ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«Красноярскстройэлектропроект»

Свидетельство № П-977-2016-2466119534-8 от 02 сентября 2016 г.

Заказчик – Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Электротехнические решения

Том 1.5.1.1

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2025

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«Красноярскстройэлектропроект»

Свидетельство № П-977-2016-2466119534-8 от 02 сентября 2016 г.

Заказчик – Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Электротехнические решения

Том 1.5.1.1

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1

Технический директор В.В. Транковский

Главный инженер проекта Г.С. Лазарев

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2025

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
1-ЮЭС-2025/203-СП	Состав проектной документации	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ТЧ	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.Р1	Расчет и проверка оборудования	
Приложение А	Задание на разработку проектной и рабочей документации	
Приложение Б	Изменение № 1 к заданию на разработку проектной и рабочей документации	
Графическая часть		
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.1	Схема электрическая принципиальная существующая	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.2	Схема электрическая принципиальная. Первый пусковой комплекс	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.3	Схема электрическая принципиальная. Второй пусковой комплекс	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.4	План ПС существующий. М1:400	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.5	План ПС. Первый пусковой комплекс. М1:400	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.6	План ПС. Второй пусковой комплекс. М1:400	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.7	План молниезащиты	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ л.8	План заземления	

Согласованно

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.С		
Разработал		Логачев			04.25	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	1	1
Н. контр.		Бочачев			04.25		ООО «Красноярскстрой электропроект»		
ГИП		Лазарев			04.25				

Состав проектной документации

Состав проектной документации представлен в отдельной книге 1-ЮЭС-2025/203-СП.

Согласованно

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-СП		
Разработал		Логачев			04.25	Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	1	1
							ООО «Красноярскстрой электропроект»		
Н. контр.		Бочачев			04.25				
ГИП		Лазарев			04.25				

Подтверждение соответствия разработанной проектной документации требованиям действующих технических регламентов, стандартов, сводов правил, исходным данным

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта Лазарев Г.С.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ТЧ		
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	1	19
Н. контр.		Бочачев			04.25		ООО «Красноярскстрой электропроект»		
ГИП		Лазарев			04.25				

Содержание

1. Основание для разработки проектной документации 6
2. Перечень нормативной документации 7
3. Электротехнические решения 9
4. Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств 19

1. Основание для разработки проектной документации

Основание для проектирования:

– Инвестиционная программа АО «ИЭСК»;

– Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы (идентификатор 24.25.1.109);

– Задание на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»;

– Изменение № 1 к заданию на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА).

2. Перечень нормативной документации

Настоящий раздел разработан на основании следующих нормативных документов:

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008, введены 20.12.07 ОАО «ФСК ЕЭС»;
2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание;
4. РД 34.20.175 «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 35 кВ и выше». СПО ОРГРЭС, 1975;
5. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», Минэнерго России, 2003;
6. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
7. ГОСТ 9920-89 (МЭК 815-86, МЭК 694-80) «Электроустановки переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции», Госстандарт СССР, 1989;
8. СП52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», Минестерство регионального развития Российской Федерации;
9. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
10. ГОСТ 12.1.030-81* «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», Госстандарт СССР, 1982, изм. 1, 1988;
11. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом МинЭнерго РФ от 19 июня 2003 №229;
13. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении», СПО ОРГРЭС, 1995 г;
14. СО 153-34.48.508. (РД 34.48.508) «Правила защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов»;
15. РД 34.48.152 «Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»;
16. Федеральный закон от 22.07.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
17. РТМ 36.18.32.4-92 – «Указания по расчету электрических нагрузок»
18. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», РАО «ЕЭС России», 2003;
19. Нормативы численности промышленно – производственного персонала электрических сетей, РАО «ЕЭС России», 2002;
20. «Правила по охране труда при работе на высоте», утв. приказом Минтруда России от 28.03.2014 г. № 155н, рег.№ 33990;
21. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ);
22. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», Минздрав России, 2016;

23. ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты», Госстандарт СССР. Переиздан в 2002 году;

24. СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;

25. СП 118.13330.2022 «Свод правил. Общественные здания и сооружения»;

26. СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», Минэнерго России, 2003;

27. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;

28. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» с изменениями от 12.11.2016 г.

29. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

30. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»

31. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденным Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003г. №281;

32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

33. ГОСТ Р 21.101-2020 Основные требования к проектной и рабочей документации;

34. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

3. Электротехнические решения

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

В настоящем подразделе тома проектной документации предусматривается реконструкция существующей ПС 220 кВ Светлая. При реконструкции выполняется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 на трансформаторы мощностью 100 МВА каждый.

В административном отношении объект реконструкции расположен в Российской Федерации, Иркутской области, г. Шелехов и Шелеховском районе.

Климатическая характеристика района сведена в таблицу 1.

Таблица 1 - Климатическая характеристика района

Параметры	Размерность	Значение
Расчетный район по ветровой нагрузке	номер	II
Нормативная скорость ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет на высоте 10 м	м/с	29
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м	Па	500
Расчетный район по гололедной нагрузке	номер	II
Нормативная толщина стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 25 лет	мм	15
Среднегодовая температура воздуха	°С	2,0
Абсолютный максимум температуры воздуха	°С	36,0
Абсолютный минимум температуры воздуха	°С	минус 52,0
Средняя годовая продолжительность гроз	час	от 20 до 40
Район по пляске проводов	-	умеренный
Сейсмическая активность по шкале MSK-64	баллов	8
Нормативная глубина сезонного промерзания грунта	м	2,8

Климат района резко-континентальный с продолжительной (6 месяцев) зимой и коротким жарким летом.

Постоянный снежный покров устанавливается в начале ноября месяца и удерживается до конца марта, покров достигает по высоте 60 см.

Подробное описание топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условий участка строительства уточнено и представлено в отчетах по инженерным изысканиям.

На ПС 220 кВ Светлая установлены 2 силовых трансформатора 220/35/10 кВ с установленной мощностью 40 МВА каждый. Распределение электроэнергии выполняется на распределительных устройствах 35 кВ и 10 кВ.

Открытое распределительное устройство 220 кВ ПС Светлая выполнено по схеме № 220-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Комплектное распределительное устройство 35 кВ (КРУН-35) выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Комплектное

распределительное устройство 10 кВ (КРУН-10) выполнено по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин». Электроснабжение потребителей выполняется по кабельным и воздушным линиям электропередачи на напряжении 35 кВ и 10 кВ.

В соответствии с заданием на проектирование в настоящем подразделе предусматривается реконструкция ПС 220 кВ Светлая в следующем объеме:

- замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 мощностью 40 МВА каждый на нетиповые трансформаторы SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА каждый (мощность обмоток по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА) – 2 шт.;
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 №1, 5 и 6) – 3 шт.;
- установка существующих блоков ТСН-1 и ТСН-2 на новое место – 2 шт.;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ – 2 шт.;
- установка токоограничивающих реакторов 10 кВ – 2 шт.;
- монтаж наземный кабельных ж/б лотков;
- замена маслоприемников трансформаторов Т-1, Т-2;
- монтаж дополнительного маслосборника РГС-50 – 1 шт.

При установке оборудования выполняется замена ошиновки до ближайшего оборудования участками без устройства соединений в пролете.

Прокладка кабельных линий собственных нужд, РЗА, автоматики и телемеханики по территории реконструируемой ПС выполняется частично в существующих и проектируемых кабельных ж/б лотках.

3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения

Открытое распределительное устройство 220 кВ реконструируемой ПС 220 кВ Светлая выполнено по схеме № 220-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Комплектное распределительное устройство 35 кВ (КРУН-35) выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУН-10) выполнено по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Изменение существующих схем распределительных устройств реконструируемой подстанции не предусматривается.

3.3 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Основными электроприемниками реконструируемой ПС 220 кВ Светлая являются отходящие линии 35 и 10 кВ потребителей, связанные с ОРУ 220 кВ через трансформаторы Т-1 и Т-2.

Установленная мощность существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет 40 МВА каждый.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на нетиповые трансформаторы SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА каждый (мощность обмоток по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА), прирост мощности на 120 МВА.

Проектом предусмотрена замена оборудования ячеек 35 кВ №1, 5 и 6 на ток 1600 А, замена ТТ-35 кВ ячеек 35 кВ №1, 5 и 6 на ТТ с Ктт 1200/5 А, замена ошиновки 35 кВ от Т-1 и Т-

2 до КРУН-35 кВ.

Электрические нагрузки ПС 220 кВ Светлая относятся:

- к промышленным потребителям, что обуславливает первую и вторую категорию по надежности электроснабжения;

- к коммунально-бытовым потребителям (питание существующих электрических сетей 10 кВ) что обуславливает вторую и третью категорию по надежности электроснабжения.

В соответствии с заданием на проектирование изменение схем распределения нагрузки существующей ПС не предусматривается.

3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения (согласно ГОСТ Р 27.102-2021) следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при реконструкции ПС 220 кВ Светлая отвечает требованиям надежности:

– безотказности;
– долговечности;
– ремонтопригодности;
– сохраняемости;
– режимной управляемости;
– устойчивости;
– живучести;
– безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

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

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

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

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

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

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

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

Для обеспечения заданных диапазонов отклонений напряжения, поддержания частоты системы и качества электроэнергии имеются следующее оборудование и устройства автоматики:

- устройство РПН и автоматика на силовых трансформаторах.

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

Электрическая нагрузка ПС 220 кВ Светлая относится к первой, второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

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

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

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

Существующая схема присоединений ПС может обеспечивать электроснабжение энергопринимающих устройств по первой категории надежности электроснабжения.

Схемы ОРУ 220 кВ, КРУН-35 кВ и КРУН-10 кВ не изменяются данным проектом.

Для обеспечения электроэнергией потребителей к КРУН-35 кВ подключены 2 воздушные линии электропередачи.

Для обеспечения электроэнергией потребителей к КРУН-10 кВ подключено 8 кабельных линий электропередачи.

В нормальном режиме электроснабжение потребителей 35 и 10 кВ осуществляется от 2х секций 35 и 10 кВ. За счет секционирования исключена потенциальная возможность полного погашения распределительных устройств 35 и 10 кВ.

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

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

- молниеотводы для защиты устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний и ограничители перенапряжений для защиты от коммутационных перенапряжений;

- установка оборудования с обеспечением технологических разрывов между отдельными электроаппаратами;

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

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

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

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

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

Для экономии электроэнергии настоящим проектом предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;

- снижение плотности тока в электрической сети за счет унификации сечений и применения новых материалов и конструкций проводов и кабелей;

- внедрение интеллектуальных активно-адаптивных систем управления электрической сетью;

- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами.

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

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

На объекте проектирования предусмотрена существующая система учета электроэнергии.

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

Данным проектом предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению энергетической эффективности:

- назначение ответственных за контролем расхода энергоресурсов и проведение мероприятий по энергосбережению;

- соблюдение правил эксплуатации энергооборудования;

- сетевое резервирование потребителей возможностью перевода питания с одной системы шин на другую;

- внедрение нового, более экономичного, электрооборудования;

- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение

электроэнергии при минимальных потерях;

- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;
- обеспечение работы измерительных трансформаторов и электросчетчиков в допустимых условиях (отсутствие недогрузки первичных цепей ТТ, перегрузки вторичных цепей ТТ и ТН, обеспечение требуемых температурных условий, устранение вибраций оснований счетчиков и т.д.).

3.7 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов, объем реконструкции

В соответствии с техническим заданием предусматриваются следующие мероприятия по реконструкции с учетом пусковых комплексов:

Первый пусковой комплекс:

- замена силового трансформатора Т-1 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 мощностью 40 МВА на нетиповой трансформатор SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА (мощность обмотки по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА);
- замена маслоприемника трансформатора Т-1;
- монтаж нового маслосборника РГС-50;
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 №1, 5 и 6);
- замена ошиновки 35 кВ от Т-1 до КРУН-35 кВ;
- установка существующего блока ТСН-1 на новое место;
- установка дополнительной ячейки КРУН-10 кВ для подключения ТСН-1;
- перевод питания ТСН-1 от шин КРУН-10 кВ;
- установка токоограничивающего реактора 10 кВ ТОР-1;
- монтаж наземный кабельных ж/б лотков;
- замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 до первой опоры ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши;
- пуско-наладочные работы.

Второй пусковой комплекс:

- замена силового трансформатора Т-2 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 мощностью 40 МВА на нетиповой трансформатор SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА (мощность обмотки по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА);
- замена маслоприемника трансформатора Т-2;
- замена ошиновки 35 кВ от Т-2 до КРУН-35 кВ;
- установка существующего блока ТСН-2 на новое место;
- установка дополнительной ячейки КРУН-10 кВ для подключения ТСН-2;
- перевод питания ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- установка токоограничивающего реактора 10 кВ ТОР-2;
- монтаж наземный кабельных ж/б лотков;
- пуско-наладочные работы.

