (глава 3.4) и ППБ;
- необходимо обеспечить защиту от НСД промежуточных клеммников.

3.2 Основные решения по выбору счетчиков электрической энергии

Требования к счетчикам электроэнергии:

- наличие свидетельства об утверждении типа средств измерений, зарегистрированного в Государственном реестре средств измерений и допуска к применению на территории Российской Федерации;
- технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S». Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт для ИИК, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счетчики должны проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности);
- класс точности вновь устанавливаемых счетчиков - не хуже 0,5S;
- обеспечивать возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС КУЭ, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

15

параметрирования;

- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 1.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);

- наличие журнала событий, фиксирующего время и даты наступления событий. В журнале событий должны фиксироваться:

- а) попытки несанкционированного доступа;
- б) связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- в) изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- г) отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- д) отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- е) перерывы питания.

- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

- обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в журнале событий:

- а) измерительного блока;
- б) вычислительного блока;
- в) таймера;
- г) блока питания;
- д) дисплея;
- е) блока памяти (подсчет контрольной суммы)

- счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;

- средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 100000 часов;
- межпроверочный интервал не менее 10-ти лет;
- визуальный контроль информации на счетчике.

3.3 Основные решения по выбору контроллера АСУЭ

Контроллер, при его размещении в электроустановках, должен быть выполнен в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью (согласно подпункту 2 пункта 1.1.13 ПУЭ) с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

16

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации телекоммуникационного оборудования при выполнении автоматизированных функций, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049.

Контроллер должен быть внесен в реестр радио/телекоммуникационного оборудования Российского происхождения, согласно ПП №878.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

4 Решения по метрологическому обеспечению АСУЭ

Метрологическое обеспечение АСУЭ ПС 35 кВ Пляжная должно соответствовать требованиям Закона РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения» и СТО 56947007-29.240.126-2012.

Цель метрологического обеспечения АСУЭ ПС 35 кВ Пляжная - обеспечение единства измерений для всех смежных субъектов ОРЭ и заинтересованных сторон. Головным нормативным документом по МО является ГОСТ Р 8.596-2002.

Метрологическое обеспечение реконструируемой АСУЭ должно включать в себя следующее:

- поверку средств измерений, входящих в состав АСУЭ;
- пломбирование основного оборудования (счетчика электроэнергии, испытательных коробок, клеммников ТТ и ТН);
- метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АСУЭ в целом.

4.1 Требования к метрологическим характеристикам

Метрологические характеристики измерительных каналов АСУЭ ПС 35 кВ Пляжная определяются классом точности ТТ, ТН, счетчика и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика.

В соответствии с РД 153-34.0-11.209-99 допускаемые значения метрологических характеристик для каждого ИИК АСУЭ определены и сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Допускаемые значения метрологических характеристик

Наименование параметров объектов учета, влияющих величин	Нормальные (номинальные) значения	Предельные отклонения допускаемые по НД и СИ
1	2	3
Ток: ТТ	Ином.тт , А	(5-120)% Ином.тт
счетчик	Ином.сч , А	(1-150)% Ином.сч.
Напряжение: ТН	Уном.тн , В	(80-120)% Уном.тн
счетчик	Уном.сч , В	(80-120)% Уном.сч
Коэффициент мощности: вторичной нагрузки ТТ	не менее 0,8 инд	не менее 0,8 инд
вторичной нагрузки ТН	не менее 0,8 инд	не менее 0,8 инд
измерительной цепи счетчика	не менее 0,85 инд	не менее 0,85 инд
Потери напряжения:		0,25% (ПО ПУЭ)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
------	--------	------	------	-------	------

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

18

Наименование параметров объектов учета, влияющих величин	Нормальные (номинальные) значения	Предельные отклонения допускаемые по НД и СИ
1	2	3
Потери напряжения (пофазно)		
Загрузка измерительных цепей: Загрузка вторичных цепей ТТ при $\cos\varphi = 0,8$ инд	(25-100%) от $Z_{ном}$	(25-100%) от $Z_{ном}$
Загрузка вторичных цепей ТН при $\cos\varphi = 0,8$ инд	(25-100)% от $S_{ном}$	(не более 100)% от $S_{ном}$
Частота:		
ТТ и ТН	50 Гц	(99-101)% от $f_{ном}$
счетчик	50Гц	(95-105) % от $f_{ном}$
Температура окружающей среды: ТТ и ТН	20°C	(-40...50)°C
счетчик	20°C	(-10...50)°C

4.2 Выбор коэффициентов трансформации измерительных ТТ

Исходной информацией для выбора коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока являются паспортные данные ТТ и технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК».

Согласно п. 1.5.17. ПУЭ допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации по условиям (термической и динамической стойкости) при следующих условиях:

- максимальный вторичный ток ТТ не должен превышать 110% номинального тока;
- при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока должен составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной нагрузке - не менее 5%.

Исходя из указанных в технических условиях данных о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств определен максимум потребления – 4785 кВт, минимум потребления принят в 15% от максимума.

