



ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ"

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

Заказчик – Филиал АО "ИЭСК"

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

ВНЕСТАДИЙНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Основные технические решения.
Система электроснабжения**

374/22-22-ОТР.1

Том.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Инв.№ _____

Взамен инв. № _____



ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ"

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

Заказчик – Филиал АО "ИЭСК"

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

ВНЕСТАДИЙНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Основные технические решения.
Система электроснабжения**

374/22-22-ОТР.1

Том.1

Управляющий директор

А.О. Волков

Главный инженер проекта

И.В. Родионов

2026

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Страница
374/22-22-ОТР.1 -С	Содержание тома	2
374/22-22-СД	Состав комплектов внестадийной документации	4
	Текстовая часть	
374/22-22-ОТР.1	1. Перечень нормативной документации	5, 6
	2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке документации	6
	3. Характеристика источников электроснабжения	6
	4. Обоснование принятой схемы электроснабжения	7
	5. Сведения о количестве электроприемников, их уста новленной и расчетной мощности	7
	6. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	7
	7. Перечень мероприятий по экономии электроэнергии	8
	8. Объем реконструкции ПС. Компоновочные решения	8
	9. Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите	9
	10. Сведения о типе оборудования, классе проводов, которые подлежат применению при реконструкции объекта капитального строительства. Проверка устанавливаемого оборудования	10
	11. Описание системы рабочего и аварийного освещения	15
	12. Описание систем отопления, вентиляции и кондиционирования	15
	13. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	15
	14. Перечень мероприятий по экономии электроэнергии	15
	15. Собственные нужды, оперативный ток, кабельное хозяйство	15
	16. Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств	17
	17. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации системы электроснабжения. Режим заземления нейтрали в сети 10 кВ	20

1-ЮЭС-2026-(01)-00-ОТР.1-С

Изм.	Колич	Лист	Нодок	Подпись	Дата
Разработал	Рудых				07.26
Проверил	Бурлаков				07.26
Нач.отд.	Никулин				07.26
ГИП	Аверкин				07.26
Н. контроль	Котова				07.26

Содержание тома

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

Копировал

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв № подл.

	18. ВОЛС	20
	19. Конструктивные решения	21
Приложение А	Расчет параметров маслоприемника, маслосборника	24
Приложение Б	Задание на проектирование по титулу: «Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)»	26-35
	Графическая часть	
374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 1	Схема электрическая главная ПС (существующая)	36
374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 2	Схема электрическая главная ПС (реконструированная)	37
374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 3	План ПС (существующий)	38
374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 4	План ПС (реконструированный)	39
374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 5	ОРУ 10 кВ на реклоузерах	40

Инв № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2026-(01)-00-ОТР.1			3

Состав комплектов внестадийной документации

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	374/22-22-ОТР.1	Основные технические решения. Система электроснабжения	
2	374/22-22-ОТР.2	Основные технические решения. РЗА, ТМ, АИИСКУЭ	
3	374/22-22-ТТ1	Технические требования к характеристикам блоков разъединителей 35 кВ	
4	374/22-22-ТТ2	Технические требования на поставку силового трансформатора	
5	374/22-22-ТТ3	Технические требования к характеристикам ОРУ-10 кВ	
6	374/22-22-ТТ4	Технические требования к характеристикам емкости для маслосборника	
	374/22-22-ТТ5	Технические требования к характеристикам трансформаторов тока 35 кВ, 10 кВ	
7	374/22-22-ТТ6	Технические требования к характеристикам трансформаторов тока 35 кВ, 10 кВ	
8	374/22-22-ТТ7	Технические требования к характеристикам оборудования ССПИ	

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв № подл.

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата
Разработал	Рудых				07.26
Проверил	Бурлаков				07.26
Нач.отд.	Никулин				07.26
ГИП	Аверкин				07.26
Н. контроль	Котова				07.26

374/22-22-СД

Состав внестадийной документации

Стадия	Лист	Листов
-	1	1
ООО «ИркутскЭнергоПроект» г. Иркутск		

Копировал

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.

2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке документации

1. Основанием на разработку внестадийной документации «Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)» являются следующие документы:

2. Задание на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)».

3. Характеристика источников электроснабжения

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 раздельно.

После реконструкции источники электроснабжения не изменяются.

4. Обоснование принятой схемы электроснабжения

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

Инв № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	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 раздельно. После реконструкции источники электроснабжения не изменяются.							
			4. Обоснование принятой схемы электроснабжения 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							
							374/22-22-ОТР.1			Лист
										2
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата					

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, суш. 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).
- 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.
- Замена ТТ-10 кВ ячеек 10 кВ В-10 Т-1, В-10 Т-2, СВ-10 на ТТ с Ктт 1500/5,
- Реконструкция фундаментов под трансформаторы Т-1 и Т-2.
- Реконструкция маслосборника, маслоприёмников, маслостокос Т-1 и Т-2.
- Реконструкцию шинных мостов 10кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-10 кВ.
- Установка ОРУ 10 кВ, 3 и 4 СШ 10 кВ на базе реклоузеров 10 кВ на стойках (по 3 шт.) с автоматической секционированной перемычкой.

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.

5. Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной 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.