Установленная мощность существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет 40 МВА каждый.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на нетиповые трансформаторы SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА каждый (мощность обмоток по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА), прирост мощности на 120 МВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд после реконструкции не изменится.

Расчет токов замыкания на землю приведен в таблице Р2.1.

Таблица Р2.1 – Расчет токов замыкания на землю

ПС Светлая 220/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 1 секция (1СШ-10кВ)					
Присоед.	Сечение КЛ/ВЛ	Длина КЛ/ВЛ, км	Уд. знач. Iс, А/км	Iс, А	ΣIс, А
Яч.№3	300	0,270	1,0	0,27	0,27
Яч.№9	300	0,270	1,0	0,27	0,27
Яч.№11	240	2,19	1,7	3,72	3,79
	120	0,06	1,16	0,07	
Яч.№13	400	3,5	1,0	3,5	3,5
Яч.№17	300	2,755	1,0	2,76	2,76
Суммарный ток ОЗЗ на 1 секции					10,59
ПС Светлая 220/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 2 секция (2СШ-10кВ)					
Яч.№4	240	1,047	1,7	1,78	1,78
Яч.№14	120	0,085	1,16	0,10	1,7
	240	0,85	1,7	1,45	
	95	0,52	0,03	0,15	
Суммарный ток ОЗЗ на 2 секции					3,48
Суммарный ток ОЗЗ сети 10 кВ					**14,07**

Расчет токов замыкания на землю в сети 10 кВ выполнен для определения необходимости подключения оборудования для компенсации токов и снижения уровня перенапряжений.

Значения емкостных токов для кабельных линий, а также формулы для расчета емкостных токов воздушных линий и мощных двигателей взяты из книги «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей», М.А. Шабад, стр.141-142.

Суммарный ток замыкания на землю в сети 10 кВ ПС Светлая 220/35/10 кВ составляет **14,07 А** (1 секция – 10,59 А, 2 секция – 3,48 А).

Согласно п.1.2.16 ПУЭ работа электрических сетей напряжением 10 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах в сети напряжением 10 кВ – более 20 А.

Так как значение суммарного емкостного тока сети не превышает допустимое значение, то выполнять компенсацию емкостного тока с помощью дугогасящих реакторов не требуется.

3.8 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Масляное и ремонтное хозяйство согласно техническому заданию настоящим проектом не предусматривается.

Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от

мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ ·А и более.

Проектом предусматривается дополнительная установка маслосборника РГС-50 и реконструкция сети маслоотведения от Т-1 и Т-2.

3.9 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003, ПС 220 кВ Светлая 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.

Молниезащита ПС 220 кВ Светлая предусматривается существующая. Для защиты оборудования от прямых ударов молнии на ПС 220 кВ Светлая установлены молниеотводы на порталах, прожекторной мачте, а также отдельностоящие.

Проектируемое оборудование входит в зону существующей молниезащиты ПС 220 кВ Светлая. Установка дополнительных средств молниезащиты на ПС 220 кВ Светлая не предусматривается, так как высшие точки устанавливаемого оборудования не выше существующего.

Существующая система молниезащиты подстанции после реконструкции не изменится.

Защита силовых трансформаторов и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно п.4.2.133 ПУЭ 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;
- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы системы РЗА, ПА и АСУ ТП выполнено защитное и рабочее заземление устройств;
- для цепей постоянного оперативного тока применяются экранированные кабели. Экраны кабелей заземлены с двух сторон;
- отдельным кабелем прокладываются следующие линии:

• переменного тока от трансформаторов тока;
• постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
• силовые цепи переменного тока 380/220 В.

- силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам в разных лотках.

Устанавливаемое оборудование присоединяется к существующему контуру заземления подстанции стальной полосой сечением 40х5 мм² не менее чем в двух точках. Заземляющие проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к существующему контуру заземления ПС, прокладываются на глубине не менее 0,3 м.

В новых кабельных лотках с контрольными кабелями прокладывается шина уравнивания потенциалов (ШУП).

3.10 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Полные объёмы монтируемого оборудования и материалов будут определены при дальнейшем проектировании. Объемы монтируемого оборудования и материалов будут уточняться на стадии разработки рабочей документации.

В настоящем проекте новое оборудование выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания. Токи КЗ приняты в соответствии с расчетами в отдельном томе.

Параметры заменяемого оборудования приведены в технических требованиях к проектируемому оборудованию. Основные технические характеристики заменяемого оборудования указаны на проектируемых схемах ПС 220 кВ Светлая, см. 1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ, л. 2, 3.

3.11 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Согласно техническому заданию реконструкция системы освещения на ПС 220 кВ Светлая не предусматривается данным титулом. Система рабочего и аварийного освещения остается существующей.

3.12 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

Согласно техническому заданию установка дополнительных и резервных источников электроэнергии не предусматривается данным титулом.

3.13 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для обеспечения электроснабжения электроприёмников на ПС 220 кВ Светлая предусмотрены следующие мероприятия:

- взаиморезервируемые силовые трансформаторы 220/35/10 кВ;
- резервирование секций шин 35 и 10 кВ с АВР;
- резервирование секция шин 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ.

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

3.14 Собственные нужды, оперативный ток, кабельное хозяйство

Согласно техническому заданию предусматривается реконструкция собственных нужд 0,4 кВ в объеме подключения нового устанавливаемого оборудования.

Решения по реконструкции собственных нужд переменного тока представлены в томе 1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.

3.15 Компоновка и конструктивные решения

Установка силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 планируется открытого типа, преимущественно комплектного заводского изготовления на проектируемые фундаменты.

Установка токоограничивающих реакторов ТОР-1 и ТОР-2 планируется открытого типа, комплектного заводского изготовления на проектируемые фундаменты.

Установка дополнительных ячеек КРУН-10 кВ планируется на проектируемых металлоконструкциях, преимущественно комплектного заводского изготовления.

Предусмотрена замена ошиновки 35 кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-35 кВ на существующих опорных металлоконструкциях.

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). Так же на основании опыта эксплуатации существующего оборудования было принято принять нормальную степень загрязнения.

Существующая компоновка ПС 220 кВ Светлая обеспечивает возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования:

- имеются сквозные проезды;
- имеется проезд к ОРУ 220 кВ;
- имеется проезд к КРУН-35 кВ;
- имеется проезд к КРУН-10 кВ;
- имеется два въезда на территорию подстанции.

Ошиновка ОРУ 220 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами.

С учетом замены оборудования предусматривается частичная замена существующей ошиновки.

Стальные порталы, молниеотводы существующие.

Новые опоры под оборудование, площадки обслуживания и т.д. защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования.

Соединение гибких проводов в пролетах должно выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам - опрессовкой или сваркой согласно ПУЭ 7-ое издание п. 4.2.46. При этом присоединение ответвлений в пролете выполняется, как правило, без разрезания проводов пролета. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ОПН, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам, ответвительным зажимам предусматривается опрессовкой.

4. 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:

- пробои изоляции;

- выгорание монтажа;

- повреждение элементов МП;

- сбои в работе и ложная работа систем РЗА;

- связи и управления.

Для обеспечения нормального функционирования МП требуется выполнение следующих условий:

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

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

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

Устанавливаемое оборудование ПС 220 кВ Светлая 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, что уровни полей и помех, воздействующих на электронные и микропроцессорные устройства и их коммуникации, не превышают 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 РЗА и АИИСКУЭ 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 связи:
- переменного тока от трансформаторов тока;
- постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
- силовые цепи переменного тока.
- силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам.

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 РЗА, АСУТП, АСКУЭ 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.

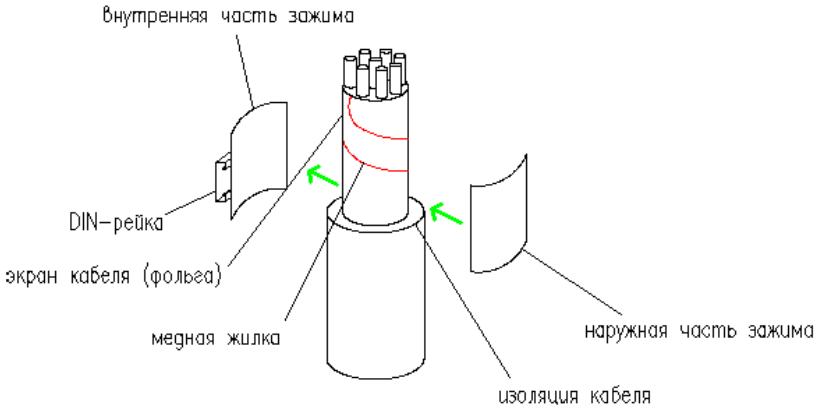


Рис. 4.1. Заземление экрана кабеля типа КВВГэ при помощи специального зажима

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 50571-4-44-2019 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 50571.5.54-2024. Учитывая, что для защитных проводников электроустановок используется стальная полоса 40х5 (200 мм2), то половина данного сечения (100 мм2) в пересчете на медный проводник составит 10 мм2. Таким образом, для шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается одножильный медный гибкий проводник желто-зеленого цвета сечением 10 мм2.

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 1 кВ;

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

Снижение указанных расстояний не допускается.

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

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

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

Аппаратура связи должна быть присоединена к заземляющему устройству здания посредством изолированного заземляющего проводника. Заземляющий проводник должен быть изготовлен из меди, и иметь сечение не менее 6 мм2.

Заземляющий проводник присоединяют с одной стороны к главной заземляющей шине вводного распределительного устройства здания (щита собственных нужд), гальванически связанной с глухозаземлённой нейтралью трансформатора собственных нужд и 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 аппаратной посредством заземляющих перемычек. Все металлические лотки телекоммуникационной кабельной системы, расположенные в аппаратной должны быть присоединены шлейфами к шине заземления аппаратной.

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

Система заземления электрических сетей переменного тока 0,38 кВ в помещении аппаратной должна удовлетворять требованиям TN-S системы, т. е. не допускается применение объединённого защитного и нулевого рабочего PEN-проводника.

Заземление устройств оборудования обработки информации выполняют в соответствии с ГОСТ Р 50571.5.54 и ГОСТ Р 50571.22.

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

Электромагнитную совместимость выполнить с обеспечением требований документов, в частности информационное письмо 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», информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72.

После завершения пуско-наладочных работ рекомендуется проведение инструментального обследования заземляющего устройства и электромагнитной обстановки. Диагностику заземляющего устройства проводят в соответствии с РД 153-34.0-20.525-00. 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 применить антистатические линолеумы, настилы, коврики, а также антистатическую одежду и обувь.

Также предусмотреть применение кистевых браслетов с шарнирным контактом и заземляющим кордом, присоединяемым к заземляющему устройству.

Расчет и проверка силового оборудования и ошиновки

Таблица 1.

Присоединение РУ	Обозначение, тип оборудования	Проверка по номинальному – расчетному току (максимальному току)			По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток)			По термической стойкости			По току отключения выключателя			По номинальному напряжению		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
		$I_{расч}, А$	$I_{ном}, А$	$I_{расч} \le I_{ном}$	$i_{уд}, кА$	$i_{дин(ампл)}, кА$	$i_{уд} \le i_{дин(ампл)}$	$B_К$	B_T	$B_К \le B_T$	$I_{КЗ}, кА$	$I_{откл.выкл.}, кА$	$I_{КЗ} \le I_{откл.выкл.}$	$U_{ном.сети}, кВ$	$U_{ном.}, кВ$	$U_{ном.сети} \le U_{ном}$
КРУН 35 кВ	Выключатель: Uн=35 кВ, Iн=1600 А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА, Iоткл.=20 кА	1440	1600	1440<1600	26	51	26<51	22,8	1200	22,8<1200	10,41	20	10,41<20	35	35	35=35
	Трансформатор тока: Uн=35 кВ, Ктт=1200/5, Iн=1200А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА	1000	1200	1000<1200	26	51	26<51		1200	22,8<1200	-	-	-	35	35	35=35
	Провод 2хАС-400/22	1440	1660	1440<1660	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
КРУН 10 кВ	Выключатель: Uн=10 кВ, Iн=3150 А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА, Iоткл.=20 кА	2640	3150	2640<3150	41	51	41<51	54,7	1200	54,7<1200	16,141	20	16,141<20	10	10	10=10
	Трансформатор тока: Uн=10 кВ, Ктт=3000/5. Iн=3000А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА		3000	2640<3000	41	51	41<51		1200	54,7<1200	-	-	-	10	10	10=10
	Провод 4хАС-400/22		3320	2640<3320	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2. Токи короткого замыкания

Место КЗ	Ток КЗ, кА			
	I^3_{max} (кА)	$3I^0$ (кА)	Та / куд (по ГОСТ 27514-87 табл.3)	$i_{у.max}$ (кА)
	Расчетные токи			
На шинах 220 кВ	24,344	22,05	0,05/ 1,8	62
На шинах 35 кВ	10,41	-	0,05/ 1,8	26
На шинах 10 кВ	16,141	-	0,05/ 1,8	41

<u>Проверка проектируемого оборудования:</u>

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

<u>Расчетные значения:</u>

Ударный ток трехфазного КЗ:

$i_{уд220} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 24{,}344 \cdot 1{,}8 = 62$ кА

$i_{уд35} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 10{,}41 \cdot 1{,}8 = 26$ кА

$i_{уд10} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 16{,}141 \cdot 1{,}8 = 41$ кА

Интеграл Джоуля допустимый:

$B_{T(1)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА$^2 \cdot$ с

Интеграл Джоуля расчетный:

$B_{К.35} = I_{кз}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а) = 10{,}41^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}05) = 22{,}8$ кА$^2 \cdot$ с.

