



ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ"

**Регистрационный номер в реестре СРО П-046-003811125944-0193
от 17 февраля 2011 г.**

Заказчик – Филиал ОА "ИЭСК"

**Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый,
прирост мощности 12 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-
технических мероприятий**

**Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 1. Электротехнические решения**

Том 5.1.1

374/22-22-ИОС1.1

Инв. № _____

Взамен инв. № _____



**Регистрационный номер в реестре СРО П-046-003811125944-0193
от 17 февраля 2011 г.**

**Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый,
прирост мощности 12 МВА)**

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий

Подраздел 1. Система электроснабжения.

Часть 1. Электротехнические решения

Tom 5.1.1

374/22-22-ИОС1.1

Управляющий директор

А.О. Волков

Главный инженер проекта

И.В. Родионов

2026

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Страница
374-22-22-ИОС1 -С	Содержание тома	2
374-22-22-00-СД	Состав проектной документации	4
	Текстовая часть	
374-22-22-00-ИОС1.1	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	6
	1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	6
	2. Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	6
	3. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности	8
	4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	9
	5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	9
	6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	10
	7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии	11
	8. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов. Объем реконструкции. Компоновочные решения	12
	9. Решения по организации масляного и	13

374/22-22-ИОС1.1-С

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО
«ИркутскЭнергоПроект»
г. Иркутск

Копировал

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв № подл.

Изм.	Колич	Лист	Подок	Подпись	Дата
Разработал	Рудых				12.08.26
Проверил	Бурлаков				12.08.26
ГИП	Родионов				12.08.26
Н. контроль	Котова				12.08.26
					12.08.26

	ремонтного хозяйства - для объектов производственного назначения	
	10. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	14
	11. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства	16
	12. Описание системы рабочего и аварийного освещения	22
	13. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва	22
	14. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	22
	15. Перечень использованной нормативной документации	23
	16. Перечень использованной нормативной литературы	26
	Графическая часть	
374-22-22-00-ИОС1.ГЧ, л. 1	Схема электрическая главная ПС (существующая)	28
374-22-22-00-ИОС 1.ГЧ, л. 2	Схема электрическая главная ПС (реконструированная)	29
374-22-22-00-ИОС 1.ГЧ, л. 3	План ПС (существующий)	30
374-22-22-00-ИОС 1.ГЧ, л. 4	План ПС (реконструированный)	31
374-22-22-00-ИОС 1.ГЧ, л. 5	ОРУ 10 кВ на реклоузерах	32
	Приложения	
Приложение А	Задание на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)»	32
Приложение Б	Расчет параметров маслоприемника, маслосборника	

Изм.	Колич.	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1-С	Лист
							2

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
1	374-22-22-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	374-22-22-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3	374-22-22-АР	Раздел 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения.	Раздел не разрабатывается
4	374-22-22-КР	Раздел 4. Конструктивные решения.	
5	374-22-22-ИОС	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
5.1		Подраздел 5.1. Система электроснабжения	
5.1.1	374-22-22-ИОС1.1	Раздел 5.1.1. Электротехнические решения	
5.1.2	374-22-22-ИОС1.2	Раздел 5.1.2 Релейная защита и автоматика	
5.1.3	374-22-22-ИОС1.3	Раздел 5.1.3 Система сбора и передачи информации	
5.1.4	374-22-22-ИОС1.4	Раздел 5.1.4 Учёт электроэнергии	
5.2		Подраздел 5.2. Система водоснабжения	Раздел не разрабатывается
5.3	374-22-22-ИОС3	Подраздел 5.3. Система водоотведения	
5.4		Подраздел 5.4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	Раздел не разрабатывается
5.5	374-22-22-ИОС5	Подраздел 5.5. Сети связи. Решения по подвесу ВОЛС на опорах ВЛ 35 кВ	
5.6		Подраздел 5.6. Система газоснабжения	Не разрабатывается проектом
5.7		Раздел 6. Технологические решения	Раздел не разрабатывается
6	374-22-22-ПОС	Раздел 7. Проект организации строительства.	

374/22-22-СД

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
ООО «ИркутскЭнергоПроект» г. Иркутск		

Копировал

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв № подл.

Изм.	Колич	Лист	Нодок	Подпись	Дата
ГИП		Родионов			12.08.26
Н. контроль		Котова			12.08.26

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
7	374-22-22-ООС	Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды	
8	374-22-22-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
10		Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	Раздел не разрабатывается
10.1		Раздел 10.1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов	Раздел не разрабатывается
10.2	374-22-22-ОВОС	Раздел 10.2. Оценка воздействия на окружающую среду	
11	374-22-22-СМ.	Раздел 12. Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства Часть 2. Объектные сметные расчеты. Локальные сметные расчеты	

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-СД	Лист
							3

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

1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

В административном отношении реконструируемая ПС находится в селе Введенщина Шелеховского района Иркутской области.

В настоящее время электроснабжение ПС 35 кВ Введенщина осуществляется от одной двухцепной ВЛ 35 кВ, запитанной от подстанций Смоленщина (Цепь А) и Индустриальная (Цепь Б).

Шины ЗРУ 10 кВ реконструируемой ПС получают по существующей схеме питание через два трансформатора мощностью по 10 МВА.

Общая установленная мощность силовых трансформаторов до реконструкции составляет 20 МВА.

После реконструкции установленная мощность силовых трансформаторов изменится и составит 2х16 МВА, прирост мощности 12 МВА.

В нормальном режиме трансформаторы работают отдельно.

После реконструкции источники электроснабжения не изменяются.

2. Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В настоящее время на ПС приняты следующие схемы распределительных устройств:

РУ 35 кВ – существующая схема 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Количество двухцепных ВЛ 35 кВ – 1 шт.

РУ 10 кВ – типовая схема №10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Количество отходящих линий 10 кВ – 6 шт. (всего ячеек 14 шт.).

Схема проектируемого ОРУ-10 кВ: одна, секционированная выключателем, система сборных шин (далее - двухсекционное ОРУ).

Существующая однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Введенщина на 2026 г. приведена на чертеже 374/22-22-ОТР.1.ГЧ л. 1, сущ. план приведен на 374/22-22-ОТР.1.ГЧ л. 3.

При реконструкции ПС 35 кВ Введенщина согласно ТЗ на проектирование (приложение А), принимается:

- Замена силовых трансформаторов Т-1 и Т-2. Силовые трансформаторы приняты двухобмоточные 35/10 кВ с мощностью 2х16 МВА типа ТДНС-16000/35 или аналог (с перспективой установки трансформаторов 25 МВА), с РПН, схема и группа соединения обмоток Ун/Д-11, нейтраль трансформаторов на напряжение 35 кВ изолирована;

- В части ОРУ 35 кВ – на вводах питающих ВЛ-35 Индустриальная и ВЛ-35 Смоленщина установка линейных разъединителей ЛР-35 кВ;

- Замена ТТ-35 кВ ячеек 35 кВ В-35 Индустриальная, В-35 Смоленщина, В-35 Т-1, В-35 Т-2, СВ-35 на ТТ с Ктт 600/5;

374/22-22-ИОС1.1

Основные технические
решения.
Система электроснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	11
ООО «ИркутскЭнергоПроект» г. Иркутск		

В соответствии с СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 схема 35-9 является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных выключателей с пружинными приводами. В нормальном режиме секционный выключатель отключен, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Отказ линии или выключателя на ПС приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не приводят к ограничению электроснабжения потребителей из-за достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего напряжения трансформаторов.

Проектируемая схема электрическая принципиальная приведена на чертеже 374/22-22-ИОС1.ГЧ, л. 2, план ПС приведен на чертеже 374/22-22-ИОС1.ГЧ, л. 4;

На всех устанавливаемых разъединителях и их заземлителях предусматриваются двигательные приводы с дистанционным управлением от выносных блоков управления.

Установка разъединителей 35 кВ планируется открыто, на опорные металлические блоки полной заводской с защитой их от коррозии на заводе-изготовителе с применением технологии горячего оцинкования.

Аппаратура управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики, связи и т.д. установлена в существующем блочно-модульном здании ОПУ с внутренними инженерными системами полной заводской готовности.

Устанавливаемые шкафы ШПО планируются преимущественно комплектного заводского изготовления. Монтаж шкафов и блоков управления разъединителями на ОРУ планируется выполнить на металлические отдельно стоящие рамы. Шкафы ШПО имеют навесное исполнение и степень защиты по ГОСТ 14254-96 не ниже IP65.

Для подключения ошиновки к устанавливаемому оборудованию предусматривается применение стандартных аппаратных прессуемых зажимов и сталеалюминевых проводов.

Ответвления от сталеалюминевых проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам предусматриваются опрессовкой.

Для ввода нового оборудования работу предусматривается комплекс пуско-наладочных испытаний в соответствии с гл. 1.8 ПУЭ.

Организация кабельных заходов 35 кВ на ПС Введенщина выполняется с учетом установки новых линейных разъединителей ЛР-35 кВ (в составе ОРУ) и изменения схемы ввода.

С учетом установки линейных разъединителей, проектом предусматривается разделение кабельной трассы 35 кВ на два последовательных участка:

- Участок 1 (Вводной): От существующей концевой опоры ВЛ 35 кВ (Опора № 107) в траншее, через существующий кабельный приямок до проектируемого ЛР-35 кВ.
- Участок 2 (Отходящий): От ЛР-35 кВ до КРУ 35 кВ (вводной шкаф ЗРУ 35 кВ) по существующим ж/б кабельным лоткам.

Заходы 35 кВ выполнены двумя взаиморезервируемыми линиями, выполненными одножильным кабелям марки ПвВнг(А)-LS-35- 1х185/25 с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Связь между КРУ 35 кВ и 10 кВ до трансформатора выполняется кабельная, для подключения кабелей к выводам трансформаторов Т-1, Т-2 применяется провод.

В связи с устройством нового ОРУ 10 кВ на ПС, предусматривается организация кабельных вводов 10 кВ от ЗРУ 10 кВ до распределительного устройства ОРУ 10 кВ.

Копировал

Началом проектируемых кабельных вводов являются ячейки ЗРУ 10 кВ: Ввод 1, яч. 7; Ввод 2, яч.8, ЗРУ 10 кВ. Далее КЛ 10 кВ прокладывается внутри кабельного этажа ЗРУ по существующим конструкциям до кабельных вводов через стену, далее в ж/б канале от здания ЗРУ до оборудования ОРУ 10 кВ. Конец проектируемых кабельных вводов – линейные разъединители ЛР 10 ОРУ 10 кВ.

Кабельные вводы ОРУ 10 кВ предусматриваются двумя взаиморезервируемыми линиями, выполненными одножильным силовым кабелем марки **ПвВнг(А)-LS-10-1х150/25, 2шт. на фазу.**, с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики – отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников. Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса (реконструируемой подстанции) определяются электрическими характеристиками устанавливаемого современного оборудования

Для организации коммерческого учета электрической энергии на проектируемой ОРУ 10 кВ используются встроенные датчики тока и напряжения в реклоузере.

Решения по учёту электрической энергии рассмотрены в томе 374/22-22-ИОС1.2.

3. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Характер нагрузки ПС 35 кВ Введенщина - бытовые потребители.

Суммарная установленная мощность существующих силовых трансформаторов на ПС – 20 МВА (10 МВА – Т-1 и 10 МВА - Т-2).

После реконструкции установленная мощность силовых трансформаторов изменится и составит 2х16 МВА (16 МВА – Т-1 и 16 МВА - Т-2).

Нагрузочные характеристики устанавливаемого оборудования и ошиновки принимаются по длительно допустимым (далее ДДТН) и аварийно-допустимым (далее АДТН) токовым нагрузкам соответствующих присоединений 35 кВ.