6. 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 обуславливает вторую и третью категорию по надежности электроснабжения.

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №												
6. 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 обуславливает вторую и третью категорию по надежности электроснабжения. 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.														
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Колич</td><td>Лист</td><td>Недок</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>								Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ОТР.1 Лист 3
Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата									

- Монтаж металлического блока для линейного разъединителя ЛР-2;
- Монтаж кабельных стоек 35 кВ 2шт, 10 кВ 2шт, (блоки опорных изоляторов).

3. Монтаж оборудования:

- Монтаж силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА;
- Монтаж линейного разъединителя 35 кВ ЛР-2;
- Устройство шинных мостов 35 кВ и 10 кВ для трансформатора Т-2.

4. Защита и учет (Трансформаторы тока):

- Замена ТТ-35 кВ ячеек ЗРУ 35 кВ, В-35 Индустриальная №8, В-35 к Т-2 №4, с Ктт ТТ 600/5;
- Замена ТТ в ячейках ЗРУ 10 кВ, В-10 Т-2 №10, СВ №2, с Ктт 1500/5;
- Замена ТТ в ячейке ЗРУ 10 кВ, ЛВ №8 с Ктт 600/5.

Общие работы (для обоих пусковых комплексов):

• Распределительное устройство 10 кВ (ОРУ):

- Монтаж ОРУ 10 кВ (секции 3 и 4 СШ) на базе реклоузеров (по 3 шт. на секцию) с автоматической секционированной перемычкой;
- Устройство вводов 3 и 4 СШ ОРУ 10 кВ от существующих ячеек 1 и 2 СШ ЗРУ-10.

• Инфраструктура:

- Устройство нового маслосборника на территории ПС и сети маслостоков.

Устанавливаемые разъединители на ОРУ 35 кВ планируется, комплектного заводского изготовления, устанавливаемого на металлических блоках заводской готовности.

Стальные конструкции металлических блоков 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 проектируемой ПС приведен на чертеже 374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л.4.

Проектируемое ОРУ 10 кВ на реклоузерах (по 3 шт. на секцию) планируется на стойках, с воздушными вводами.

Ввода 3 и 4 СШ 10 кВ выполняются от существующих ячеек 1 и 2 СШ ЗРУ-10, с перераспределением нагрузки по сети ВЛ-10 кВ.

Место установки реклоузеров предусматривается между ЗРУ 10 кВ и ограждением (см. План ПС).

ОРУ-10 кВ представляет собой распределительное устройство с гибкой ошиновкой. Все оборудование устанавливается на металлических конструкциях с горячим оцинкованием.

В качестве коммутационных и защитных аппаратов применяются реклоузеры.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	В качестве коммутационных и защитных аппаратов применяются реклоузеры. 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							
									374/22-22-ОТР.1	Лист 5
			Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата		

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.

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.

Исполнение шинных мостов 10 кВ предлагается выполнить проводами марки СИП.

Схема электрическая главная ПС (реконструированная)приведена на чертеже 374/22-22-ОТР.1.ГЧ, л. 2

9. 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).

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.);

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв № подл.	В соответствии с СО 34.55.311 2004 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:						Лист
			374/22-22-ОТР.1						
			Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	6

- 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 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.

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

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:

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

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:

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

Сечение провода удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ.

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:

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

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 **$450 \times 2 = 900 А < 1109,83 А$. 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 **$416 \times 2 = 832 А < 1109,83 А$. 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.

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	Инв № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	Сечение существующих проводников шинных мостов не проходят по допустимому длительному току.
									Допустимый длительный ток для провода А 300/39 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29.) составляет 710А.
									Принимаем гибкую ошиновку сечением 2х АС300/39
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									
Существующая гибкая ошиновка не проходят по допустимому длительному току.									
Таким образом 450х2=900 А<1109,83 А. Не выполняется									
Условие проверки ошиновки по длительно допустимому току: $I_{дл.д.} \geq I_p$,									
Допустимый длительный ток для провода А 150/27 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29.) составляет 450А.									
$I_{p-м.(10кВ)} = \frac{k_3 \cdot S_{мп}}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{1,2 \cdot 16000}{\sqrt{3} \times 10} = 1109,83А$									
Через ошиновку РУ 10 кВ может протекать следующий ток:									
374/22-22-ОТР.1									
Лист									
9									

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

Таким образом $710 \times 2 = 1420 \text{ А} > 1109,83 \text{ А}$. **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 **762 А**

Таким образом $762 \times 2 = 1524 \text{ А} > 1109,83 \text{ А}$. **Выполняется**

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

Через выключатель ЗРУ 10 кВ может протекать ток 600 А.