$B_{К.10} = I_{кз}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а) = 16{,}141^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}05) = 54{,}7$ кА$^2 \cdot$ с.

<u>Расчетный ток:</u>

В качестве рассчетного тока приняты:

- По КРУН 35 кВ по току трансформатора с допустимым коэффициентом перегруза К=1,2.
- По КРУН 10 кВ по току трансформатора с допустимым коэффициентом перегруза К=1,2.

<u>Проверка проектируемой гибкой ошиновки:</u>

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

Сечение проектируемых проводов РУ 35 кВ принимается по аналогии с существующими проводами, с учетом длительно допустимого тока силового трансформатора с его допустимой перегрузкой.

Допустимый длительный ток для проводов АС (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет:

АС-400/22 - 830 А.

Проверка ошиновки по термической стойкости:

$$q_{\min(35кВ)} = I_{к.з.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а}}{C_{тер}} = 10410 \cdot \frac{\sqrt{0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}05}}{90} = 53\ мм^2 \le 400\ мм^2$$

где

Стер =90 – постоянное значение для алюминиевых проводов (ГОСТ Р 52736 2007).

Iкз – максимальный ток КЗ;

tр.з. – время срабатывания релейной защиты;

tо.в. – полное время отключения выключателя;

Та – постоянная времени затухания апериодической составляющей, в зависимости от места К.З.

Таким образом, сечение проектируемой гибкой 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.

<u>Выводы:</u>

Согласно выше приведенным расчетам устанавливаемое оборудование и ошиновка соответствуют расчетным токам КЗ и длительно допустимомым токам.

СОГЛАСОВАНО:
Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
_____ С.А. Клепиков
«15» 03 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор –
главный инженер АО «ИЭСК»
_____ Ю.Н. Терских
«19» 03 2024 г.

ЗАДАНИЕ
на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»

1. Основание для проектирования.

1.1 Инвестиционная программа АО «ИЭСК».

1.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 – 2029 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

2. Вид строительства.

2.1 Реконструкция.

3. Район, пункт и площадка строительства.

3.1 Участок расположен: Иркутская область, г. Шелехов, ул. Индустриальная (в районе д. 4Б).

4. Основные технико-экономические показатели.

4.1 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая:

- замена трансформаторов Т-1, Т-2 на два трансформатора напряжением 220/35/10 кВ и мощностью по 80 МВА каждый;
- реконструкция оборудования РУ-35 кВ;
- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая -Баклаши.

5. Объем проектной 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 РУ-35 кВ в объёме:

- замена оборудования ячеек 35 кВ Баклаши А и Б на ток 1600А;
- замена ТТ-35 кВ ячеек 35 кВ Баклаши А и Б на ТТ с Ктт 1500/5;
- усиление/замена ошиновки 35 кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-35 кВ;
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Объём реконструкции уточнить при проектировании и согласовать с ЮЭС.

6.2 Схему РУ-10 кВ принять существующую типовую № 10-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин». Количество ячеек отходящих линий на секциях шин 10 кВ уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.3 Принять два трёхобмоточных силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ мощностью по 80 МВА каждый. Мощность силовых трансформаторов уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.4 Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны соответствовать «Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утверждённым приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

6.5 На стадии ОТР определить объем необходимой реконструкции РЗА и ПА на ПС, питающих ВЛ 220 кВ, отходящих присоединений 35 кВ, 10 кВ. При установке дополнительных устройств РЗА применить МП терминалы того же типа, что установлены на ПС.

6.6 <u>Проектом предусмотреть:</u>

6.6.1 Реконструкцию маслосборника, маслоприёмников и фундаментов Т-1 и Т-2 (объём реконструкции определить проектом).

6.6.2 Установку реакторов 10 кВ на шинных мостах 10 кВ Т-1 и Т-2 (необходимость установки определить проектом по результатам расчётов Iкз).

6.6.3 Установку на каждой из секций шин 10 кВ ДГР с высококоомными резисторами (мощность ДГР уточнить проектом, результаты расчётов представить в проекте).

6.6.4 Установку в сети 10 кВ и 35 кВ на каждой из секций шин терминалов определения повреждённых фидеров, действующих на сигнал, а далее на отключение повреждённого фидера релейной защитой.

6.6.5 Трансформаторы тока: для ТТ 35 кВ, 10 кВ количество и класс точности вторичных обмоток определить на стадии ОТР. Трансформаторы тока для вводных ячеек 10/35 кВ Т-1 и Т-2 во всех трёх фазах предусмотреть четырёхобмоточные (либо два двухобмоточных ТТ, установленных последовательно) с классами обмоток 0,5S/0,5/10-/10-(0,5S/10-и 0,5/10-), а для СВ-10/35 кВ и новых линейных ячеек 10 кВ в трёх фазах, трёхобмоточные с классом: 0,5S/0,5/10-.

Для трансформаторов тока 220 кВ и трансформаторов тока вводных ячеек 10/35 кВ Т-1 и Т-2 класс точности для релейной защиты, Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток релейной защиты 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.

Для трансформаторов тока СВ-10, СВ-35 кВ, трансформаторов тока отходящих ячеек класс точности трансформаторов тока для релейной защиты, мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток для релейной защиты подтвердить расчётами согласно рекомендациям производителей терминалов.

Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.6.6 Присоединение ТСН к шинам КРУН-10 кВ через выключатели согласно пункту 9.1.12 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007- 29.240.10.248-2017».

6.6.7 Установку дополнительных линейных ячеек 10 кВ аналогичных существующим типа К-59-НЭТЗ УХЛ1 (при необходимости установки для ТСН и ДГР-10).

6.6.8 Выполнение расчётов токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока. Выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких

предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭиИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭиИ ЮЭС.

6.6.9 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА с привязкой к действующим устройствам и оборудованию.

6.6.10 Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами; переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели и т.п.), необходимые для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналы, отображаемые с помощью светодиодов.

6.6.11 Вместе с этим должны быть предоставлены:

- техническая информация и руководство по эксплуатации на русском языке;
- методические материалы по расчёту параметров настройки;
- бланки заданий уставок РЗА в редактируемом формате;
- решения по синхронизации терминалов по сигналам точного времени;
- монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА в форме, рекомендованной заводом-изготовителем;
- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА.

6.6.12 Расчёт защит прилегающей сети 10/35 кВ (при необходимости).

6.6.13 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2). Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 220 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

6.6.14 Выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами.

6.6.15 Выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

6.6.16 Устройство для силовых трансформаторов анкерных точек для крепления страховочных привязей.

6.6.17 Устройство противопожарных перегородок между силовыми трансформаторами Т-1 и Т-2 (необходимость установки определить проектом).

6.6.18 Вторичные кабельные связи выполнять контрольными кабелями, выпущенными по ГОСТ 26411-85, при применении ТУ кабеля необходимо предусмотреть на порядок выше сечение жил в два раза. Проектной организации при разработке РД в кабельном журнале учитывать сечение контрольных кабелей, выпущенных по ГОСТ и ТУ.

6.6.19 Выполнение расчета загрузки трансформаторов ПС, коммутационного и иного оборудования в нормальных и ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах (на предмет выполнения условия n-1) на момент реализации реконструкции ПС и на перспективу 5 лет с учетом естественного ежегодного прироста нагрузки по данному району и с учетом выданных, но не реализованных договоров на тех. присоединение.

6.6.20 Реконструкцию ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши в объеме:

- замены провода на композитный без замены опор и по возможности использования существующей стеклянной изоляции. Тип провода определить проектом по результатам

расчётов нормальных и аварийных режимов работы ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши (объём работ и тип провода согласовать с ЮЭС);

- произвести расчет механической нагрузки на линейную арматуру, изоляцию и на опоры ВЛ-35 кВ с условием выполнения замены провода.

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.

Выполнить раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», содержащий описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность электрооборудования ПС.

9. Пусковые комплексы.

9.1 Проектом выделить следующие пусковые комплексы:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-1 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА;
- монтаж нового маслосборника (при необходимости);
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 Баклаши А и Б);
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-2 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- монтаж оборудования ДГР-10 кВ.

Третий пусковой комплекс:

- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Состав и объем мероприятий пусковых комплексов в проектной документации может быть откорректирован с учётом ОТР, разработанных для этапов набора нагрузки.

10. Стадийность проектирования.

10.1 Предусмотреть этапы проектирования:

I этап:

- разработка, обоснование, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ основных технических решений (ОТР).

В составе ОТР представить сметную стоимость строительства.

II этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ технических требований к оборудованию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ проектной документации;
- сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

IV этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

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 с действующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7 издание;
- Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждённые приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630;
- Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утверждённые приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017»;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008»;
- «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;
- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация»;
- ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление

режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

- ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждено Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г. (в ред. от 21.12.2009г. №1044);
- «Общие требованиями 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.;
- СНиП 11-01-95 и другими действующими нормативно-техническими документами.

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 «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств».

В разделе определить электромагнитную обстановку на всех присоединениях, на которых устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА, АСУТП и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007- 29.240.044 - 2010).

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

11.4 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

В составе раздела должны быть выполнены расчёты токов КЗ на шинах 10/35/220 кВ ПС 220 кВ Светлая. 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.

11.5 Разработать технические требования к комплексу защит и автоматики реконструируемого объекта.

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

- В части решений по РЗА рабочая документация должна содержать:

- пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств и комплексов РЗА ПС 220 кВ Светлая;
- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);
- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами, устройствами

высокочастотной связи, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними;
- принципиальные и (или) функционально-логические схемы в графическом виде, отражающие алгоритмы функционирования устройств РЗА, выполненные с применением стандартных для применяемого устройства РЗА логических элементов;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА, оформленные на бланках, рекомендуемых заводом-изготовителем устройств РЗА;
- схемы организации каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, выполненные в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;
- технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, автоматизированными системами технологического управления, автоматизированными системами диспетчерского управления с учетом требований к сбору, хранению и передаче в автоматическом режиме в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике файлов с данными регистрации аварийных событий в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования».

11.6.1 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2), присоединений 10/35 кВ. Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 220 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами;
- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

11.6.2 При необходимости реконструкции устройств РЗА на смежных подстанциях, устройства РЗА выполнить на МП терминалах. Расчёт уставок согласовать с АО «ИЭСК». Уставки защит должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов.

11.7 Разработать раздел «Расчёт электрических режимов» в прилегающей к ПС 220 кВ Светлая электрической сети 220-110 кВ для нормальной, ремонтных и аварийных схем.

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 220-110 кВ в объеме, достаточном для выбора оборудования ПС, также необходимые для определения количественного состава устройств ПА и для расчёта и выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования существующих и проектируемых комплексов и устройств ПА для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630 и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом

Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286, на год окончания реконструкции объекта и на последний год периода, рассмотренного в актуальной редакции Схемы и программы развития электроэнергетических систем России с учетом 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 расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний и летний периоды.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).

11.8 Расчёты электроэнергетических режимов должны выполняться на предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири актуальных цифровых моделях для проведения расчета электрических режимов, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2557 «Об утверждении Правил формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики». В случае необходимости проектная организация в предоставленных расчетных моделях выполняет моделирование дополнительных элементов электрической сети номинальным напряжением 110 кВ и ниже в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы, после чего направляет скорректированные расчетные модели на рассмотрение в ОДУ Сибири.

11.9 На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ВЛ, определены объемы необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

11.10 В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров питающей подстанцию электрической сети 110 кВ (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновки и т.д.) предусмотреть режимные мероприятия, автоматику ограничения перегрузки оборудования, усиление сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

11.11 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.