Нагрузки для ВЛ №1 и ВЛ №2 приняты как 50% от максимального потребления - 2392,5 кВт для каждой линии.

Максимальный и минимальный рабочий ток в цепях выключателей рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

19

Расчеты минимальных и максимальных нагрузок проектируемых ТТ приведены в Таблице 4.2

Таблица 4.2 – Расчет минимальных и максимальных нагрузок ТТ

№ п/п	Присоединение	КтТ	Максимум нагрузок, МВА	Минимум нагрузок	Ираб. макс	Ираб. мин	Вторичный ток при макс. нагрузке >40% (2А)	Вторичный ток при мин. нагрузке >5% (0,25А)
1	Ввод 35 Т-1	150/5	6,300	0,630	104,05	10,40	3,47	0,35
2	Ввод 10 Т-1	600/5	6,300	0,630	364,16	36,42	3,03	0,30
3	ОЛ1	200/5	3,150	0,315	182,08	18,21	4,55	0,46
4	ОЛ2	200/5	3,150	0,315	182,08	18,21	4,55	0,46

Вторичный ток в обмотках ТТ составляет более 40% номинального вторичного тока ТТ при максимальной нагрузке присоединения, что соответствует требованиям п. 1.5.17. ПУЭ. При минимальной нагрузке присоединения вторичный ток в обмотках ТТ составляет более 5% номинального вторичного тока ТТ, что также соответствует требованиям п. 1.5.17. ПУЭ.

4.3 Пределы допустимых погрешностей трансформаторов тока

Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока в рабочих условиях приведены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока в рабочих условиях

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, % от номинальной
		токовый, %	угловой		
			мин	срад	
0,5S	1	±1,5	±90	±2,7	25-100
	5	±0,75	±45	±1,35	
	20	±0,5	±30	±0,9	
	100	±0,5	±30	±0,9	
	120	±0,5	±30	±0,9	
0,2S	1	±0,75	±30	±0,9	25-100
	5	±0,35	±15	±0,45	
	20	±0,2	±10	±0,3	
	100	±0,2	±10	±0,3	
	120	±0,2	±10	±0,3	

4.4 Расчет нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов. Расчет сечения кабеля от трансформатора тока до счетчика

Величина нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальной мощности этих обмоток ТТ.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

20

Вторичная нагрузка обмотки учета ТТ:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_2,$$

где $S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность обмотки ТТ, ВА;

S_2 - вторичная нагрузка ТТ, ВА.

Нагрузка вторичной цепи ТТ определяется по формуле:

$$S_2 = I_{2P}^2 \times Z_2,$$

где I_{2P} - расчетный вторичный ток ТТ (в нормальном режиме), А;

Z_2 - полное сопротивление цепи ТТ-счетчик, Ом.

Полное сопротивление внешней цепи:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}},$$

где $r_{\text{приб}}$ - сопротивление последовательной цепи приборов, Ом;

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{конт}}$ - переходное сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами, ВА.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \times l_{\text{пров}}}{F_{\text{пров}}},$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, Ом×мм²/м;

$l_{\text{пров}}$ - длина токовой цепи, м;

$F_{\text{пров}}$ - сечение соединительных проводов, мм².

Переходное сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при наличии 3-х контактов в цепи и 0,1 Ом при 6-и контактах в цепи.

Сечение соединительных проводов выбирается из стандартного ряда сечений.

Выбранное сечение жилы должно удовлетворять условию механической прочности (п. 3.4.4., табл. 1.3.4 ПУЭ 7-е изд.) - для токовых цепей: не менее 2,5 мм² для меди.

Проектом определена мощность вторичных обмоток учета класса точности 0,2S и 0,5S проектируемых трансформаторов тока в 10 ВА. Сечение жил токовых цепей – 2,5 мм² для присоединений 35 и 10 кВ.

Результаты расчета вторичной нагрузки ТТ приведены в Приложении Б.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

21

4.5 Расчет нагрузки вторичной цепи измерительного ТН

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, конструктивному исполнению и нагрузке в классе точности. Номинальная мощность трансформатора напряжения должна быть равна или более суммарной полной мощности, потребляемой приборами и реле, подключенным к вторичным обмоткам ТН.

Фактическая нагрузка ТН определяется как сумма нагрузок по цепям напряжения всех подключенных устройств:

$$S_{\text{факт.}} = \sum S_{\text{расч.}}$$

Вывод о загруженности трансформатора напряжения делается на основании сравнения полученного значения нагрузки с величиной номинальной вторичной нагрузки ТН для требуемого класса точности.

Решение о проведении мероприятий по разгрузке вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения или подключении дополнительных нагрузок к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов напряжения (догрузке) принимается по результатам соответствующих измерений мощности вторичной нагрузки на месте их установки и эксплуатации.

Для счетчика полная потребляемая мощность каждой параллельной цепью напряжения составляет: $S_{\text{напр}} = 1,5 \text{ ВА}$.