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

Таким образом $450 \times 2 = 900 \text{ А} > 600 \text{ А}$. **Выполняется**

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

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

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

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

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

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

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: $U_n=35 \text{ кВ}$, $K_{\text{тт}}=600/5$. $I_n=600 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=16 \text{ кА}$. $I_{\text{д.с.}}=41 \text{ кА}$,	35	35	$35=35$
Разъединитель трехполюсный: $U_n=35 \text{ кВ}$, $I_n=1000 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=20 \text{ кА}$, $I_{\text{д.с.}}=50 \text{ кА}$	35	35	$35=35$
Ошиновка гибкая ОРУ: $U_n=35 \text{ кВ}$ $I_n=1000 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=25 \text{ кА}$, $I_{\text{д.с.}}=63 \text{ кА}$	35	35	$35=35$
Кабель ПвВнг(А)-LS-35 3х(1х185/35)	35	35	$35=35$
По максимальному току:	$I_{\text{мах.}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.}}, \text{А}$	$I_{\text{мах.}} \leq I_{\text{ном}}$
Трансформатор тока: $U_n=35 \text{ кВ}$, $K_{\text{тт}}=600/5$. $I_n=600 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=16 \text{ кА}$. $I_{\text{д.с.}}=41 \text{ кА}$	317,1	600	$317,1 < 600$
Разъединитель трехполюсный: $U_n=35 \text{ кВ}$, $I_n=1000 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=20 \text{ кА}$, $I_{\text{д.с.}}=50 \text{ кА}$	317,1	1000	$317,1 < 1000$
Ошиновка гибкая ОРУ: $U_n=35 \text{ кВ}$ $I_n=1000 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=25 \text{ кА}$, $I_{\text{д.с.}}=63 \text{ кА}$	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):	$i_{\text{зд}}, \text{кА}$	$i_{\text{дин(ампл)}}, \text{кА}$	$i_{\text{зд}} \leq i_{\text{дин(ампл)}}$
Трансформатор тока: $U_n=35 \text{ кВ}$, $K_{\text{тт}}=600/5$. $I_n=600 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=16 \text{ кА}$. $I_{\text{д.с.}}=41 \text{ кА}$	8,15	41	$8,15 < 41$
Разъединитель трехполюсный: $U_n=35 \text{ кВ}$, $I_n=1000 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=20 \text{ кА}$, $I_{\text{д.с.}}=50 \text{ кА}$	8,15	50	$8,15 < 50$
По термической стойкости:	B_K	B_T	$B_K \leq B_T$
Трансформатор тока: $U_n=35 \text{ кВ}$, $K_{\text{тт}}=600/5$. $I_n=600 \text{ А}$, $I_{\text{т.с.}}=16 \text{ кА}$. $I_{\text{д.с.}}=41 \text{ кА}$	31,44	256	$31,44 < 256$
Разъединитель трехполюсный: $U_n=35 \text{ кВ}$,	31,44	1200	$31,44 < 1200$

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

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата	374/22-22-ОТР.1	Лист
							10

$B_{T(II)} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - для гибкой ошиновки и кабеля 35 кВ;

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{o.v.} + T_a) = 3,540^2 \cdot [2,4 + 0,06 + 0,05] = 31,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Оборудование 10 кВ

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 7,148 \cdot 1,8 = 18,2 \text{ кА},$$

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

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

$B_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - для разъединителей 10 кВ.

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

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{o.v.} + T_a) = 7,148^2 \cdot [1 + 0,06 + 0,1] = 59,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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.

Всё оборудование, устанавливаемое на открытом распределительном устройстве, принято в исполнении для холодного климата с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе «УХЛ1» по ГОСТ 15150-69.

Таким образом, сечение проектируемой ошиновки удовлетворяет требованию по термической стойкости.

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.

11. Описание системы рабочего и аварийного освещения

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

12. Описание систем отопления, вентиляции и кондиционирования

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации данным проектом системы отопления, вентиляции и кондиционирования не разрабатываются.

13. 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;
- 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);

Взам. инв №							
Подп. и дата							
Инв № подл.							
						374/22-22-ОТР.1	Лист
							12
Изм.	Колич	Лист	Нодок	Подпись	Дата		

система освещения на ПС не разрабатывается.

12. Описание систем отопления, вентиляции и кондиционирования

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации данным проектом системы отопления, вентиляции и кондиционирования не разрабатываются.

13. 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;
- 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).

Резервирование электроснабжения электроприемников 3-й категории не предусматривается, так как согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприемников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

14. Перечень мероприятий по экономии электроэнергии

Для экономии электроэнергии предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- использование автоматического обогрева приводов выключателей и шкафов зажимов;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами для уменьшения потерь.

15. Собственные нужды, оперативный ток, кабельное хозяйство

Электроснабжение потребителей собственных нужд переменного тока ПС 35/10 кВ Введенщина на напряжении 0,4 кВ выполнено по схеме неявного резервирования от одного существующего двухсекционного щита собственных нужд (ЩСН), расположенного в помещении ОПУ БМЗ 35 кВ.

Источниками питания ЩСН являются два существующих трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 10/0,4 кВ, запитанные от первой и второй секции КРУ 10 кВ.

Трансформаторы собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 сухие, установка – внутренняя в камерах, расположенных в БМЗ 10 кВ.

Двухсекционный щит собственных нужд, выполнен по схеме неявного резервирования. Шины 0,4 кВ щита собственных нужд секционируются нормально отключенным автоматическим выключателем с устройством АВР. В нормальном режиме каждый трансформатор собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 питает приемники своей секции шин 0,4 кВ.

Автоматические выключатели 0,4 кВ вводов и секционной связи ЩСН имеют привод, в который встроены функции защиты и автоматики.