11.12 В документации необходимо привести параметры планируемого к установке электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше в объеме, предусмотренном приложениями № 1 и № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 г. № 1340.

11.13 Рабочую документацию выполнять только 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 рабочей документации.

11.14 Выполнить согласование проектной документации с инспектирующими организациями и заинтересованными организациями.

11.15 В сводном сметном расчёте предусмотреть затраты на:

- 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, экспертизу, оформление землеустроительных дел с постановкой земельного участка на государственный кадастровый учёт (при необходимости расширения земельного участка).

11.16 Срок выдачи заказных спецификаций оговорить в календарном плане к договору.

11.17 На каждой стадии разработки проектно-сметной документации проектная организация должна предоставлять документацию в печатном и электронном виде в объёме:

- 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 А3 и переданы без ограничений в редактируемом формате Visio и Adobe Acrobat (PDF).

11.18 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.

11.19 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.

11.20 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.

11.21 Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчётной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.

11.22 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 Перечень исходных данных, сроки подготовки и их передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком.

15.2 Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети» А.В. Потапов

СОГЛАСОВАНО:
Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 05CEF76600D3B1648747FB93E82205D82C
Владелец: Зинаков Денис Сергеевич
Действителен с 21.08.2024 по 21.08.2025

_____ Д.С. Зинаков
«18» 11 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор –
главный инженер
АО «ИЭСК»

_____ Ю.Н. Терских
«20» _____11_____ 2024 г.

Изменение № 1
к заданию на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»

1. **Наименование проектной и рабочей документации** «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)» **принять в следующей редакции:**

«Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 100 МВА каждый (прирост мощности 120 МВА)».

2. **Пункт 1.2 принять в следующей редакции:**

«1.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы (Приложение № 4 идентификатор 24.25.1.109).».

3. **Пункт 4.1 принять в следующей редакции:**

«4.1 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая:

- замена трансформаторов Т-1, Т-2 на два трансформатора напряжением 220/35/10 кВ и мощностью по 100 МВА каждый;
- реконструкция оборудования РУ-35 кВ;
- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая -Баклаши.».

4. **Пункт 6.3 принять в следующей редакции:**

«6.3 Принять два нетиповых силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый (мощность обмоток принять по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА). Мощность, характеристики силовых трансформаторов уточнить в проектной документации и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, АО «ИЭСК» и ЮЭС.».

5. **Пункт 9.1 принять в следующей редакции:**

«9.1 Проектом выделить следующие пусковые комплексы:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-1 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА;
- монтаж нового маслосборника (при необходимости);
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 Баклаши А и Б);
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши.

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-2 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- монтаж оборудования ДГР-10 кВ.

Третий пусковой комплекс:

- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Состав и объем мероприятий пусковых комплексов в проектной документации может быть откорректирован с учётом ОТР, разработанных для этапов набора нагрузки.».

6. Пункт 11.4 принять в следующей редакции:

«11.4 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей электрической сети 10, 35, 220 кВ на год ввода объекта в эксплуатацию и на последний расчетный год СиПР ЭЭС.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и электродинамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей электрической сети 10, 35, 220 кВ и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).».

7. Пункт 11.7 принять в следующей редакции:

«11.7 Разработать раздел «Расчет электроэнергетических режимов».

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 35-220 кВ для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 и «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286, с учетом этапности ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии и динамики изменения электрических нагрузок на год окончания реконструкции объекта и на последний год среднесрочного периода, на который разработаны последние утвержденные схема и программа развития электроэнергетических систем России.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 35-220 кВ необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний период при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки.

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 35-220 кВ, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).».

8. Пункт 11.8 принять в следующей редакции:

«11.8 Расчеты установившихся электроэнергетических режимов, токов короткого замыкания должны выполняться на расчетных моделях, сформированных на основании актуальных перспективных расчетных моделей, предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным Приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82. В случае необходимости проектная организация вносит изменения в предоставленные расчетные модели в части корректировки параметров существующих и/или моделирования дополнительных элементов электрической сети в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы. Расчетные модели

прилагаются при направлении документации на согласование в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.».

9. Пункт 11.10 принять в следующей редакции:

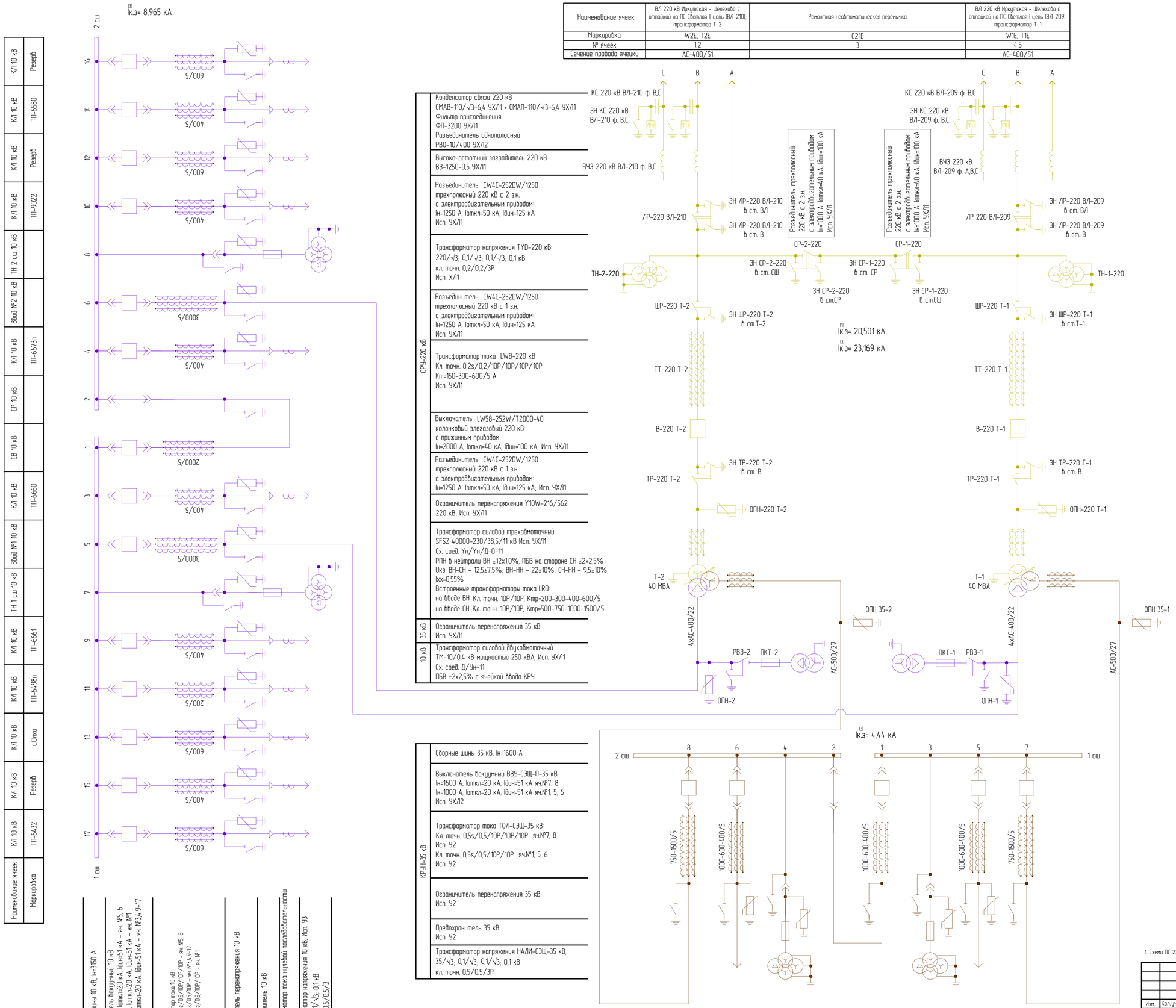
«11.10 В случае несоответствия расчетных величин допустимым значениям параметров электроэнергетического режима и существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, шины, ошиновка и т.д.) выполнить разработку мероприятий по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотреть усиление соответствующей сети, установку устройств ПА, а также замену оборудования и устройств в рамках проектирования по настоящему титулу вне зависимости от принадлежности объектов. Границами района электрической сети 220 кВ, в пределах которых необходимо оценивать параметры электроэнергетического режима, принять отпайки ПС 220 кВ Светлая.».

10. Пункт 11.12 принять в следующей редакции

«11.12 В составе разрабатываемой документации должна содержаться информация в отношении оборудования ПС, планируемого к установке (замене, модернизации) в рамках проектирования по настоящему титулу и соответствующего критериям, указанным в пункте 12 Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (далее – Правила предоставления информации), должны быть определены проектные технические параметры и характеристики такого оборудования в объеме, предусмотренном приложением № 3 к Правилам предоставления информации.».

Заместитель Генерального директора –
директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети» М.В. Старцев

Наименование ячеек	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210), трансформатор Т-2	Ремонтная неавтоматическая перемычка	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209), трансформатор Т-1
Маркировка	W2E, T2E	C21E	W1E, T1E
№ ячеек	1,2	3	4,5
Сечение провода ячейки	АС-400/51		АС-400/51



1. Схема ПС 220 кВ Светлая разработана на основании электрической схемы ПС 220/35/10 кВ "Светлая" АО "ИЭСК".

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Логачев			04.25
Проверил		Транковский			04.25
Н. контроль		Богачев			04.25
ГИП		Лозарев			04.25

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ

Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)

ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	1	

Схема электрическая принципиальная существующая

ООО "Красноярскстройэлектропроект"

Согласовано

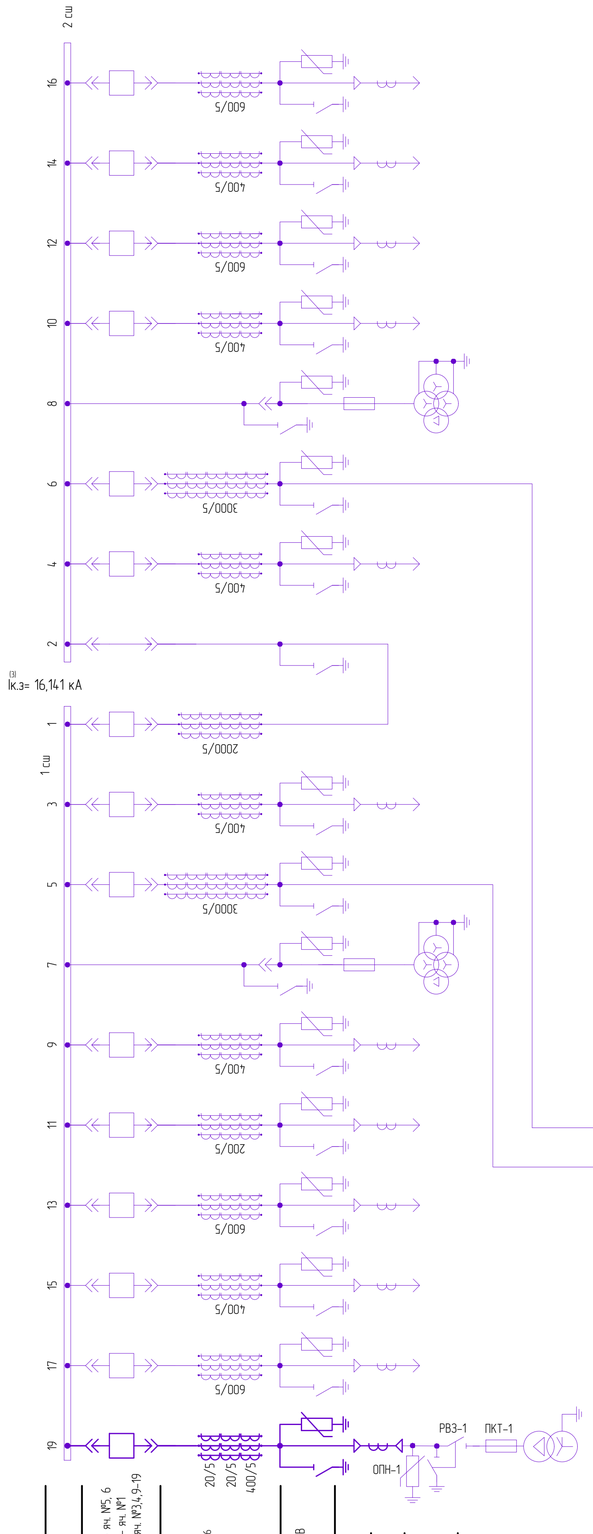
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Формат А1

Наименование ячеек	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210), трансформатор Т-2	Ремонтная неавтоматическая перемычка	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209), трансформатор Т-1
Маркировка	W2E, T2E	C21E	W1E, T1E
№ ячеек	1,2	3	4,5
Сечение провода ячейки	АС-400/51		АС-400/51