Расчет нагрузок ТН 35 и 1ТН-10 приведен в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения	Мощность обмотки ТН, ВА	Кол-во счетчиков	Нагрузка ТН, ВА на фазу	Загрузка, %	Догрузочный резистор
ТН 35	30	1	1,5	5%	Требуется
1ТН 10	30	3	4,5	15%	Требуется

Нагрузки на обмотки ТН 35 и 1ТН-10 составляют менее 25% номинальной мощности ТН, что не соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

Для обеспечения соответствия требованиям ГОСТ 1983-2015 в цепях напряжения ТН 35 предусматривается установка трехфазных догрузочных резисторов типа МР3021-Н-100/ $\sqrt{3}$ В-(3х10)ВА мощностью 3х10 ВА. В цепях напряжения 1ТН-10 предусматривается установка трехфазных догрузочных резисторов типа МР3021-Н-100/ $\sqrt{3}$ В-(3х5)ВА мощностью 3х5 ВА.

Расчет нагрузок ТН 35 и 1ТН-10 с учетом установки догрузочных резисторов приведен в Таблице 4.5

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

22

Таблица 4.5 - Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения	Мощность обмотки ТН, ВА	Кол-во счетчиков	Нагрузка ТН, ВА на фазу	Загрузка, %	Догрузочный резистор
ТН 35	30	1	1,5+10	38%	3x10 ВА
1ТН 10	30	3	4,5+5	32%	3x5 ВА

При этом загрузка ТН 35 и 1ТН-10 составляет более 25%, что соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

5 Решения по организации эксплуатации

Организация эксплуатации проектируемого комплекса АСУЭ производится существующим персоналом филиала АО «ДРСК».

До начала запуска системы в промышленную эксплуатацию необходимо провести обучение персонала эксплуатирующего АСУЭ.

Персоналом должна быть изучена рабочая документация, эксплуатационные документы, руководства пользователей, с привлечением специалистов Разработчика/Поставщика Системы.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

[illegible]

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

ИНВ. № ПОДЛ.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ТЧ

Лист

25

Перечень точек измерения с указанием основных метрологических требований к измеряемым параметрам и средствам измерений, используемым для учета электрической энергии

Таблица А.1 - Перечень точек измерения с указанием основных метрологических требований к измеряемым параметрам и средствам измерений, используемым для учета электрической энергии

№ пп	Наименование присоединения	Измеряемый параметр	Диапазон изменения параметра	Требования к метрологическим характеристикам (класс точности или предел погрешности)									Отнесение к сфере гос. рег-ия (в сфере ГР(КУ)/ вне сферы ГР (ТУ))	Вид учета ЭЭ (ТУ – тех. учет, КУ – комм. учет)
				ТТ			ТН			Счетчик				
				Тип/ Наим. на схеме	КТ (ПГ)	№ Госреестра	Тип/ Наим. на схеме	КТ (ПГ)	№ Госреестра	Тип/Наим. на схеме	КТ (ПГ)	№ Госреестра		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16
1	Ввод 35 Т-1	P, Q, S, I, U, f	От 0,02 А до 100А	ТОЛ-НТЗ-35 УХЛ1	150/5 0,5S	62259-15	НАЛИ-НТЗ- 35-IV УХЛ1	35000/100 0,2	78303-20	ТЕ3000.1/PIK1	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ
2	ОЛ1	P, Q, S, I, U, f	От 0,04 А до 200А	ТОЛ-НТЗ-10	200/5 0,5S	51679-12	НАЛИ-НТЗ- 10	10000/100 0,5	59814-15	ТЕ3000.1/PIK2	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ
3	Ввод 10 Т-1	P, Q, S, I, U, f	От 0,08 А до 600А	ТОЛ-НТЗ-10	600/5 0,5S	51679-12	НАЛИ-НТЗ- 10	10000/100 0,5	59814-15	ТЕ3000.1/PIK3	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ
4	ОЛ2	P, Q, S, I, U, f	От 0,04 А до 200А	ТОЛ-НТЗ-10	200/5 0,5S	51679-12	НАЛИ-НТЗ- 10	10000/100 0,5	59814-15	ТЕ3000.1/PIK4	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ
5	Ввод 0,4 кВ 1 СШ	P, Q, S, I, U, f	От 0,08 А до 400А	ТШП-0,66	100/5 0,5S		-	-	-	ТЕ3000.7/PIK5	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ
6	Ввод 0,4 кВ 2 СШ	P, Q, S, I, U, f	От 0,08 А до 400А	ТШП-0,66	100/5 0,5S		-	-	-	ТЕ3000.7/PIK5	0,5S/1,0	77036-19	Вне сферы ГР	ТУ