На вводах 0,4 кВ установлены трансформаторы тока в фазах для организации технического учета потребления электроэнергии с помощью электронных счетчиков технического учета.

Потребители собственных нужд подключаются к сборным шинам ЩСН 0,4 кВ через автоматические выключатели.

Управление фидерными автоматическими выключателями предусмотрено местное.

Защита сети собственных нужд от токов КЗ, от токов перегрузки выполняется автоматическими выключателями.

Для питания собственных нужд вновь устанавливаемых разъединителей 35 кВ проектом предусматривается установка распределительного шкафа питания и обогрева приводов (ШПО). Обогрев устанавливаемых шкафов и дистанционного блока управления разъединителями 35 кВ выполняется от нового шкафа ШПО.

Для питания и обогрева приводов вновь устанавливаемых выключателей 10 кВ (реклоузеров) на опорах, проектом предусматривается установка распределительного шкафа питания и обогрева приводов (ШПО).

Напряжение питания приводов разъединителей 35 кВ принято 400В переменного тока. Напряжение питания цепей обогрева приводов и блоков управления 230В переменного тока.

Установленная мощность обогрева и освещения выносных блоков управления разъединителей 35 кВ принята 0,115 кВт на блок. Напряжение питания 230В переменного тока.

Шкафы ШПО оснащаются лампами освещения, устройствами антиконденсатного

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
Изм.	Колич.	Лист	Нодок	Подпись	Дата	374/22-22-ОТР.1			13

подогрева и автоматически включаемого дополнительного подогрева при заданной температуре с использованием термореле.

Схемы питания и обогрева приводов устанавливаемых разъединителей 35 кВ и выключателей 10 кВ (реклоузеров) будут приведены при дальнейшем проектировании.

Питание сторонних потребителей, технологически не связанных с реконструируемой ПС 35 кВ «Введенщина» от сети собственных нужд ПС согласно п.9.1.2. «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248- 2017» не допускается.

Прокладка кабелей на территории ПС предусматривается в железобетонных кабельных поверхностных лотках, металлических коробах, различных трубах, металлорукавах и частично в земляных траншеях с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей, с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. Спуски кабеля к оборудованию на территории ОРУ выполнены в металлорукавах. Прокладка кабеля в металлическом коробе производится на территории ОРУ (к силовым трансформаторам). Траншеи для прокладки кабеля в земле (в различных трубах и без покрытий) разрабатываются вручную, ширина траншей принимается в среднем 0,5 м, глубина 0,7 м. При переходе кабелей под дорогами и проездами на территории подстанции кабели проложены в блоках типа БДЛ. Согласно п. 2.3.111 ПУЭ требуется обеспечивать переезд, сохраняя уровень лотков. Запрещается поверхностные лотки опускать ниже уровня площадки ПС для прохода под дорогой.

На основании СТО 56947007-33.040.10.139-2012 п. 8.3.5 силовые и контрольные кабели от трансформатора в пределах маслоприемника должны быть проложены в кабельных лотках и располагаться выше уровня верха точки маслоприемника (выше бортика маслоприемника). Кабельные линии прокладываются кабелями, не распространяющими горение (типа нг(А)-FRLS).

Ввод кабеля в здание существующего ОПУ, КРУН 10 кВ осуществляется через неметаллические трубы. Зазоры в отрезках труб, отверстиях и проёмы после прокладки кабелей заделываются негорючим материалом, термоусаживаемыми манжетами или противопожарной пеной.

Прокладка кабелей предусмотрена с соблюдением требований пунктов 2.3.123, 2.3.124 ПУЭ седьмого издания. При этом силовые кабели принимаются медные с изоляцией, не распространяющей горение с индексом (нг(А)-LS). Контрольные кабели применяются медные, экранированные с индексом (нг(А)-LS).

16. 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:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №
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:		
Изм.	Колич	Лист
Недок	Подпись	Дата
374/22-22-ОТР.1		Лист
		14

- 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 на ПС 35 кВ Введенщина 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.

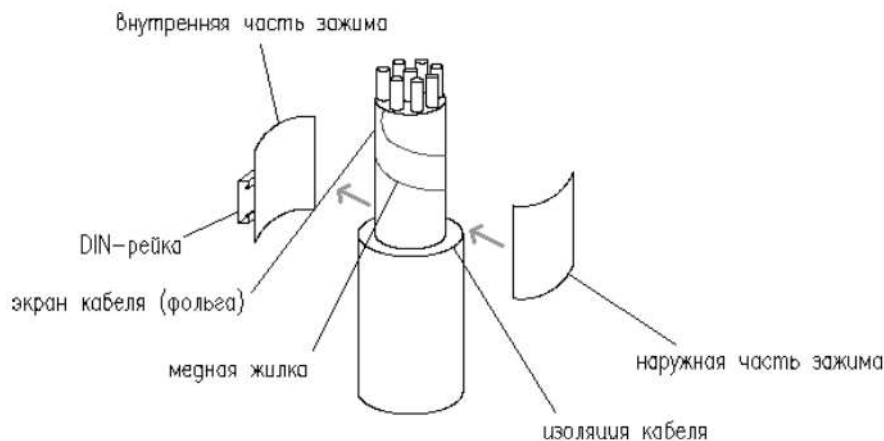
В соответствии с РД 34.20.116-93 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- 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;
 - постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
 - силовые цепи переменного тока 380/220 В;
- силовые и контрольные кабели по возможности прокладываются по разным трассам либо максимально разносятся в пространстве.