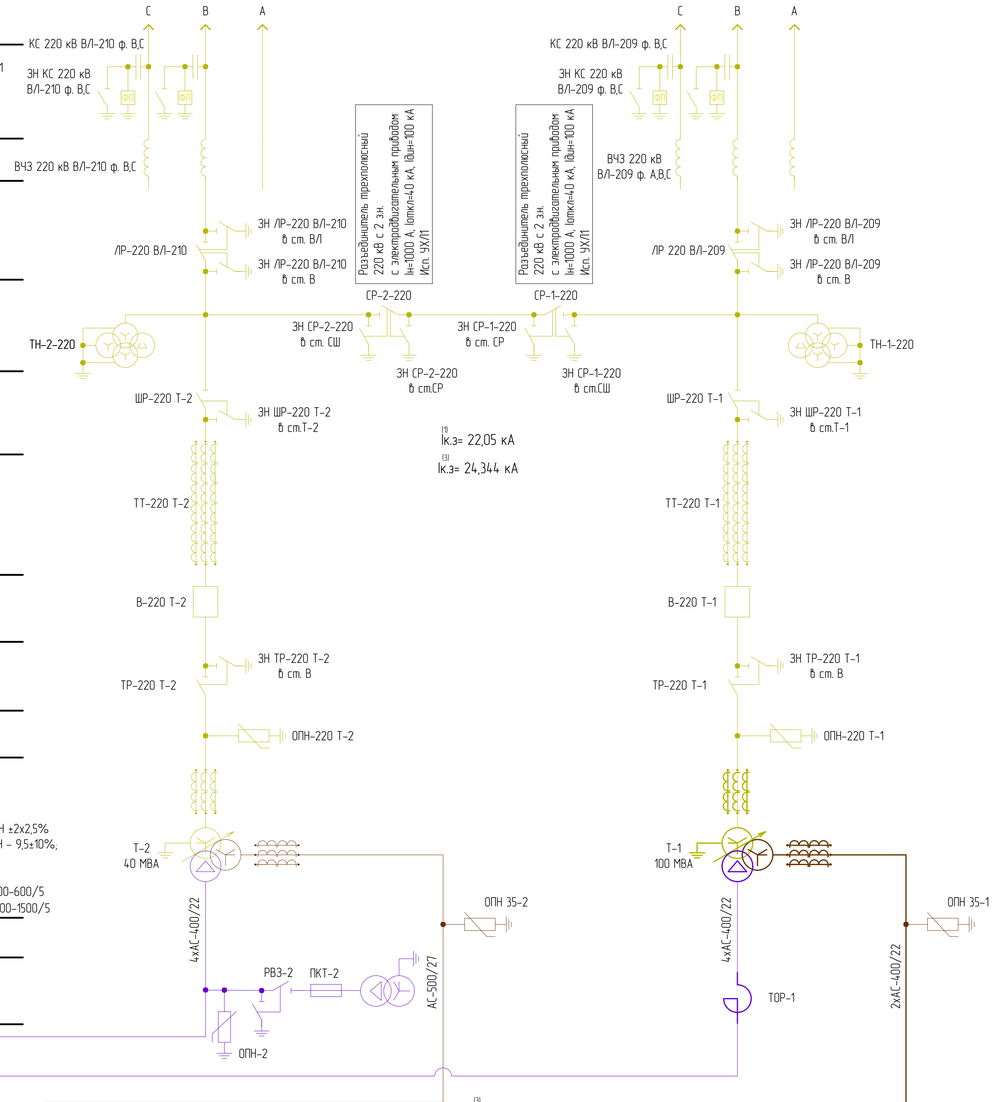


Наименование ячеек	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	ТН 2 сш 10 кВ	Ввод №2 10 кВ	КЛ 10 кВ	СР 10 кВ	СВ 10 кВ	КЛ 10 кВ	Ввод №1 10 кВ	ТН 1 сш 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	ТСН 1 сш 10 кВ
Маркировка	Резерв	ТП-6580	Резерв	ТП-9022		ТП-6673п				ТП-6660			ТП-6661	ТП-6498п	с.0лха	Резерв	ТП-6432	

	Наименование	Маркировка
КРУН-10 кВ	Сборные шины 10 кВ, Iн=3150 А	
	Выключатель вакуумный 10 кВ Iн=3150 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №5, 6 Iн=2000 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №1 Iн=630 А Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №3,4,9-19 Исп. УХЛ2	
	Трансформатор тока 10 кВ Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P – яч. №5, 6 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P – яч. №3,4,9-19 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P – яч. №1 Исп. У2	20/5 20/5 400/5
	Ограничитель перенапряжения 10 кВ Исп. УХЛ2	
	Предохранитель 10 кВ Исп. У3	
	Трансформатор тока нулевой последовательности Кт=25/1	
	Трансформатор напряжения 10 кВ. Исп. У3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,5/0,5/3	

	Наименование	Маркировка
ОРУ-220 кВ	Конденсатор связи 220 кВ СМАВ-110/√3-6,4 УХЛ1 + СМАП-110/√3-6,4 УХЛ1 Фильтр присоединения ФП-3200 УХЛ1 Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ2	
	Высокочастотный заградитель 220 кВ ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 2 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА Исп. УХЛ1	
	Трансформатор напряжения TYD-220 кВ 220/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,2/0,2/3P Исп. Х/Л1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 1 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА Исп. УХЛ1	
	Трансформатор тока LWB-220 кВ Кл. точн. 0,2s/0,2/10P/10P/10P/10P Кт=150-300-600/5 А Исп. УХЛ1	
	Выключатель LW58-252W/T2000-40 колонковый элегазовый 220 кВ с пружинным приводом Iн=2000 А, Iоткл=40 кА, Iдин=100 кА; Исп. УХЛ1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 1 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА; Исп. УХЛ1	
	Ограничитель перенапряжения Y10W-216/562 220 кВ; Исп. УХЛ1	
	Т-2: Трансформатор силовой трехобмоточный SFSZ 40000-230/38,5/11 кВ Исп. УХЛ1 Сх. соед. Yн/Yн/Д-0-11 РПН в нейтрали ВН ±12х1,0%, ПБВ на стороне СН ±2х2,5% Uкз: ВН-СН – 12,5±7,5%; ВН-НН – 22±10%, СН-НН – 9,5±10%; Iхх=0,55% Встроенные трансформаторы тока LRD: на вводе ВН: Кл. точн. 10P/10P, Ктр=200-300-400-600/5 на вводе СН: Кл. точн. 10P/10P, Ктр=500-750-1000-1500/5	
35 кВ	Ограничитель перенапряжения 35 кВ Исп. УХЛ1	
10 кВ	Трансформатор силовой двухобмоточный ТМ-10/0,4 кВ мощностью 250 кВА, Исп. УХЛ1 Сх. соед. Д/Ун-11 ПБВ ±2х2,5% с ячейкой ввода КРУ	

	Наименование	Маркировка
КРУН-35 кВ	Сборные шины 35 кВ, Iн=1600 А	
	Выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-П-35 кВ Iн=1600 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА яч.№7, 8 Iн=1600 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА яч.№1, 5, 6 Исп. УХЛ2	
	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 кВ Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P/10P яч.№7, 8 Исп. У2 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P яч.№1, 5, 6 Исп. У2	
	Ограничитель перенапряжения 35 кВ Исп. У2	
	Предохранитель 35 кВ Исп. У2	
	Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-35 кВ, 35/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,5/0,5/3P	

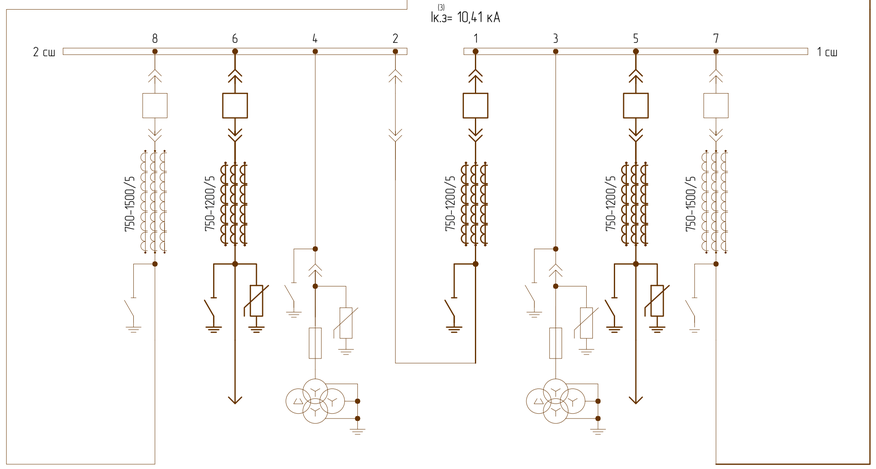


Т-1:
Трансформатор силовой трехобмоточный
SFSZ 100000-230/38,5/10,5 кВ Исп. УХЛ1
Sн=100000/80000/40000 кВА
Iн=251,0/1199,7/2199,4 А
Сх. соед. Yн/Yн/Д-0-11
РПН в нейтрали ВН ±12х1,0%, ПБВ на стороне СН ±2х2,5%
Встроенные трансформаторы тока LRB
на вводе ВН: Кл. точн. 10PR/10PR, Ктр=500/5
на вводе СН: Кл. точн. 10PR/10PR, Ктр=2000/5

ОРУ-220 кВ

Реактор токоограничивающий с горизонтальным расположением фаз
РТСТГ-10-2500-0,14, Исп. УХЛ1,
Uн=10 кВ, Iн=2500 А, X=0,14 Ом, Iдин=79,1 кА, Iт=31 кА

10 кВ



Наименование ячеек	Ввод №2 35 кВ	ВЛ 35 кВ	ТН 2 сш 35 кВ	СР 35 кВ	СВ 35 кВ	ТН 1 сш 35 кВ	ВЛ 35 кВ	Ввод №1 35 кВ
Маркировка		В-35 Баклаши А					В-35 Баклаши Б	

1. Толстой сплошной линией выделено вновь устанавливаемое оборудование по первому пусковому комплексу.
2. Предусмотреть установку существующего блока ТСН-1 на новое место.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Логачев			04.25
Проверил		Транковский			04.25
Н. контроль		Богачев			04.25
ГИП		Лозарев			04.25

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ

Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)

ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	2	

Схема электрическая принципиальная. Первый пусковой комплекс

ООО "Красноярскстрой электропроект"

Согласовано

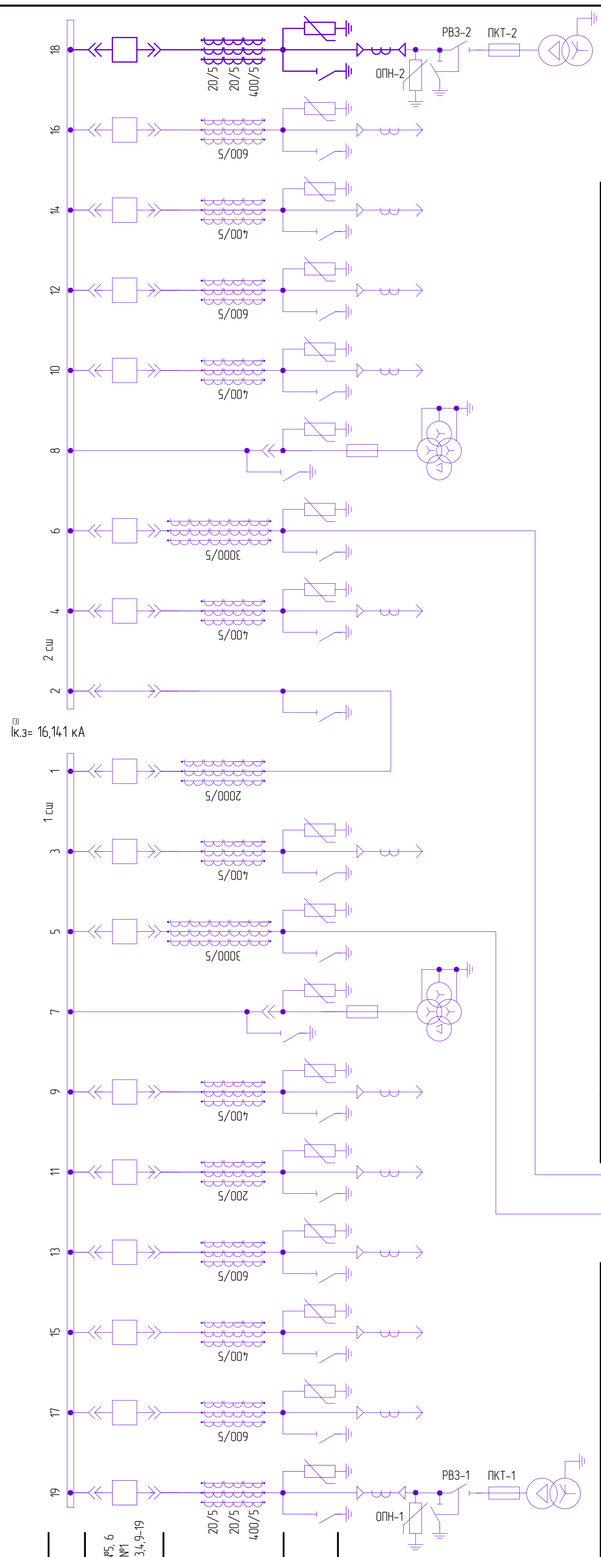
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Формат А1