Сводная таблица расчетов вторичной нагрузки ТТ

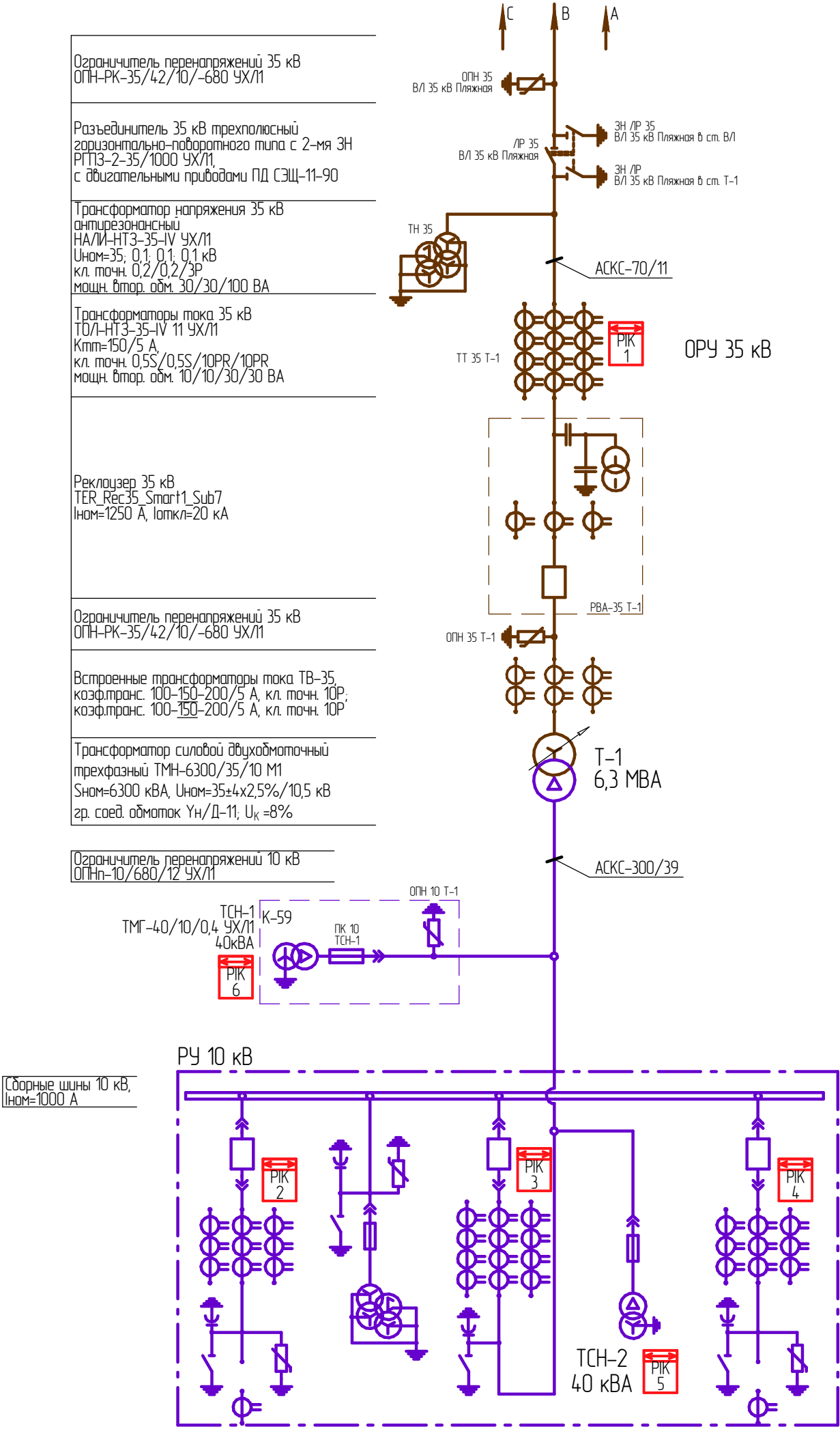
№ точки учета	№ ячейки	Наименование присоединения	Выбранная номин. нагруз., ТТ $S_{ном.}, (BA)$	Номин. ток вторич. обмотки $I_{ном.}, (A)$	Номин. сопротивление нагрузки ТТ $R_{ном.}, (Om)$	Коэффициент схемы включения счетчика (ЗТТ=1) (2ТТ=1,73)	Длина кабельной трассы, $L_{тр.}, (м)$	Удельное сопротивление $(Cu) r$	Суммарное сопротивление приборов $R_{спр.б.}, (Om)$	Сопротивление контактов $R_{конт.}, (Om)$	Расчетное сопротивление кабеля не менее $R_{каб}, (Om)$	Расчетное сечение провода $s (мм^2)$	Выбранное сечение жилы кабеля $(мм2)$	Фактическая нагрузка ТТ, $S_{факт.}, (BA)$	Выполнение условия Min 25 %	Соответствие выбранной нагрузке
PIK1	-	Ввод 35 Т-1	10	5	0,4	1	25	0,0175	0,006	0,1	0,29	1,5	2,5	7,03	соответ	соответ
PIK2	1	ОЛ1	10	5	0,4	1	3	0,0175	0,006	0,1	0,29	0,2	2,5	3,18	соответ	соответ
PIK3	3	Ввод 10 Т-1	10	5	0,4	1	3	0,0175	0,006	0,1	0,29	0,2	2,5	3,18	соответ	соответ
PIK4	5	ОЛ2	10	5	0,4	1	3	0,0175	0,006	0,1	0,29	0,2	2,5	3,18	соответ	соответ
PIK5	-	Ввод 0,4 кВ 1 СШ	10	5	0,4	1	3	0,0175	0,006	0,1	0,29	0,2	2,5	3,18	соответ	соответ
PIK6	-	Ввод 0,4 кВ 2 СШ	10	5	0,4	1	3	0,0175	0,006	0,1	0,29	0,2	2,5	3,18	соответ	соответ