Таблица 1. ДДТН и АДТН присоединений 35 кВ

Наименование присоединения	Марка провода ВЛ	Длительно допустимая токовая нагрузка, А при °С		
		Аварийно допустимая токовая нагрузка, А при °С		
		-5°С и ниже	+25°С	+40°С
Ошиновка гибкая	АС-150	581	450	365
		697	540	438
Ошиновка, кабель медный	ПвВнг(А)-LS 3х(185/35)	658	510	413
		790	612	496
Трансформатор Т-1, Т-2 16 МВА (25МВА)	16 МВА (коэф 3.1,4)	ДДТН - 277	ДДТН - 264	ДДТН – 237
		АДТН - 388	АДТН - 370	АДТН - 332

4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при реконструкции ПС 35 кВ Введенщина отвечает требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтпригодности;

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

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист
							3

- сохраняемости;
- режимной управляемости;
- устойчивости;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- наличием двух вводов ВЛ 35 кВ;
- наличием СВ 35 кВ;
- наличием СВ 10 кВ;
- взаиморезервированием силовых трансформаторов;
- применением современного оборудования при реконструкции;
- секционированием распределительных устройств 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ;
- прокладкой кабелей с учетом требований по электромагнитной совместимости;
- применением силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение типа нг(А)-LS.

Критерии надежности схемы ОРУ 35 кВ:

В соответствии с СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 схема 35-9 является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных выключателей с пружинными приводами. В нормальном режиме секционный выключатель отключен, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Отказ линии или выключателя на ПС приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не приводят к ограничению электроснабжения потребителей из-за достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действия автоматического ввода резерва на стороне низшего напряжения трансформаторов.

Качество электроэнергии описывает ГОСТ 32144-2013, который устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей.

Показателем КЭ, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения. Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Согласно ГОСТ 32144-2013, медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Электрическая нагрузка ПС 35 кВ Введенщина относится к бытовым потребителям, что

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	значения. Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии. Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. 5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах Электрическая нагрузка ПС 35 кВ Введенщина относится к бытовым потребителям, что					
Изм.	Колич	Лист	Подок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1		Лист
								4

обуславливает вторую и третью категорию по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.20 ПУЭ Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

Для питания потребителей 1с. 10 кВ в нормальном режиме используется трансформатор Т-1, для питания потребителей 2с. 10 кВ в нормальном режиме используется трансформатор Т-2.

В аварийном режиме при повреждении одной из цепей ВЛ 35 кВ или трансформатора, питание потребителей может осуществляться по второй цепи ВЛ 35 кВ, и оставшегося в работе силового трансформатора.

За счет питания по двум вводам (РУ 10 кВ) и секционированию (РУ 10 кВ) исключена потенциальная возможность полного погашения распределительных устройств 10 кВ.

Аварийными ситуациями на ПС являются повреждения высоковольтного оборудования, потеря собственных нужд и т.д.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силового оборудования и пожарах на ПС предусмотрено:

- Молниезащита (существующая) для защиты устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний и ограничители перенапряжений для защиты от коммутационных перенапряжений;

- установка оборудования с обеспечением технологических разрывов между отдельными электроаппаратами;

- установка новогосовременного оборудования отвечающих требованиям нормативных документов и повышающих надежность электроснабжения и пожарную безопасность.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями вторичных кабелей, проектом предусматривается:

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей (контрольных кабелей) и кабелей разного класса напряжения;

- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение, с индексом нг(А)-LS;

- установка огнепреградительных поясов в кабельных лотках, в местах выхода кабелей из ОПУ, из металлических коробов в железобетонные лотки.

6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А) мероприятия по компенсации реактивной мощности не предусматриваются по данному проекту, т.к. подключение новых потребителей к ПС не предусматривается.

Компенсацию реактивной нагрузки рекомендуется выполнять непосредственно у электроприемников (на распределительных пунктах и ТП 10/0,4 кВ потребителей).

Коэффициент реактивной мощности не должен превышать 0,4, в соответствии с Приказом № 380 от 23.06.15г Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения						
			В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А) мероприятия по компенсации реактивной мощности не предусматриваются по данному проекту, т.к. подключение новых потребителей к ПС не предусматривается. Компенсацию реактивной нагрузки рекомендуется выполнять непосредственно у электроприемников (на распределительных пунктах и ТП 10/0,4 кВ потребителей). Коэффициент реактивной мощности не должен превышать 0,4, в соответствии с Приказом № 380 от 23.06.15г Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств)						
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1			Лист
									5

потребителей электрической энергии».

Управление устанавливаемыми разъединителями 35 кВ предусматривается по месту и дистанционно с выносных блоков управления.

Проектируемая релейная защита выполняется на базе существующих микропроцессорных терминалов, размещенных в панелях в здании ОПУ и в существующих релейных отсеках ячеек КРУН 10кВ.

Подробные решения по системе релейной защиты, автоматике приведены в томе 1-374/22-22-ИОС1.2

Решения по системе сбора и передачи информации приведены в томе 1-374/22-22-ИОС1.3

7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической

Для экономии электроэнергии настоящими решениями предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- снижение плотности тока в электрической сети за счет унификации сечений и применения новых материалов и конструкций проводов и кабелей;
- внедрение интеллектуальных активно-адаптивных систем управления электрической сетью;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами;
- организация автоматизированного технического учета электроэнергии для контроля электропотребления, анализа полученных данных и принятия мер по его снижению.

Обогрев приводов устанавливаемых разъединителей включается автоматически при достижении заданной температуры и настраивается непосредственно в шкафах привода.

Управление разъединителями выполняется как дистанционно от выносных блоков управления, так и по месту от привода.

Автоматизация контроля и управления является одним из важных условий повышения эффективности работы электрических сетей, устойчивости работы оборудования, надежности электроснабжения, уменьшения ошибок персонала, предотвращения повреждений основного оборудования, а также быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных нарушений.

Система управления оборудованием предусматривается с реализацией функций автоматизированного контроля и управления.

Энергосберегающие мероприятия разрабатываются путем применения типовых мероприятий по энергосбережению к выявленным на этапе анализа объектам с наиболее расточительным или неэффективным использованием энергоресурсов.

Данным проектом предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению энергетической эффективности:

- назначение ответственных за контролем расхода энергоресурсов и проведение мероприятий по энергосбережению;
- соблюдение правил эксплуатации энергооборудования;
- установка трансформаторов тока для системы коммерческого и технического учета электроэнергии;
- внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды;
- внедрение нового, более экономичного, электрооборудования;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.
- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	– соблюдение правил эксплуатации энергооборудования; – установка трансформаторов тока для системы коммерческого и технического учета электроэнергии; – внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды; – внедрение нового, более экономичного, электрооборудования; – комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий; – повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации. – проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях; – выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.							
Изм. Колич Лист № док Подпись Дата									374/22-22-ИОС1.1	Лист 6

- Решения по учету электроэнергии приведены в томе 374/22-22-ИОС1.4

5

- Копировал

обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ · А и более.

Проектом предусматривается организация фундаментов и маслоприемников с отводом масла под устанавливаемые силовые трансформаторы.

Маслоотводы обеспечивают отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара: 50% масла и полное количество воды удаляемое не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы выполняются в виде подземных трубопроводов из стальных труб.

Габариты маслоприемника выбраны выступающими не менее 1,5 м от габарита трансформаторов ТДНС-25000/35 (следующие по шкале мощности).

Ремонт и обслуживание технологического оборудования ПС выполняется силами персонала филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети и подрядными организациями.

Целью технического обслуживания и ремонта является поддержание и восстановление качества оборудования электросетевого комплекса, удовлетворяющего нормативным требованиям и позволяющего обеспечивать требуемый уровень надежности объектов путем эффективной организации деятельности.

Сроки и объемы ремонта оборудования ПС устанавливаются в зависимости от его технического состояния, определяемого по результатам осмотров, технического диагностирования. Типовая номенклатура и технология выполнения работ (операций) при проведении ремонтов предусмотрена типовыми технологическими картами на ремонт конкретных видов оборудования, ячеек, секций сборных шин, руководствами по ремонту отдельных видов оборудования.

Основанием для решения о ремонте, замене, модернизации, реконструкции либо техническом перевооружении энергообъекта (оборудования) может являться: физический износ оборудования (в т.ч. отработка назначенного ресурса, результаты экспертизы промышленной безопасности, выход из строя оборудования либо отдельных его элементов); изменение требований законодательства; регламентные сроки ТОиР; показатели энергоэффективности; иные условия (например увеличение подключаемой нагрузки и проч.).

Применяемое в проекте высоковольтное оборудование является мало обслуживаемым, с увеличенным сроком эксплуатации и длительным межремонтным периодом, оснащенное системами диагностики, обеспечивающими возможность перехода на техническое обслуживание и ремонт по техническому состоянию.

10. Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите

Молниезащита

В соответствии с Техническим заданием на проектирование, раздел Молниезащита не разрабатывается.

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 ПС 35 Введенщина относится к специальным объектам с ограниченной опасностью. Для таких объектов минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) устанавливается в пределах 0,9-0,999.

Защита устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии обеспечивается существующими молниеотводами.

В соответствии с техническим заданием на проектирование мероприятия по молниезащите не разрабатываются.

Защита трансформаторов и остального оборудования от коммутационных перенапряжений, согласно п.4.2.133 ПУЭ существующими ограничителями перенапряжений (ОПН).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	В соответствии с Техническим заданием на проектирование, раздел Молниезащита не разрабатывается.						
			В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 ПС 35 Введенщина относится к специальным объектам с ограниченной опасностью. Для таких объектов минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) устанавливается в пределах 0,9-0,999.						
			Защита устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии обеспечивается существующими молниеотводами.						
В соответствие с техническим заданием на проектирование мероприятия по молниезащите не разрабатываются.									
Защита трансформаторов и остального оборудования от коммутационных перенапряжений, согласно п.4.2.133 ПУЭ существующими ограничителями перенапряжений (ОПН).									
						374/22-22-ИОС1.1			Лист
									9
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата				

В соответствии с СО 34.35.311-2004 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов;
- трассы кабелей цепей вторичной коммутации на ОРУ проходят на таком расстоянии от молниеотводов, чтобы исключалась возможность обратного перекрытия изоляции кабелей с земли и защищаются дополнительно шиной уравнивания потенциалов;
- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы системы РЗА, ПА и АСУ ТП выполнено защитное и рабочее заземление устройств;
- для цепей постоянного оперативного тока применяются экранированные кабели.

Экраны кабелей заземлены с двух сторон;

- отдельным кабелем прокладываются следующие линии:

- переменного тока от трансформаторов тока;
- постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
- силовые цепи переменного тока 380/220 В;
- силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам в разных лотках.

Заземление

В сети 35 кВ и 10 кВ используется режим изолированной нейтрали.

В целях выравнивания электрического потенциала около проектируемого оборудования и обеспечения присоединений опорных рам разъединителей к существующему заземляющему устройству, проектом предусматривается укладка дополнительных горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов объединенными между собой в заземляющую сетку.

Так как проектируемые заземлители присоединяются к существующему контуру заземления, то расчет результирующего сопротивления проектной организацией не производится.

Сечение горизонтальных заземлителей контура заземления принято на основании Технического циркуляра №11/2006 от 16.10.2006 (в дополнение к требованиям главы 1.7 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации «РОСЭЛЕКТРОМОНТАЖ») исходя из минимальных размеров: сечение для горизонтальных заземлителей принято 40х5 мм, сечение вертикальных электродов принято 20 мм.

В соответствии с п. 1.7.112. ПУЭ сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ следует выбирать по условию термической стойкости (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя), а также с учетом запаса на коррозию.

Продольные заземлители проложены вдоль осей проектируемого электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Подстанция находится в зоне с II степенью загрязнения атмосферы (СЗА), для которой внешняя наружная подвесная и опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути согласно ГОСТ 9920-89 – 2,25 см/кВ.

Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 для уменьшения уровней помех выполняется дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, прокладываемых в поверхностных железобетонных лотках, путем прокладки горизонтальных заземлителей в железобетонных лотках по всей трассе. Горизонтальный заземлитель должен через каждые 15-20 м присоединяться к заземляющему устройству ПС не менее чем в двух местах, включая начало и конец кабельной трассы.