Применяемая аппаратура должна иметь сертификат соответствия для размещения в зоне влияния сильных электромагнитных полей, поэтому специальных мер по исключению влияния электромагнитного излучения не предусматривается.

Все вторичные цепи оборудования с МП элементами и связи следует выполнять экранированным кабелем с обязательным заземлением экрана с обеих сторон.

Заземление экранов кабелей в здании необходимо осуществлять либо на вводе в здание, либо в месте конечной разделки кабелей. Для заземления экранов кабелей рекомендуется использовать конструкцию в виде специальных зажимов с большой площадью контакта (СТО 56947007-29.240.044- 2010). Экраны необходимо заземлять в месте ввода кабелей в шкафы.



Инв № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №																		
кабелей в шкафы. внутренняя часть зажима DIN-рейка экран кабеля (фольга) медная жилка изоляция кабеля наружная часть зажима																				
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Колич</td><td>Лист</td><td>Нодок</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table> 374/22-22-ОТР.1															Изм.	Колич	Лист	Нодок	Подпись	Дата
Изм.	Колич	Лист	Нодок	Подпись	Дата															
<table><tr><td colspan="5">Лист</td></tr><tr><td colspan="5">15</td></tr></table>			Лист					15												
Лист																				
15																				

Металлические корпуса коробов, используемых для прокладки кабелей в РУ и в помещениях ОПУ заземляются по концам и в промежуточных точках с шагом 5-10 метров. Для заземления использовать гибкие медные провода сечением не менее 4 мм² (желто-зеленого цвета) (ПУЭ п. 1.7.127).

Согласно ГОСТ Р 50571-4-44-2011 п. 444.4.2 необходимо предусматривать прокладку шунтирующих проводников уравнивания потенциалов для усиления экрана контрольного кабеля для предотвращения его повреждения при близких КЗ;

Прокладка шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается из следующих соображений:

- Шунтирующие проводники уравнивания потенциалов закладываются для контрольных кабелей, выходящих за пределы ОПУ;

- Для контрольных кабелей, прокладываемых внутри ОПУ (между панелями), ввиду близости точек заземления экранов, уравнивания потенциалов не требуется;

Для контрольных кабелей, выходящих за пределы ОПУ и имеющих одинаковые трассы (параллельных кабелей), предусматривается по одному шунтирующему проводнику уравнивания потенциалов на группу параллельных кабелей.

Сечение шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013 п. 544.1.1. Для защитных шунтирующих проводников уравнивания потенциалов, прокладываемых вдоль новых кабельных трасс за пределами ОПУ, принимается стальная полоса сечением 40х5 мм.

Шунтирующие проводники уравнивания потенциалов для усиления экрана контрольного кабеля заземляются с двух сторон.

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения, измерительных цепей трансформаторов тока и 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 1кВ;

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	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.							
									374/22-22-ОТР.1	Лист 16
			Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата		

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 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.

17. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации 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.

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)

Взам. инв №							374/22-22-ОТР.1	Лист
Подп. и дата								17
Инв № подл.								

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата

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.

**17. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности,
релейной защите, управлению, автоматизации 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.

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)

потребителей электрической энергии».

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

Подробные решения по системе релейной защиты, автоматике приведены в томе 374/22-22-ОТР.3.

18. ВОЛС

В рамках данного титула предусматривается строительство волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) путем подвела одномодового волоконно-оптического кабеля (ВОК) типа G.652.D по опорам ВЛ-35 кВ от ПС Введенщина до ПС Индустриальная емкостью не менее 16 ОВ.

В рамках данного проекта предусмотрено использование существующего оборудования связи на ПС Введенщина и ПС Индустриальная для передачи цифровых связи с ПС по ВОЛС.

19. Конструктивные решения

Климатические условия площадки строительства

При разработке настоящего проекта учтены условия окружающей среды, приведенные в таблице 18.1.

Таблица 18.1. Условия окружающей среды

№	Наименование	Значение
1	Климатический район строительства (СП 131.13330.2025)	IV
2	Сейсмичность площадки для карты ОСР-2015 В	9 баллов
3	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98, градус	-38 ⁰ С
4	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, градус	-33 ⁰ С
5	Абсолютная минимальная температура воздуха	-50 ⁰ С
6	Средняя температуры воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	-7,6 ⁰ С
7	Продолжительность сут. периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	233 сут
8	Продолжительность сут. периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	249 сут
9	Средняя температуры воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-6,5 ⁰ С
10	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	79%
11	Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца	76%
12	Количество осадков за ноябрь-март	69мм
13	Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	ЮВ
14	Количество осадков за апрель-октябрь	401мм
15	Суточный максимум осадков	114мм
16	Расчетное значение веса снежного покрова 1 м ² горизонтальной поверхности (II район)	1,05кПа
17	Нормативное значение ветрового давления (III район)	0,38кПа

-Определение степени загрязнения производится в зависимости от характеристик источников загрязнения и расстояния от них до электроустановки по таблицам 1.9.3 - 1.9.18 (ПУЭ 7-е издание). Длина пути утечки принимается, как для «нормального» уровня изоляции (II) 2,25 см/кВ.