Расчет потерь напряжения в цепи "ТН - электросчетчик"

№ п/п	Секция шин (присоединение)	Номинал. напряж. ТН, Uном В	Суммарная нагрузка потребителей, ВА	Нагрузка с учетом догрузочного резистора	Удел. сопр. проводника, ρ (Ом*мм2/м)	Участок цепи 1					Участок цепи 2					Участок цепи 3					Потери напряжения линии ТН - счетчик, %	Потери напряжения допустимые, %	Соответствие ПУЭ гл.1.5.19
						Суммарная нагрузка на участок, ВА	Длина проводника, м	Минимальное сечение жил кабеля, мм2	Сечение жилы каб. выбр., мм2	Потери напряжения на участке, %	Суммарная нагрузка на участок, ВА	Длина проводника, м	Минимальное сечение жил кабеля, мм2	Сечение жилы каб. выбр., мм2	Потери напряжения на участке, %	Суммарная нагрузка на участок, ВА	Длина проводника, м	Минимальное сечение жил кабеля, мм2	Сечение жилы каб. выбр., мм2	Потери напряжения на участке, %			
1	ТН-35	57,7	1,5	11,5	0,0175	11,5	5	0,12	1,5	0,020	11,5	22	0,53	1,5	0,089	-	-	-	-	-	0,11	0,25	да
2	1ТН-10	57,7	4,5	9,5	0,0175	9,5	3	0,06	1,5	0,010	9,5	6	0,12	1,5	0,020	-	-	-	-	-	0,03	0,25	да

Наименование присоединения	В/Л 35 кВ Пляжная
Тип провода, Длительный допустимый ток линии, А	АСКС-70/11 (I _{доп} ≈265А)

Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-РК-35/42/10/-680 УХ/11
Разъединитель 35 кВ трехполюсный горизонтально-поворотного типа с 2-мя ЗН РГПЗ-2-35/1000 УХ/11, с двигательными приводами ПД СЭЦ-11-90
Трансформатор напряжения 35 кВ антрезонансный НА/ИИ-НТЗ-35-IV УХ/11 U _{ном} =35; 0,1, 0,1, 0,1 кВ кл. точн. 0,2/0,2/3Р мощн. втор. обм. 30/30/100 ВА
Трансформаторы тока 35 кВ ТО/Л-НТЗ-35-IV 11 УХ/11 K _{тт} =150/5 А, кл. точн. 0,5S/0,5S/10Р/10Р мощн. втор. обм. 10/10/30/30 ВА
Реклаузер 35 кВ TER_Res35_Smart1_Sub7 I _{ном} =1250 А, I _{откл} =20 кА
Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-РК-35/42/10/-680 УХ/11
Встроенные трансформаторы тока ТВ-35, коэф.транс. 100-150-200/5 А, кл. точн. 10Р; коэф.транс. 100-150-200/5 А, кл. точн. 10Р
Трансформатор силовой двухобмоточный трехфазный ТМН-6300/35/10 М1 S _{ном} =6300 кВА, U _{ном} =35±4х2,5%/10,5 кВ гр. с.соед. обмоток УН/Д-11; U _к =8%
Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПН-10/680/12 УХ/11



Номер ячейки	1	2	3	4	5
Наименование ячейки	0/11	1ТН-10	Ввод	ТЧ-2	0/12
Марка выключателя/предохранителя	ISM15_LD_8	ПКН -001 -10 УЗ	ISM15_LD_8	ПКТ-101-10-16-20-УЗ	ISM15_LD_8
Характеристики выключателя	I _{ном} =1000 А, I _{откл} =20 кА	-	I _{ном} =1000 А, I _{откл} =20 кА	-	I _{ном} =1000 А, I _{откл} =20 кА
Тип ТТ/ТН	ТО/Л-НТЗ-10	НА/ИИ-НТЗ-10	ТО/Л-НТЗ-10	-	ТО/Л-НТЗ-10
Козф. трансформации ТТ	200/5	-	600/5	-	200/5
Номинальное напряжение ТН	-	10/0,1/0,1/0,1 кВ	-	-	-
Класс точности ТТ/ТН	0,5S/0,5S/10Р	0,5/0,5/3Р	0,5S/0,5S/10Р/10Р	-	0,5S/0,5S/10Р
Мощность вторичных обмоток, ВА	5/5/10	225/30/75	5/5/10/10	-	5/5/10
ТТНП	ТЗ/К-НТЗ-0.66-205 УХ/12 30/1	-	-	-	ТЗ/К-НТЗ-0.66-205 УХ/12 30/1
Тип ОПН	ОПН-10/680/12-10-II УХ/12	ОПН-10/680/12-10-II УХ/12	-	-	ОПН-10/680/12-10-II УХ/12

Условные обозначения:



- Прибор учета электрической энергии, двунаправленный.

						ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ГЧ1			
						Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство отключения от В/Л 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм ² ориентировочной протяженностью 3,5 км			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированная система учета электрической энергии	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Бормотов			08.25		П		1
Н. контр.		Муравьев			08.25	Однолинейная схема ПС с указанием объемов учета электроэнергии	ООО «Энергопроект Центр»		

Согласовано

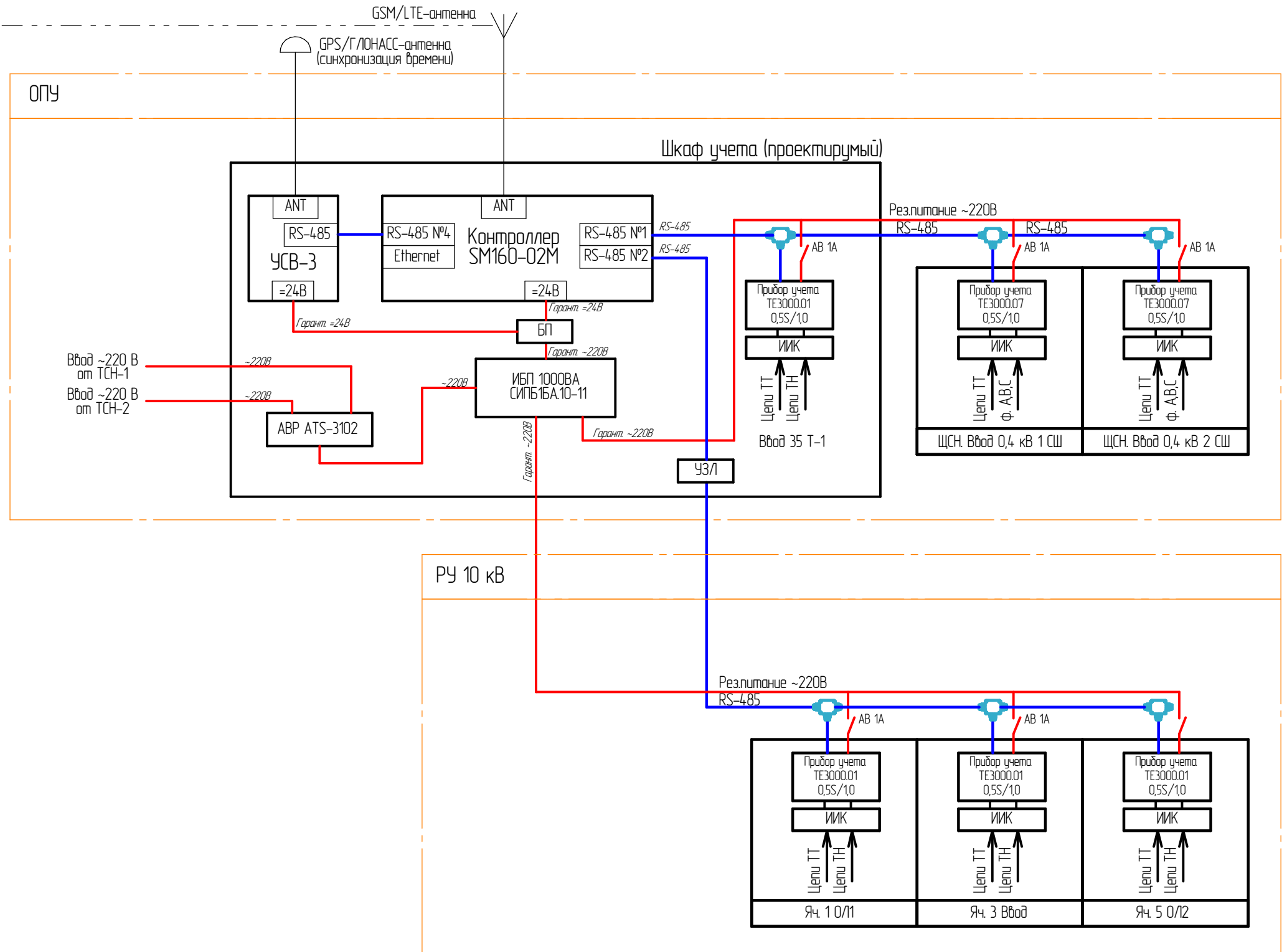
Взам. инв. №

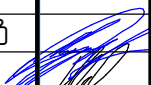
Подп. и дата

Инв. № подл.