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка параметров

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	от фундаментов или оснований оборудования.						
			Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли.						
			Подстанция находится в зоне с II степенью загрязнения атмосферы (СЗА), для которой внешняя наружная подвесная и опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути согласно ГОСТ 9920-89 – 2,25 см/ кВ.						
Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 для уменьшения уровней помех выполняется дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, прокладываемых в поверхностных железобетонных лотках, путем прокладки горизонтальных заземлителей в железобетонных лотках по всей трассе. Горизонтальный заземлитель должен через каждые 15-20 м присоединяться к заземляющему устройству ПС не менее чем в двух местах, включая начало и конец кабельной трассы.									
После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка параметров									
						374/22-22-ИОС1.1			Лист
									10
Изм.	Колич	Лист	№док	Подпись	Дата				

заземляющего устройства, согласно СО 34.20.525-00 «МУ по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок».

В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.

В соответствии с п. 8.2.9 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» для местного выравнивания потенциала у оборудования на рабочих местах проектом предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2м с ячейками не более 100х100мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6мм. Сетка присоединена к оборудованию в одном или двух местах. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетается с покрытием из щебня толщиной не менее 10см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2м.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по проектируемой ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84 не требуется.

11. Сведения о типе оборудования, классе проводов, которые подлежат применению при реконструкции объекта капитального строительства. Проверка устанавливаемого оборудования

Таблица 10.1. Токи короткого замыкания

ПС 35 кВ Мельничная Падь	Ток КЗ, кА		
	I^3 (кА)	I^1 (кА)	i_y (кА)
	Расчетный ток		
На шинах 35 кВ	3,54	-	9,03
На шинах 10 кВ	7,15	-	18,23

В
настояще

м проекте основное оборудование и заменяемая ошиновка выбраны по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания и внешним климатическим воздействиям.

Токи короткого замыкания по стороне 35 и 10 кВ приведены в таблице 10.1.

Расчетные токи короткого замыкания по стороне 35 и 10 кВ приведены в 374/22-22-ИОС1.2 «Основные технические решения. РЗА, ТМ, АИИСКУЭ».

Предлагаемые типы основного оборудования указаны на схеме электрической главной (чертеж 374/22-22-ИОС1.ГЧ, л.2).

Устанавливаемое оборудование на ОРУ 35 кВ планируется, преимущественно комплектного заводского изготовления, устанавливаемого на металлических блоках заводской готовности. Металлические блоки под оборудование защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего оцинкования.

Компоновка и конструкция распределительных устройств обеспечивают возможность проведения ремонта аппаратов с применением специальной техники (автокранов, гидроподъемников), а также позволяют выполнять работы без снятия напряжения с соседних присоединений. Обеспечивается проезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ и пожарных машин для тушения пожара.

План ПС приведен на чертеже 374/22-22-ИОС1.1.ГЧ л. 4.

ОРУ 10 кВ представляет собой распределительное устройство с гибкой ошиновкой. Все

Изм.	Колич.	Лист	Недок.	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист	
								11
Взам. инв №	Подп. и дата	Инв № подл.						

оборудование устанавливается на металлических конструкциях с горячим оцинкованием, с креплением на железобетонных стойках.

Монтаж ОРУ 10 кВ, 3 и 4 СШ 10 кВ предусматривается на базе реклоузеров 10 кВ (по 3 шт. на секцию) на стойках с автоматической секционированной перемычкой.

В качестве коммутационных и защитных аппаратов применяются реклоузеры.

По конструкции ОРУ 10 кВ реализуется по схеме: Одна, секционированная выключателем, система сборных шин (далее - двухсекционное ОРУ).

ОРУ 10 кВ выполняется с номинальным током гибких шин не менее 1000А. Компонировка ОРУ в целом предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации.

Исполнение шинных мостов 10 кВ предлагается выполнить проводами марки АС что экономически выгоднее и позволит избежать сложной конфигурации жестких шинных мостов, т.к. существующее ЗРУ 10 кВ по конструктивным особенностям имеет проходные изоляторы в крыше ячеек для подключения гибких проводов.

Проверка основного устанавливаемого оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования» и сведена в таблицу 10.2.

Аппараты первичных цепей удовлетворяют следующим требованиям:

- соответствию окружающей среды;
- необходимой прочности изоляции для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимому нагреву токами длительных режимов;
- стойкости в режиме короткого замыкания;

В длительном режиме надежная работа электрических аппаратов, обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме КЗ надежная работа обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условием термической и электродинамической стойкости.

Для выключателей добавляется условие выбора их по отключающей способности.

Проверка существующей ошиновки РУ 35, 10 кВ по расчетным условиям

Сечение гибкой ошиновки 35 кВ принято **АС-150** по мощности устанавливаемых трансформаторов исходя из аварийного режима, при котором отключен один трансформатор, а также с учетом сечения проводов питающей ВЛ 35 кВ. Таким образом максимальный ток рассчитан с учетом перегрузочной способности трансформатора (СТО 56947007-29.240.10.028-2017 п 7.3).

Через ошиновку РУ 35 кВ может протекать следующий ток:

$$I_{р.м.(35кВ)} = \frac{k_3 \cdot S_{мп}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{1,2 \cdot 16000}{\sqrt{3} \times 35} = 317,1А$$

Допустимый длительный ток для провода АС-150 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29.) составляет 450А.

Условие проверки ошиновки по длительно допустимому току: $I_{дл.д.} \geq I_p$,

Таким образом $450А > 317,1А$

Допустимый длительный ток для кабеля **ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)** составляет 466А.

Условие проверки ошиновки по длительно допустимому току: $I_{дл.д.} \geq I_p$,

Таким образом $466А > 317,1А$. **Выполняется**

Сечение ошиновки 35 кВ удовлетворяет требованию по длительно допустимому току.

Проверка провода по термической стойкости:

$$q_{min(35кВ)} = I_{К.З} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.с.} + T_a}}{C_{тер}} = 2730 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,03 + 0,1}}{90} = 24,08 мм^2 < 185 мм^2$$

Сечение провода удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ.

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист	
								12

Шинный мост 10 кВ от трансформатора до ЗРУ 10 кВ выполнен гибкой ошиновкой (проводами) с переходом в кабель.

Сечение существующей гибкой ошиновки 10 кВ принято проводами - **2х(А 150)**.

Сечение и тип существующего кабеля 10 кВ - ПвВнг(А)-LS-35 2(3х(1х150/25))

Через ошиновку РУ 10 кВ может протекать следующий ток:

$$I_{p.m.(10кВ)} = \frac{k_3 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{1,2 \cdot 16000}{\sqrt{3} \times 10} = 1109,83 \text{ А}$$

Допустимый длительный ток для провода А 150/27 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29.) составляет 450А.

Условие проверки ошиновки по длительно допустимому току: $I_{дл.д.} \geq I_p$,

Таким образом **450х2=900 А < 1109,83 А. Не выполняется**

Существующая гибкая ошиновка не проходит по допустимому длительному току.

Допустимый длительный ток для кабеля ПвВнг(А)-LS-35 2(3х(1х150/25)) составляет 416А.

Таким образом **416х2=832 А < 1109,83 А. Не выполняется**

Сечение существующих проводников шинных мостов не проходят по допустимому длительному току.

Принимаем гибкую ошиновку сечением **2х АС300/39**

Допустимый длительный ток для провода А 300/39 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29.) составляет 710А.

Условие проверки ошиновки по длительно допустимому току: $I_{дл.д.} \geq I_p$,

Таким образом **710х2=1420 А > 1109,83 А. Выполняется**

Принимаем кабель **ПвВнг(А)-LS-10 2(3х(1х630/95))**

Допустимый длительный ток для кабеля ПвВнг(А)-LS-10 2(3х(1х630/95)) составляет 762А

Таким образом **762х2=1524 А > 1109,83 А. Выполняется**

Кабельные вводы ОРУ 10 кВ **ПвВнг(А)-LS-10-2(3х(1х150/25))**

Через выключатель ЗРУ 10 кВ может протекать ток 600А.

Допустимый длительный ток для кабеля **ПвВнг(А)-LS-10-2(3х(1х150/25))** составляет 450А.

Таким образом **450х2=900А > 600 А. Выполняется**

Проверка кабеля 10 кВ ПвВнг(А)-LS-10 2(3х(1х630/95)) на термическую стойкость при КЗ.

$$q_{min(10кВ)} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{p.з.} + t_{o.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 7148 \cdot \frac{\sqrt{2,57 + 0,03 + 0,1}}{140} = 83,9 \text{ мм}^2 < 1260 \text{ мм}^2$$

Проверка кабеля 10 кВ ПвВнг(А)-LS-10 2(3х(1х150/25)) на термическую стойкость при КЗ.

$$q_{min(10кВ)} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{p.з.} + t_{o.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 7148 \cdot \frac{\sqrt{2,57 + 0,03 + 0,1}}{140} = 83,9 \text{ мм}^2 < 300 \text{ мм}^2$$

Проверка провода 2х АС300/39 на термическую стойкость при КЗ.

$$q_{min(10кВ)} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{p.з.} + t_{o.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 7148 \cdot \frac{\sqrt{2,57 + 0,03 + 0,1}}{90} = 130,5 \text{ мм}^2 < 600 \text{ мм}^2$$

Проверка кабеля 35 кВ на возгорание при протекании токов КЗ Согласно Цирюляру Ц-02-98:

Кабель 35 кВ (Тип: ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35))

Исходные данные:

- Ток трехфазного КЗ на шинах 35 кВ: $I_{кз}=3,54 \text{ кА}$.
- Время отключения резервной защиты: $t=2,0 \text{ с}$.

Взам. инв №	$q_{min(10кВ)} = I_{КЗ} \cdot \frac{\sqrt{t_{п.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 7148 \cdot \frac{\sqrt{2,57 + 0,03 + 0,1}}{140} = 83,9_{мм^2} < 300_{мм^2}$ Проверка провода 2х АС300/39 на термическую стойкость при КЗ. $q_{min(10кВ)} = I_{КЗ} \cdot \frac{\sqrt{t_{п.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 7148 \cdot \frac{\sqrt{2,57 + 0,03 + 0,1}}{90} = 130,5_{мм^2} < 600_{мм^2}$					
	Подп. и дата	Проверка кабеля 35 кВ на невозгорание при протекании токов КЗ Согласно Цирюляру Ц-02-98: Кабель 35 кВ (Тип: ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)) Исходные данные: • Ток трехфазного КЗ на шинах 35 кВ: Iкз=3,54 кА. • Время отключения резервной защиты: t=2,0 с.				
Инв № подл.						
	374/22-22-ИОС1.1					
						Лист
						13
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	

- Копировал

3 Коэффициент К (тепловое воздействие), определяется по формуле:

$$S=630 \text{ мм}^2: \kappa = \frac{(b \cdot I_{\text{кз}}^2 \cdot t)}{S^2} = \frac{(19,58 \cdot 7,15^2 \cdot 2)}{630^2} = 0,00505$$

$$S=150 \text{ мм}^2: \kappa = \frac{(b \cdot I_{\text{кз}}^2 \cdot t)}{S^2} = \frac{(19,58 \cdot 7,15^2 \cdot 2)}{150^2} = 0,0089$$

Проверка:

Предельно допустимая температура невосгорания составляет **350 °C**

S=630 мм²: 56,23°C ≤ 350°C.

S=150 мм²: 41,35°C ≤ 350°C.

Сечение проводников удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ.