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

Изм.	Колич	Лист	Недок	Подпись	Дата

374/22-22-ОТР.1

Лист

18

Все конструктивные решения (проектные) по данному объекту сведены в таблицу 18.2

Таблица 18.2 Основные конструктивные решения

Наименование	Описание
Силовые трансформаторы и маслоприемники	В связи с заменой трансформаторов (увеличение мощности) увеличены размеры фундаментов под трансформаторы и размеры маслоприемника. Фундаменты, стены и днище маслоприемника – монолитные железобетонные с армированием. Дно маслоприемника имеет уклон 0,005 в сторону приямка. Фундамент под силовой трансформатор монолитный железобетонный. Вокруг маслоприемников предусматривается выполнение подпорной стенки из фундаментных блоков ГОСТ13579-2018, для каждого маслоприемника своя. На верхней части подпорной стенки располагается чаша маслоприемника (расположение маслоприемника на возвышенности вызвано возможным подтопление территории ПС из расчета уровня 1% уровня затопления). По верху фундаментных блоков подпорных стенок предусмотрено выполнение монолитного пояса, в углах стен подпорных стенок укладываются металлические сетки. Маслоприемник выполнить в монолитном исполнении высотой 550мм, толщина стен маслоприемника 200мм.
Оборудование	Фундаменты под оборудование - сборные железобетонные лежни применительно серии 3.407.1-157, устанавливаются на отсыпанную территорию подстанции.
Опоры под установку реклоузеров	Опоры приняты на стойках СВ105-5 по ТУ5863-007-00113557-94. Стойки устанавливаются на территории подстанции в сверленные котлованы с обратной засыпкой песчано-гравийной смесью слоями 25-30 см с тщательным уплотнением до достижения коэффициента уплотнения $K_{упл}=0,95$.
Кабельные каналы	Наземные - сборные железобетонные лотки по серии 3.407-157 вып.1 устанавливаются на отсыпанную территорию подстанции.
Маслосборник	Фундамент под маслосборник представляет собой железобетонную монолитную плиту из бетона В25.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колич.	Лист	Недок.	Подпись	Дата	374/22-22-ОТР.1			19

Копировал

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 «Одинокная, 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 (далее 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.

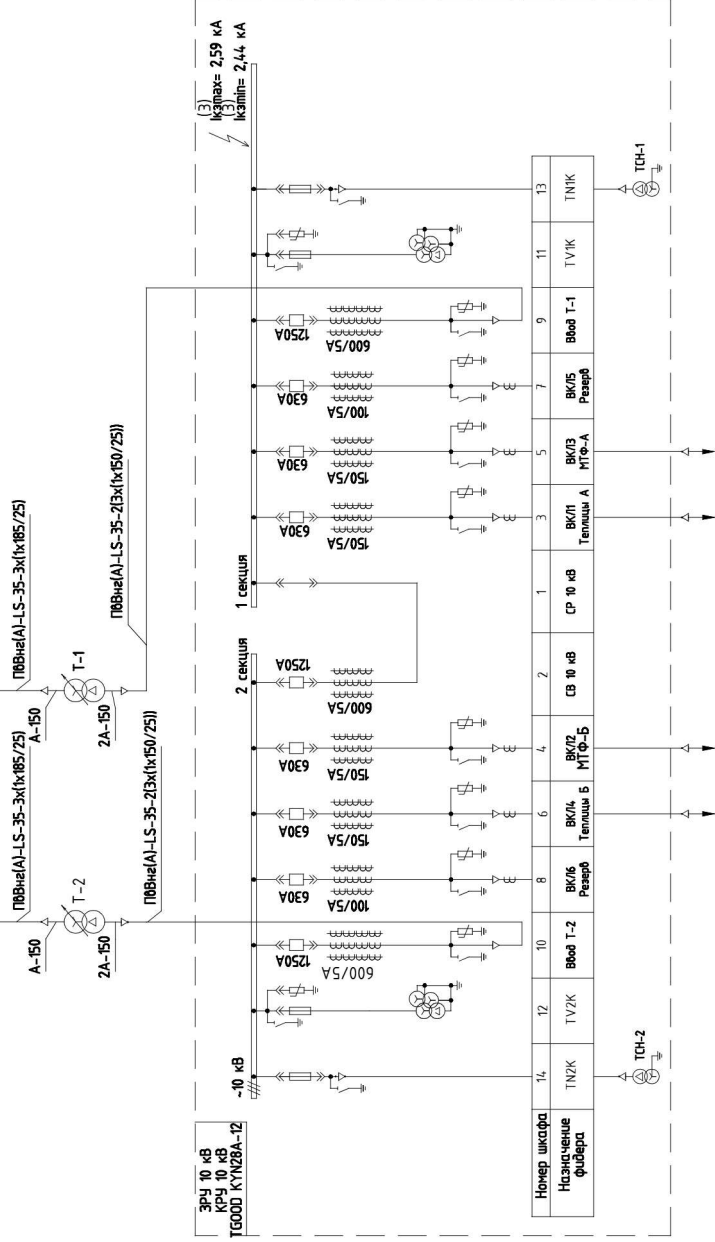
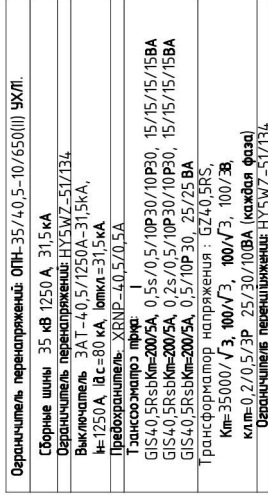
15.1 Исходные данные проектная организация получает с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