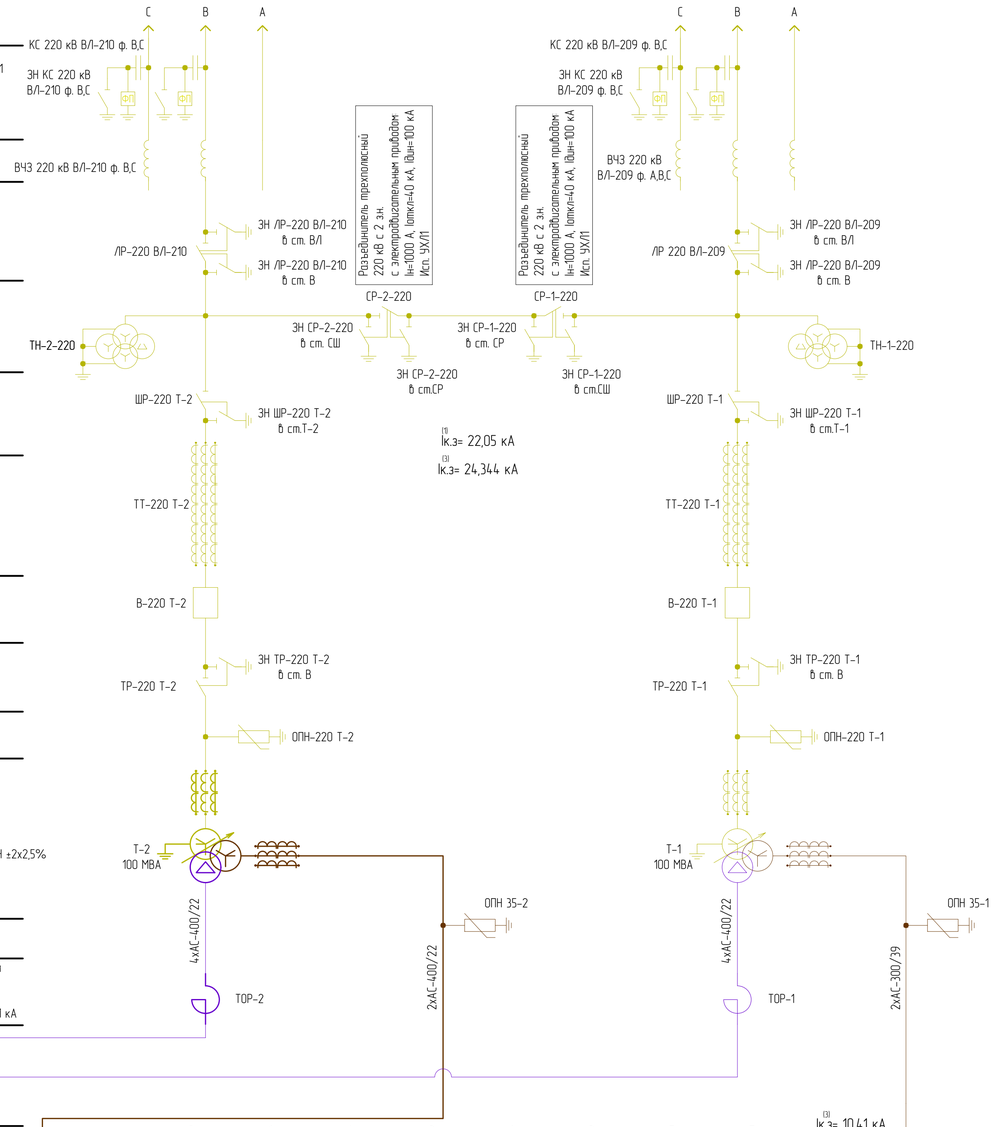
Наименование ячеек	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210); трансформатор Т-2	Ремонтная неавтоматическая перемычка	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехова с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209); трансформатор Т-1
Маркировка	W2E, T2E	C21E	W1E, T1E
№ ячеек	1,2	3	4,5
Сечение провода ячейки	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51

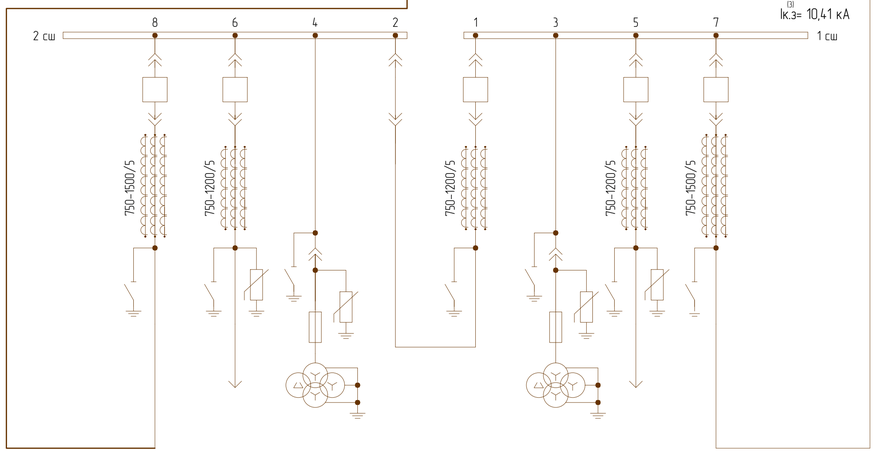


	Наименование ячеек	Маркировка
КРУН-10 кВ	Сборные шины 10 кВ, Iн=3150 А	
	Выключатель вакуумный 10 кВ Iн=3150 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №5, 6 Iн=2000 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №1 Iн=630 А Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА – яч. №3,4,9-19 Исп. УХЛ2	
	Трансформатор тока 10 кВ Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P – яч. №5, 6 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P – яч. №3,4,9-19 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P – яч. №1 Исп. У2	20/5 20/5 400/5
	Ограничитель перенапряжения 10 кВ Исп. УХЛ2	
	Предохранитель 10 кВ Исп. У3	
	Трансформатор тока нулевой последовательности Кт=25/1	
	Трансформатор напряжения 10 кВ. Исп. У3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,5/0,5/3	

	Наименование ячеек	Маркировка
ОРУ-220 кВ	Конденсатор связи 220 кВ СМАВ-110/√3-6,4 УХЛ1 + СМАП-110/√3-6,4 УХЛ1 Фильтр присоединения ФП-3200 УХЛ1 Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ2	
	Высокочастотный заградитель 220 кВ ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 2 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА Исп. УХЛ1	
	Трансформатор напряжения TYD-220 кВ 220/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,2/0,2/3P Исп. Х/Л1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 1 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА Исп. УХЛ1	
	Трансформатор тока LWB-220 кВ Кл. точн. 0,2s/0,2/10P/10P/10P/10P Кт=150-300-600/5 А Исп. УХЛ1	
	Выключатель LW58-252W/T2000-40 колонковый элегазовый 220 кВ с пружинным приводом Iн=2000 А, Iоткл=40 кА, Iдин=100 кА; Исп. УХЛ1	
	Разъединитель CW4C-252DW/1250 трехполюсный 220 кВ с 1 з.н. с электродвигательным приводом Iн=1250 А, Iоткл=50 кА, Iдин=125 кА; Исп. УХЛ1	
	Ограничитель перенапряжения Y10W-216/562 220 кВ; Исп. УХЛ1	
	Трансформатор силовой трехобмоточный SFSZ 100000-230/38,5/10,5 кВ Исп. УХЛ1 Sн=100000/80000/40000 кВА Iн=251,0/1199,7/2199,4 А Сх. соед. Yн/Yн/Д-0-11 РПН в нейтрали ВН ±12х1,0%, ПБВ на стороне СН ±2х2,5% Встроенные трансформаторы тока LRB: на вводе ВН: Кл. точн. 10PR/10PR, Кт=500/5 на вводе СН: Кл. точн. 10PR/10PR, Кт=2000/5	
35 кВ	Ограничитель перенапряжения 35 кВ Исп. УХЛ1	
10 кВ	Реактор токоограничивающий с горизонтальным расположением фаз РТСТГ-10-2500-0,14, Исп. УХЛ1, Uн=10 кВ, Iн=2500 А, X=0,14 Ом, Iдин=79,1 кА, Iт=31 кА	

	Наименование ячеек	Маркировка
КРУН-35 кВ	Сборные шины 35 кВ, Iн=1600 А	
	Выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-П-35 кВ Iн=1600 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА яч.№7, 8 Iн=1600 А, Iоткл=20 кА, Iдин=51 кА яч.№1, 5, 6 Исп. УХЛ2	
	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 кВ Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P/10P яч.№7, 8 Исп. У2 Кл. точн. 0,5s/0,5/10P/10P яч.№1, 5, 6 Исп. У2	
	Ограничитель перенапряжения 35 кВ Исп. У2	
	Предохранитель 35 кВ Исп. У2	
	Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-35 кВ, 35/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ кл. точн. 0,5/0,5/3P	





Наименование ячеек	Ввод №2 35 кВ	ВЛ 35 кВ	ТН 2 сш 35 кВ	СР 35 кВ	СВ 35 кВ	ТН 1 сш 35 кВ	ВЛ 35 кВ	Ввод №1 35 кВ
Маркировка		В-35 Баклаши А					В-35 Баклаши Б	

1. Толстой сплошной линией выделено вновь устанавливаемое оборудование по второму пусковому комплексу.
2. Предусмотреть установку существующего блока ТСН-2 на новое место.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ		
						Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)		
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	3	
Н. контроль		Богачев			04.25	Схема электрическая принципиальная. Второй пусковой комплекс	ООО "Красноярскстройэлектропроект"		
ГИП		Лозарев			04.25				

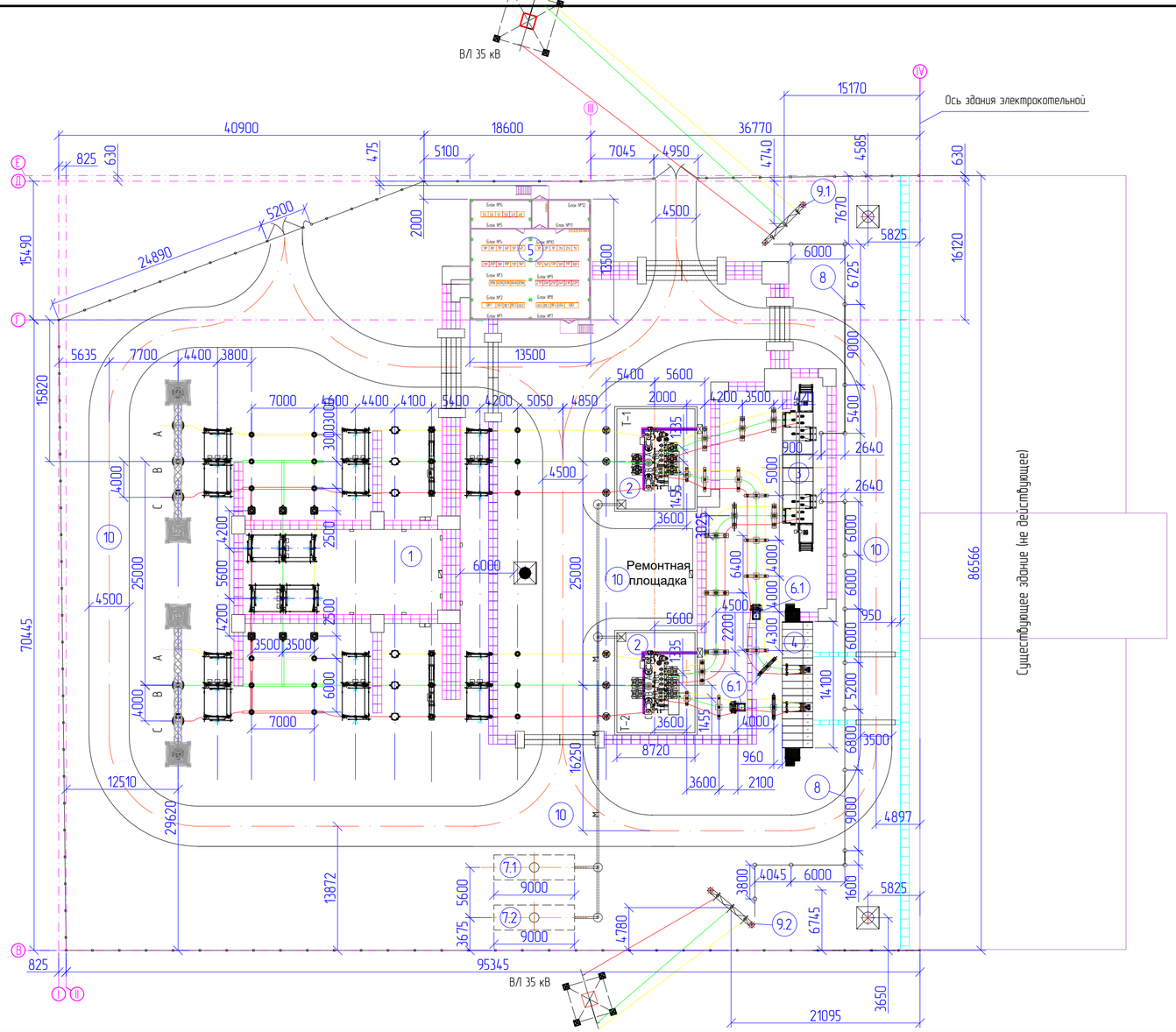
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Формат А1