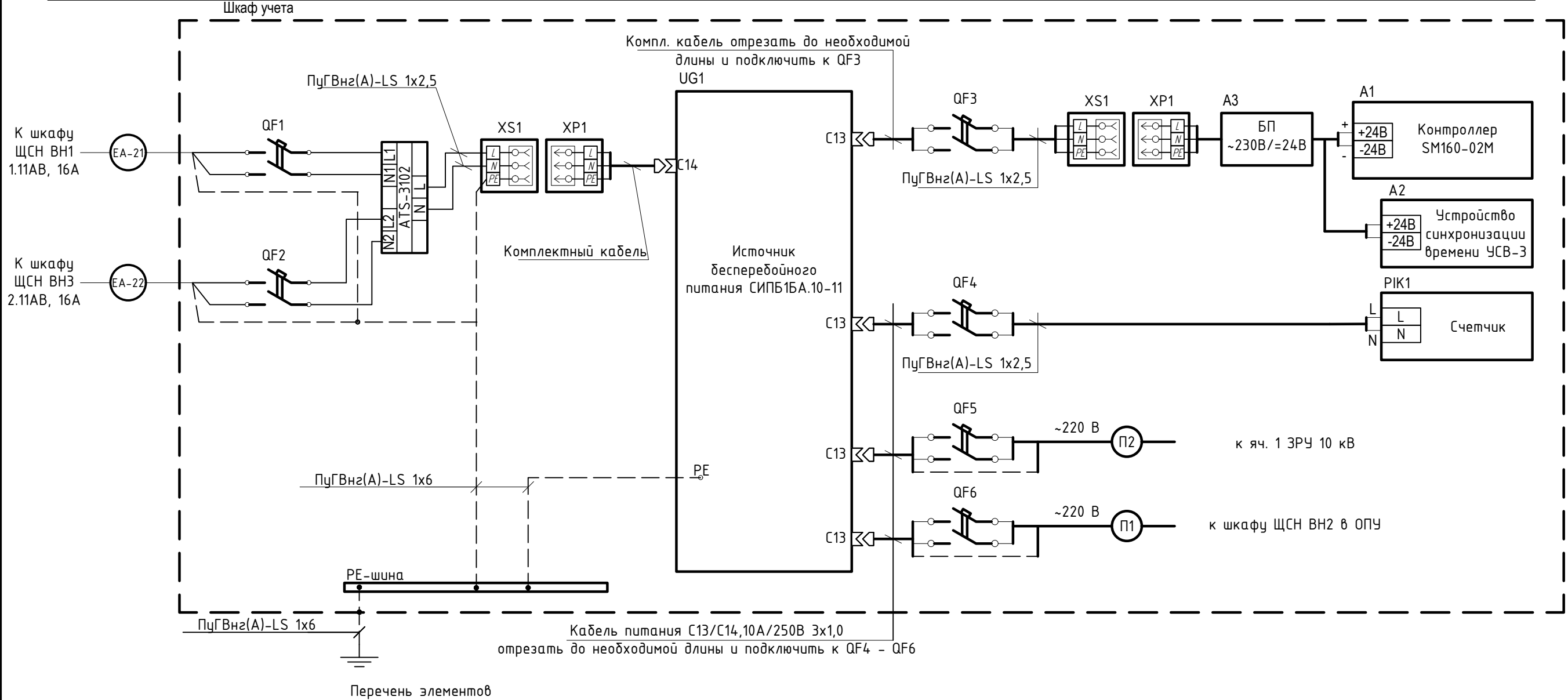
Условно-графические обозначения:

- цепи интерфейса RS-485;
- цепи интерфейса Ethernet (медь);
- цепи резервного питания ~ 220 В;
- разветвитель интерфейса RS-485, типа PR-3.



						ЭПЦ-250501-02-ИОС15.ГЧ2			
						Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм2 ориентировочной протяженностью 3,5 км			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированная система учета электрической энергии	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Бормотов			09.25		П		1
Н. контр.		Муравьев			09.25	Структурная схема АСУЭ			
ГИП		Васев			09.25				

Место установки	ОПУ, шкаф учета				
Диспетчерское наименование присоединения	Автоматический выключатель, 2р, In.p.=10А	Розетка на DIN с заземлением 16А, 250 В	ИБП 1000 ВА	Автоматический выключатель, 2р, In.p.=4А, 2А	Контроллер SM160-02М, УСВ-3 с блоком питания
Позиция	QF1, QF2	XS1	UG1	QF4 - 2А QF3, QF5, QF6 - 4А	A1, A2, A3
Номинальное напряжение, В	~220	~220	~220	~220	~220

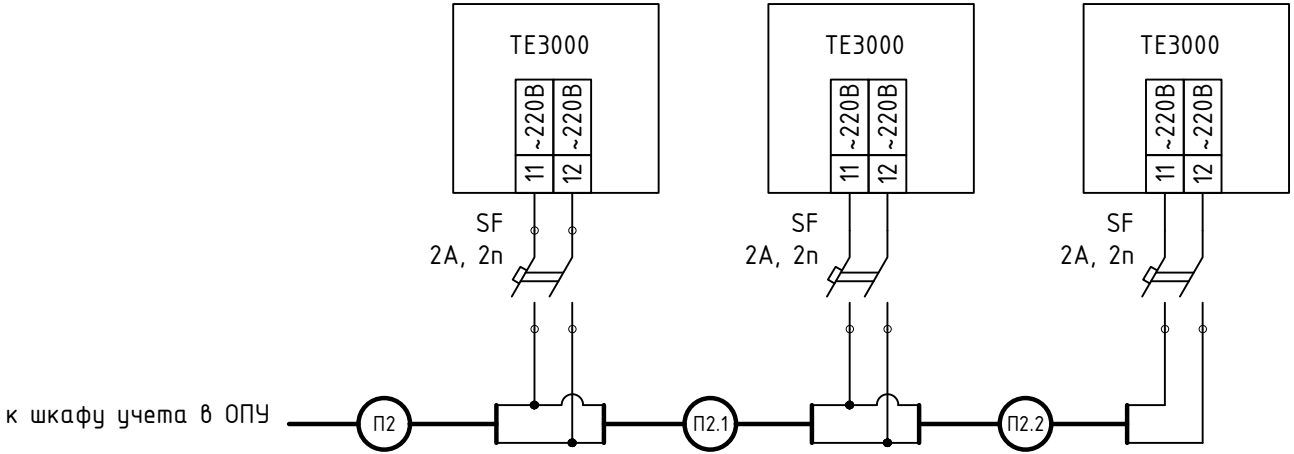


Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
A1	Контроллер SM160-02М ВЛСТ 340.00.000-02М/100Д	1	
A2	Устройство синхронизации времени УСВ-3 ВЛСТ 240.00.000 А2 (в комплекте с антенным блоком, кронштейном крепления и кабелем 30 м)	1	
A3	Блок питания (30 Вт) ВЛСТ 1000.10.002	1	
PIK1 - PIK10	Счетчик электроэнергии ТЕ3000.01	1	
XS1	Розетка на DIN-рейку с заземлением 16А, 250 В	2	
QF1, QF2	Автоматический выключатель 2р 10А, х-ка С	2	
QF3, QF5, QF6	Автоматический выключатель 2р 4А, х-ка С	3	
QF4	Автоматический выключатель 2р 2А, х-ка С	1	
SF	Автоматический выключатель 2р 2А, х-ка С	5	
UG1	ИБП СИПБ1БА.10-11 1000ВА	1	
-	Электронно-механический АВР 8А ATS-3102	1	
-	Кабель питания C13/C14, 10А/250В 3х1,0, длина 1,8м	3	
-	РЕ-шина (панель заземления вертикальная 1000мм/200А)	1	

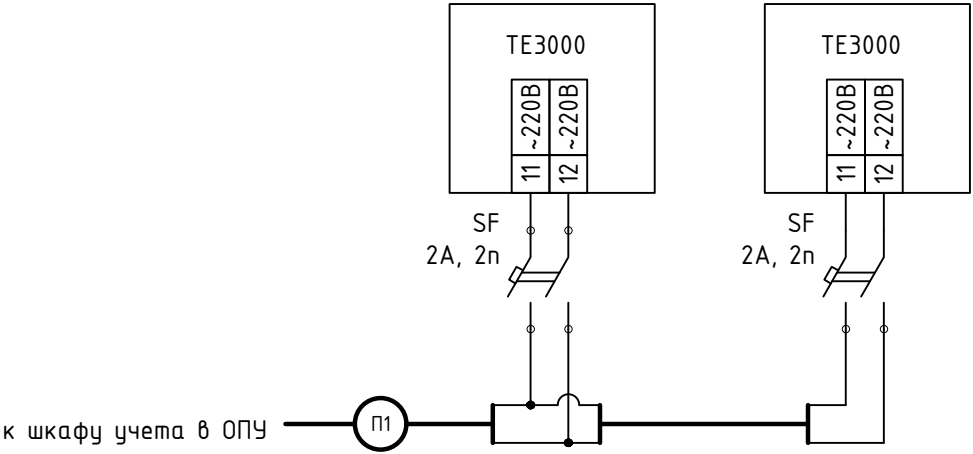
- Примечания:
- Цепи питания и заземления в шкафу учета выполняются заводом-изготовителем;
 - Шкаф учета присоединить к контуру заземления проводом ПуГВнг(А)-LS 1х6.

ЭПЦ-250501-02-ИОС1.5.ГЧЗ					
Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство ответвления от ВЛ 35 кВ					
Находка - Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм ² ориентировочной протяженностью 3,5 км					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бормотов				01.09.25
Н.контр.	Муравьев				01.09.25
ГИП	Васев				01.09.25
Автоматизированная система учёта электроэнергии					Стадия
Лист					П
Листов					1
Схема электропитания					2

Место установки прибора учета	РУ 10 кВ. Яч. 1	РУ 10 кВ. Яч. 3	РУ 10 кВ. Яч. 5
Тип устройства	ТЕ3000.01	ТЕ3000.01	ТЕ3000.01
Наименование ячейки	ОЛ1	Ввод 10 Т-1	ОЛ2



Место установки прибора учета	ОПУ. ЩСН. Шкаф ВН2	
Тип устройства	ТЕ3000.07	ТЕ3000.07
Наименование ячейки	ЩСН. Ввод 0,4 кВ 1 СШ	ЩСН. Ввод 0,4 кВ 2 СШ



Примечания:
 1. Приборы учета, автоматические выключатели монтируются в ячейках на заводе-изготовителе при их производстве.