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

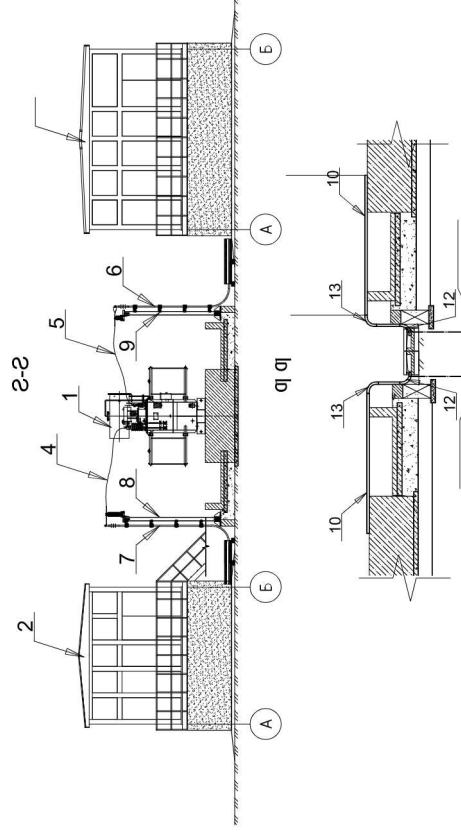
9.1.	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время	1а	В соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН Затраты определяются по среднегодовым нормам раздела 1 табл. 4 и переводятся в средние зимние нормы (при производстве работ по графику неполный год), путём деления 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



6N

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

[illegible]



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

Ведомость монтируемого оборудования
(показано синим цветом)

Ведомость демонтируемого оборудования

№№ 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-м
5	Провод алюминиевый 2хА300 10 кВ	к-м
6	Кабель с оболочкой из ПВХ пластика, не распространяющий горение на напряжение 10 кВ ПВВнг(A)-LS-10 213(х1630/95))	к-м
7	Кабель с оболочкой из ПВХ пластика, не распространяющий горение на напряжение 35 кВ ПВВнг(A)-LS-35 3х(х185/35)	2
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-м
14	ОРУ 10кВ	1

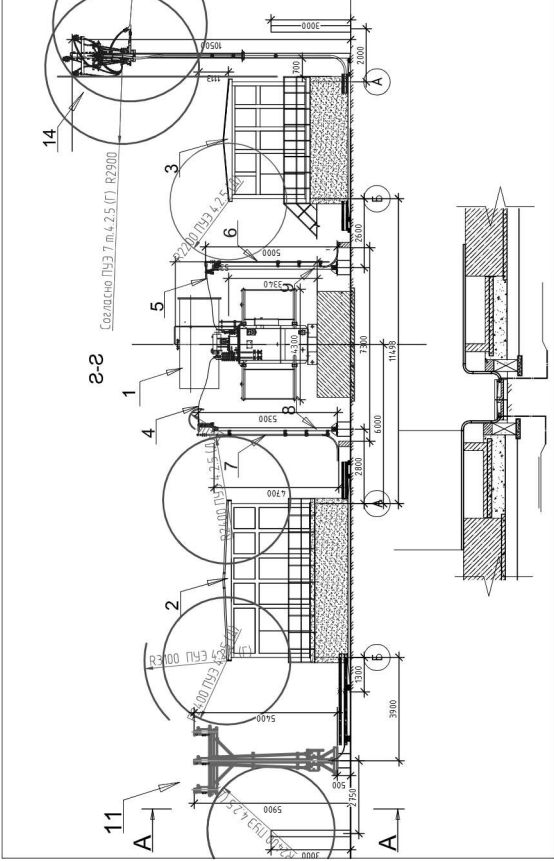
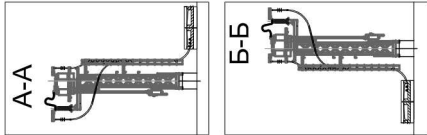
Наименование	Кол-во
Ошинавка 35 кВ (силовой кабель)	к-м
Блок опорных изоляторов 35 кВ	к-м
Ограждение ПС (одна сторона)	к-м
Блок опорных изоляторов 10кВ	2
Силовой тр-р 10МВА 35/10,5кВ	2
Маслоприемник	2
Маслосетки с колодами (определяет ТТО)	к-м
Маслосборник 30м3	1
Ошинавка 10 кВ (силовой кабель)	к-м

Опора мет. 35 кВ (сущ.)

Кабельные прямые сущ.

Маслосборник
V=50 м³

КРЧН 10 кВ
Проект



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 и конструкции показаны условно.