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Номер комплекта	Примеч.
1	Открытое распределительное устройство 220 кВ (ОРУ-220 кВ)		
2	Трансформатор SFSZ 40000-230/38,5/11		
3	КРУН-35 кВ		
4	КРУН-10 кВ		
5	Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)		
6.1, 6.2	Трансформатор собственных нужд 10 кВ (ТСН), мощностью 250 кВА		
7.1, 7.2	Маслосборник V=50 $м^3$		
8	Кабельная эстакада 35 кВ		
9.1, 9.2	Линейный портал 35 кВ		
10	Проезды и площадки		

Условные обозначения:

- ж/б лотки для контрольного и силового кабеля
- кабельная эстакада 35 кВ
- ж/б лотки для кабеля 10 кВ
- прожекторная мачта с молниеотводом
- отдельностоящий молниеотвод
- молниеотвод на стойке портала 220 кВ
- шкаф зажимов, обогрева и питания приводов выключателей и разъединителей
- выносные блоки управления разъединителями
- сварочный пост

Наименование ячеек				
Маркировка	W1E, T1E	W2E, T2E	C2E	4,5
№ ячеек	4,5	12	3	
Сечение проводов ячейки	AC-400/51	AC-400/51		
	В/Л 220 кВ Иркутская - Шелехово с отпайкой на ПС Светлая I цепь (В/Л-209); трансформатор 11	В/Л 220 кВ Иркутская - Шелехово с отпайкой на ПС Светлая II цепь (В/Л-210), трансформатор 21	Ремонтная перемычка	

Согласовано

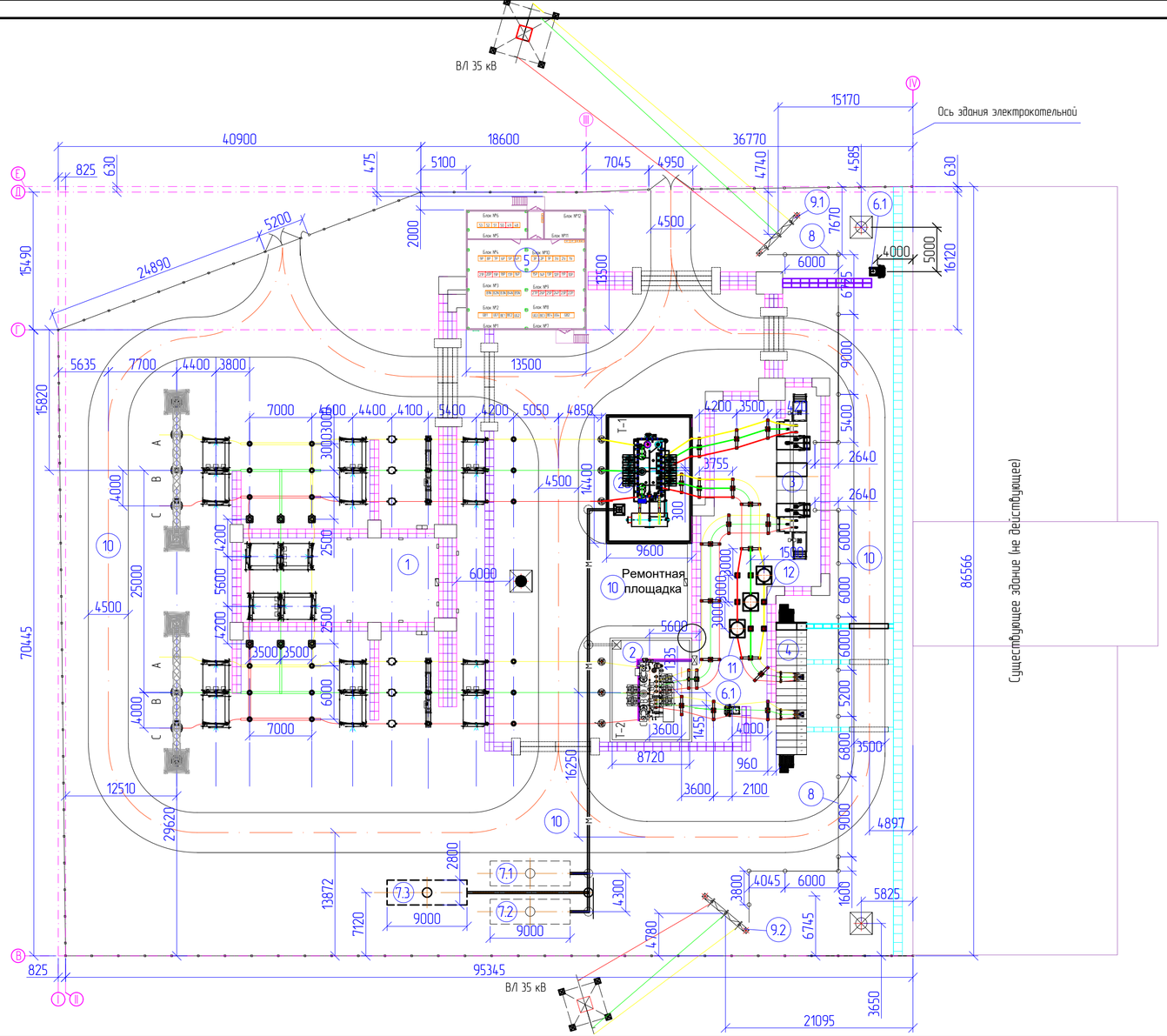
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ			
						1021 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)			
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	4	
Н. контроль		Богачев			04.25	План ПС существующий. М1:400	ООО "Красноярскстрой электропроект"		
ГИП		Лазарев			04.25				

Формат А4х3



Наименование ячеек		В/Л 220 кВ Иркутская – Шелехово с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209); трансформатор 1Т	Ремонтная перемычка	В/Л 220 кВ Иркутская – Шелехово с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210); трансформатор 2Т
Маркировка		W1Е, Т1Е	С2Е	W2Е, Т2Е
№ ячеек		4,5	3	12
Сечение проводов ячейки		АС-400/51		АС-400/51

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Номер комплекта	Примеч.
1	Открытое распределительное устройство 220 кВ (ОРУ-220 кВ)		
2	Трансформатор SFSZ 100000-230/38,5/10,5 кВ		
3	КРУН-35 кВ		
4	КРУН-10 кВ		
5	Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)		
6.1, 6.2	Трансформатор собственных нужд 10 кВ (ТСН), мощностью 250 кВА		
7.1, 7.2	Маслосборник V=50 $м^3$		
7.3	Маслосборник V=50 $м^3$		
8	Кабельная эстакада 35 кВ		
9.1, 9.2	Линейный портал 35 кВ		
10	Проезды и площадки		
11	Реактор токоограничивающий РТСТГ-10-2500-0,14		
12	Шинная опора с изолятором однофазная		

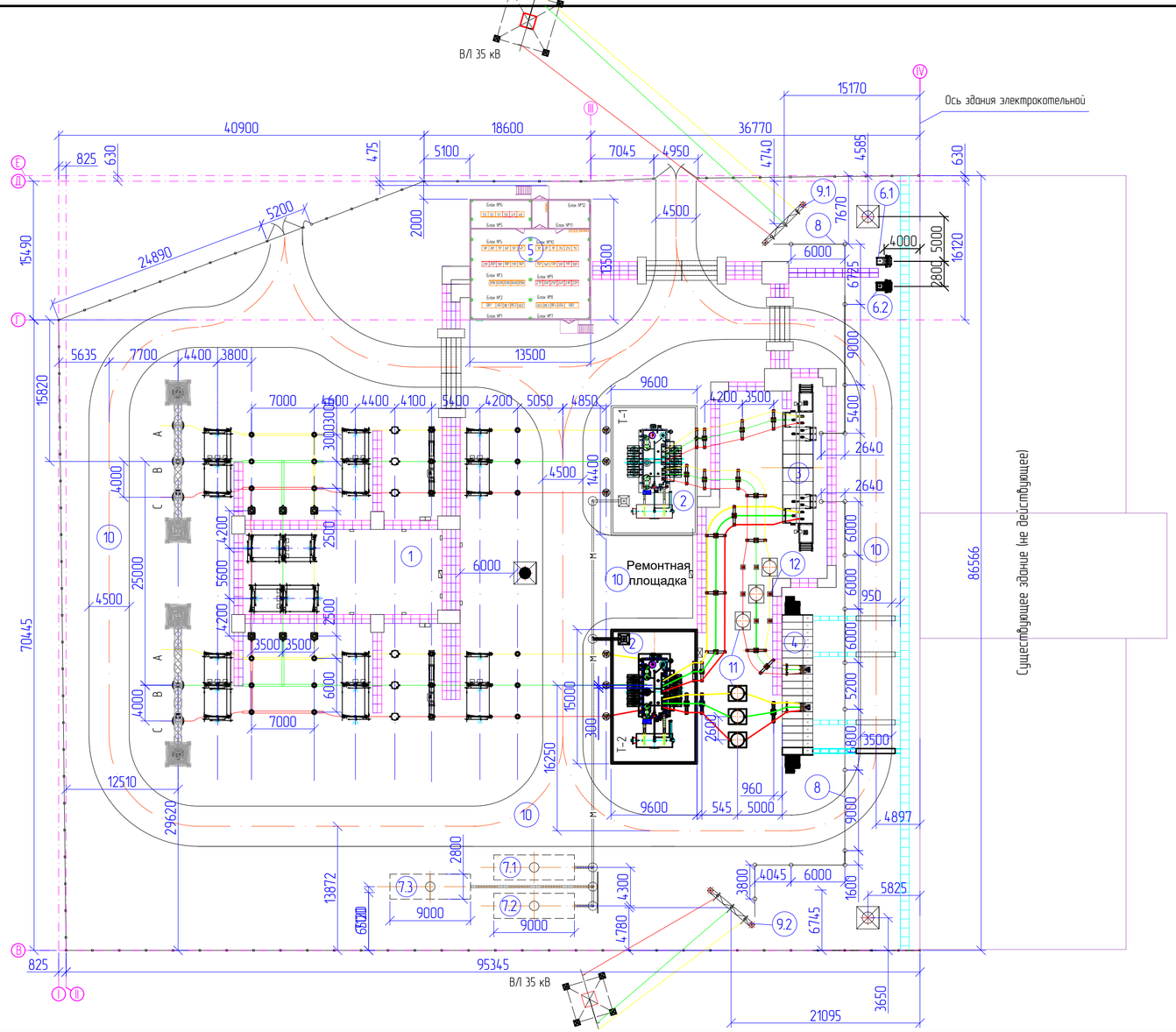
Условные обозначения:

- ж/б лотки для контрольного и силового кбеля
- кабельная эстакада 35 кВ
- ж/б лотки для кабеля 10 кВ
- прожекторная мачта с молниеотводом
- отдельностоящий молниеотвод
- молниеотвод на стойке портала 220 кВ
- шкаф зажимов, обогрева и питания приводов выключателей и разъединителей
- выносные блоки управления разъединителями
- сварочный пост

1. Толстой сплошной линией выделено вновь устанавливаемое оборудование по первому пусковому комплексу.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ			
						Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)			
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	5	
Н. контроль		Богачев			04.25	План ПС. Первый пусковой комплекс. М1:400	ООО "Красноярскстрой электропроект"		
ГИП		Лазарев			04.25				

Формат А4х3



Наименование ячеек		В/Л 220 кВ Иркутская – Шелехово с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209); трансформатор 11	Ремонтная перемычка	В/Л 220 кВ Иркутская – Шелехово с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210); трансформатор 21
Маркировка		W1E, T1E	C2E	W2E, T2E
№ ячеек		4,5	3	12
Сечение проводов ячейки		AC-400/51		AC-400/51

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Номер комплекта	Примеч.
1	Открытое распределительное устройство 220 кВ (ОРУ-220 кВ)		
2	Трансформатор SFSZ 100000-230/38,5/10,5 кВ		
3	КРУН-35 кВ		
4	КРУН-10 кВ		
5	Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)		
6.1, 6.2	Трансформатор собственных нужд 10 кВ (ТСН), мощностью 250 кВА		
7.1, 7.2	Маслосборник V=50 $м^3$		
7.3	Маслосборник V=50 $м^3$		
8	Кабельная эстакада 35 кВ		
9.1, 9.2	Линейный портал 35 кВ		
10	Проезды и площадки		
11	Реактор токоограничивающий РТСТГ-10-2500-0,14		
12	Шинная опора с изолятором однофазная		

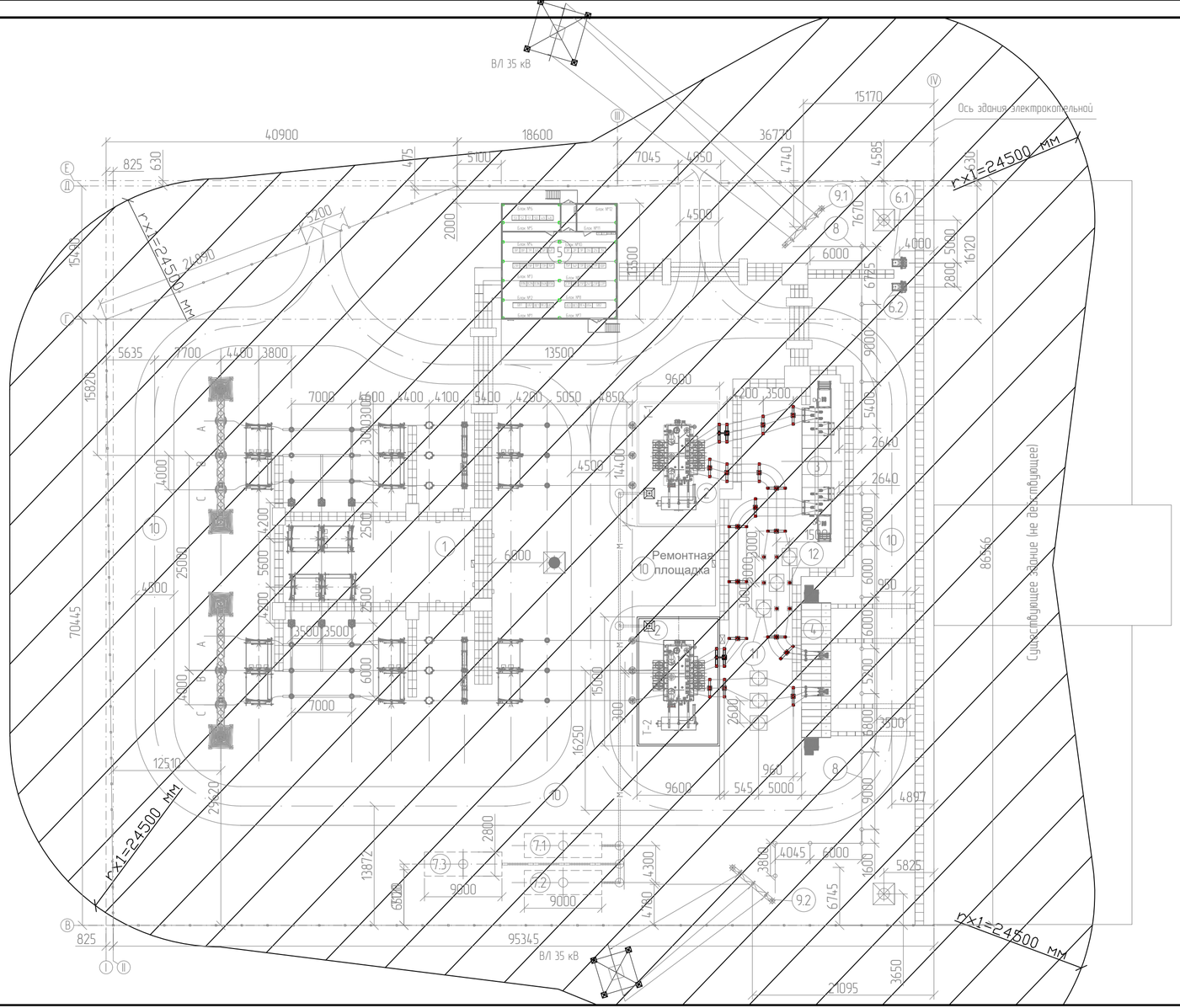
Условные обозначения:

- ж/б лотки для контрольного и силового кабеля
- кабельная эстакада 35 кВ
- ж/б лотки для кабеля 10 кВ
- прожекторная мачта с молниеотводом
- отдельностоящий молниеотвод
- молниеотвод на стойке портала 220 кВ
- шкаф зажимов, обогрева и питания приводов выключателей и разъединителей
- выносные блоки управления разъединителями
- сварочный пост

1. Толстой сплошной линией выделено вновь устанавливаемое оборудование по второму пусковому комплексу.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ			
						Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)			
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	6	
Н. контроль		Богачев			04.25	План ПС. Второй пусковой комплекс. М1:400	ООО "Красноярскстройэлектропроект"		
ГИП		Лазарев			04.25				

Формат А4х3



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Номер комплекта	Примеч.
1	Открытое распределительное устройство 220 кВ (ОРУ-220 кВ)		
2	Трансформатор SFSZ 100000-230/38,5/10,5 кВ		
3	КРУН-35 кВ		
4	КРУН-10 кВ		
5	Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)		
6.1, 6.2	Трансформатор собственных нужд 10 кВ (ТСН), мощностью 250 кВА		
7.1, 7.2	Маслосборник V=50 $м^3$		
7.3	Маслосборник V=75 $м^3$		
8	Кабельная эстакада 35 кВ		
9.1, 9.2	Линейный портал 35 кВ		
10	Проезды и площадки		

Условные обозначения:

- прожекторная мачта с молниеотводом
- отдельностоящий молниеотвод
- молниеотвод на стойке портала 220 кВ

Расчет молниезащиты произведен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003 и РД 153-34.3-35.125-99 по пунктам, не противоречащим СО 153-34.21.122-2003.

В качестве молниеотводов используются существующие отдельностоящие стержневые молниеотводы.

Высота молниеотводов – 32 м.

Защищаемым объектом является территория подстанции с находящимся на ней оборудованием. Для расчета зон защит молниеотводов учитываем наибольшую высоту оборудования – 6 м.

Расчет зоны защит молниеотводов (для уровня надежности А):

Высота молниеотвода:

h1 = 32 м;

Наибольшая высота зоны защиты молниеотвода:

ho1 = 0,85 h = 0,85 32 = 27,2 м;

Граница внутренней зоны защиты на уровне земли

го1 = (1,1 – 0,002 h) h = (1,1 – 0,002 32) 32 = 33,2 м;

Граница внутренней зоны на высоте защищаемого объекта (8 м):

гх1 = (1,1 – 0,002 h) (h–hx/0,85) = (1,1 – 0,002 8) (32–8/0,85) = 24,5 м.

Нанесем на план рассчитанные зоны защиты.

Вывод: В зону защиты существующих молниеотводов входит все вновь проектируемое оборудование подстанции.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ			
						1021 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)			
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	7	
Н. контроль		Богачев			04.25	План молниезащиты	ООО "Красноярскстройэлектропроект"		
ГИП		Лазарев			04.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Формат А4х3

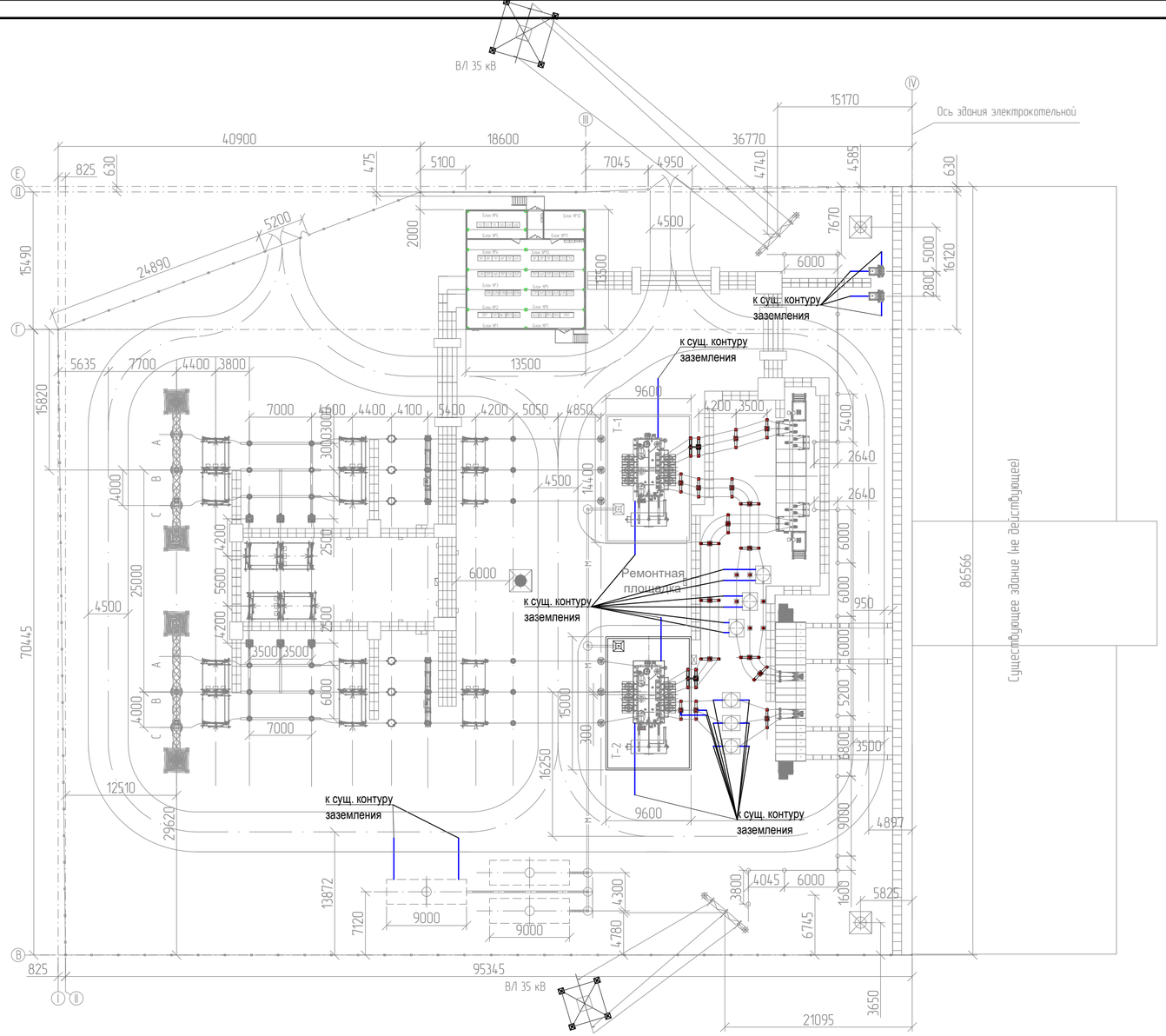


Таблица 1 – Основное оборудование

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Сталь полосовая оцинкованная сечением 5х40 мм, м	100	2	

Таблица условных обозначений.

Обозначение	Наименование
——	Выпуск горизонтального заземлителя для присоединения электрооборудования

Общие указания по контуру заземления:

1. Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
2. Заземляющие горизонтальные проводники не должны иметь окраски, должны быть зачищены от ржавчины, следов масла и т.п.
3. Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнить согласно решений представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответсвии с ГОСТ 5264-80.
4. Проводники (выпуски), присоединяющие проектируемое оборудование и металлоконструкции к существующей заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м.
5. После монтажа проектируемого ЗУ необходимо замерить его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.
6. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства ПС принимается 0,5 Ом.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.1.ГЧ			
						1021 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА) (прирост мощности 120 МВА)			
Разработал		Логачев			04.25	ПС 220 кВ Светлая. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Транковский			04.25		П	8	
Н. контроль		Богачев			04.25	План заземления	ООО "Красноярскстрой электропроект"		
ГИП		Лазарев			04.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Формат А4х3