Таблица 10.2 Проверка основного оборудования и ошиновки по номинальным характеристикам

Обозначение оборудования и ошиновки	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
РУ 35 кВ			
По номинальному напряжению:	$U_{\text{уст}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
Трансформатор тока: Ун=35 кВ, Ктт=600/5. Ин=600А, Ит.с.=16 кА. Ид.с.= 41кА,	35	35	35=35
Разъединитель трехполюсный: Ун=35 кВ, Ин=1000 А, Ит.с.=20 кА, Ид.с.=50 кА	35	35	35=35
Ошиновка гибкая ОРУ: Ун=35 кВ Ин=1000А, Ит.с=25 кА, Ид.с.= 63кА	35	35	35=35
Кабель ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)	35	35	35=35
По максимальному току:	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Трансформатор тока: Ун=35 кВ, Ктт=600/5. Ин=600А, Ит.с.=16 кА. Ид.с.= 41кА	317,1	600	317,1<600
Разъединитель трехполюсный: Ун=35 кВ, Ин=1000 А, Ит.с.=20 кА, Ид.с.=50 кА	317,1	1000	317,1<1000
Ошиновка гибкая ОРУ: Ун=35 кВ Ин=1000А, Ит.с=25 кА, Ид.с.= 63кА	317,1	1000	317,1<1000
Кабель ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)	317,1	450	317,1<450
По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток):	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{дин(амлт)}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин(амлт)}}$
Трансформатор тока: Ун=35 кВ, Ктт=600/5. Ин=600А, Ит.с.=16 кА. Ид.с.= 41кА	8,15	41	8,15<41
Разъединитель трехполюсный: Ун=35 кВ, Ин=1000 А, Ит.с.=20 кА, Ид.с.=50 кА	8,15	50	8,15<50
По термической стойкости:	B_K	B_T	$B_K \leq B_T$
Трансформатор тока: Ун=35 кВ, Ктт=600/5. Ин=600А, Ит.с.=16 кА. Ид.с.= 41кА	31,44	256	31,44<256
Разъединитель трехполюсный: Ун=35 кВ, Ин=1000 А, Ит.с.=20 кА, Ид.с.=50 кА	31,44	1200	31,44<1200
Ошиновка гибкая ОРУ: Ун=35 кВ Ин=1000А, Ит.с=25 кА, Ид.с.= 63кА.	31,44	1875	31,44<1875
Кабель ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)	31,44	625	
ОРУ 10 кВ			
По номинальному напряжению:	$U_{\text{уст}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
Выключатель вакуумный (ввод): Ун=10 кВ, Ин=2000 А, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20 кА	10	10	10=10
Трансформатор тока: Ун=10 кВ, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20, кА Кт=2000/5, Кт=400/5, Кт=300/5, Кт=150/5	10	10	10=10
Гибкая ошиновка 10 кВ: Ин=1000А, Ит.с=20 кА, Ид.с.= 50	10	10	10=10

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

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата
------	-------	------	-------	---------	------

374/22-22-ИОС1.1

Лист

15

кА.			
Кабель ПВВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)	10	10	10=10
По максимальному току:	$I_{\max}, A$	$I_{\text{ном}}, A$	$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$
Выключатель вакуумный (ввод): Ун=10 кВ, Ин=630 А, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20 кА	450	630	450<630
Трансформатор тока: Ун=10 кВ, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20, кА Кт=2000/5, Кт=400/5, Кт=300/5, Кт=150/5	450	600	450<600
Гибкая ошиновка ОРУ 10 кВ: Ин=1000А, Ит.с=20 кА, Ид.с.= 50 кА.	450	1000	450<1000
Кабель 10 кВ ПВВнг(А)-LS-10 2(3х(1х630/95))	450	1109,83	450<1109,83
Кабель 10 кВ ПВВнг(А)-LS-10 2(3х(1х150/25))	450	1109,83	450<1109,83
По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток):	$i_{y\partial}, \kappa A$	$i_{\text{дин(ампл)}}, \kappa A$	$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин(ампл)}}$
Выключатель вакуумный (ввод): Ун=10 кВ, Ин=630 А, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20 кА	18,2	50	18,2<50
Трансформатор тока: Ун=10 кВ, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20, кА Кт=2000/5, Кт=400/5, Кт=300/5, Кт=150/5	18,2	50	18,2<50
Гибкая ошиновка 10 кВ: Ин=1000А, Ит.с=20 кА, Ид.с.= 50 кА	18,2	50	18,2<50
По термической стойкости:	B_K	B_T	$B_K \leq B_T$
Выключатель вакуумный (ввод): Ун=10 кВ, Ин=630 А, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20 кА	59,27	1200	59,27<1200
Трансформатор тока: Ун=10 кВ, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20, кА Кт=2000/5, Кт=400/5, Кт=300/5, Кт=150/5	59,27	400	59,27<400
Гибкая ошиновка 10 кВ: Ин=1000А, Ит.с=20 кА, Ид.с.= 50 кА	59,27	1200	59,27<625
Кабель 10 кВ ПВВнг(А)-LS-10 2(3х(1х630/95))	59,27	625	59,27<625
Кабель 10 кВ ПВВнг(А)-LS-10 2(3х(1х150/25))	59,27	625	59,27<625
По току отключения выключателя:	$I_{K3}, \kappa A$	$I_{\text{откл.выкл.}}, \kappa A$	$I_{K3} \leq I_{\text{откл.выкл.}}$
Выключатель вакуумный (ввод): Ун=10 кВ, Ин=630 А, Ит.с.=20кА, Ид.с.= 50кА, Иоткл.=20 кА	7,148	20	7,148<20

35 кВ

Для проверки устанавливаемого оборудования используем следующие формулы:

Для проверки устанавливаемого оборудования используем следующие формулы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 3,540 \cdot 1,63 = 8,15 \text{ кА},$$

где: $i_{y\partial}$ – ударный ток в начальный момент времени;

I_K – максимальный трехфазный ток КЗ (периодическая составляющая);

K_y – ударный коэффициент (1,63 на стороне 35 кВ и 1,8 на стороне 10 кВ).

$$B_T = I_T^2 \cdot t_T, \kappa A^2 \cdot c,$$

где B_T – интеграл Джоуля при КЗ;

I_T – ток термической стойкости;

t_T – время термической стойкости электрического аппарата.

$$B_{T(B)} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для выключателя 35 кВ;}$$

$$B_{T(P)} = 20^2 \cdot 1 = 1200 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для разъединителя 35 кВ;}$$

$$B_{T(\Pi)} = 25^2 \cdot 1 = 625 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для гибкой ошиновки и кабеля 35 кВ;}$$

Оборудование 10 кВ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 7,148 \cdot 1,8 = 18,2 \text{ кА},$$

$$B_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для линейных выключателей вакуумных ОРУ 10 кВ;}$$

$$B_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для трансформаторов тока ОРУ 10 кВ;}$$

$$B_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \kappa A^2 \cdot c \text{ - для разъединителей 10 кВ.}$$

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

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата
------	-------	------	-------	---------	------

374/22-22-ИОС1.1

Лист

16

$$B_T = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{для разъединителей 10 кВ.}$$

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{o.v.} + T_a)$$

где B_K – нормированный интеграл Джоуля электрического аппарата для условий КЗ;

I_K – максимальный трехфазный ток КЗ (периодическая составляющая);

$t_{p.z.}$ – время срабатывания релейной защиты;

$t_{o.v.}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, в зависимости от места его возникновения.

Согласно ПУЭ 7-ое изд., п. 1.3.28. Проверке по экономической плотности тока не подлежат сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений.

Расчетный ток:

В качестве расчётного тока для проверки оборудования принят максимальный ток силового трансформатора с учетом его допустимой перегрузки.

Выводы:

Согласно вышеприведенным расчетам, устанавливаемое оборудование и проектируемая ошиновка, соответствует расчетным токам КЗ и длительно допустимому току нагрузки.

Устанавливаемое оборудование не ограничивает пропускную способность подключенных к РУ 35 кВ ВЛ 35 кВ и силовых трансформаторов.

12. Описание системы рабочего и аварийного освещения

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации система рабочего и аварийного освещения данным проектом не разрабатывается.

13. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А) установка дополнительных и резервных источников электроэнергии проектом не предусматривается.

В нормальном режиме работы сети 35 кВ основным источником питания ПС 35 кВ Введенщина питается по двум цепям ВЛ-35 кВ: по I секции шин — от РУ 35 кВ ПС 35 кВ Смоленщина, по II секции шин — от РУ 35 кВ ПС 35 кВ Индустриальная.

Для питания потребителей в аварийных режимах схемой электрических соединений в существующем ЗРУ 10 кВ предусмотрено секционирование распределительного устройства 10 кВ.

Для питания потребителей в аварийных режимах схемой электрических соединений проектируемого ОРУ 10 кВ предусматривается секционирование распределительного устройства 10 кВ.

В существующем щите ЩСН предусмотрен автоматический ввод резерва на секционном выключателе 0,4 кВ.

14. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для обеспечения электроснабжения электроприемников на реконструируемой ПС 35 кВ Введенщина предусмотрены следующие мероприятия:

- взаиморезервирование распределительных электрических сетей 35 кВ – наличие 2-х вводов от 2-х цепей: ВЛ 35 кВ Смоленщина-Введенщина;

Взам. инв №		10 кВ.						
Подп. и дата		Для питания потребителей в аварийных режимах схемой электрических соединений проектируемого ОРУ 10 кВ предусматривается секционирование распределительного устройства 10 кВ.						
Инв № подл.		В существующем щите ЩСН предусмотрен автоматический ввод резерва на секционном выключателе 0,4 кВ.						
		14. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии						
		Для обеспечения электроснабжения электроприемников на реконструируемой ПС 35 кВ Введенщина предусмотрены следующие мероприятия:						
		- взаиморезервирование распределительных электрических сетей 35 кВ – наличие 2-х вводов от 2-х цепей: ВЛ 35 кВ Смоленщина-Введенщина;						
							374/22-22-ИОС1.1	Лист
								17
Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- взаиморезервируемые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2;
- секционирование в ЗРУ 10 кВ сборных шин 10 кВ (существующее);
- секционирование в ОРУ 10 кВ распределительного устройства 10 кВ (проектируемое);
- резервирование секций шин 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ (существующее).

15. Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств

Современные устройства РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ и связи, основанные на МП элементах, имеют широкие функциональные возможности и ряд других преимуществ перед электромеханическими устройствами. Однако, в отличие от них, современные устройства обладают одним существенным недостатком, заключающимся в повышенной чувствительности к электромагнитным помехам. Электрические подстанции являются мощными источниками электромагнитных помех, поэтому для нормального функционирования современных устройств необходимо обеспечивать их ЭМС с ЭМО на энергообъектах.

Попытки использования МП аппаратуры без усиления электромагнитной защиты МП систем и цепей их коммутации часто приводят к возникновению неисправностей:

- пробой изоляции;
- выгорание монтажа;
- повреждение элементов МП;
- сбой в работе и ложная работа систем РЗА;
- связи и управления.

Для обеспечения нормального функционирования МП требуется выполнение следующих условий:

- на энергообъектах уровни полей и помех, воздействующих на МП аппаратуру, не должны превышать значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств;

- уровни разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимых значений;

- электронные устройства должны проходить испытания на помехоустойчивость по классам жесткости испытаний, определяемым соответствующими государственными и отраслевыми нормативными документами для применения на энергообъектах со свойственной им жесткой ЭМО.

Устанавливаемое оборудование ПС 35 кВ Мельничная Падь является источником электромагнитных полей и помех, поэтому для нормального функционирования современных устройств в настоящем проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их электромагнитную совместимость с электромагнитной обстановкой. При этом достигается не превышение уровней полей и помех, воздействующих на электронные и микропроцессорные устройства и их коммуникации, значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств.

В соответствии с РД 34.20.116-93 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов, терминалов защит и т. д.;
- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы систем с МП оборудованием на ПС выполнено защитное и рабочее заземление устройств;
- для цепей переменного тока трансформаторов тока и напряжения и цепей постоянного (переменного) оперативного тока применяются экранированные кабели;
- отдельным кабелем прокладываются сети связи:
- переменного тока от трансформаторов тока;

Взам. инв №		электронные и микропроцессорные устройства и их коммуникации, значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств.					
Подп. и дата		В соответствии с РД 34.20.116-93 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:					
Инв № подл.		- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов, терминалов защит и т. д.; - для обеспечения электробезопасности и нормальной работы систем с МП оборудованием на ПС выполнено защитное и рабочее заземление устройств; - для цепей переменного тока трансформаторов тока и напряжения и цепей постоянного (переменного) оперативного тока применяются экранированные кабели; - отдельным кабелем прокладываются сети связи: • переменного тока от трансформаторов тока;					
						374/22-22-ИОС1.1	Лист
							18
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата		

- Копировал

напряжения, цепей управления с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ.

Для обеспечения условий отсутствия обратного перекрытия на цепи вторичной коммутации с ЗУ при ударе молнии следует отнести все вторичные кабели на расстояние не менее 1 м от контура ЗУ, порталов и молниеотводов.

Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам. При прокладке их по одной трассе в соответствии с п. 9.2.9 СТО 56947007-29.240.044-2010 расстояние от контрольного кабеля должно быть не менее:

0,25 м — для силовых кабелей 0,4 кВ, ток КЗ в которых не превышает 1 кА, не используемых для питания потребителей на молниеотводах;

0,60 м — для силовых кабелей до 1 кВ;

1,20 м — для силовых кабелей выше 1 кВ.

Снижение указанных расстояний не допускается.

При установке на конструкциях с молниеотводами светильников или прочего электрооборудования напряжением до 1000 В необходимы мероприятия по защите цепей электропроводки от грозовых повреждений во избежание выноса высокого потенциала на контур заземления ОРУ и в цепи вторичной коммутации. Электропроводку прокладывать в металлической трубе на всем протяжении от электрооборудования на конструкции с молниеотводом до места присоединения к контуру заземления ОРУ и ввода в кабельный канал. В месте ввода в кабельный канал трубу с кабелем следует присоединить к контуру заземления ОРУ и соединить с оболочками других кабелей.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы систем с МП оборудованием выполняются защитное и рабочее заземление устройств этих систем. Защитное заземление выполняется путем присоединения всех шкафов, панелей и корпусов МП устройств к закладным протяженным элементам (полосам, швеллерам), проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства. Для снижения входного сопротивления рабочего заземления закладные элементы, проложенные в полу, для каждого ряда панелей должны быть соединены между собой на сварке по концам и в промежуточных точках с шагом 4-6 метров стальной полосой сечением не менее 100 мм².

Рабочее заземление систем РЗА и ПА допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств РЗА и ПА.

Рабочее заземление систем АСУ ТП выполняется согласно требованиям, предъявляемым к рабочим заземлениям вычислительных комплексов.

Аппаратура связи должна быть присоединена к заземляющему устройству здания посредством изолированного заземляющего проводника. Заземляющий проводник должен быть изготовлен из меди и иметь сечение не менее 60 мм. Заземляющий проводник присоединяют, с одной стороны, к главной заземляющей шине вводного распределительного устройства здания (щита собственных нужд), гальванически связанной металлоконструкциями здания. С другой стороны, заземляющий проводник присоединяют к установленной в аппаратной шине заземления аппаратуры связи.

Блоки аппаратуры связи должны присоединяться к главной заземляющей шине ОПУ посредством заземляющих перемычек. Все металлические лотки телекоммуникационной кабельной системы, расположенные в ОПУ, должны быть присоединены шлейфами к шине заземления ОПУ.

Шина заземления распределительного щитка аппаратуры связи, получающей питание от сети переменного тока, или ее корпус, должны быть соединены шлейфом с шиной заземления ОПУ.

Система заземления электрических сетей переменного тока 0,4 кВ в помещении ОПУ должна удовлетворять требованиям TN-S системы, т. е. не допускается применение

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв № подл.							Лист
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1			20

объединенного защитного и нулевого рабочего PEN-проводника.

Заземление устройств оборудования обработки информации выполняют в соответствии с ГОСТ Р 50571.21 и ГОСТ Р 50571.22.

Качество соединений оборудования с заземляющим устройством проверяется измерением переходного сопротивления с выдачей протокола проверки металlosвязи.

Электромагнитную совместимость необходимо выполнить с обеспечением требований документов, в частности информационного письма ЦДУ ЕЭС России от 22.11.2001 №91 «Рекомендации по подключению аналоговых и дискретных сигналов к регистраторам аварийных событий и его пуску при аварийных нарушениях, а ЭЭС», информационного письма ОАО «ФСК ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72.

После завершения пусконаладочных работ должно быть проведено инструментальное обследование заземляющего устройства и электромагнитной обстановки. Диагностику заземляющего устройства проводят в соответствии с РД 153-34.0-20.525-00. Необходимо провести диагностику обеспечения ЭМС в соответствии с СО 34.35.311-2004. По результатам диагностики ЭМО должны быть оформлены соответствующие протоколы и сделано заключение о выполнении условий ЭМС для вторичного оборудования и систем связи по всем видам электромагнитных воздействий.

Для защиты от статического электричества необходимо применять антистатические линолеумы, настилы, коврики, а также антистатическую одежду и обувь. Необходимо также предусмотреть применение кистевых браслетов с шарнирным контактом и заземляющим кордом, присоединяемым к заземляющему устройству.

16. Перечень использованной нормативной документации

1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ;
2. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ;
3. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ;
4. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ;
5. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ;
6. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ;
7. Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ;
8. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;
9. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33 (действующая редакция 2019 года);
10. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ, (редакция, действующая с 31 июля 2025 года);
11. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" (с изменениями от 2 июля 2013 г.);
12. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (ред. от 27.05.2022г) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 от 20.12.2007 «Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;
12. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 от 16.06.2010 «Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» № 87 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;
13. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 от 25.08.2017 «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;
14. Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. ПП РФ от 16.02.2008г. №87);
15. Правила устройства электроустановок (действующее издание);

Инв № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	безопасности зданий и сооружений" (с изменениями от 2 июля 2015 г.);									
			12. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (ред. от 27.05.2022г) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;									
			11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 от 20.12.2007 «Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;									
12. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 от 16.06.2010 «Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» № 87 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;												
13. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 от 25.08.2017 «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;												
14. Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. ПП РФ от 16.02.2008г. №87);												
15. Правила устройства электроустановок (действующее издание);												
						374/22-22-ИОС1.1						Лист
												21
Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата							

374/22-22-ИОС1.1

16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
17. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);
18. СНиП 11-01-95 от 01.07.1995 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации;
19. ГОСТ Р 21.1101-2013 от 01.01.2014 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
20. ГОСТ Р 55105-2012 от 01.07.2013 «Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно- диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
21. ГОСТ Р 55438-2013 от 01.04.2014 «Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно- диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования»;
22. ГОСТ Р 56302-2014 от 01.09.2015 «Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;
23. ГОСТ Р 56303-2014 от 01.09.2015 «Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению»;
24. ГОСТ Р 32144-2013 от 01.07.2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
25. СТО 59012820.29.020.009-2016 30.12.2016 «Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования».
26. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.
27. СТО 59012820.29.020.002-2012 от 28.04.2012 «Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации».
28. Предварительный национальный стандарт Российской Федерации ПНСТ 282-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 1. Общие технические условия».
29. Предварительный национальный стандарт Российской Федерации ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».
30. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист	
								22

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

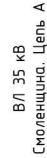
Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

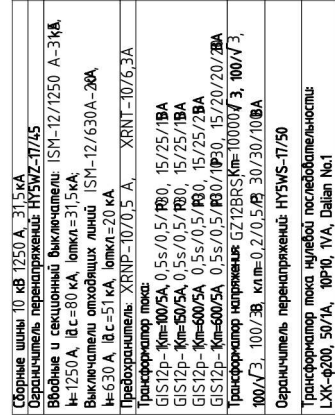
Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист

Изм.	Колич	Лист	№ док	Подпись	Дата	374/22-22-ИОС1.1	Лист



Ограничитель перенапряжений: ОПН-35/4,0/5-10/(650) 9ХЛ.
Сборные шины 35 кВ 1250 А 31,5кА
Ограничитель перенапряжений: НУ5WZ-51/134
Выключатель ЗАТ-40,5/1250А-31,5кА,
Ис=1250 А, Ис=80 кА, токИс=31,5кА
Преобразователь ХБРП-4,0/5,0/5А
Трансформатор тока
GIS40 5R5kV-MP-200/5A, 0,5s/0,5/10P30, 15/15/15/15/5BA
GIS40 5R5kV-MP-200/5A, 0,2s/0,5/10P30/10P30, 15/15/15/15/5BA
GIS40 5R5kV-MP-200/5A, 0,5/10P 30, 25/25 BA
Трансформатор напряжения: GZ40 5R5,
МВ=35000/√3, 100/√3, 100/√3, 100/√3,
кВт=0,2/0,5/3Р 25/30/108ВА (каждая фаза)
Ограничитель перенапряжений: НУ5WZ-51/134

Силовой преобразователь:
SFZ11-6300/36,5,
РПН (36,5±4х2,5%)/10,5,
У₁/Д-11, U_{кз}(Вн-Нн)=7,5% Р_{кз}=37 кВт

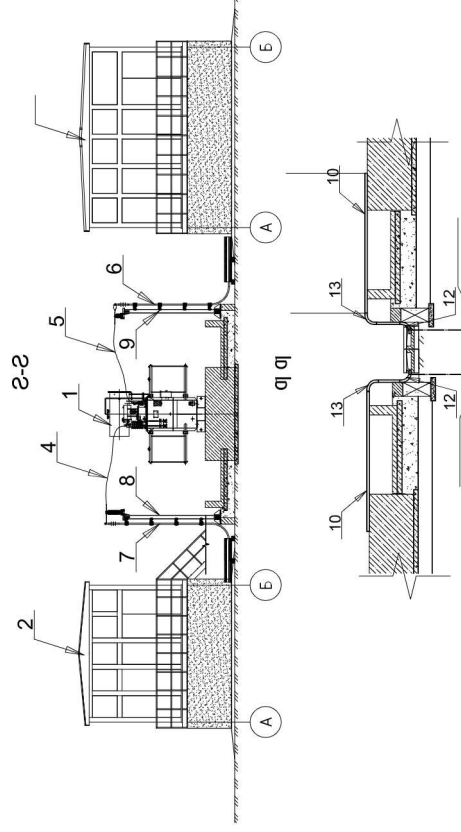


Отдельно стоящий шкаф ТЧН серии TGOODc силовым трансформатором: SC10-100/10/0,4.

Ограничитель перенапряжений: ОПН-10/12,7-10/650(III) УХЛ.

Инд. № подл.	Подписи и дата

Инженерная собственность ООО "Иркутск-ЭнергоПроект"									
374/22-22-ИЭС.11.ГЧ									
Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)									
Изм.	Колуч	Лист	Итого	Подп.	Дата				
Ра.арб.			Рудяков		14.08.2025				
Проверил			Бурлаков		14.08.2025				
ГИП И. контр.			Радионов Котлова		14.08.2025				
Электротехнические решения						1			
Схема электрическая главная ПС (судетствующая)									
ИРКУТСК-ЭНЕРГОПРОЕКТ									

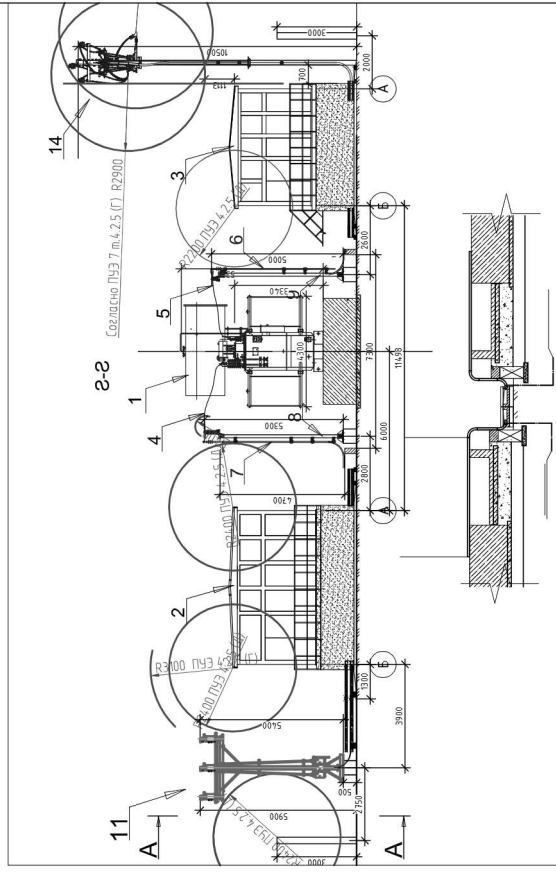
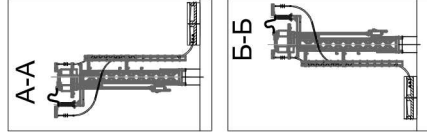
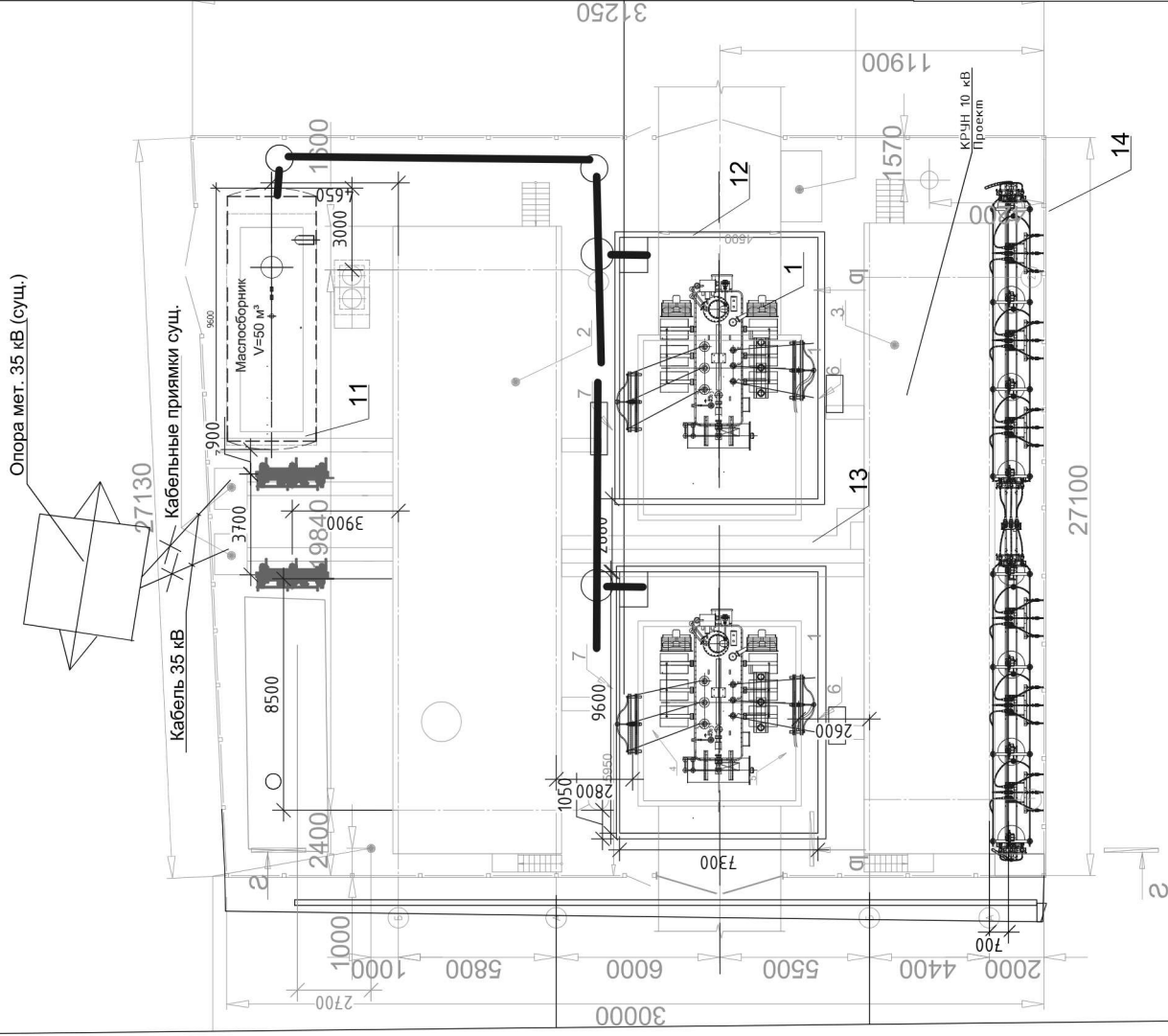
[illegible]

Ведомость монтируемого оборудования
(показано синим цветом)

№№ поз.	Наименование	Кол-во
1	Силовой тр-р 16МВА 35/10,5кВ	2
2	Блочно-модульное здание ЗРУ 35 кВ	1
3	Блочно-модульное здание ЗРУ 10 кВ	1
4	Провод алюминиевый А150 35 кВ	к-т
5	Провод алюминиевый 2ХА300 10 кВ	к-т
6	Кабель с оболочкой из ПВХ пластика, не распространяющий горение на протяжении 10 кВ ПВВнг(A)-LS-10 2(3х1х630/95)]	к-т
7	Кабель с оболочкой из ПВХ пластика, не распространяющий горение на протяжении 35 кВ ПВВнг(A)-LS-35 3х(1х185/35)]	к-т
8	Блок опорных изоляторов 35 кВ	2
9	Блок опорных изоляторов 10кВ	2
10	Маслосборник 50м³	1
11	Блок разъединителя 35 кВ	2
12	Маслоприемник	2
13	Ж/б лотки (кабельные)	к-т
14	ОРУ 10кВ	1

Ведомость демонтируемого оборудования

	Наименование	Кол-во
		к-т
	Ошиновка 35 кВ (силовой кабель)	к-т
	Блок опорных изоляторов 35 кВ	2
	Ограждение ПС (одна сторона)	к-т
	Блок опорных изоляторов 10кВ	2
	Силовой тр-р 10МВА 35/10,5кВ	2
	Маслоприемник	2
	Маслостопки с колодами (определяет ТТО)	к-т
	Маслосборник 30м ³	1
	Ошиновка 10 кВ (силовой кабель)	к-т



Примечание.

1. Синим цветом показаны контуры проектируемого оборудования подстанции обозначенных на плане существующей подстанции.
2. Зеленым цветом показаны контуры существующего оборудования подстанции.
3. Проектируемое оборудование, фундаменты конструкций показаны условно.

Имущество/услуга, стоимость 000 "Иркутск Энергия Проект"									
374/22-22-ИОС.1.ГЧ									
Реконструкция ПС 35 кВ Вавенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)									
						Страница	Лист	Листов	
						Р	4		
Электропримечные решения									
План ПС (реконструированный)									
1	-	Зач.	65-26	12.11.25					
Им. Колуп.	Лист	Итого	Подп.	Дата					
Гармаш	Руднев			16.08.2024					
Проверил	Бурлаков			16.08.2024					
ГИП	Радионов			16.08.2024					
Н. контр.	Копылов			16.08.2024					
									
ИРКУТСК ЭНЕРГИ ПРОЕКТ									

ЗАДАНИЕ
на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12
МВА)»

1. Основание для проектирования.

1.1 Инвестиционная программа АО "ИЭСК" на 2024-2029 гг.

2. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

2.1 Реконструкция.

3. Район, пункт и площадка строительства.

3.1 Участок расположен в с. Введенщина Шелеховского района Иркутской области.

4. Основные технико-экономические показатели.

4.1 Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (далее по тексту ПС Введенщина) в объёме:

- замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый;
- реконструкция существующего оборудования 35/10 кВ (необходимость и объём реконструкции уточнить при проектировании).

5. Объем проектной и рабочей документации.

5.1 Проектную документацию на объект капитального строительства разработать в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утверждённым Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87, в объёме, необходимом для прохождения государственной экспертизы и осуществления строительства.

5.2 Рабочую документацию на объект капитального строительства разработать в объёме необходимом для реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации.

5.3 Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами: ГОСТ, СанПиН, СНиП, РДС, ВНТП, НТП, СП, ПУЭ, инструкциями производителей.

6. Основные проектные решения.

6.1 Схему РУ-35 кВ принять существующую типовую № 35-9 «Одна, секционированная выключателем, система шин»

Выполнить реконструкцию ЗРУ-35 кВ в объёме:

- замена ТТ-35 кВ ячеек 35 кВ В-35 Индустриальная, В-35 Смоленщина, В-35 Т-1, В-35 Т-2, СВ-35 на ТТ с Ктт 600/5;

Объём реконструкции и параметры ТТ уточнить при проектировании и согласовать с ЮЭС.

6.2 Схему КРУ 10 кВ принять существующую типовую № 10-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин».

Выполнить реконструкцию КРУ 10 кВ в объёме:

- замена ТТ-10 кВ ячеек 10 кВ В-10 Т-1, В-10 Т-2, СВ-10 на ТТ с КТТ 1500/5, уточнить при проектировании;

Объём реконструкции и параметры ТТ уточнить при проектировании и согласовать с ЮЭС.

6.3 Силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 принять двухобмоточные напряжением 35/10 кВ мощностью по 16 МВА с регулированием напряжения под нагрузкой.

Мощность, характеристики трансформаторов уточнить в проектной документации и согласовать с филиалом АО «ИЭСК» «Южные электрические сети (далее по тексту ЮЭС) и АО «ИЭСК».

6.4 Проектом предусмотреть:

6.4.1 Реконструкцию фундаментов под трансформаторы Т-1 и Т-2 (необходимость и объём реконструкции уточнить при проектировании).

6.4.2 Реконструкцию маслосборника, маслоприёмников, маслостокосов Т-1 и Т-2 (необходимость и объём реконструкции уточнить при проектировании). Маслоприёмники трансформаторов выполнить без гравийной отсыпки с применением огнепреградителей, маслосборник оборудовать сигнализацией уровня наполнения сточными водами, в т.ч. механическим указателем.

6.4.3 Реконструкцию шинных мостов 10/35 кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-10/35 кВ (необходимость и объём реконструкции определить при проектировании).

6.4.4 Разработать мероприятия по равномерному распределению нагрузок по Т-1 и Т-2 и по отходящим КВЛ-10 кВ. Рассмотреть следующие варианты:

6.4.4.1 Выполнить установку 3 и 4 СШ 10 кВ на базе реклоузеров 10 кВ (по 3 шт.) с автоматической секционированной перемычкой. Ввода 3 и 4 СШ 10 кВ выполнить от существующих ячеек 1 и 2 СШ КРУН-10, с перераспределением нагрузки по сети ВЛ-10 кВ. Место установки реклоузеров определить в границах территории ПС.

Выбранный вариант согласовать с АО «ИЭСК» и ЮЭС.

6.4.5 На вводах питающих ВЛ-35 Индустриальная и ВЛ-35 Смоленщина установить ЛР-35 кВ.

6.4.6 Устройства РЗА, включая ПА (АЧР, ЧАПВ) на ПС Введенщина и при необходимости реконструкцию существующих устройств на прилегающих подстанциях (дальнее резервирование) с использованием микропроцессорных (МП) терминалов защит и автоматики с программируемой логикой и поддержкой протокола обмена согласно ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005.

6.4.7 Для вводов 35 кВ установить трёхфазные трансформаторы тока. Трансформаторы тока принять четырёхобмоточные с классами точности 0,5S/0,5/10PR/10PR. Кб для обмоток 0,5S/0,5 применить не более 5. Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток 10PR подтвердить расчётами согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» с учётом использования терминалов различных производителей. По результатам расчётов параметров ТТ, для проведения тендера, составить перечень производителей терминалов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 58669-2019. Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.4.8 Для вводных ячеек 10 кВ Т-1 (Т-2) во всех трёх фазах четырёхобмоточные трансформаторы тока (либо два двухобмоточных ТТ, установленных последовательно) с классами обмоток 0,5S/0,5/10PR/10PR (0,5S/10PR и 0,5/10PR). Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток 10PR подтвердить расчётами согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до

насыщения при коротких замыканиях» с учётом использования терминалов различных производителей. По результатам расчётов параметров ТТ, для проведения тендера, составить перечень производителей терминалов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 58669-2019. Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.4.9 Трансформаторы тока для СВ-10 кВ в трёх фазах, трёхобмоточные с классом: 0,5S/0,5/10PR. Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток 10PR подтвердить расчётами согласно рекомендациям производителей терминалов. Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования;

6.4.10 Обоснование и расчёты требуемых параметров трансформаторов тока. Учесть требования по обеспечению соответствия характеристик трансформаторов тока и подключённых к ним устройств релейной защиты в части обеспечения правильной работы релейной защиты в переходных режимах.

6.4.11 Ориентировочный расчёт параметров срабатывания устройств РЗ на бланках производителя терминалов РЗА.

6.4.12 В цепях измерений по присоединениям 35 кВ и 10 кВ заменить аналоговые приборы, установленные в каждой фазе, т.е. по три прибора на присоединение на цифровые измерительные приборы по одному на каждое присоединение с контролем трех фаз и дополнительным контролем напряжения и мощности. Организовать цепи питания цифровых измерительных приборов и установкой защитных устройств этих приборов.

6.4.13 Выполнить модернизацию системы АСУ-ТП с получением сигналов ТС, ТИ, ТУ от цифровых измерительных преобразователей. Интегрировать с системой приема точного времени ГЛОНАСС.

6.4.14 Для организации цифровых каналов связи выполнить прокладку самонесущего оптического кабеля от ПС Индустриальная.

7. Охрана окружающей среды

Выполнить раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» содержащий:

7.1 Результаты оценки воздействия на окружающую среду.

7.2 Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объектов электроснабжения ПС.

7.3 Перечень и расчёт затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат.

8. Обеспечение пожарной безопасности.

8.1 Выполнить раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», содержащий описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность электрооборудования ПС, линейных объектов. В разделе предусмотреть:

8.1.1 разработку декларации пожарной безопасности для объекта защиты, статья 64 Федерального закона № 123-ФЗ от 7 июля 2008 года «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», статья 49 Федерального закона № 190-ФЗ от 29 декабря 2004 года «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (при необходимости);

8.1.2 разработку мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в соответствии требованиями разделов 7, 9 постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Федерального закона № 123-ФЗ от 7 июля 2008 года «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», нормативных документов по пожарной безопасности.

9. Пусковые комплексы.

9.1 Проектом выделить два пусковых комплекса (для Т-1 и Т-2).

9.2 Состав пусковых комплексов определить проектом с учетом размещения вновь монтируемого оборудования на существующей территории ПС и обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в период реконструкции.

10. Стадийность проектирования.

10.1 Предусмотреть этапы проектирования:

I этап:

- разработка, обоснование, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС основных технических решений (ОТР).

В составе ОТР представить сметную стоимость строительства.

II этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС технических требований к оборудованию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС проектной документации;
- сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

IV этап:

- разработать рабочую документацию (РД) после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента выбора, уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку РД. РД согласовать с филиалом ИД АО «ИЭСК», ЮЭС.

Сводный сметный расчёт и локальные сметы на строительно-монтажные и наладочные работы выполнить в текущих ценах согласно Исходных данных Заказчика (см. Приложение №1).

11. Особые условия проектирования и строительства.

11.1 Проектирование выполнить в соответствии со следующими документами:

- Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014»;
- «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016;
- РД 153-34.48.519-2002 "Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связей на воздушных линиях электропередачи напряжением 0.4 -35кВ";
- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), 7-е издание с исправлениями;
- «Земельный кодекс Российской Федерации». (№136-ФЗ от 25.10.2001г.);
- «Градостроительный кодекс Российской Федерации». (№190-ФЗ от 29.12.2004г.).
- Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (№123-ФЗ от 07.07.2008г.);
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов

электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования» (утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.06.2013 №150-ст.);

- Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная Защита и Автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», СТО 59012820.29.020.002-2012 от 28.04.2012г.;

- Стандарт АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» СТО 59012820.29.020.003-2016;

- «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утверждено Приказом АО РАО «ЕЭС России» №57 от 11.02.2008г.;

- Для подготовки проектной документации руководствоваться Градостроительным кодексом Российской Федерации (ст. 48, 49) и Постановлениями Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008г. «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и № 145 от 05.03.2007г. «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» (с изменениями от 29.12.2007 г., 16.02.2008г.). Исходные данные для подготовки проектной документации должны быть представлены в соответствии с Постановлениями Правительства Российской Федерации № 840 от 29.12.2005г. «О форме градостроительного плана земельного участка», № 20 от 19.01.2006г. «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства», № 83 от 13.02.2006г. «Об утверждении Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения». (Письмо АО ЦНС от 06.06.2008г. №478/СН).

- «Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» утверждённое приказом №372 от 16.05.2000г. Госкомэкологии России;

- Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» (в редакции Федерального закона от 28.06.2014 № 181-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»);

- Федеральный закон от 01.05.1995г № 94-ФЗ «Об охране озера Байкал»;

- Техническая политика АО «Эн+ ГЕНЕРАЦИЯ» и другие действующие нормативно-технические документации;

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

11.2 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ». В составе раздела должны быть выполнены расчёты токов КЗ на шинах 10/35 кВ ПС Введенщина, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 10/35 кВ на год ввода объекта и на перспективу 5 лет. По результатам расчётов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчётным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надёжной работы устройств РЗ и СИ, расчёт параметров срабатывания устройств РЗ. При необходимости разработать рекомендации по замене оборудования на объектах прилегающей сети 35 кВ и/или определить перечень мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии токов КЗ.

11.3 Раздел «Релейная защита и противоаварийное управление» выполнить с учётом требований раздела «Основные проектные решения».

11.4 Выполнить раздел «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств». В разделе определить электромагнитную обстановку на всех подстанциях, на которых устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА, ПА, АСУТП и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» (СО 34.35.311-2004).

11.5 Выполнить раздел расчёт электрических режимов.

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и на перспективу 5 (пять) лет с учётом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчёты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня (по данным контрольных измерений потокораспределения мощности, нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров).

Результаты расчётов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения, представленные в табличном виде и нанесённые на однолинейную схему замещения сети.

В случае несоответствия расчётных величин допустимым значениям параметров электроэнергетического режима и существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ошиновка и т.д.) определить режимные мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотреть усиление соответствующей сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

11.6 Разработать раздел проекта «Организация строительства». В разделе предусмотреть очерёдность выполнения работ по реконструкции с учётом обеспечения надёжности электроснабжения потребителей. В рабочем проекте выделить пусковые комплексы, временные сооружения и схемы, необходимые для поэтапной реконструкции оборудования.

11.7 Площадка под строительство (реконструкцию) расположена в районе повышенной сейсмичности с высокой плотностью застройки.

11.8 Для проектирования и строительства данного объекта выполнить полный комплекс инженерных изысканий. Оформить отчёт по топографо-геодезическим, инженерно-геологическим и инженерно-гидрометеорологическим работам.

11.9 На начальной стадии разработки проектной документации подготовить технические требования к основному оборудованию, аппаратуре и материалам для выбора их типов и марок.

11.10 Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования, аппаратуры и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента выбора, уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации. Параметры оборудования, аппаратуры должны быть уточнены и согласованы с поставщиками при разработке рабочей документации.

- 11.11 Выполнить согласование проектной документации с инспектирующими организациями и заинтересованными организациями.
- 11.12 Проектной организации пройти негосударственную экспертизу проектной документации и государственную экологическую экспертизу.
- 11.13 Проектная организация несёт полную ответственность за правильность разработанной проектной документации (всех разделов) независимо от подтверждения (подписания) заказчиком ПСД.
- 11.14 В сводном сметном расчёте предусмотреть затраты на:
- приобретение спец. инструмента и проверочной аппаратуры (Ретом-61), прибор для считывания и конфигурирования информации с микропроцессорных терминалов защит (notbook), необходимого для ввода в работу поставляемого оборудования по техническим требованиям;
 - приобретение спец. инструмента и аппаратуры, необходимого для ввода в работу поставляемого оборудования по техническим требованиям;
 - проведение работ на подтверждение выполненных мероприятий требованиям электромагнитной совместимости;
 - согласование проекта с экспертирующими и заинтересованными организациями, негосударственную и государственную экологическую экспертизу проектной документации.
- 11.15 Срок выдачи технических требований оговорить в календарном плане к договору.
- 11.16 Количество передаваемых заказчику экземпляров проектной документации на каждом этапе проектирования:
- 4 комплекта на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации;
 - Один экземпляр в электронном виде в формате PDF и редактируемом виде MS Office. Схемы по РЗА должны быть выполнены в формате A3 и переданы без ограничений в редактируемом формате Visio и Adobe Acrobat (PDF).
- Не допускается передача документации Заказчику в электронном виде с пофайловым разделением страниц.
- 11.17 Подрядчик (проектная организация) несёт ответственность за правильность и достаточность разработанной проектной и рабочей документации (всех разделов проекта) независимо от подтверждения (согласования) Заказчиком проектно-сметной документации.
- 11.18 При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭП) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.
- 11.19 Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования АО «ИЭСК», собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.
- 11.20 Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчётной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.
- 11.21 Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документация являются собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

12. Проектная организация.

Определяется конкурсом.

13. Срок выполнения проекта.

По календарному графику к договору на выполнение проектно-изыскательских работ.

14. Заказчик.

Филиал АО «ИЭСК» Южные электрические сети.

15. Перечень исходных данных.

15.1 Исходные данные проектная организация получает с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Исходные данные на разработку сметной документации

№ п/п	Наименование	Условия разработки	
I. Общие требования к формированию сметной документации			
1	Методика определения стоимости строительной продукции	1	Разрабатывается ресурсным методом (в программном комплексе «Гранд-смета» актуальной версии) на основе сметно-нормативной базы действующей редакции с учётом изменений и дополнений, введённой приказами Министерства строительства РФ и включённой в федеральный реестр сметных нормативов (ФРСН) на момент согласования сметной документации.
		2	Выполнить в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов ПД и требования к их содержанию», в части сметной документации, с учётом последних изменений на момент согласования сметной документации
		2а	Выполнить в соответствии с Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального строительства, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории РФ (далее - Методика) и с Приказом Министерства строительства об утверждении Методики применения сметных норм в действующей редакции на момент согласования сметной документации.
		2б	Применить зональный коэффициент к ЭММ согласно письма Министерства строительства, дорожного хозяйства Иркутской области от 22.02.2013 № 59-37-1081/13 для территорий Иркутской области, приравненных к районам Крайнего Севера.
		2в	В обосновании сметы прописывать полный шифр чертежа РД с изменениями. Своевременно актуализировать локальные, объектные и сводные сметные расчёты по изменениям в рабочей документации
		2г	В разделах локальных смет прописывать ссылки на листы документации, по которым ведётся подсчёт объёмов для раздела сметы
		2д	Локальные сметные расчёты составить отдельно на каждый объект, вид работ, затрат и т.д., в соответствии с технологической последовательностью.
		2е	Локальные сметные расчёты составить с учётом индекса-дефлятора (согласованного Заказчиком на основании данных Минэкономразвития) на момент реализации согласно графика выполнения работ.
		3а	Уровень заработной платы для СМР устанавливается согласно ИЦС по Иркутской области, действующего на момент выхода согласования сметной документации
		3б	Уровень заработной платы для ПНР устанавливается от рабочего 1 разряда (приказ от 04.09.2019 №515/пр) согласно ИЦС по Иркутской области, действующего на момент выхода согласования сметной документации
		3в	Эксплуатация машин и механизмов устанавливается согласно ИЦС по Иркутской области, действующего на момент выхода согласования сметной документации
		3г	Расстояние перевозки строительного мусора согласовывается с Заказчиком, в соответствии с ПОС
		4	К локальным сметным расчётам выполнить сводную ведомость общей потребности в ресурсах сформированную в порядке убывания общей стоимости ресурсов
2	Стоимость материалов	1	Стоимость материалов определяется на момент выхода согласования сметной документации
		1а	Стоимость материалов определяется по «Каталогу отпускных цен Иркутской области» и/или «Сборнику текущих отпускных цен Иркутской области» интегрированному в ПК Гранд-смета и принимается наиболее экономичный вариант цены.
		1б	Стоимость материалов, отсутствующих в сборнике и каталоге, определяется как результат конъюнктурного анализа стоимости текущих цен от поставщиков и заводов-изготовителей (с предоставлением не менее 3 прайс-листов) путём выбора наиболее экономичного варианта с учётом транспортных затрат и заготовительно-складских расходов и согласуется с Заказчиком
		1в	С Заказчиком дополнительно согласуются стоимости материалов с итоговой отпускной стоимостью, при выгрузке сводной ресурсной ведомости по объекту, 300 000 (трёхсот тысяч) рублей и более (без НДС) по отдельной позиции

		1г	Стоимость инертных материалов согласовывается с Заказчиком и учитывается по ценам карьеров согласно ПОС
		1д	Стоимость кабельной продукции, стоек согласовывается с Заказчиком
		2	При составлении сметной документации затраты на материальные ресурсы определяются на основании отпускных цен строительных ресурсов, цен услуг по перевозке, с учётом заготовительно-складских расходов
		3	Транспортные расходы определяются при составлении сметной документации в порядке, установленном Методикой применения сметных цен строительных ресурсов по ФССЦ (включённому по ФРСН) с учётом индекса учитывающего территориальную зональность.
		3а	Цены услуг на перевозку грузов для строительства автомобильным транспортом разрабатываются с дифференциацией по классам грузов и видам автотранспортных средств. Классы грузов принимаются в соответствии с Приложением 2 методических рекомендаций по определению сметных цен на материалы, изделия, конструкции, оборудование и цен услуг на перевозку грузов для строительства
		3б	Расстояние перевозки принимается по ПОС (по транспортной схеме)
		4	Заготовительно-складские расходы дифференцируются по следующим видам материальных ресурсов: строительные материалы (за исключением металлических конструкций) – 2 % металлические строительные конструкции и их части – 0,75 %
		5	Погрузо-разгрузочные работы учитываются только при наличии перевалочной базы, при соответствующем обосновании в ПОС
3	Стоимость оборудования	1а	Стоимость оборудования согласуется с Заказчиком.
		1б	Дополнительному согласованию с Заказчиком подлежит оборудование с итоговой отпускной стоимостью, при выгрузке сводной ресурсной ведомости по объекту, 300 000 (триста тысяч) рублей и более (без НДС) по отдельной позиции
		2	Заготовительно-складские расходы 1,2 %
		3а	Транспортные расходы на оборудование определяются в соответствии со сметными нормативами ФССЦ, сведения о которых включены в ФРСН с учётом индекса учитывающего территориальную зональность или расчётом (калькуляцией) согласно проектной транспортной схеме
		3б	Транспортные расходы и погрузо-разгрузочные расходы на оборудование Заказчика относятся на 9 главу ССР
		4	Погрузо-разгрузочные работы на оборудование Подрядчика учитываются только при наличии перевалочной базы, при соответствующем обосновании в ПОС
4	Накладные расходы	1	Применить нормативы накладных расходов в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, с учётом изменений и дополнений
5	Сметная прибыль	1	Применить нормативы накладных расходов в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, с учётом изменений и дополнений
6	Коэффициенты, учитывающие условия производства работ	1	При определении условий производства работ следует руководствоваться проектом организации строительства (ПОС) и ведомостями объёмов работ выдаваемой проектной организацией в составе проектной документации, где отражено наличие отклонений от нормальных условий труда (теснотность, работа в охранной зоне и т.д.) с привязкой к реальным условиям выполнения работ (например: движение во время производства работ технологического транспорта, а не факт наличия путей в зоне производства работ и т. д.). При наличии отклонений от нормальных условий труда (например: тесные условия труда, работа в зоне действующего оборудования и др.) отражённых в ПОС и в ведомости объёмов работ, к нормам затрат труда, основной заработной плате рабочих, затратам на эксплуатацию машин, включая заработную плату рабочих, обслуживающих машины, применяются коэффициенты расходов в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, с учётом изменений и дополнений
7	Сводный сметный расчёт	1	Сводный сметный расчёт составляется в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, с учётом изменений и дополнений в текущем уровне цен на момент выхода сметной документации с распределением средств по главам ССРСС с учётом постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 в действующей редакции
8	Временные здания и сооружения (ССР глава 8)	1	В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН; Обосновываются ПОС
9	Прочие работы и затраты (ССР Глава 9)	1	В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, при соответствующем обосновании

9.1.	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время	1а	В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН Затраты определяются по среднегодовым нормам раздела 1 табл. 4 и переводятся в средние зимние нормы (при производстве работ по графику неполный год), путём деления среднегодового норматива на удельный вес зимнего периода в году по табл.3 сборника. При производстве работ (по графику) год и более, затраты принимаются как среднегодовые и оплачиваются круглогодично не зависимо от фактического времени года
9.2.	Затраты связанные с командированием рабочих для выполнения СМР, ПНР	1б	Определяются расчётами на основании ПОС. Расчёты согласовываются с Заказчиком
9.3	Затраты на перевозку крупногабаритных и тяжеловесных грузов, такелажные работы	1в	Определяются расчётами (калькуляциями) на основании ПОС, утверждённых схем. Расчёты согласовываются с Заказчиком
9.4	Дополнительные затраты на перевозку материалов и грузов конструкций с перевалочных баз и площадок	1г	Определяются расчётами на основании ПОС
9.5.	Затраты, связанные с перебазированием строительной техники	1д	Определяются расчётами на основании ПОС
9.6	Затраты на проведение пуско-наладочных работ	1е	В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН Определяется на основании смет на пуско-наладочные работы. Согласовываются Заказчиком. Основанием для составления смет на ПНР служат программы ПНР и/или ведомости объёмов работ
9.7.	Прочие затраты	1 ж	По согласованным расчётам с Заказчиком
10	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты		В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН
11	Сумма налога на добавленную стоимость (НДС)		НК РФ
12	Пояснительная записка к сметной документации	1	Выполняется в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 действующей редакции
		1а	к пояснительной записке к сметной документации должны быть приложены ведомости объёмов строительных, монтажных/демонтажных и специальных работ (включая монтаж технологического оборудования), а также ведомостей потребности основных строительных материалов, изделий, конструкций и технологического оборудования с распределением по этапам строительства
		1б	Ведомости визируются руководителями и лицами подрядной организации, ответственными за расчёт объёмов работ и расход ресурсов
Требования к предоставлению отчётных материалов			Сметную документацию выдавать на электронном носителе в формате gsfx, Xml, Excel, Pdf с подписями разработчика документации. Сметная документация на бумажном носителе с согласованием подрядной организации, количество экземпляров в соответствии с заданием на проектирование

Приложение Б

Расчет параметров маслоприемника, маслосборника, маслоотвода

Общие данные

Обозначение	Наименование	Примечание
374-22-22-00-ИОС1	Общие данные	1
	1. Текстовая часть	2
	2. Графическая часть	4

Взам. инв. №		Подпись и дата												
								374-22-22-00-ИОС1.1						
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата							
Инв. № подл.		Разработал		Рудых			14.08.26	Приложение Б Расчет заземляющего устройства				Стадия	Лист	Листов
		Проверил		Бурлаков			14.08.26					-	1	3
												ООО «ИркутскЭнергоПроект» г. Иркутск		
		ГИП		Родионов			14.08.26							
		Н.контр.		Котова			14.08.26							

Расчет параметров маслоприемника, маслосборника, маслоотвода

Характеристики силового трансформатора S=25МВА

Длина (L) = 6,6 м

Ширина (B) = 4,3 м

Высота до крышки (H) = 5,35 м

Масса масла (m масла) = 17 т

Плотность масла (ρ) = 0,86 т/м³ → V масла = 17 / 0,86 = 19,77 м³

1. Определение габаритов маслоприёмника

$$L_{mp} = L + 2 \times a$$

$$B_{mp} = B + 2 \times a$$

Где:

a = 1,5 м (по ПУЭ, при массе масла от 10 до 50 т)

$$L_{mp} = 6,6 + 2 \times 1,5 = 9,6 \text{ м}$$

$$B_{mp} = 4,3 + 2 \times 1,5 = 7,3 \text{ м}$$

Габариты маслоприёмника: 9,6 × 7,3 м

2. Высота борта маслоприёмника

$$h = V_{\text{масла}} / S_{mp}$$

$$S_{mp} = 9,6 \times 7,3 = 69,12 \text{ м}^2$$

$$h = 19,77 / 69,12 \approx 0,286 \text{ м}$$

С учетом устройства сетки с насыпным гравием высотой Н-0.25м

Принимаем h = 0,55 м

3. Расчёт расхода воды на пожаротушение (qпт)

$$q_{пт} = 0,2 \times (2 \times H \times L + 2 \times H \times B + S_{mp})$$

$$S_{\text{транс.}} = 2 \times (L \times H + B \times H) = 2 \times (6,6 \times 5,35 + 4,3 \times 5,35) = 2 \times (35,31 + 22,995) = 2 \times 58,305 = 116,61 \text{ м}^2$$

$$q_{пт} = 0,2 \times (116,61 + 69,12) = 0,2 \times 185,73 = 37,146 \text{ л/с}$$

$$q_{пт} = 37,15 \text{ л/с}$$

4. Расчёт расхода маслоотвода (Qмот)

$$Q_{мот} = 0,5 \times GT \times 1000 / (\rho \times t_{уд}) + q_{пт} + q_{дм}$$

Изм. № подл.	Взам. инв. №						374-22-22-00-ИОС1.1	Лист
	Подпись и дата							2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Где:

$$GT = 17 \text{ т}$$

$$\rho = 0,86 \text{ т/м}^3$$

$$t_{уд} = 900 \text{ с}$$

$$q_{пт} = 37,15 \text{ л/с}$$

q_{дм} — дождевые стоки

Расчёт q_{дм}:

$$q_{дм} = (q_{20} \times S_{мп} \times t_{20}) / (10000 \times t_{уд})$$

$$Q_{дм} = (108 \times 69,12 \times 1200) / (10000 \times 900) = 8961792 / 9000000 \approx 0,996 \text{ л/с}$$

Подставляем в Q_{мот}:

$$Q_{мот} = 0,5 \times 17 \times 1000 / (0,86 \times 900) + 37,15 + 0,996$$

$$Q_{мот} = 49,15 \text{ л/с}$$

5. Расчёт объёма маслосборника (V_{мсб})

$$V_{мсб} = V_{масла} + (0,8 \times q_{пт} \times t_p) / 1000$$

$$V_{мсб} = 19,77 + (0,2 \times 37,15 \times 1800) / 1000$$

$$V_{мсб} = 33,144 \text{ м}^3 \rightarrow \text{принимаем } 50 \text{ м}^3$$

Наименьший диаметр труб маслоотвода самотёчных сетей согласно СП 32.13330 [5] следует принимать для дождевых и общесплавных сетей не менее 250 мм. Уклон трубопровода должен быть не менее 0,007.

Расход и скорость движения масла и воды по трубам определяются по таблицам для гидравлического расчёта при наполнении труб $H/D = 0,7$ для $D = 250 \text{ мм}$.

Согласно полученных значений, в соответствие с п.19.7.4 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 расчетный объем маслосборника равен:

$$V_{мсб} = 33,144 \text{ м}^3$$

Для устройства маслосборника принимается резервуар емкостью 50 м³.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	374-22-22-00-ИОС1.1			