Интеллектуальная собственность ООО "ИркутскЭнергоПроект"

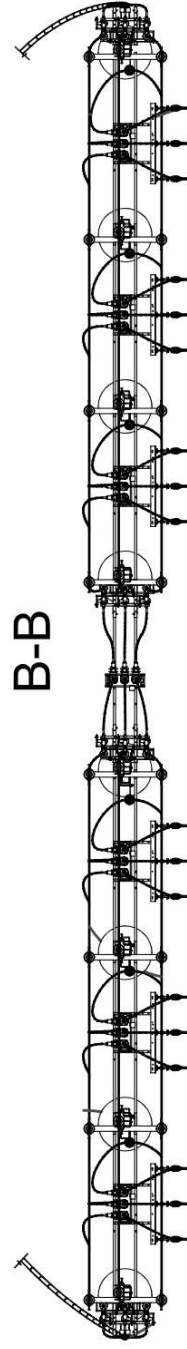
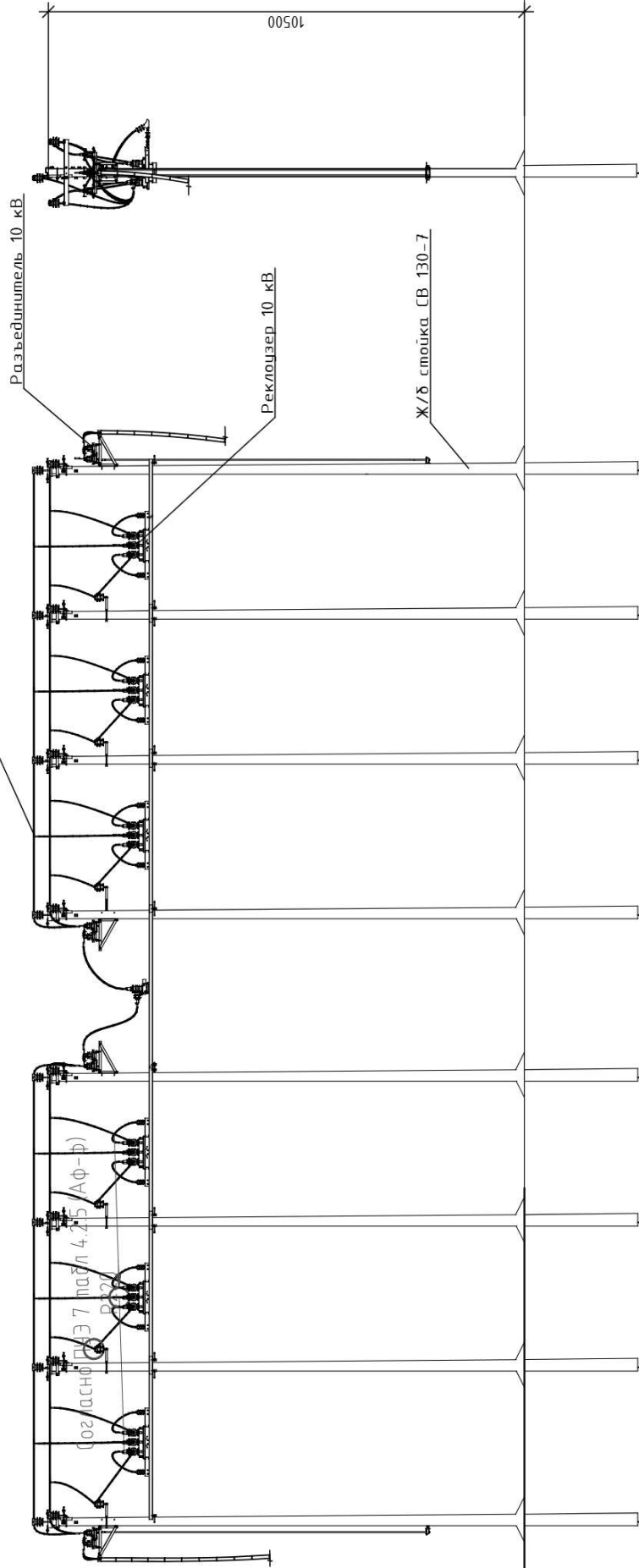
374/22-22-ОТР.1.ГЧ

Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА
каждой, природой мощностью 12 МВА)

Изм.	Кол-во	Лист	Дата
Разраб.	Рудых	№ 01.2024	
Проверка	Бурлаков		
ГИП	Редонев	№ 01.2024	
Н. контр.	Котова	№ 01.2024	

Электротехнические решения

План ПС (реконструируемый)



ИИВ. № подл.	Подписи и дата	Взам. ИИВ. №
--------------	----------------	--------------

Интеллектуальная собственность ООО "ИркутскЭнергоПроект"							
							374/22-22-ОТР.1ГЧ
							Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирос мощности 12 МВА)
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Рудых			14.08.2026		
Проверил		Бурлаков			14.08.2026		
ГИП		Радионов			14.08.2026		
Н. контр.		Копова			14.08.2026		
						Электротехнические решения	Стадия
							Лист
							Листов
						ОТР	5
						ОРУ 10 кВ на реклоузерах	
						ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ	