Проектный центр
ООО «Техно Базис»
(3952) 40-65-03
(3952) 40-65-04

Техно Базис®
Строительно-инжиниринговая компания

ДОПУСК К СТРОИТЕЛЬСТВУ: НП «ОсноваСтрой» СРО-С-255-19102012 (св-во №0513-01/С-255 от 03.07.2013 г.)
ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №1724 от 30.01.2014 г.)
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1076 от 11.03.2015 г.)

Филиал АО «ДРСК»
«Амурские электрические сети»

Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Электрооборудование первичное

3041-057-ИОС.ЭП

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	06-2		06.17

Том 4.1

Директор **В. А. Бучинский**

Главный инженер проекта **Е. А. Бучинский**

2017

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

Лист согласований 3041-057-ИОС.ЭП

№ п.п.	Организация	Должность	Ф.И.О.	Согласовано	
				Подпись	Дата
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Главный инженер проекта _____ Е.А. Бучинский

Данная документация не может быть воспроизведена (полностью или частично), копирована, тиражирована и использована без разрешения – ООО «Техно Базис».

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-057-ИОС.ЭП.С	Содержание	1, 2
3041-057-СД	Состав документации	1, 2
	Текстовая часть	
3041-057-ИОС.ЭП.ТЧ	**Подраздел 1. Электрооборудование первичное**	**1 - 29**
	1. Основание для разработки проекта	1
	2. Исходные данные для проектирования	1
	3. Пусковые комплексы проектирования	2
	4. Первичные соединения	2
	4.1. Открытое распределительное устройство 35 кВ	2
	4.2. Проверка силовых трансформаторов	4
	4.3. Электрическое освещение	4
	4.4. Щит собственных нужд	4
	4.5. Система постоянного оперативного тока	5
	4.6 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите	5
	5.Расчет токов короткого замыкания	6-8
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Проверка силового оборудования и проводников	9-14
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Расчет системы собственных нужд	15-25
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Расчёт системы постоянного оперативного тока	26-33
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Расчёт молниезащиты	34-35
3041-057-ИОС.ЭП-ВОД.ТЧ	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры	-
	Графическая часть	
3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	**Подраздел 1. Электрооборудование первичное**	-
ЛИСТ 1	Схема электрических соединений ПС 35 кВ "10/70"	-
ЛИСТ 2	Щит собственных нужд. Схема электрическая принципиальная	-
ЛИСТ 3	Устройство постоянного тока. Схема электрическая принципиальная	-
ЛИСТ 4	План подстанции. М1:75	2 Л
ЛИСТ 5	План расположения оборудования в ОПУ (М 1:50)	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			04.17
Проверил		Бучинский			04.17
Н.контр.		Тюкавкин			04.17

3041-057-ИОС.ЭП.С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	-	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
ЛИСТ 6	План заземления подстанции. М1:75	-
ЛИСТ 7	План молниезащиты подстанции. М1:100	
ЛИСТ 8	План рабочего освещения подстанции. М1:75	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

3041-057-ПБ.С

Лист 2

СОСТАВ ДОКУМЕНТАЦИИ

№ то-ма	Шифр	Наименование	Примечание
ВНЕСТАДИЙНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
1	3041-057-ОТР	Основные технические решения	
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
2	3041-057-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
3	3041-057-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4	3041-057-ИОС	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решения	7 отдельных книг по подразделам
4.1	3041-057-ИОС.ЭП	Подраздел 1. Электрооборудование первичное	
4.2	3041-057-ИОС.РЗА	Подраздел 2. Система релейной защиты и автоматики	
4.3	3041-057-ИОС.ТМ	Подраздел 3. Система телемеханики	
4.4	3041-057-ИОС.СС	Подраздел 4. Сети связи	
4.5	3041-057-ИОС.ОПС	Подраздел 5. Охранно-пожарная сигнализация	
4.6	3041-057-ИОС.ОВН	Подраздел 6. Видеонаблюдение	
4.7	3041-057-ИОС.СКУ	Подраздел 7. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии	
5	3041-057-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
6	3041-057-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	
7	3041-057-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8	3041-057-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9	3041-057-СМ	Раздел 11. Сметная документация	
10	3041-057-ИИ1	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям	
11	3041-057-ИИ2	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	
12	3041-057-ИИ3	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-экологическим изысканиям	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			02.17
Проверил		Бучинский			02.17
Н.контр.		Тюкавкин			02.17

3041-057-СД

Состав документации

Стадия	Лист	Листов
-	-	1

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

№ то-ма	Шифр	Наименование	Примечание
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
13	3041-057-АС	Архитектурно-строительные решения. Комплект рабочих чертежей	
14	3041-057-ЭР	Электротехнические решения. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал силовых кабелей	
15	3041-057-РЗ	Релейная защита и автоматика. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал контрольных кабелей РЗА	
16	3041-057-ТМ	Система телемеханики. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы ТМ	
17	3041-057-СКУ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей АИИСКУЭ	
18	3041-057-ОПС	Охранно-пожарная сигнализация. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы ОПС	
19	3041-057-ОВН	Видеонаблюдение. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы видеонаблюдения	
20	3041-057-СС	Сети связи. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы связи	
ПРИЛАГАЕМАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
-		Состав сборников опросных листов определяется после разработки проектной документации	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА

Работы выполняются на основании договора №99 от 09 февраля 2017 г. «Реконструкция ПС 35кВ 10/70» по разработке проектной и рабочей документации для филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

ООО «Техно Базис» разрабатывает документацию согласно свидетельства НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 №1724 от 30.01.2014 г. о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Основанием для проектных работ по данному титулу является:

- Техническое задание «Реконструкция ПС 35 кВ 10/70»;
- Технические требования на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 35кВ 10/70.

Целью разработки данного тома ОТР является:

- Общее описание объекта, описание пусковых комплексов реконструкции;
- Определение перечня предлагаемых при реконструкции мероприятий;
- Определение основных характеристик первичного электрооборудования, оборудования РЗА, связи и АИИС КУЭ;
- Определение фундаментов и конструкций под устанавливаемое первичное электрооборудование;
- Предложения по возможным производителям электрооборудования;
- Согласование основных решений перед разработкой проектной и рабочей документации.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При разработке настоящей документации собраны и использованы следующие исходные данные:

- Схема электрическая ПС 35 кВ 10/70;
- Схема нормального режима ПС 35 кВ 10/70;
- Уровни токов КЗ на шинах 35 кВ ПС 10/70 в максимальном и минимальном режимах работы ЭЭС;
- Данные по нагрузкам присоединений ПС 35 кВ 10/70 СП ЭЭС за 21.12.2016 г;
- Данные по нагрузкам присоединений ПС 35 кВ 10/70 СП ЭЭС за 17.06.2016 г;
- Схема компоновки оборудования ПС «№10/70»;
- План заземления ПС 35 кВ 10/70;
- Схема телемеханизации ПС 35 кВ 10/70;
- Характеристики трансформаторов напряжения 6 кВ;
- Схема ЩСН ПС 35 кВ 10/70;
- Принципиальные схемы РЗА на базе устройств ШЭРА по стороне 35 кВ;
- Принципиальные схемы РЗА по стороне 6 кВ;
- Прочие исходные данные;
- Материалы фотосъемки от 10.02.2017 г..

3. ПУСКОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В рамках текущей реконструкции, согласно технического задания, выделения пусковых комплексов не требуется. Реконструкция выполняется одним этапом с возможностью привлечения одной подрядной организации.

4. ПЕРВИЧНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

4.1. Открытое распределительное устройство 35 кВ

В составе реконструкции ПС 35 кВ 10/70, согласно техническому заданию, замене подлежит следующее оборудование и конструкции:

- Силовые трансформаторы 35/6 кВ - 2 шт.;
- Блок 35 кВ отходящей линии (6 шт.) со следующим оборудованием:
  - Масляный баковый выключатель 35 кВ с встроенными трансформаторами тока – 1 шт;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт;
- Блок 35 кВ вводной ячейки (2 шт.) со следующим оборудованием:
  - Масляный баковый выключатель 35 кВ с встроенными трансформаторами тока – 1 шт;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт;
  - Ограничитель перенапряжений 35 кВ - 3 шт. (отдельно стоящий);
- Блок 35 кВ секционного выключателя (1 шт.) со следующим оборудованием:
  - Масляный баковый выключатель 35 кВ с встроенными трансформаторами тока – 1 шт;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт;
- Блок 35 кВ трансформатора напряжения (2 шт.) со следующим оборудованием:
  - Трансформатор напряжения 35 кВ – 1 шт;
  - Ограничитель перенапряжений 35 кВ - 3 шт.;
  - Предохранитель 35 кВ - 3 шт.;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт;
- Трансформаторы собственных нужд - 2 шт.;
- Ограничители перенапряжений 6 кВ – 6 шт.;
- Гибкая ошиновка секций шин 35 кВ, включая изоляторы;
- Шинный мост 6 кВ трансформатора Т-1, Т-2.

Установка проектируемого оборудования 35 кВ в соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается на основе блочной комплектной трансформаторной подстанции КТПБ 35 кВ производства ЗАО «ГК «Электрощит» − ТМ Самара» г. Самара. Габаритные и присоединительные размеры оборудования определяются при проектировании после согласования заводов-изготовителей. Настоящим проектом предлагается установка оборудования следующих производителей:

- Силовой трансформатор ТДНС-10000/35 УХЛ1 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» г. Тольятти;
- Блок 35 кВ отходящей линии типа Б35-50/1,0-К630Б ХЛ1 (ЗАО «ГК «Электрощит» − ТМ Самара») со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ-1 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);

- Разъединители РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 и РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара;

- Блок 35 кВ секционного выключателя типа Б35-50/1,0-К630Б ХЛ1 (ЗАО «ГК «Электрощит» − ТМ Самара») со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ-1 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Разъединители РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара;
- Блок 35 кВ вводной ячейки типа Б35-146/1,0-К630Б ХЛ1 (ЗАО «ГК «Электрощит» − ТМ Самара») со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ-1 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Разъединители РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара;
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск;
- Блок 35 кВ трансформатора напряжения типа Б35-132/1,0-КБ-ХЛ1 (ЗАО «ГК «Электрощит» − ТМ Самара») со следующим оборудованием:
  - Антирезонансные герметичные трансформаторы напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия» г. Раменское;
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск;
  - Разъединители РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара;
  - Предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 У1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара
- Трансформаторы собственных нужд 6 кВ ТМГ-160/6 УХЛ1 со схемой соединения обмоток D/Yн-11 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара. Проверка мощности ТСН выполняется в проектной документации;
- Ограничители перенапряжения 6 кВ ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск;

Характеристики электрооборудования уточняются в проектной документации.

Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 35 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-35 кВ, включая изоляторы и арматуру шинных порталов 35 кВ.

Переустройству подлежит шинный мост 6 кВ от силовых трансформаторов Т-1, Т-2 до ЗРУ-6 кВ. (см. графическую часть, л.1 данного комплекта «Схема электрических соединений ПС 35 кВ 10/70»).

Схема распределительного устройства 6 кВ остается без изменения. Шинный мост от силового трансформатора до ЗРУ-6 кВ выполняется сталеалюминевыми неизолированными проводами 2хАС-240/39.

Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения. Количество и места их установки приведены на главной электрической схеме.

Силовые и контрольные кабели от проектируемого оборудования прокладываются по проектируемым ж/б поверхностным кабельным каналам.

4.2. Проверка силовых трансформаторов

Согласно данным, предоставленным филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», максимум нагрузок (4,8 МВА по Т-1, 3,06 МВА по Т-2) зафиксирован 12.2016. Общая нагрузка составит:

$$S_т = 4{,}8 + 3{,}06 = 7{,}86 \text{ МВА}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{ЗТ} = \frac{S_Т}{S_{НОМ.Т}},$$

где $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора.

Коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$K_{З\,Т} = \frac{7{,}86}{10} = 0{,}786.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{З\,Т1} = \frac{4{,}8}{10} = 0{,}48.$$

$$K_{З\,Т2} = \frac{3{,}06}{10} = 0{,}306.$$

Принятые в проекте силовые трансформаторы мощностью по 10 МВА, обеспечивают передачу электроэнергии потребителям в необходимом объёме.

4.3. Электрическое освещение

Проектом предусматривается освещение территории подстанции и реконструкция внутреннего освещения здания ОПУ с использованием энергосберегающих технологий. Освещение открытой части подстанции осуществляется светильниками RGL-400-L140 мощностью по 400 Вт со светодиодными матрицами, монтируемыми на прожекторной мачте. Управление прожекторным освещением осуществляется со щитка наружного освещения ПС, расположенного в ОПУ.

В здании ОПУ применяются энергосберегающие светильники рабочего и аварийного освещения со светодиодными лампами. Освещенность рабочих мест выбрана в соответствии с СНИП 23-05-95*.
Ремонтное освещение принято на напряжение 12 В и осуществляется переносными светильниками, для подключения которых используется ящик с разделительным понижающим трансформатором 220/12 В типа ЯТП, устанавливаемый в ОПУ.

Детализация решений по освещению будет выполнена в рабочей документации.

4.4. Щит собственных нужд

Согласно техническому заданию проектом предусматривается замена трансформаторов собственных нужд и реконструкция щита собственных нужд.

В настоящее время на подстанции предусмотрена система собственных нужд подстанции, включающая:

- Трансформатор собственных нужд 6/0,4 кВ;
- Щит собственных нужд 0,4 кВ (2 шкафа в ОПУ)

Проектом предусматривается частичная реконструкция системы собственных нужд, заключающаяся в замене автоматических выключателей серии А3716Ф У3 на автоматические выключатели производства "Schneider Electric". Выбор автоматических выключателей предоставлен в приложении Б.

4.5. Система постоянного оперативного тока

На момент обследования подстанции выявлено, что ПС 35 кВ 10/70 оснащена системой оперативного постоянного тока в составе ШУОТ (1 шт.), БПНС-2 (1 шт.), УПНС-1 (1 шт.), шкаф АБ (1 шт.), ВУ (2 шт.). Оборудование находится в неудовлетворительном состоянии и подлежит полной замене на новую СОПТ.

В проекте применяется централизованная система оперативного постоянного тока (СОПТ) на напряжение 220 В для питания центральной сигнализации, аппаратов релейной защиты и панелей АСУ ТП, двигателей заводки пружин выключателей 35 кВ и блоков управления выключателей 6 кВ.

В состав СОПТ входят:

- Шкафы отходящих линий, совмещенные с выпрямительными устройствами с выходным током 2х40А, производства ОАО «Завод Инвертор» г. Оренбург в количестве 2 шт.;
- Шкаф с аккумуляторной батареей производства ОАО «Завод Инвертор» г. Оренбург в количестве 1 шт.;
- Распределительная сеть 220 В.

Шкафы управления оперативным током и шкаф аккумуляторной батареи располагаются в помещении здания ОПУ.

Силовая часть каждого зарядно-выпрямительного устройства состоит из независимого силового блока, преобразующего переменное трехфазное напряжение питающей сети в постоянное выходное напряжение. При пропадании или выходе за допустимые пределы напряжения питания любого из двух устройств, питание потребителей постоянного тока производится от второго устройства.

Шкафы управления оперативным током (ШУОТ) оснащены прибором контроля изоляции, приборами для измерения напряжений на шинках секции оперативного тока. Для контроля положения и состояния защитных и коммутационных аппаратов в ШУОТ предусмотрена панель визуальной световой индикации.

На отходящих линиях в ШУОТ устанавливаются автоматические выключатели типа C60H-DC. Применение данного типа защитных устройств позволяет обеспечить селективность срабатывания устройств защиты распределительной сети СОПТ. Питание преобразователей напряжения осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

В качестве источника постоянного тока используется свинцовая герметичная необслуживаемая аккумуляторная батарея серии «dryfit» A412/85 производства «Sonnenschein». Батарея состоит из 17 элементов и устанавливается в аккумуляторный шкаф, поставляемый комплектно со щитом. Ориентировочная номинальная емкость батареи составляет 85 Ач (уточняется в проектной документации).

Выбор автоматических выключателей, аккумуляторной батареи, выпрямительных установок предоставлен в приложении В.

4.6 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите

Проектом предусматривается реконструкция контура заземления подстанции в пределах устанавливаемого оборудования. Проектируемый контур заземления независим от существующего. Проектируемое заземляющее устройство присоединить к существующему заземляющему устройству при пересечении контуров.

Проектируемое ЗУ выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей.

Согласно ПУЭ допустимое значение напряжения прикосновения на рабочих местах не должно превышать 65 В, допустимое напряжение прикосновения на остальной территории подстанции не должно превышать 500 В, допустимое напряжение на заземляющем устройстве (ЗУ) подстанции не должно превышать 5000 В. Оборудование должно быть заземлено в соответствии с ПУЭ. Сопротивление ЗУ не должно превышать 4 Ом.

Заземляющее устройство подстанции рассчитано по норме на допустимое сопротивление. ЗУ выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40х5 мм^2 и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

По результатам инженерных изысканий удельное сопротивление принято равным 18,4 Ом·м. Заземляющее устройство подстанции рассчитано по норме на допустимое сопротивление. ЗУ. Расчёт контура заземления подстанции выполнен в программе «ОРУ-Проект». Расчётное сопротивление ЗУ составляет 0,33 Ом.

План заземления подстанции см. 3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ лист 6.

Молниезащита на подстанции организована 2-мя существующими молниеприемниками, установленными на порталах ОРУ 35 кВ, и двумя молниеприемниками, установленными на проектируемых прожекторных мачтах.

Проверка на термическую стойкость полосы заземления.

Расчет по проверке стальной полосы сечением 5х40 на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет произведён в следующей последовательности:

Минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, рассчитается в соответствии с формулой (8.21):

$$S_{\text{ТЕР}.MIN} = \frac{\sqrt{B_\text{К}}}{C_T}$$

где, $B_к$ – значение интеграла Джоуля при к. з.

$C_т$ – в соответствии с табл. 8.2 РД для стали значение параметра равно = 70 А·с$^{1/2}$/мм^2.

$$S_{\text{ТЕР}.MIN} = \frac{\sqrt{(1{,}999\cdot 10^3)^2\cdot(0{,}5+0{,}01)}}{70} = 20{,}4 \text{ мм}^2.$$

$$S \geq S_{\text{тер.мин}}, \text{ мм}^2$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбрана стальная полоса сечением 5х40 мм^2.

$$200 \text{ мм}^2 \geq 20{,}4 \text{ мм}^2.$$

По условию термической стойкости стальная полоса сечением 5х40 проверку проходит.

5.РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Согласно предоставленным данным АО «ДРСК», токи КЗ на шинах 35кВ ПС 35/6 кВ 10/70:

$I^{(3)}_{\text{кз.max.}} = 1999 \text{ А}$

$$I^{(3)}_{\text{кз.min.}} = 1767 \text{ А}$$

Расчет токов короткого замыкания с учетом РПН на стороне 6кВ.

Вычисление максимально возможного тока КЗ $I^{(3)}_{\text{к.макс}}$ производится при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме ($x_{\text{с.макс}}$, отнесенном к $U_{\text{ср}}$ в сети ВН) и сопротивлении $x_{\text{тр.мин}}$, вычесленному по формуле:

$$x_{тр.мин} = \frac{u_{к.мин}\left[U_{ср.ВН}\,(1 - \Delta U_{*РПН})\right]^2}{100 S_{ном.тр}},$$

где $U_{ср.ВН}$ – среднее напряжение сети на стороне ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{*РПН}/100$ – половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора, %;

$u_{к.мин}$– напряжение короткого замыкания, %.

$$x_{тр.мин} = \frac{8 \cdot [37 \cdot (1 - 0{,}12)]^2}{100 \cdot 10} = 8{,}481 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН определяется по формуле:

$$I^{(3)}_{к.макс.ВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.мин} + x_{тр.мин})},$$

где $x_{с.мин.}$– сопротивление системы в максимальном ее режиме, Ом;

$x_{тр.мин}$ – минимальное сопротивление трансформатора, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение сети, В.

Сопротивление системы в максимальном ее режиме рассчитывается по формуле:

$$x_{с.мин} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{к.макс}},$$

где $I^{(3)}_{к.макс}$– максимальный ток КЗ на стороне 35 кВ, кА.

$$x_{с.мин} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1{,}999} = 10{,}69 \text{ Ом};$$

$$I^{(3)}_{к.макс.ВН} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (8{,}481 + 10{,}690)} = 1{,}115 \text{ кА}.$$

Приведение $I^{(3)}_{к.макс.ВН}$ к нерегулируемой стороне НН производится по минимальному коэффициенту трансформации трансформатора, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток.

$$I^{(3)}_{к.макс.НН} = I^{(3)}_{к.макс.ВН} \frac{U_{ср.ВН}\,(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}},$$

где $U_{НН}$ – напряжение сети на стороне НН, кВ.

Токи коротких замыканий на стороне 6 кВ:

$$I^{(3)}_{к.макс.НН} = 1{,}115 \cdot \frac{37(1 - 0{,}12)}{6{,}3} = 5{,}760 \text{ кА};$$

$$I^{(2)}_{К} = 5{,}760 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4{,}988 \text{ кА}.$$

Минимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН определяется по формуле:

$$I^{(3)}_{к.мин.ВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{тр.макс})},$$

где $x_{тр.макс}$– максимальное сопротивление трансформатора:

$$x_{тр.макс} = \frac{8 \cdot [37 \cdot (1 + 0{,}12)]^2}{100 \cdot 6{,}3} = 13{,}738 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы в максимальном ее режиме рассчитывается по формуле:

$$x_{с.макс} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.мин}^{(3)}},$$

где $I_{к.мин}^{(3)}$– минимальный ток КЗ на стороне 35 кВ, кА.

$$x_{с.макс} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1767} = 12{,}089 \text{ Ом};$$

Минимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН:

$$I_{к.min.ВН}^{(3)} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot (12{,}089 + 13{,}7383)} = 827 \text{ А};$$

Токи коротких замыканий на стороне НН:

$$I_{к.min.НН}^{(3)} = 827 \cdot \frac{39200}{6300} = 4275 \text{ А};$$

$$I_{К}^{(2)} = 4275 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3702 \text{ А}.$$

Токи короткого замыкания

Место КЗ	Режим работы	Двухфазное КЗ, А	Трехфазное КЗ, А
Шины 35 кВ	Максимальный	1731	1999
	Минимальный	1530	1767
Шины 6 кВ	Максимальный	4988	5760
	Минимальный	3702	4275

Токи короткого замыкания, приведенный к стороне 35 кВ

Место КЗ	Режим работы	Двухфазное КЗ, А	Трехфазное КЗ, А
Шины 6 кВ	Максимальный	965	1115
	Минимальный	716	827

Проверка силового оборудования и проводников

В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» технические характеристики оборудования должны удовлетворять условиям выбора:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}.$$

2. По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч};$$

$$I_{ном.расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}},$$

где $I_{ном.расч}$ – номинальный расчётный ток, кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

3. По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

4. По току динамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по},$$

где $i_{уд}$– ударный ток, кА;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент.

5. По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к;$$

$$B_к = I_{по}^2 \cdot t_{откл},$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с.

1. ПРОВЕРКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 35 кВ ячейки трансформатора Т-1 (10 МВА).

1.По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};\ U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

2.По номинальному току:

$$I_{ном.расч} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165{,}2\text{А},$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А};\ I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$$

3.По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 12{,}5\text{кА};\ I_{по} = 1{,}999 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

4.По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 1{,}999 = 5{,}23 \text{ кА};$$
$$i_{дин} = 35 \text{ кА};\ i_{дин} \geq i_{уд}.$$

5.По току термической стойкости:

$$B_к = 1{,}999^{\,2} \cdot 2{,}5 = 9{,}99 \text{ кА}^2\text{с};$$
$$I_{тер}^2 t_{тер} = 12{,}5^2 \cdot 3 = 468{,}75 \text{ кА}^2\text{с};\ I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к.$$

Результаты проверки силовых выключателей сведены в таблицу А.1.

Таблица А.1 - Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с}$, кВ	$I_{нр}$, А	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$B_к$, кА²·с	$U_н$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I^2 \times t$, кА²·с
ОРУ 35 кВ ячейка Т1, Т2, СВ	35	165,2*	1,999	5,23	9,99	35	630	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №31	35	101,96**	1,999	5,23	9,99	35	630	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №32	35	14,67**	1,999	5,23	9,99	35	630	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №34	35	97,23**	1,999	5,23	9,99	35	630	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №38	35	50,4**	1,999	5,23	9,99	35	630	12,5	35	468,75
ЗРУ 6кВ Ячейки №1, 23, 13 (вводные ячейки и ячейка СВ)	6	963,4*	5,76	15,07	82,944	10	1000	20	51	1200

* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора мощностью 6,3 МВА.

** - значение тока согласно данных, предоставленных филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

2 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Расчет приведен для трансформатора тока ячейки Т-1, для устанавливаемого силового трансформатора (10 МВА).

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};\ U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$
$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165{,}2 \text{ А},$$
$$I_{ном} = 200 \text{ А};\ I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 1{,}999 = 5{,}23 \text{ кА};$$
$$i_{дин} = 35 \text{ кА};\ i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_к = 1{,}999^{\,2} \cdot 2{,}5 = 9{,}99 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 12{,}5^2 \cdot 3 = 468{,}75 \text{ кА}^2\text{с};\ I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к.$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в табл. А.2.

Таблица А.2 – Проверка трансформаторов тока

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с}$, кВ	$I_{нр}$, А	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$B_к$, кА²·с	$U_н$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{тер}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I^2 \times t$, кА²·с
ОРУ 35 кВ ячейка Т1, Т2, СВ	35	165,2*	1,999	5,23	9,99	35	200	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №31	35	101,96**	1,999	5,23	9,99	35	200	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №32	35	14,67**	1,999	5,23	9,99	35	200	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №34	35	97,23**	1,999	5,23	9,99	35	200	12,5	35	468,75
ОРУ 35 кВ ячейка №38	35	50,4**	1,999	5,23	9,99	35	200	12,5	35	468,75
ЗРУ 6кВ Ячейки №1, 23 (вводные ячейки)	6	963,4*	5,76	15,07	82,944	10	1500	40	100	1600
ЗРУ 6кВ Ячейка № 13 (ячейка СВ)	6	963,4*	5,76	15,07	82,944	10	1000	40	100	1600

* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора мощностью 6,3 МВА.

** - значение тока согласно данных, предоставленных филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

3 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

а) по напряжению установки;

б) по конструктивному исполнению;

в) по классу точности;

г) по нагрузке вторичных цепей:

$S_{нагр.ном.} \leq S_{ном}$.

Результаты проверки трансформаторов напряжения приведены в табл. А.3.

Таблица А.3 – Проверка трансформаторов напряжения

Место установки	Расчётные данные		Каталожные данные			
	$U_{сети}$, кВ	$S_{нагр}$, ВА	Обмотка	$U_н$, В	$S_н$, ВА	Класс точности
РУ 35 кВ	35			35000		
		40	№1	100	90	0,5
		360	№2	100	360	0,5
		80	№3	100	80	3Р

4 ПРОВЕРКА РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Пример расчета приведен для разъединителя 35 кВ ячейки трансформатора Т-1 , для устанавливаемого силового трансформатора (10 МВА).

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};\ U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$
$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165{,}2 \text{ А},$$
$$I_{ном} = 200 \text{ А};\ I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 1{,}999 = 5{,}23 \text{ кА};$$
$$i_{дин} = 35 \text{ кА};\ i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_к = 1{,}999^{\,2} \cdot 2{,}5 = 9{,}99 \text{ кА}^2\text{с};$$
$$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с};\ I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к.$$

Результаты проверки разъединителей приведены в табл. А.4

Таблица А.4 - Проверка разъединителей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с}$, кВ	$I_{нр}$, А	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$B_к$, кА²·с	$U_н$, кВ	$I_н$, А	$I_т$, кА	$i_{дин}$, кА	$I^2 \times t$, кА²·с
РУ 35 кВ	35	165,2	1,999	5,23	9,99	35	1000	20	50	400

5.ВЫБОР ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ 35 КВ И 6 КВ НА ПРИМЕРЕ ОПН 35 КВ:

Выбор ограничителей перенапряжения и места установки выполнены в соответствии с ПУЭ раздел 4 и «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России», «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» РАО «ЕЭС России».

Ограничители перенапряжений выбираем по следующим условиям:

а) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению;

$$U_{нр} \geq U_с \cdot, \text{кВ},$$

б) По номинальному разрядному току. $I_н$=10 кА;

в) По значению остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не больше значения выдерживаемых напряжений электрооборудованием при коммутационных перенапряжениях, определяемых уровнем испытательных напряжений по ГОСТ1516.3-96;

$$U_{ост} \leq U_{выд}.$$

г) величине тока срабатывания противовзрывного устройства.

д) По удельной энергоемкости. Принимаем $W_{опн}$ =3,5 кДж/кВ;

Результаты проверки ограничителей перенапряжений приведены в табл. А.5.

Таблица А.5 - Проверка ограничителей перенапряжений

Место установки	Расчетные данные			Каталожные данные			
	$U_с$, кВ	$I_н$, кА	$U_{выд}$, кВ	$U_{опн}$, кВ	$U_{нр}$, кВ	$I_н$, кА	$U_{ост}$, кВ
ОРУ-35 кВ ОПН-35/40,5-10/650(II) УХЛ1	35	10	206,2	35	40,5	10	139
РУ-6 кВ ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1	6	10	59,9	6	7,2	10	24,7

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ

На подстанции применены гибкая и жёсткая ошиновка ОРУ 35, шинный мост 6 кВ. Жесткая ошиновка предусмотрена на номинальный ток 1000 А. Гибкая ошиновка сети 35 кВ выполнена одним проводом АС 120/19 в фазе (длительно допустимый ток 390 А). Шинный мост выполнен двумя проводами 2хАС 240/39 в фазе (длительно допустимый ток 1220 А). Ниже приведён пример расчета для гибкой ошиновки 35 кВ для устанавливаемого трансформатора ТДНС-10000/35/6 УХЛ1.

Проверка по длительно допустимому току

Номинальный расчётный ток:

$$I_{ном.расч} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165{,}2А,$$

$$I_{доп.} = 390\ А;\ I_{доп.} > I_{ном.расч}.$$

Проверка по минимальному сечению проводника:

$S_{пров.} \geq S_{терм.мин}$;

$$S_{терм.мин} = \frac{\sqrt{I^2_{терм.} \cdot t_{откл}}}{C_t},$$

где C_t – температурный коэффициент для проводников, $A \cdot c^{1/2} / мм^2$

$$S_{терм.мин} = \frac{\sqrt{1999^2 \cdot 2{,}5}}{90} = 35{,}12\ мм^2$$

Результаты проверки проводов и ошиновки сведены в таблицу А.6.

Таблица А.6 − Проверка проводов и ошиновки

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с}$, кВ	$I_{нр}$, А	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$S_{терм. мин}$, мм^2	$U_н$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл}$, кА	$i_{дин}$, кА	$S_{терм.}$, мм^2
АС-120/19	35	165,2	-	-	35,12	-	390	-	-	120
2хАС-240/39	6	963,4	-	-	101,19	-	1220	-	-	2х240
Жесткая ошиновка	35	165,2	1,999	5,23	35,12	35	1000	25	64	240

7. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ИЗОЛЯТОРОВ В ГИРЛЯНДЕ 35 КВ

Согласно ПУЭ 7-е издание количество тарельчатых изоляторов в гирляндах для ВЛ на металлических и железобетонных опорах определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_И},$$

где $L_И$ – длина пути утечки одного изолятора, см;

L – длина пути утечки гирлянды изоляторов, см., определяемая по формуле:

$$L = \lambda_Э \cdot U \cdot k,$$

где U – наибольшее рабочее межфазное напряжение, кВ, по ГОСТ 721-77

$\lambda_Э$ – удельная эффективная длина пути утечки изолятора, см/кВ (по табл. 1.9.1 ПУЭ);

k – коэффициент использования длины пути утечки:

$$k = k_И \cdot k_К,$$

где $k_И$ – коэффициент использования изолятора;

$k_К$ – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Согласно п. 1.9.12 ПУЭ, если число m не даёт целого числа, то выбираем ближайшее большее целое число. Согласно п. 1.9.13 ПУЭ, на ВЛ напряжением 35-110 кВ с металлическими, железобетонными и деревянными опорами с заземленными креплениями гирлянд количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с 1-2-й степенью загрязнения атмосферы следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с количеством, полученным по 1.9.12 ПУЭ.

Расчёт количества изоляторов ПСВ 120Б в натяжной гирлянде 35 кВ:

$$m = \frac{2{,}25 \cdot 40{,}5 \cdot 1{,}25 \cdot 1}{44{,}2} + 1 = 3{,}57 \text{ шт.}$$

Для натяжной гирлянды ОРУ 35 кВ количество изоляторов ПСВ 120Б составляет 4 шт.

РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

1. РАСЧЁТ НАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы $S_Л$, $S_З$, кВА, определяется по формулам:

$$S_Л = \sqrt{(\sum P_Л)^2 + (\sum Q_Л)^2};$$

$$S_З = \sqrt{(\sum P_З)^2 + (\sum Q_З)^2}.$$

За расчетную мощность $S_р$, кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается большая из них.

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности летнего и зимнего максимума для расчета ТСН приведены в табл. 4.1.

Полная мощность летнего максимума:

$$S_Л = \sqrt{35{,}11^2 + 32{,}81^2} = 48{,}05 \text{ кВА}.$$

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_З = \sqrt{91{,}2^2 + 51{,}24^2} = 104{,}6 \text{ кВА}.$$

За расчетную мощность ТСН принимается полная мощность зимнего максимума:

$$S_Р = 105{,}1 \text{кВА}.$$

$$160 \text{ кВА} > 104{,}6 \text{ кВА}.$$

Мощности трансформаторов ТМГ-160 достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица Б.1 - Нагрузка трансформатора собственных нужд

№	Наименование нагрузки	Общая мощность	cosφ	tgφ	Нагрузка на трансформатор					
					Летом			Зимой		
					Коэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная	Коэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная
		Р, кВт			βл	Рл, кВт	Qл, кВАр	βз	Рз, кВт	Qз, кВАр
1	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ-35 кВ	16,08	0,95	0,33	0	0	0	1	16,08	5,29
2	Отопление здания ОПУ	10,00	0,95	0,33	0,00	0,00	0,00	1,00	10,00	3,29
3	Освещение здания ОПУ	10,00	0,92	0,43	1,00	10,00	4,26	1,00	10,00	4,26
4	Аварийное освещение ОПУ	1,44	0,98	0,20	0,70	1,01	0,20	0,70	1,01	0,20
5	Отопление здания ЗРУ-6 кВ 2С	10,00	0,95	0,33	0,00	0,00	0,00	1,00	10,00	3,29
6	Отопление здания ЗРУ-6 кВ 2С	10,00	0,95	0,33	0,00	0,00	0,00	1,00	10,00	3,29
7	Отопление здания ЗРУ-6 кВ 1С	10,00	0,95	0,33	0,00	0,00	0,00	1,00	10,00	3,29
8	Питание СКУ	0,83	0,90	0,48	1,00	0,83	0,40	1,00	0,83	0,40
9	Питание ШУ сигнализации	2,00	0,90	0,48	1,00	2,00	0,97	1,00	2,00	0,97

№	Наименование нагрузки	Общая мощность	cosφ	tgφ	Нагрузка на трансформатор					
					Летом			Зимой		
					Коэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная	Коэффиц. участия в максимуме	Активная	Реактивная
		P, кВт			βл	Рл, кВт	Qл, кВАр	βз	Рз, кВт	Qз, кВАр
10	Питание ОПС	0,02	0,90	0,48	1,00	0,02	0,01	1,00	0,02	0,01
11	Питание зарядно-подзарядных устройств	52,60	0,56	1,48	0,12	7,26	10,73	0,12	7,26	10,73
12	Комплект АРКТ Т-1	0,49	0,90	0,48	1,00	0,49	0,24	1,00	0,49	0,24
13	Комплект АРКТ Т-2	0,49	0,90	0,48	1,00	0,49	0,24	1,00	0,49	0,24
14	Питание ОБР	0,80	0,90	0,48	1,00	0,80	0,39	1,00	0,80	0,39
15	Видеонаблюдение	0,27	1,00	0,00	1,00	0,27	0,00	1,00	0,27	0,00
16	Связь	2,10	1,00	0,00	1,00	2,10	0,00	1,00	2,10	0,00
17	Наружное освещение	1,20	0,98	0,20	0,35	0,42	0,09	0,35	0,42	0,09
18	Сварочная сеть ОРУ-35 кВ	13,00	0,35	2,68	0,20	3,47	9,28	0,20	3,47	9,28
19	Питание измерительных приборов, шкаф Р1	0,20	1,00	0,00	1,00	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00
20	Питание измерительных приборов, шкаф Р2	0,20	1,00	0,00	1,00	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00
21	Охлаждение силового трансформатора Т-1	1,48	0,63	1,23	0,85	1,94	2,39	0,85	1,94	2,39
22	Охлаждение силового трансформатора Т-2	1,48	0,63	1,23	0,85	1,94	2,39	0,85	1,94	2,39
23	Питание привода РПН Т-1	0,75	0,80	0,75	0,70	0,70	0,53	0,70	0,70	0,53
24	Питание привода РПН Т-2	0,75	0,80	0,75	0,70	0,70	0,53	0,70	0,70	0,53
25	Разделительный трансформатор ОПУ	1	0,85	0,62	0,25	0,29	0,18	0,25	0,29	0,18
	Суммарная мощность потребителей СН					35,11	32,81		91,20	51,24

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ

Расчет токов коротких замыканий выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» и ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» в целях выбора и проверки коммутационных аппаратов сети собственных нужд.

При расчете токов КЗ в электроустановках до 1 кВ учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, активные сопротивления различных контактов и контактных соединений, сопротивление электрической дуги в месте КЗ. Расчет проводится в именованных единицах, расчетная схема и схема замещения представлены на рис. Б.1, рис. Б.2.

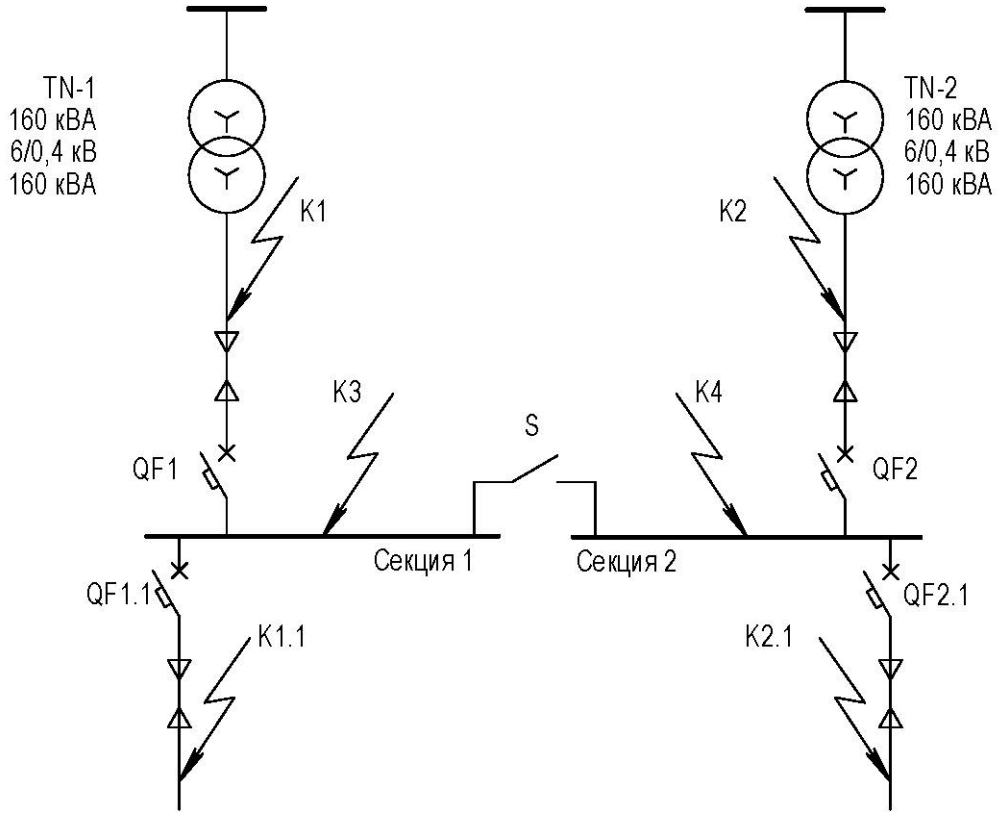


Рисунок Б.1 – Расчетная схема

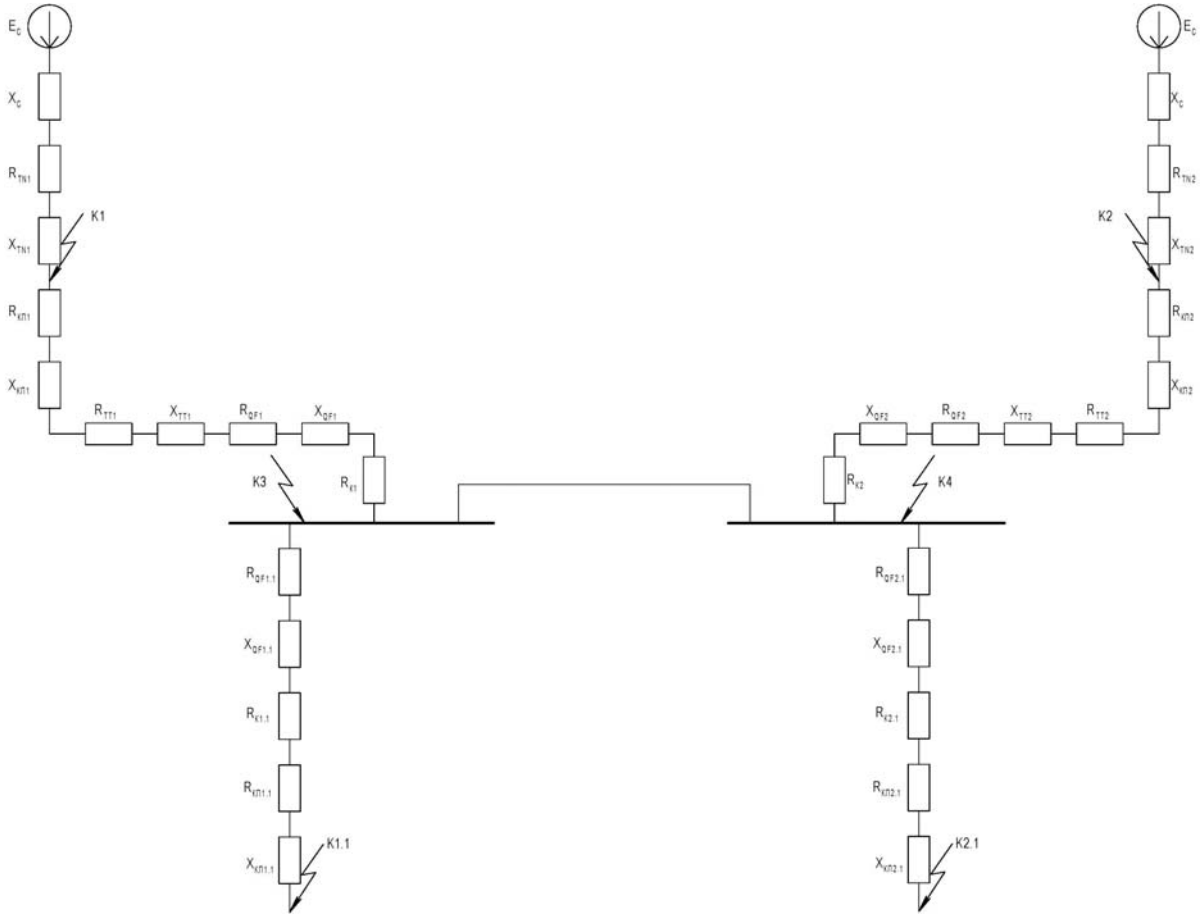


Рисунок Б.2 – Схема замещения

2.1.1 Расчет параметров элементов схемы замещения

Активное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора r_T, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети:

$$r_T = \frac{P_к \cdot U^2_{ном.НН}}{S^2_{т.ном}} \cdot 10^6,$$

где $P_к$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{ном.НН}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора x_T, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети:

$$x_T = \sqrt{u_K^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{т.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U^2_{ном.НН}}{S_{т.ном}} \cdot 10^4,$$

где u_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора x_C, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения:

$$x_C = \frac{{U_{срНН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН} \cdot U_{ср.ВН}},$$

где $I_{к.ВН}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА.

$U_{ср.ВН}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В.

$U_{ср.НН}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В.

Активные и индуктивные сопротивления кабелей прямой (обратной) и нулевой последовательности $r_к$ и $x_к$, мОм, определяются по формуле:

$$r_{кл} = r_0 \cdot l;$$
$$x_{кл} = x_0 \cdot l.$$

где r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательности кабеля, мОм/м. Значения принимают согласно данным изготовителей;

l – длина кабеля, м.

Активные сопротивления контактов и контактных соединений, активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока и катушек автоматических выключателей приведены в ГОСТ 28249-93.

2.1.2 Расчет значений токов коротких замыканий

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I^{(3)}_{max}$, кА, без учета подпитки от электродвигателей рассчитывается по формуле:

$$I^{(3)}_{max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r^2_{\Sigma 1} + x^2_{\Sigma 1}}},$$

где $U_{срНН}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ соответственно, мОм.

Начальное значение периодической составляющей однофазного тока КЗ от системы $I_{max}^{(1)}$, кА, рассчитывают по формуле:

$$I_{max}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срНН}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}},$$

где $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

При определении значения однофазного тока КЗ с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги $I_{min}^{(1)}$, кА, учитывается поправочный коэффициент $К_с$, зависящий от сопротивления цепи КЗ $z_к$:

$$I_{min}^{(1)} = К_с \cdot I_{max}^{(1)}.$$

Зависимость коэффициента $К_с$ для установившегося КЗ от сопротивления цепи КЗ:

$$К_с = 0{,}55 - 0{,}002 z_к + 0{,}1\sqrt{z_к} - 0{,}12\sqrt[3]{z_к},$$

где $z_к$ – сопротивление цепи КЗ, мОм:

$$z_к = \frac{1}{3}\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}.$$

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Сопротивления элементов короткозамкнутой цепи для точки К1

Активное и индуктивное сопротивления прямой (обратной) последовательности понижающего трансформатора:

$$r_{TN1} = \frac{3{,}65 \cdot 0{,}4^2}{160^2} \cdot 10^6 = 22{,}81 \text{ мОм};$$

$$x_{TN1} = \sqrt{4{,}5^2 - \left(\frac{100 \cdot 3{,}65}{160}\right)^2} \cdot \frac{0{,}4^2}{160} \cdot 10^4 = 38{,}79 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_С = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 5{,}76 \cdot 6300} = 2{,}55 \text{ мОм}.$$

Суммарные сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательности:

$$r_{1\Sigma} = r_{1Т} = r_Т;\ r_{0\Sigma} = r_{0Т} = r_Т;$$

$$x_{1\Sigma} = x_{1Т} + x_{1С};\ x_{0\Sigma} = x_{0Т} = x_{1Т}.$$

Расчетные токи короткого замыкания в точке К1

Максимальный трехфазный ток КЗ без учета сопротивления дуги:

$$I_{maxК1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{22{,}81^2 + (2{,}55 + 38{,}79)^2}} = 4{,}89 \text{ кА}.$$

Однофазный ток КЗ без учета сопротивления дуги:

$$I_{maxК1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(3 \cdot 22{,}81)^2 + (2 \cdot (2{,}55 + 38{,}79) + 38{,}79)^2}} = 4{,}97 \text{ кА}.$$

Сопротивление цепи КЗ:

$$z_{кК1} = \frac{1}{3}\sqrt{(3 \cdot 22{,}81)^2 + (2 \cdot (2{,}55 + 38{,}79) + 38{,}79)^2} = 46{,}47 \text{ мОм}.$$

Поправочный коэффициент:

$$К_{сК1} = 0{,}55 - 0{,}002 \cdot 46{,}47 + 0{,}1\sqrt{46{,}47} - 0{,}12\sqrt[3]{46{,}47} = 0{,}71$$

Однофазный ток КЗ с учетом поправочного коэффициента:

$$I^{(1)}_{minK1} = 0{,}71 \cdot 4{,}97 = 3{,}53 \text{ кА}.$$

Сопротивления элементов короткозамкнутой цепи для точки КЗ

Активное и индуктивное сопротивления прямой (обратной) последовательности понижающего трансформатора и индуктивное сопротивление понижающей системы см. п.п. 0.

Активные и индуктивные сопротивления кабелей прямой (обратной) последовательности:

$$r_{кл1} = 0{,}158 \cdot 30 = 4{,}74 \text{ мОм};$$
$$x_{кл1} = 0{,}076 \cdot 30 = 2{,}28 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления катушек автоматических выключателей:

$$r_{QF1} = 1{,}1 \text{ мОм};$$
$$x_{QF1} = 0{,}5 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока:

$$r_{TT1} = 0{,}2 \text{ мОм};$$
$$x_{TT1} = 0{,}3 \text{ мОм}.$$

Сопротивления контактных соединений:

- кабеля $r_{1к1} = 0{,}024$ мОм;

Суммарные сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательности:

$$r_{1\Sigma} = r_{TN1} + r_{кл1} + r_{TT1} + r_{QF1} + r_{1к1} = 28{,}88 \text{ мОм};$$
$$r_{0\Sigma} = r_{0TN1} + r_{0кл1} + r_{0TT1} + r_{0QF1} + r_{0к1} = 71{,}54 \text{ мОм};$$
$$x_{1\Sigma} = x_{TN1} + x_C + x_{кл1} + x_{TT1} + x_{QF1} = 44{,}41 \text{ мОм};$$
$$x_{0\Sigma} = x_{0TN1} + x_{0кл1} + x_{0TT1} + x_{QF1} = 49{,}85 \text{ мОм}.$$

Расчетные токи короткого замыкания в точке КЗ

Максимальный трехфазный ток КЗ без учета сопротивления дуги:

$$I^{(3)}_{maxK3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28{,}88^2 + 44{,}41^2}} = 4{,}359 \text{ кА}.$$

Однофазный ток КЗ без учета сопротивления дуги:

$$I^{(1)}_{maxK3} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 28{,}88 + 71{,}54)^2 + (2 \cdot 44{,}41 + 49{,}85)^2}} = 3{,}65 \text{ кА}.$$

Сопротивление цепи КЗ:

$$z_{кК3} = \frac{1}{3}\sqrt{(2 \cdot 28{,}88 + 71{,}54)^2 + (2 \cdot 44{,}41 + 49{,}85)^2} = 63{,}2 \text{ мОм}.$$

Поправочный коэффициент:

$$K_{cK3} = 0{,}55 - 0{,}002 \cdot 63{,}2 + 0{,}1\sqrt{63{,}2} - 0{,}12\sqrt[3]{63{,}2} = 0{,}83.$$

Однофазный ток КЗ с учетом поправочного коэффициента:

$$I^{(1)}_{minK3} = 3{,}65 \cdot 0{,}83 = 3{,}03 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов трехфазных и однофазных токов КЗ сети собственных нужд приведены в табл.Б.2.

Таблица Б.2 – Значения токов коротких замыканий в сети собственных нужд

Место КЗ	Элемент сети, наименование отходящей линии ЩСН	$I_{max}^{(3)}$, кА	$I_{min}^{(1)}$, кА
К1	за ТСН 1	4,89	3,53
К2	за ТСН 2	4,89	3,53
К3	I секция шин	4,359	3,03
К4	II секция шин	4,359	3,03
	Щит собственных нужд (1 секция)		
К1.1	Отопление ЗРУ-6 кВ 2С	1,153	0,333
К1.2	Питание зарядно-подзарядного устройства ВУ-1	1,956	0,668
К1.3	Питание комплект АРКТ Т-1, шкаф Р5	0,782	0,214
К1.4	Питание ОПС	-	0,528
К1.5	Питание привода РПН Т-1	1,669	0,528
К1.6	Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	1,956	0,668
К1.7	Отопление ЗРУ-6 кВ 2С	1,153	0,333
К1.8	Питание ОБР, шкаф Р6	-	1,259
К1.9	Питание измерительных приборов, шкаф Р1	-	1,259
К1.10	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ-35 кВ	1,512	0,470
К1.11	Охлаждение трансформатора Т-1	1,874	0,618
К1.12	Шкаф выпрямленного тока №2 (резервное питание)	1,956	0,668
К1.13	Щит освещения ОПУ	1,366	0,408
К1.14	Отопление ЗРУ-6 кВ 1С	1,153	0,333
К1.15	Отопление ОПУ	1,366	0,408
К1.17	Разделительный трансформатор ОПУ	-	0,528
	Щит собственных нужд (2 секция)		
К2.1	Связь	0,996	0,281
К2.2	Питание зарядно-подзарядного устройства ВУ-2	1,956	0,668
К2.3	Питание комплект АРКТ Т-2, шкаф Р5	0,876	0,243
К2.4	Питание привода РПН Т-2	1,503	0,460
К2.5	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ-35 кВ	1,512	0,470
К2.6	Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	1,956	0,668
К2.7	Питание ОБР, шкаф Р6	-	1,259
К2.8	Питание измерительных приборов, шкаф Р2	-	1,259
К2.9	Питание СКУ	-	1,259
К2.10	Аварийное освещение ОПУ	-	0,528
К2.11	Охлаждение трансформатора Т-2	1,366	0,408
К2.12	УКП-К (резервное питание)	1,956	0,668
К2.13	Сварочная сеть	2,163	0,776
К2.14	Освещение ОРУ-35 кВ	0,789	0,214
К2.15	ШУ сигнализации	1,669	0,528
К2.16	Видеонаблюдение	-	1,259

4 ПРОВЕРКА НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СЕТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Выбор и проверка на коммутационную способность автоматических выключателей переменного тока производится на основании РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

а) Автоматические выключатели выбирают исходя из следующих условий:

По номинальному напряжению:

$U_{ном} \geq U_{н.с}$.

б) По длительному току:

$I_{ном} \geq I_{длит}$.

в)По отключающей способности:

$I_{откл.ном} \geq I_{max}^{(3)}$.

г) Проверка на чувствительность защиты автоматическими выключателями:

$$К_ч = \frac{I_{min}^{(1)}}{I_{со}} \geq 1,4 \div 1,5.$$

д) По току перегрузки:

$I_г \leq 1,25 \cdot I_{доп}$.

Пример расчета приведен для автоматического выключателя QF1.1 IC60N :

а) По номинальному напряжению:

$U_{ном}$=380 В; $U_{н.с}$=380 В;

$U_{ном} > U_{н.с}$.

б) По длительному току:

$I_{ном}$ =25 А; $I_{длит}$=15,2 А;

$I_{ном} > I_{длит}$.

в) По отключающей способности:

$I_{откл.ном}$ =10 кА; $I_{max}^{(3)}$=0,281 кА;

$I_{откл.ном} > I_{max}^{(3)}$.

г) Проверка на чувствительность защиты автоматическими выключателями:

$$К_ч = \frac{I_{min}^{(1)}}{I_{со}} = \frac{333}{160} = 2,1 \geq 1,4 \div 1,5.$$

д) По току перегрузки:

$I_г$=40 А; $I_{доп}$=46 А;

$I_г \leq 1,25 \cdot I_{доп}$.

Результаты проверки автоматических выключателей сведены в таблицу Б.3.

Селективность работы аппаратов защиты выполняется (см. карту селективности на схеме щита собственных нужд).

Таблица Б.3 - Проверка автоматических выключателей переменного тока

Назначение Линии	Автоматический выключатель	Расчётные данные					Каталожные данные			
		$U_{н.с.}$, В	$I_{длит.}$ А	$I_{пmax}$, кА	$I_{дуг}^{(1)}$, кА	$К_ч$	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А	$I_{откл.}$ кА	$I_{со}$, А

Назначение Линии	Автоматический выключатель	Расчётные данные					Каталожные данные			
		$U_{н.с.}$, В	$I_{длит.}$, А	$I_{п0max}$, кА	$I_{дуг}^{(1)}$, кА	$K_ч$	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А	$I_{откл.}$, кА	$I_{со}$, А
Щит собственных нужд										
Ввод от ТСН-1	QF1	380	243,5	4,359	3,03	4,04	380	250	36	750
Ввод от ТСН-2	QF2	380	243,5	4,359	3,03	4,04	380	250	36	750
Отопление ЗРУ-6 кВ 2С	QF1.1	380	*15,2*	1,153	0,333	*2,1*	380	40	10	160
Питание зарядно-подзарядного устройства ВУ-1	QF1.2	380	40,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Питание комплект АРКТ Т-1, шкаф Р5	QF1.3	380	0,7	0,782	0,214	*5,3*	380	10	10	40
Питание ОПС	QF1.4	220	0,1	-	0,528	*13,2*	220	10	10	40
Питание привода РПН Т-1	QF1.5	380	2,0	1,669	0,528	*6,6*	380	20	10	80
Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	QF1.6	380	40,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Отопление ЗРУ-6 кВ 2С	QF1.7	380	15,2	1,153	0,333	*2,1*	380	40	10	160
Питание ОБР, шкаф Р6	QF1.8	220	3,6	-	1,259	*31,5*	220	10	10	40
Питание измерительных приборов, шкаф Р1	QF1.9	220	0,9	-	1,259	*31,5*	220	10	10	40
Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ-35 кВ	QF1.10	380	24,5	1,512	0,470	*2,3*	380	50	10	200
Охлаждение трансформатора Т-1	QF1.11	380	2,3	1,874	0,618	*9,7*	380	16	10	64
Шкаф выпрямленного тока №2 (резервное питание)	QF1.12	380	40,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Щит освещения ОПУ	QF1.13	380	15,2	1,366	0,408	*2,0*	380	50	10	200
Отопление ЗРУ-6 кВ 1С	QF1.14	380	15,2	1,153	0,333	*2,1*	380	40	10	160
Отопление ОПУ	QF1.15	380	15,2	1,366	0,408	*2,6*	380	40	10	160
Разделительный трансформатор ОПУ	QF1.17	220	4,5	-	0,528	*6,6*	220	20	10	80
Связь	QF2.1	380	3,0	0,996	0,281	*3,5*	380	20	10	80
Питание зарядно-подзарядного устройства ВУ-2	QF2.2	380	40,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Питание комплект АРКТ Т-2, шкаф Р5	QF2.3	380	0,7	0,876	0,243	*6,1*	380	10	10	40
Питание привода РПН Т-2	QF2.4	380	2,0	1,503	0,460	*5,8*	380	20	10	80
Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ-35 кВ	QF2.5	380	24,5	1,512	0,470	*2,3*	380	50	10	200
Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	QF2.6	380	40,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Питание ОБР, шкаф Р6	QF2.7	220	3,6	-	1,259	*31,5*	220	10	10	40
Питание измерительных приборов, шкаф Р2	QF2.8	220	0,9	-	1,259	*31,5*	220	10	10	40
Питание СКУ	QF2.9	220	0,4	-	1,259	*19,7*	220	16	10	64
Аварийное освещение ОПУ	QF2.10	220	1,4	-	0,528	*13,2*	220	10	10	40
Охлаждение трансформатора Т-2	QF2.11	380	2,3	1,366	0,408	*6,4*	380	16	10	64
УКП-К (резервное питание)	QF2.12	380	38,0	1,956	0,668	*2,6*	380	63	10	252
Сварочная сеть	QF2.13	380	23,2	2,163	0,776	*3,9*	380	50	10	200
Освещение ОРУ-35 кВ	QF2.14	380	1,8	0,789	0,214	*2,7*	380	20	10	80
ШУ сигнализации	QF2.15	380	3,0	1,669	0,528	*6,6*	380	20	10	80
Видеонаблюдение	QF2.16	220	1,2	-	1,259	*19,7*	220	16	10	64

5 ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ СЕТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Силовые кабели 0,4 кВ выбираются исходя из следующих условий:

а) По номинальному напряжению:

$U_{ном} \geq U_{н.с}$.

б) По длительному току:

$I_{ном} \geq I_{длит}$.

в) По потерям напряжения:

$$\Delta U \leq 5\%$$

г) На термическую стойкость :

$$F_p \geq F_{T.C.} = I_{КЗ} \cdot \frac{\sqrt{t_П}}{C},$$

где $F_р$ – выбранное сечение кабеля, мм^2;

$F_{т.с.}$ – термически стойкое сечение кабеля, мм^2;

$I_{КЗ}$ – ток КЗ, А;

$t_п$ – приведенное время КЗ, с;

С – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева кабеля, А·с$^{1/2}$/мм^2 (С=120 А·с$^{1/2}$/мм^2).

д) На невозгорание:

$$\vartheta_{к.н} \leq \vartheta_{к.доп.н}.$$

$$Q_к = Q_н e^{\kappa} + a\left(e^{\kappa} - 1\right),$$

где $Q_к$ — температура жилы в конце КЗ, °С;

$Q_н$ — температура жилы до КЗ, °С;

a — величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С, °С; *a* = 228°С.

$$K = \frac{bI^2t}{S^2},$$

где *b* — постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, мм^4/(кА^2·с): для меди *b* = 19,58 мм^4/(кА^2·с);

I^2t — суммарный тепловой импульс (*I* — действующее значение тока КЗ, кА; *t* — длительность тока КЗ, с)

$$\vartheta_н = \vartheta_о + \left(\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}\right) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}}\right)^2,$$

где $Q_о$ — фактическая температура окружающей среды, °С;

$Q_{дд}$ — длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

$Q_{окр}$ — температура окружающей среды: для кабелей на воздухе 25°С;

$I_{раб}$ — рабочий ток, А;

$I_{дд}$ — длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А.

Выбор сечения кабелей и их проверка представлены в таблице Б.4.

Таблица Б.4 – Выбор сечения кабелей и их проверка

Расчетные данные								Каталожные данные		
Маркировка	Марка кабеля	ℓ, м	$U_{сети}$, В	$I_{ном}$, А	$S_{тер.мин}$, мм^2	$\vartheta_{к.н}$, °С	ΔU, %	$U_{ном}$, В	$I_{доп}$, А	$\vartheta_{к.доп.н}$, °С
VD-01	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	40,0	1,6	119	0,529	380	78,1	350
HB-01	ВВГнг(А)-LS 5х6	20	380	0,74	0,6	242	0,019	380	42,8	350
EA-01	ВВГнг(А)-LS 3х6	30	220	0,07	0,4	243	0,003	380	46	350
AQ-01	ВВГнг(А)-LS 5х6	30	380	2,0	1,4	244	0,084	380	42,8	350
ED-01	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	40,0	1,6	119	0,529	380	78,1	350
HB-02	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	3,6	1,1	246	0,087	380	46	350
HB-03	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	0,91	1,1	242	0,013	380	46	350
SN-01	ВВГнг(А)-LS 5х16	90	380	24,5	1,3	107	1,041	380	78,1	300
SD-01	ВВГнг(А)-LS 5х6	25	380	2,25	1,6	244	0,136	380	42,8	350
ED-02	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	40,0	1,6	119	0,529	380	78,1	350
EA-04	ВВГнг(А)-LS 3х6	30	220	4,5	1,25	243	0,312	380	46	350
VD-02	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	40,0	1,6	119	0,472	380	78,1	350
HB-05	ВВГнг(А)-LS 5х6	20	380	0,74	0,6	241	0,018	380	42,8	350
AQ-02	ВВГнг(А)-LS 5х6	35	380	2,0	1,3	244	0,085	380	42,8	350
SN-02	ВВГнг(А)-LS 5х16	90	380	24,5	1,3	107	1,166	380	78,1	350
ED-03	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	40,0	1,6	119	0,529	380	78,1	350
HB-06	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	3,6	1,1	246	0,050	380	46	350
HB-07	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	0,91	1,1	242	0,020	380	46	350
EA-02	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	0,38	1,1	242	0,005	380	46	350
DX-01	ВВГнг(А)-LS 3х6	30	220	1,44	0,4	244	0,060	380	46	350
SD-02	ВВГнг(А)-LS 5х6	40	380	2,25	1,2	244	0,214	380	42,8	350
ED-04	ВВГнг(А)-LS 5х16	25	380	38,0	1,6	119	0,502	380	78,1	350
DQ-01	ВВГнг(А)-LS 5х16	50	380	23,2	1,8	106	1,055	380	78,1	350
DY-01	ВВГнг(А)-LS 5х6	80	380	1,8	0,7	244	0,428	380	42,8	350
EA-03	ВВГнг(А)-LS 3х6	10	220	1,2	1,1	244	0,026	380	46	350
TN1	ВВГнг(А)-LS 4х95	30	380	231,2	11,5	210	0,25	380	242,7	350
TN2	ВВГнг(А)-LS 4х95	30	380	231,2	11,5	210	0,5	380	242,7	350

Приложение В

РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

1. ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ И ЗАРЯДНО-ПОДЗАРЯДНОГО УСТРОЙСТВА

1.1 Выбор аккумуляторной батареи

Согласно СТО 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» аккумуляторная батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции).

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Щит постоянного тока производства ОАО «Завод «Инвертор», г. Оренбург, состоит из двух шкафов управления оперативным током. В каждом шкафу предусматривается по одному одноканальному выпрямительному устройству и по 12 отходящих линии (с учетом резерва). Защита линий выполняется автоматическими выключателями C60H-DC производства Schneider Electric.

В качестве источника постоянного тока используется свинцово-кислотная герметизированная необслуживаемая аккумуляторная батарея серии Dryfit A412 /85 производства «Sonnenschein», расположенная в аккумуляторном шкафу.

Питание ЗУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

ЩПТ-220 В имеет возможность передачи информации в АСУ ТП по интерфейсу RS-485.

Схема организации цепей питания постоянного оперативного тока см. 3041-057-ИОС.ЭП л. 3.

1.1.1 Данные к расчету

В табл. В.1-В.2 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица В.1 – Постоянная нагрузка

№	Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	Панели РЗА, сигнализация	298	1,35

Таблица В.2 – Кратковременная нагрузка

№	Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	Аварийное освещение	1100	5
2	Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
3	Панели РЗА, сигнализация	7365	33,48

1.1.2 Выбор аккумуляторной батареи

Согласно «Техническим требованиям к системе оперативного постоянного тока подстанций» к расчету принимаем необслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы.

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$I_{уст} = I_{ДЛ} + I_{АО}$,

где $I_{ДЛ}$ - ток постоянной нагрузки РЗА (1,35 А);

$I_{АО}$ - ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$I_{уст}$ = 1,35 + 5 = 6,35 А.

Учитывая, что в конце аварийного режима имеет место кратковременная толчковая нагрузка, то расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_к},$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

Тк – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С Тк соответствует 0,94.

$$I_{уст1} = \frac{6,35}{0,8 \cdot 0,94} = 8,44 \text{ А}.$$

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{пр} + I_{уст}},$$

где tавар – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин (2 часа);

Iпр – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции (71,48 А).

$$t_1 = \frac{8,44 \cdot 120}{71,48 + 8,44} = 12,67 \quad \text{мин}.$$

Ток 71,48 А за 12,67 минут отдаст батарея типа А412/85 (85 А·ч), 17 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

1.2 Выбор зарядно-выпрямительного устройства

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 6,35 А и тока подзаряда батареи 0,1 С10 = 8,5 А, что в сумме дает 14,85 А.

Зарядное устройство ПЗУ рассчитано на номинальный ток - 40 А. ПЗУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Расчет выполнен на основании МУ 34-70-035-84 «Методические указания по расчету защит в системе постоянного тока тепловых электростанций и подстанций». Методика расчета тока КЗ принята в соответствии с ГОСТ 29176-91 «Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока».

2.1 Определение токов короткого замыкания в сети постоянного тока 220 В

Для расчета токов КЗ в системе постоянного тока составлена схема замещения (рис. В.1).

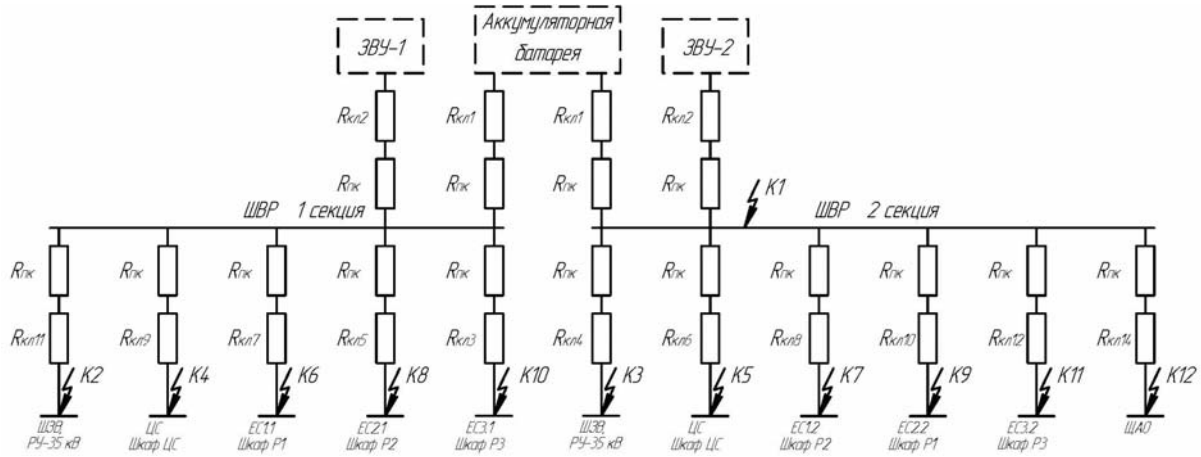


Рисунок В.1 – Схема замещения системы оперативного постоянного тока

Начальный ток КЗ в цепи аккумуляторной батареи $I_к$ в амперах вычисляется по формуле:

$$I_к = \frac{n \cdot E_{вто}}{\frac{n}{m} \cdot R_{вто} + R'_{вш}},$$

где n – число последовательно соединенных элементов (равно числу элементов находящихся в подзаряде);

m – число параллельно соединенных элементов (равно номеру аккумуляторной батареи типа СК);

$E_{вто}$ – внутренняя ЭДС аккумулятора, находящегося в режиме кратковременного разряда большим током, В;

$R_{вто}$ – внутреннее сопротивление аккумулятора, Ом;

$R'_{вш}$ – внешнее сопротивление до точки КЗ в омах с учетом переходного сопротивления щеточных контактов элементного коммутатора (Rэк), Ом.

Входящие в эту формулу величины определяют или принимают равными:

$R'_{вш} = R_{вш} + R_{эк}$

Сопротивления щеточных контактов элементного коммутатора принимают равным $R_{эк}$ = 0,005 Ом, ввиду отсутствия элементного коммутатора в нашей АБ

$R'_{вш} = R_{вш}$;

граничное сопротивление ($R_{гр}$) в омах

$R_{гр}=(n/m)\cdot 7{,}5\cdot 10^{-3}$;

Рассчитываемая аккумуляторная батарея серии Dryfit A412 /85 производства «Sonnenschein» имеет n=17 эл. и соответствует аккумуляторной батарее типа СК-2 согласно таблице применяемости.

$R_{гр}=(17/2)\cdot 7{,}5\cdot 10^{-3}=63{,}45$ мОм.

При $R'_{вш} \geq R_{гр}$

Евто = 1,93 В и Rвто = 5,4 мОм;

при $R'_{вш} \leq R_{гр}$

Евто = 1,73 В и Rвто = 4 мОм.

2.2 Расчет тока КЗ на шинах ЩПТ

Для расчета тока КЗ на шинах ЩПТ составлена схема замещения участка цепи от АБ до шин шкафа ввода и распределения (рис. В.2).

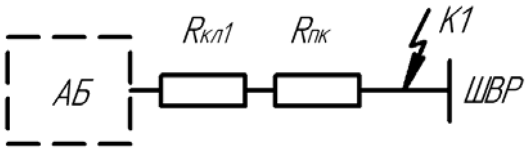


Рисунок В.2 – Схема замещения участка цепи от АБ до шкафа ввода и распределения

2.2.1 Определение сопротивлений цепи от АБ до шин ШВР

1) Сопротивление кабеля от АБ до ЩПТ:

$$R_{кл} = \rho \frac{1}{S},$$

где ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м (для меди ρ=17,2 мОм·мм²/м);

l – длина кабеля, м (l=5 м);

S – сечение, мм² (S=50 мм²).

Длина кабеля удвоена для учета суммарной длины проводника в цепи КЗ («туда» и «обратно»).

$$R_{кл1} = 17{,}2 \cdot \frac{2 \cdot 5}{50} = 3{,}44 \text{ мОм.}$$

Сопротивление переходных контактов (каждого контакта):

$R_{ПК}$ = 1 мОм.

3) Сопротивление внешней цепи от АБ до шин ШВР:

$R_{вш} = R_{кл1} + 2 \cdot R_{пк}$, мОм;

$R_{вш}$ = 3,44+2=5,44 мОм.

R'вш ≤ Rгр, следовательно Евто = 1,73 В и Rвто = 4 мОм.

2.2.2 Определение тока КЗ на шинах ЩПТ

1) Ток короткого замыкания на шинах ШВР:

$$I_{К1} = \frac{17 \cdot 1{,}73}{\frac{17}{2} \cdot 4 + 5{,}44} = 0{,}746 \, кА.$$

2) Ток короткого замыкания на шинах ШВР с учетом электрической дуги в месте КЗ:

$I_{кзд} = К_д \cdot I_к$, кА,

где $К_д$ – поправочный коэффициент, зависящий от величины полного сопротивления цепи КЗ и определяемый по кривой 1 графика зависимости коэффициента $К_д$ от сопротивления цепи КЗ (рис. В.3).

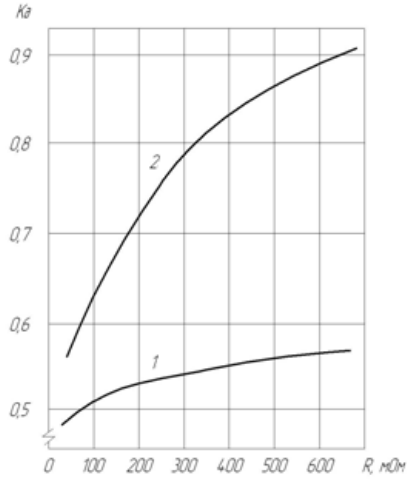


Рисунок В.3 – Зависимость коэффициента $К_д$
для аккумуляторной батареи типа СК (кривая 1)

Для КЗ на шинах ЩПТ принимаем $К_д$=0,4

$I_{кзд1}$ =0,4 · 0,746=0,298 кА.

2.3 Расчет тока КЗ на шинках шкафа релейной защиты

Для расчета тока КЗ на шинках шкафа релейной защиты составлена схема замещения участка цепи от АБ до шинок шкафа релейной защиты (рис. В.4)

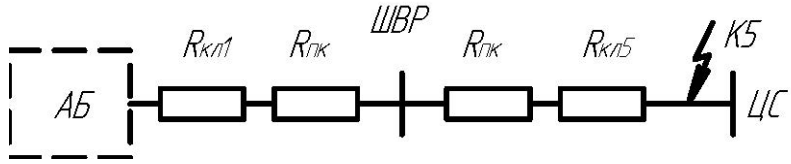


Рисунок В.4 – Схема замещения участка цепи от АБ до шкафа релейной защиты

2.3.1 Определение сопротивления в цепи от АБ до шинок шкафа релейной защиты

1) Сопротивление кабеля от ЩПТ до шкафа релейной защиты (l=11 м, S=4 мм^2):

$$R_{кл3} = 17{,}2 \cdot \frac{2 \cdot 11}{4} = 94{,}6 \text{ мОм.}$$

2) Сопротивление внешней цепи от АБ до шинок шкафа релейной защиты:

$R_{вш} = R_{кл1}+4 \cdot R_{пк}+R_{кл3}$, мОм;

$R_{вш}$ = 3,44+4+94,6=102,04 мОм.

R'вш ≥ Rгр, следовательно Евто = 1,93 В и Rвто = 5,4 мОм.

2.3.2 Определение тока КЗ на шинках шкафа релейной защиты

1) Ток короткого замыкания на шинках шкафа релейной защиты

$$I_{к2} = \frac{17 \cdot 1{,}93}{\frac{17}{2} \cdot 5{,}4 + 102{,}04} = 0{,}222 \, кА.$$

2) Ток короткого замыкания на шинках шкафа релейной защиты с учетом электрической дуги в месте КЗ

Для КЗ на шинах шкафа релейной защиты принимаем $К_д$=0,52

$I_{кзд2}$ =0,52 · 0,222=0,115 кА.

Во всех остальных точках токи КЗ рассчитываются аналогично. Расчет токов КЗ сведен в таблицу В.3

Таблица В.3 - Расчетные значения токов КЗ на линиях СОПТ

Элемент сети, назначение линии	Точка КЗ	Автоматический выключатель	Марка и сечение кабеля	Длина кабеля, м	Ток КЗ, кА	Ток КЗ с учетом дуги, кА
Ввод от АБ	К1	QF3, QF4	ВВГнг(А)-LS 1х50	5	0,746	0,298
Питание электромагнита завода включающих пружин выключателя 35 кВ	К2	QF1.1	ВВГнг(А)-LS 2х16	60	0,179	0,094
	К3	QF2.1	ВВГнг(А)-LS 2х16	80	0,146	0,076
Питание центральной сигнализации	К4	QF1.2	ВВГнг(А)-LS 3х4	12	0,209	0,109
	К5	QF2.2	ВВГнг(А)-LS 3х4	11	0,222	0,115
Питание шинок ЕС1.1	К6	QF1.3	ВВГнг(А)-LS 2х4	13	0,199	0,103
Питание шинок ЕС1.2	К7	QF2.3	ВВГнг(А)-LS 2х4	12	0,209	0,109
Питание шинок ЕС2.1	К8	QF1.4	ВВГнг(А)-LS 2х4	14	0,189	0,099
Питание шинок ЕС2.2	К9	QF2.4	ВВГнг(А)-LS 2х4	11	0,222	0,115
Питание шинок ЕС3.1	К10	QF1.5	ВВГнг(А)-LS 2х4	34	0,095	0,052
Питание шинок ЕС3.2	К11	QF2.5	ВВГнг(А)-LS 2х4	30	0,105	0,057
Щит аварийного освещения	К12	QF2.12	ВВГнг(А)-LS 2х2,5	20	0,146	0,077

3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ В СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

3.1 Выбор и проверка кабелей

Проектом предусматриваются кабели, входящие в систему постоянного оперативного тока подстанции. Выбор кабеля производят по следующим условиям (на примере кабеля от АБ до ЩПТ):

1) По напряжению:

$U_{каб} \geq U_{ном.сети}$;

где $U_{каб}$ – номинальное напряжение кабеля, кВ;

$U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, В.

1 кВ ≥ 220 В.

2) По допустимому длительному току:

$I_{доп} \geq I_{р,}$

где $I_р$ – расчетный ток линии, А;

$I_{доп}$ – допустимый длительный ток, А.

247 А ≥ 76,48 А.

3) По термической стойкости:

$$F_р \geq F_{Т.С.} = I_{КЗ} \cdot \frac{\sqrt{t_П}}{C},$$

где $F_р$ – выбранное сечение кабеля, мм^2;

$F_{т.с.}$ – термически стойкое сечение кабеля, мм^2;

$I_{КЗ}$ – ток КЗ, А;

$t_п$ – приведенное время КЗ, с;

С – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева кабеля, А·с$^{1/2}$/мм^2 (С=120 А·с$^{1/2}$/мм^2).

$$50 \ мм^2 \geq F_{Т.С.} = 298 \cdot \frac{\sqrt{0,1}}{120} = 13,7$$

Результаты проверки кабелей сведены в таблицу В.4.

Таблица В.4 - Проверка кабелей

Назначение линии	Марка кабеля, сечение	Длина кабеля, м	Расчетный длительный ток Iр, А	Расчетный кратковременный ток Iкр, А	Длительно допустимый ток кабеля Iд, А	Минимальное сечение жилы кабеля $S_{тер.мин}$, мм^2
Ввод от АБ	ВВГнг(А)-LS 1х50	5	1,35	76,48	247	13,7
Питание электромагнита завода включающих пружин выключателя 35 кВ	ВВГнг(А)-LS 2х16	60	-	38	101	0,24
	ВВГнг(А)-LS 2х16	80	-	38	101	0,19
Питание центральной сигнализации	ВВГнг(А)-LS 3х4	12	0,45	6,82	37	0,28
	ВВГнг(А)-LS 3х4	11	0,45	6,82	37	0,29
Питание шинок ЕС1.1	ВВГнг(А)-LS 2х4	13	0,1	0,25	44	0,26
Питание шинок ЕС1.2	ВВГнг(А)-LS 2х4	12	0,1	0,25	44	0,28
Питание шинок ЕС2.1	ВВГнг(А)-LS 2х4	14	0,1	5,13	44	0,25
Питание шинок ЕС2.2	ВВГнг(А)-LS 2х4	11	0,1	5,13	44	0,29
Питание шинок ЕС3.1	ВВГнг(А)-LS 2х4	34	0,32	10,56	44	0,13
Питание шинок ЕС3.2	ВВГнг(А)-LS 2х4	30	0,199	5,34	44	0,13
Щит аварийного освещения	ВВГнг(А)-LS 2х2,5	20	-	1,45	33	0,19

3.2 Выбор и проверка автоматических выключателей

Выбор и проверка на коммутационную способность автоматических выключателей переменного тока и предохранителей постоянного тока производится на основании РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Автоматические выключатели выбирают исходя из следующих условий (пример расчета приведен для автоматического выключателя QF3):

6. По номинальному напряжению:

$U_{ном}$= 250 В; $U_{н.с}$=220 В;

$U_{ном} \geq U_{н.с}$.

7. По длительному току:

$I_{ном}$=80 А; $I_{длит}$=76,48 А;

$I_{ном} \geq I_{длит}$.

8. По току перегрузки:

1,05·80 > 76,48А;

84 А > 76,84 А.

9. По отключающей способности:

$I_{откл.ном}$=30 кА; $I_{п0}$=0,746 кА;

$I_{откл.ном} \geq I_{п0}$.

10. Проверка на чувствительность защиты:

$$К_ч = \frac{I_{дуг.}}{I_{ном.}} \geq 3.$$

$$К_ч = \frac{298}{80} = 3{,}72;$$

$$К_ч > 3.$$

Результаты проверки автоматических выключателей постоянного тока сведены в таблицу В.5.

Таблица В.5 - Проверка автоматических выключателей

Назначение линии	Предохранитель	Расчётные данные						Каталожные данные				
		$U_{н.с.}$, В	$I_{длит.}$ А	$I_{кр.}$ А	$I_{п0мин}$, кА	$t_п$, с	$К_ч$	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А	$к_{пг}I_{ном}$, А	$I_{откл.ном}$, кА	$t_{доп}$, с
Ввод от АБ	QF3, QF4	220	1,35	76,48	0,746	0,01	3,72	250	80	84	30	0,8
Питание электромагнита завода включающих пружин выключателя 35 кВ	QF1.1	220	-	38	0,179	0,01	4,7	250	20	21	10	0,8
	QF2.1	220	-	38	0,146	0,01	3,8	250	20	21	10	0,8
Питание центральной сигнализации	QF1.2	220	0,45	6,82	0,209	0,01	10,9	250	10	10,5	10	0,8
	QF2.2	220	0,45	6,82	0,222	0,01	11,5	250	10	10,5	10	0,8
Питание шинок ЕС1.1	QF1.3	220	0,1	0,25	0,199	0,01	17,2	250	6	6,3	10	0,8
Питание шинок ЕС1.2	QF2.3	220	0,1	0,25	0,209	0,01	18,2	250	6	6,3	10	0,8
Питание шинок ЕС2.1	QF1.4	220	0,1	5,13	0,189	0,01	9,9	250	10	10,5	10	0,8
Питание шинок ЕС2.2	QF2.4	220	0,1	5,13	0,222	0,01	11,5	250	10	10,5	10	0,8
Питание шинок ЕС3.1	QF1.5	220	0,32	10,56	0,095	0,01	3,25	250	16	16,8	10	0,8
Питание шинок ЕС3.2	QF2.5	220	0,199	5,34	0,105	0,01	5,7	250	10	10,5	10	0,8
Щит аварийного освещения	QF2.12	220	-	145	0,146	0,01	12,8	250	6	6,3	10	0,8

РАСЧЁТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Расчет молниезащиты подстанции выполнен согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений», РД 34.21.121 «Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов», СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, проектируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз 20-40 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Категория зоны молниезащиты – III. Эта зона обладает надежностью P=0,9 (СО-153-34.21.122-2003, таблица 2.2).

Исходя из допустимого уровня надежности выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов.

Молниезащита на подстанции организована 2-мя существующими молниеприемниками, установленными на порталах ОРУ 35 кВ, и двумя молниеприемниками, установленными на проектируемых прожекторных мачтах. Высоты молниеприемников указаны в таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Высота молниеприемников

Наименование молниеприемника	Высота, м
М1 (сущ.)	15
М2 (сущ.)	15
М3 (проект.)	24,3
М4 (проект.)	24,3

Радиус горизонтального сечения r_x, на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{(h_0 - h_x)}{h_0}, \text{м.}$$

Расчет горизонтальных сечений зон защиты выполнен для каждого молниеприемника на высоте h_1=5 м .

Результаты расчета горизонтальных сечений зон защиты сведены в таблицу Г.2.

Таблица Г.2

Наименование молниеприёмника	Высота молниеприёмника h , м	Высота конуса зоны защиты h_o, м	Радиус конуса зоны защиты r_o,м	Радиусы горизонтального сечения на высоте r_x,м
				5 м
М1 (сущ.)	15	12,75	18	10,95
М2 (сущ.)	15	12,75	18	10,95
М3 (проект.)	24,3	20,655	29,16	22,1
М4 (проект.)	24,3	20,655	29,16	22,1

Молниеотводы считаются совместно действующими, если расстояние между молниеприемниками L не превышает величины $L_{max} = 5{,}75 \cdot h$. Размеры внутренних областей зон защит двойных молниеотводов определяются параметрами h_0 (максимальная зона защиты непосредственно у молниеотводов) и h_c

(минимальная зона защиты посередине между молниеотводами). При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$), $L_c = 2{,}5 \cdot h$.

В таблицу Г.3 сведены расстояния между всеми попарно взятыми молниеотводами.

Таблица Г.3 – Предельное расстояние между молниеотводами

	М1	М2	М3	М4
М1	-	30	16,5	31,7
М2	30	-	33,2	16,5
М3	16,5	33,2	-	26,2
М4	31,7	16,5	26,2	-

Для расстояний $L_c \geq L \geq L_{max}$:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0, \text{м};$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \text{м}.$$

Таблица Г.4

Наименование молниеприёмника	h_c	r_{cx}
		5 м
М1-М2	12,75	10,95
М1-М3	19,65	21,7
М1-М4	19,65	21,7
М2-М3	19,65	21,7
М2-М4	19,65	21,7
М3-М4	20,655	22,1

Вывод:

Вновь устанавливаемое оборудование полностью перекрывается зоной молниезащиты на высоте 5 м.

ВЕДОМОСТЬ РАБОТ. ДЕМОНТАЖ КОНСТРУКЦИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
	1. Первичная часть			
1	Силовой трансформатор ТАМ-5600/35	шт.	2	17600
2	Выключатели 35 кВ типа С-35М-630 (В-Л-35 №31, 39, 38, В-35 Т-1, В-35 Т-2)	шт.	5	1160
3	Выключатели 35 кВ типа ВМ-35 (В-Л-35 №32, 33, 34, СВ-35)	шт.	4	1255
4	Трансформаторы тока 35 кВ типа GIF-40.5	шт.	2	147
5	Трансформаторы тока 35 кВ типа CTSO-38	шт.	4	90
6	Разъединитель 35 кВ РЛНД2-35/600	шт.	9	90
7	Разъединитель 35 кВ РЛНД31-35/600	шт.	11	90
8	Ограничитель перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5	шт.	12	11
9	Предохранитель 35 кВ ПСН-35	шт.	6	10
10	Трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1	шт.	2	70
11	ВЧ-заградитель ВЗ-630	шт.	1	106
12	Конденсатор связи СМР-55	шт.	1	175
13	Фильтр присоединения ОФП-4	шт.	1	5
14	Заземляющий нож конденсатора связи	шт.	1	43
15	Ошиновка 35 кВ (3-х фазный комплект)	пролет	4	30
16	Ошиновка 6 кВ тр-ра Т-1,Т-2 (3-х фазный комплект)	пролет	2	30
17	Ограничитель перенапряжения 6 кВ	шт.	6	1,7
18	Предохранитель 6 кВ ПКТ-6	шт.	6	4
19	Трансформатор собственных нужд ТМГ-160/6	шт.	2	705
20	Система оперативного постоянного тока в составе : ШУОТ (1 шт.), БПНС-2 (1 шт.), УПНС-1 (1 шт.), шкаф АБ (1 шт.), ВУ (2 шт.)	Компл.	1	500
21	Демонтаж автоматических выключателей серии А3716Ф У3 в щите собственных нужд 0,4 кВ	шт.	18	6
22	Демонтаж автоматических выключателей серии ВА-5135 в щите собственных нужд 0,4 кВ	шт.	2	6
23	Демонтаж металлоконструкций блоков ОРУ-35 кВ	шт.	11	200
24	Демонтаж металлоконструкций блоков опорных изоляторов 35 кВ	шт.	7	100
25	Демонтаж шкафов наружной установки	шт.	20	30
26	Демонтаж гирлянды изоляторов 35 кВ	шт.	24	25
27	Демонтаж светильников наружного освещения	шт.	19	5

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			03.17
Проверил		Бучинский			03.17
Н.контр.		Тюкавкин			03.17

3041-057-ИОС.ЭП-ВОД.ТЧ

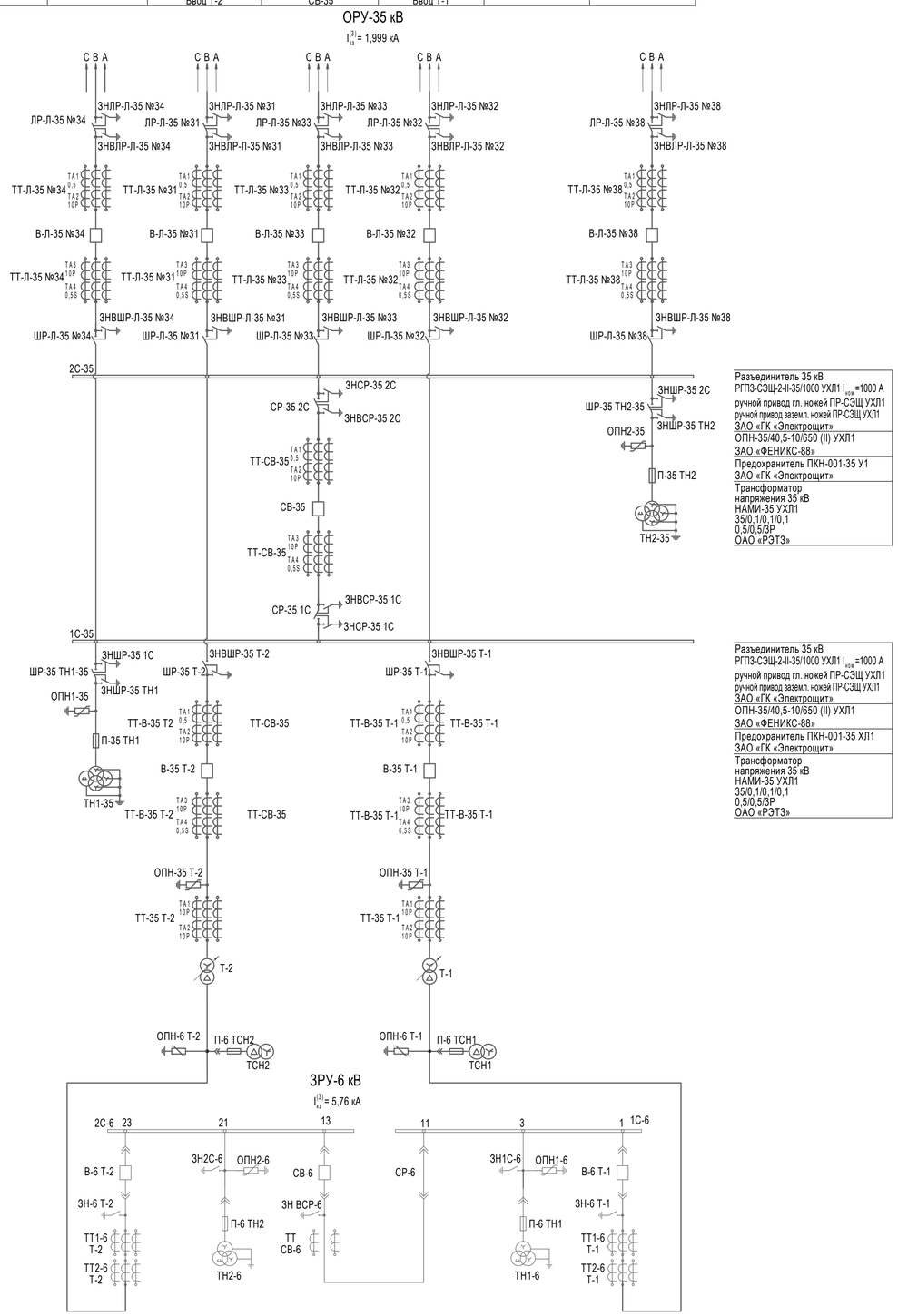
Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
-	1	2

ООО «ТЕХНО БАЗИС»
Отдел проектирования

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
28	Демонтаж светильников помещения ОПУ	шт.	12	5

Наименование присоединения	Л-35 кВ №34	Л-35 кВ №31, Ввод Т-2	Л-35 кВ №33 (резерв), СВ-35	Л-35 кВ №32, Ввод Т-1	ТН-1	Л-35 кВ №38, ТН-2



Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5/10Р АО «УЭТМ»
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 $I_{ном}$=630 А, $I_{откл}$=12.5 кА привод ПЭМ-1 АО «УЭТМ»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5S/10Р АО «УЭТМ»
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩУХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Гибкая ошиновка 35 кВ - провод АС-120/19 Iном=390 А
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5/10Р АО «УЭТМ»
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 $I_{ном}$=630 А, $I_{откл}$=12.5 кА привод ПЭМ-1 АО «УЭТМ»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5S/10Р АО «УЭТМ»
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Гибкая ошиновка 35 кВ - провод АС-120/19 Iном=390 А
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩУХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5/10Р АО «УЭТМ»
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 $I_{ном}$=630 А, $I_{откл}$=12.5 кА, привод ПЭМ-1 АО «УЭТМ»
Встроенный трансформатор тока 35кВ ТВГ-35, (300/200/150/100)/5 А класс точности 0,5S/10Р АО «УЭТМ»
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А дв. привод гл. ножей ПД-СЭЩ УХЛ1 дв. привод заземл. ножей ПД-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Ограничитель перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС-88»
Встроенный трансформатор тока 35 кВ ТВ-35-(300-200-150-100)/5 А 10Р/10Р ООО «Тольяттинский Трансформатор»
Трансформатор силовой ТДНС-10000/35 УХЛ1 Мощность обмоток 100/100 % РПН в нейтрали ВН ±8х1.5% Привод РПН MZ4.4, перекл. устройство RS-9.3 Y/Δ-11 ООО «Тольяттинский Трансформатор»
Ограничитель перенапряжений 6 кВ ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС-88»
Трансформатор собственных нужд ТМГ-СЭЩ-160/6 УХЛ1 D/Yн-11 ЗАО «ГК «Электрощит»
Предохранитель 6 кВ ПКТ-101 ЗАО «ГК «Электрощит»
Шинный мост 6 кВ 2хАС 240/39 Iном=1220 А
Сборные шины 6 кВ
Выключатель 6 кВ
Заземлитель 6 кВ
Трансформатор тока 6 кВ Трансформатор напряжения 6 кВ

Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС-88»
Предохранитель ПКН-001-35 У1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 35/0,1/0,1/0,1 0,5/0,5/3Р ОАО «РЭТЗ»

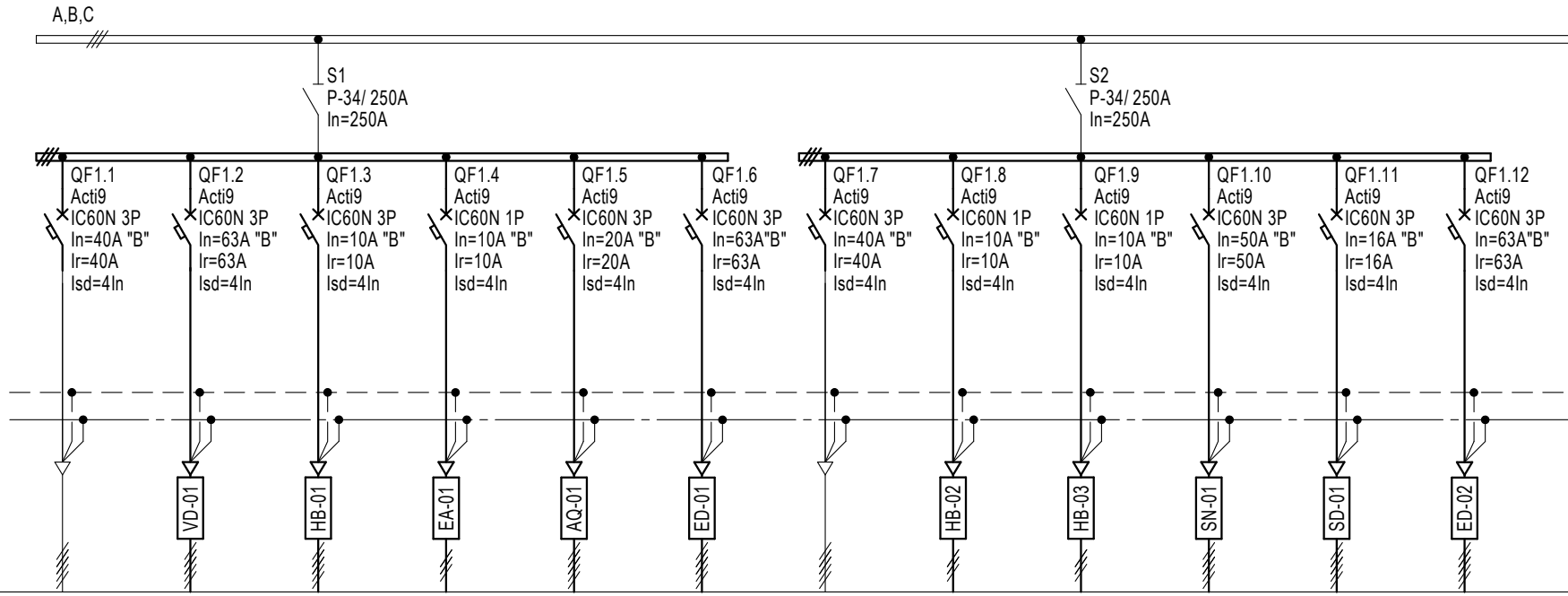
Разъединитель 35 кВ РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 $I_{ном}$=1000 А ручной привод гл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ручной привод заземл. ножей ПР-СЭЩ УХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС-88»
Предохранитель ПКН-001-35 ХЛ1 ЗАО «ГК «Электрощит»
Трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 35/0,1/0,1/0,1 0,5/0,5/3Р ОАО «РЭТЗ»

Примечания:
1. Схема электрическая главная ПС 35 кВ "10/70" разработана на основании данных филиала АО "ДРСК" -"Амурские электрические сети";
2. Сплошной толстой линией показано оборудование, устанавливаемое по проекту, сплошной тонкой существующее оборудование.

						3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			02.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 1; Листов: -
Проверил		Бучинский			02.17	Схема электрических соединений ПС 35 кВ "10/70"	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			02.17		

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

Формат А1

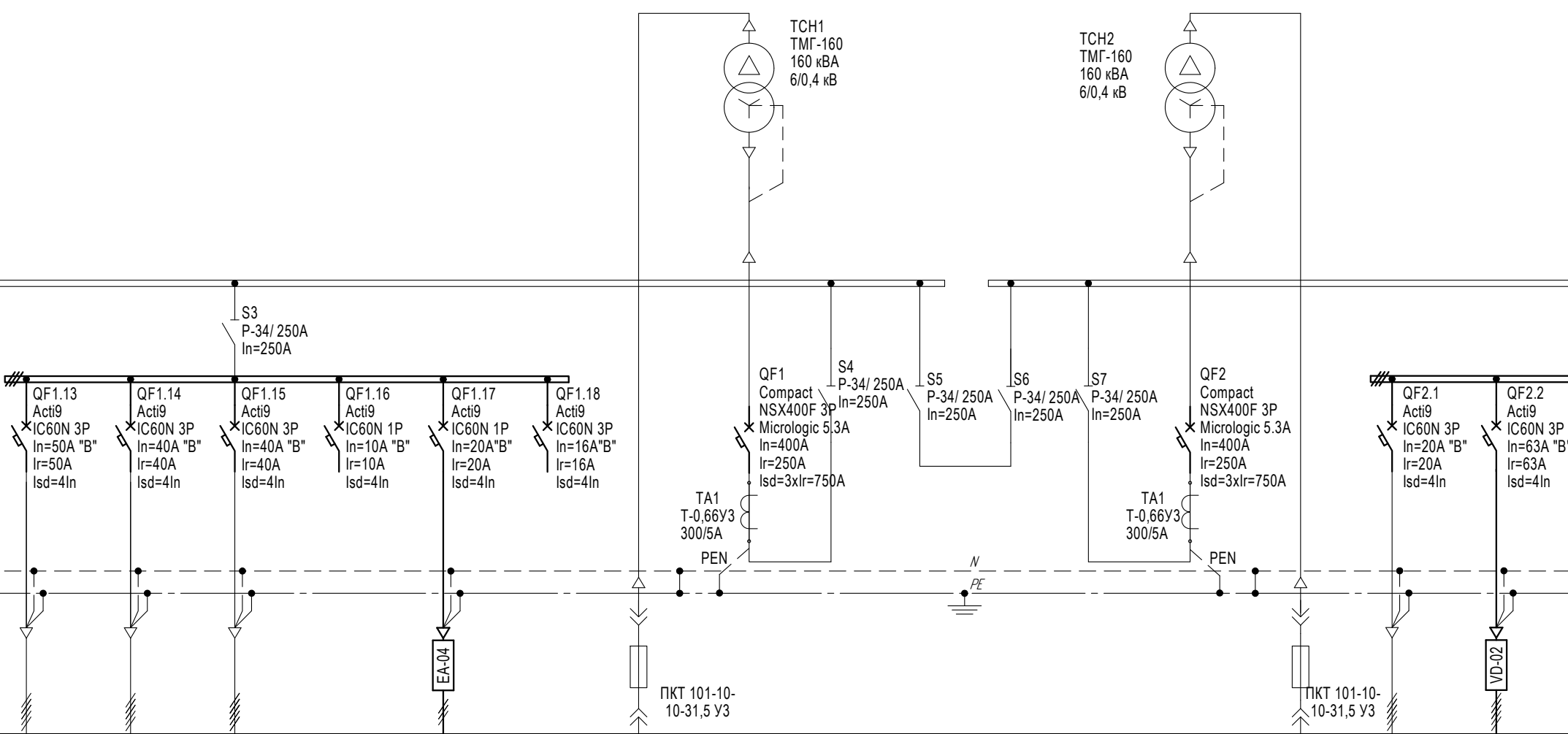

A,B,C
S1
P-34/ 250A
In=250A
S2
P-34/ 250A
In=250A

Трансформатор: обозначение тип напряжение, кВ мощность, кВА												
Измерительные приборы												
Сборные шины	A,B,C											
Защитный аппарат: тип I ном, А данные расцепителя	QF1.1 Acti9 IC60N 3P In=40A "B" Ir=40A Isd=4In	QF1.2 Acti9 IC60N 3P In=63A "B" Ir=63A Isd=4In	QF1.3 Acti9 IC60N 3P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In	QF1.4 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In	QF1.5 Acti9 IC60N 3P In=20A "B" Ir=20A Isd=4In	QF1.6 Acti9 IC60N 3P In=63A"B" Ir=63A Isd=4In	QF1.7 Acti9 IC60N 3P In=40A "B" Ir=40A Isd=4In	QF1.8 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In	QF1.9 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In	QF1.10 Acti9 IC60N 3P In=50A "B" Ir=50A Isd=4In	QF1.11 Acti9 IC60N 3P In=16A "B" Ir=16A Isd=4In	QF1.12 Acti9 IC60N 3P In=63A"B" Ir=63A Isd=4In
Трансформатор тока: коэффициент трансформации												
Аппарат на вводе 6 кВ		VD-01	HB-01	EA-01	AQ-01	ED-01		HB-02	HB-03	SN-01	SD-01	ED-02
Номер шкафа	ШСН-1											
Тип шкафа	-											
Номер линии	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12
$P_{расч\ линии}$, кВт	10	26,3	0,485	0,015	0,75	26,3	10	0,8	0,2	16,084	1,48	26,3
$I_{расч.линии}$, А	15,2	40	0,74	0,07	2	40	15,2	3,6	0,91	24,5	2,25	40
Марка и сечение проводника	-	ВВГнг(А)-LS 5х16	ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS 5х16	-	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS-5х16	ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS 5х16
Назначение линии	Отопление ЗРУ-6 2С	ЗВУ-1. Шкаф ВЕ.1	Комплект АРКТ Т1, шкаф Р5	Питание ОПС	РПН трансформатора Т1	Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	Отопление ЗРУ-6 2С	Питание ОБР, шкаф Р6	Питание измерительных приборов, шкаф Р1,Р5	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ 35 кВ	Охлаждение трансформатора Т1	Шкаф выпрямленного тока №2 (резервное питание)

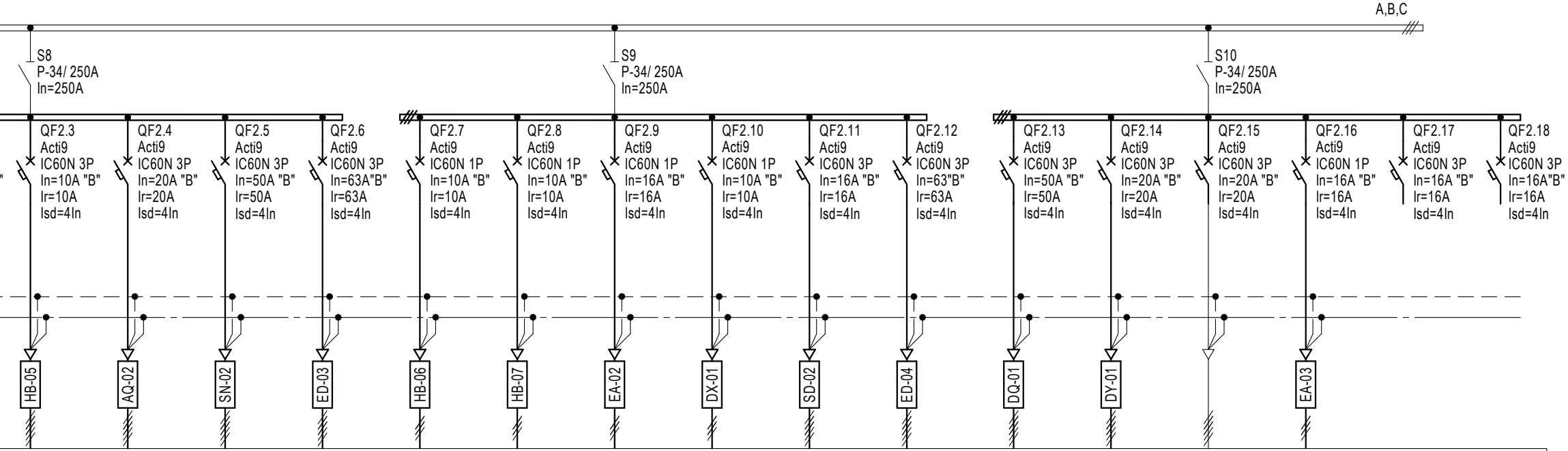
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

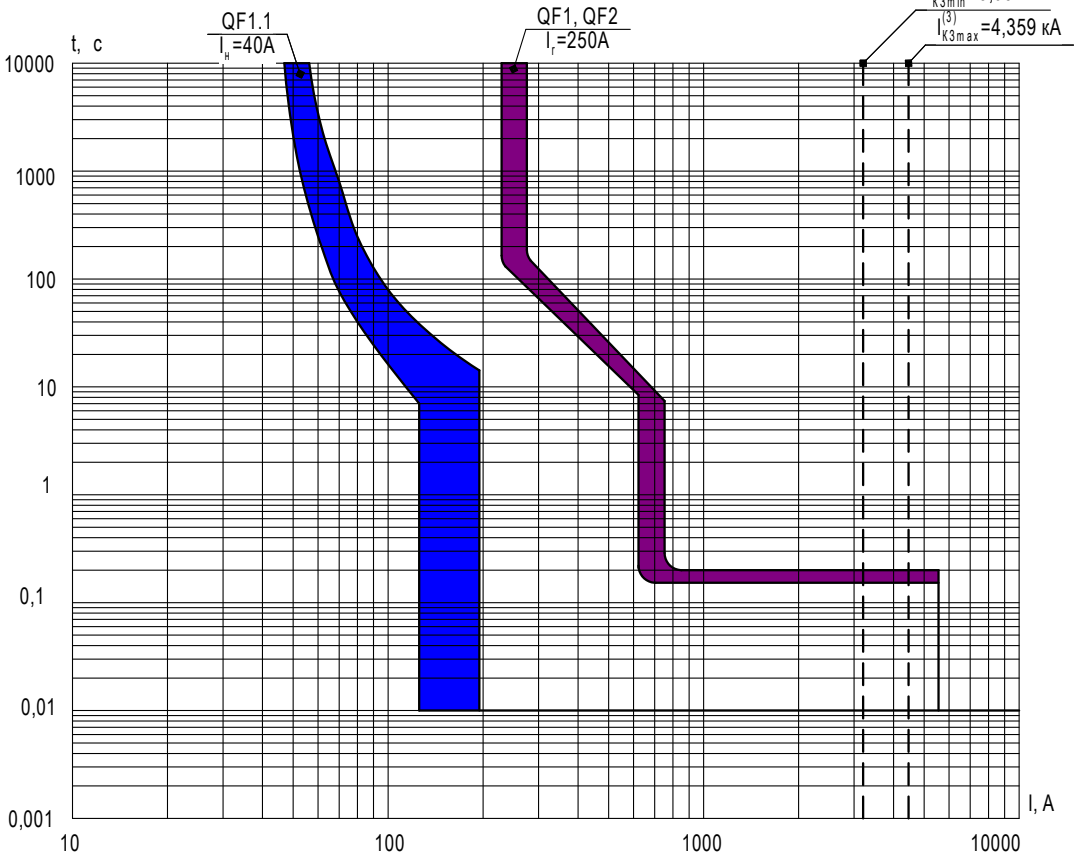

ТСН1
ТМГ-160
160 кВА
6/0,4 кВ
ТСН2
ТМГ-160
160 кВА
6/0,4 кВ
S3
Р-34/ 250А
In=250A
QF1.13
Acti9
IC60N 3P
In=50A "B"
Ir=50A
Isd=4In
QF1.14
Acti9
IC60N 3P
In=40A "B"
Ir=40A
Isd=4In
QF1.15
Acti9
IC60N 3P
In=40A "B"
Ir=40A
Isd=4In
QF1.16
Acti9
IC60N 1P
In=10A "B"
Ir=10A
Isd=4In
QF1.17
Acti9
IC60N 1P
In=20A"B"
Ir=20A
Isd=4In
QF1.18
Acti9
IC60N 3P
In=16A"B"
Ir=16A
Isd=4In
QF1
Compact
NSX400F 3P
Micrologic 5.3A
In=400A
Ir=250A
Isd=3xIr=750A
S4
Р-34/ 250А
In=250A
S5
Р-34/ 250А
In=250A
S6
Р-34/ 250А
In=250A
S7
Р-34/ 250А
In=250A
QF2
Compact
NSX400F 3P
Micrologic 5.3A
In=400A
Ir=250A
Isd=3xIr=750A
TA1
Т-0,66У3
300/5А
TA1
Т-0,66У3
300/5А
PEN
PEN
N
PE
QF2.1
Acti9
IC60N 3P
In=20A "B"
Ir=20A
Isd=4In
QF2.2
Acti9
IC60N 3P
In=63A "B"
Ir=63A
Isd=4In
EA-04
VD-02
ПКТ 101-10-
10-31,5 У3
ПКТ 101-10-
10-31,5 У3

						-	-	-	-	-	-		
						-	-	-	-	-	-		
1.13	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	-	-	-	-	-	-	2.1	2.2
10	10	10	-	1	-						-	2	26,3
15,2	15,2	15,2	-	4,5	-	-	231,2	-	-	231,2		3,04	40
-	-	-	-	ВВГнг(А)-LS-3х6	-	-	ВВГнг(А)-LS-4х95	-	-	ВВГнг(А)-LS-4х95	-	-	ВВГнг(А)-LS 5х16
Щит освещения	Отопление ЗРУ-6 1С	Отопление ОПУ	Резерв	Разделительный трансформатор ОПУ	Резерв	Ввод 6 кВ 1 с.ш.	Ввод от ТСН-1	Секционный рубильник	Секционный рубильник	Ввод от ТСН-2	Ввод 6 кВ 2 с.ш.	Связь	ЗВУ-2. Шкаф ВЕ.2


A,B,C
S8
P-34/ 250A
In=250A
S9
P-34/ 250A
In=250A
S10
P-34/ 250A
In=250A
QF2.3 Acti9 IC60N 3P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In
QF2.4 Acti9 IC60N 3P In=20A "B" Ir=20A Isd=4In
QF2.5 Acti9 IC60N 3P In=50A "B" Ir=50A Isd=4In
QF2.6 Acti9 IC60N 3P In=63A"B" Ir=63A Isd=4In
QF2.7 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In
QF2.8 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In
QF2.9 Acti9 IC60N 1P In=16A "B" Ir=16A Isd=4In
QF2.10 Acti9 IC60N 1P In=10A "B" Ir=10A Isd=4In
QF2.11 Acti9 IC60N 3P In=16A "B" Ir=16A Isd=4In
QF2.12 Acti9 IC60N 3P In=63"B" Ir=63A Isd=4In
QF2.13 Acti9 IC60N 3P In=50A "B" Ir=50A Isd=4In
QF2.14 Acti9 IC60N 3P In=20A "B" Ir=20A Isd=4In
QF2.15 Acti9 IC60N 3P In=20A "B" Ir=20A Isd=4In
QF2.16 Acti9 IC60N 1P In=16A "B" Ir=16A Isd=4In
QF2.17 Acti9 IC60N 3P In=16A "B" Ir=16A Isd=4In
QF2.18 Acti9 IC60N 3P In=16A"B" Ir=16A Isd=4In
HB-05
AQ-02
SN-02
ED-03
HB-06
HB-07
EA-02
DX-01
SD-02
ED-04
DQ-01
DY-01
EA-03

ШСН-2															
-															
2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10	2.11	2.12	2.13	2.14	2.15	2.16	2.17	2.18
0,485-	0,75	16,084	26,3	0,8	0,2	0,083	0,3	1,48	24,98	13,0	1,2	2	0,265	-	-
0,74	2	24,5	40	3,6	0,91	0,38	1,44	2,25	38	23,2	1,8	3,04	1,2	-	-
ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS-5х16	ВВГнг(А)-LS 5х16	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 3х6	ВВГнг(А)-LS 5х6	ВВГнг(А)-LS 5х16	ВВГнг(А)-LS 5х16	ВВГнг(А)-LS-5х6	-	ВВГнг(А)-LS 3х6	-	-
Комплект АРКТ Т2, шкаф Р5	РПН трансформатора Т2	Обогрев приводов выключателей 35 кВ, шкафов ОРУ 35 кВ	Шкаф выпрямленного тока №1 (резервное питание)	Питание ОБР, шкаф Р6	Питание измерительных приборов, шкаф Р2,Р3,Р4	Питание СКУ	Аварийное освещение ОПУ БАО	Охлаждение трансформатора Т2	УКП-К (резервное питание)	Сварочная сеть	Освещение ОРУ-35 кВ. Ящик ЯУО	ШУ сигнализации	Питание ОВН	Резерв	Резерв

Карта селективности работы автоматических выключателей переменного тока



Примечания

1. Схема собственных нужд подстанции разработана на основании данных филиала АО "ДРСК " Амурские электрические сети";
2. Сплошной толстой линией показано оборудование, устанавливаемое по проекту, сплошной тонкой существующее оборудование.
3. QF1, QF2: Schneider Electric NSX400F-Micrologic 5.3A; $I_{ном}$ =400A; I_r=250A; t_r=2c; I_{sd}=3xI_r=750; t_{SD}=0,2c; I_i=12xI_n =4800A;U_e=440B; $I_{cи}$=36кА.
4. Принятые сокращения:
   - In - номинальный ток автоматического выключателя;
   - Ir - уставка по току защиты от перегрузки;
   - Isd - уставка по току селективной токовой отсечки;
   - tsd - уставка времени селективной токовой отсечки.
   - Ii - мгновенная токовая отсечка;
   - Icu - отключающая способность

3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ

Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"

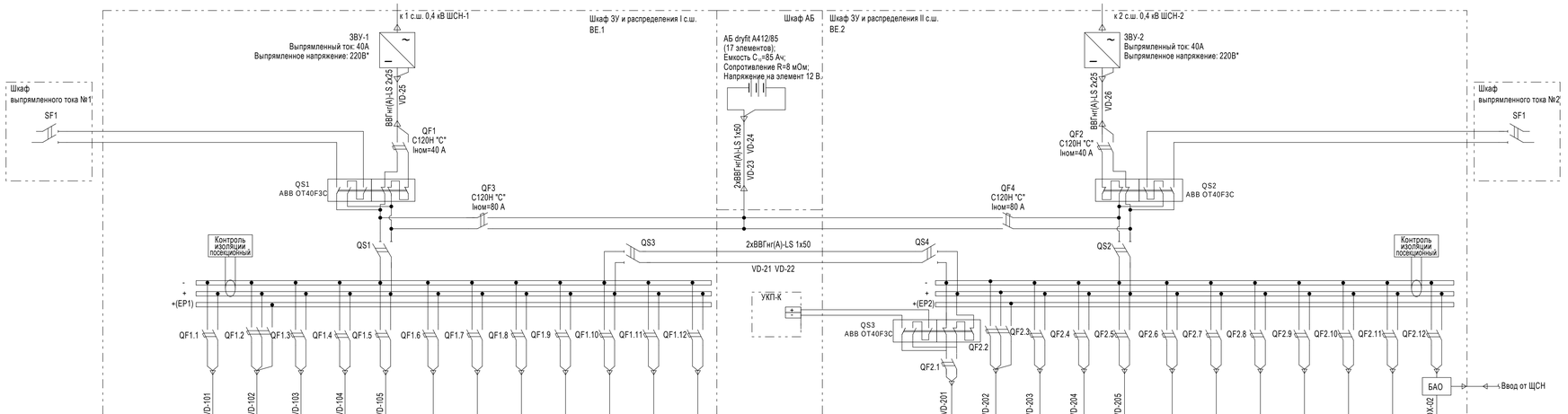
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			02.17
Проверил		Бучинский			02.17
Н.контр.		Тюкавкин			02.17

Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	2	-

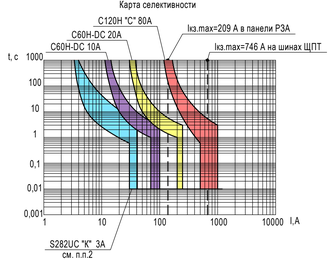
Щит собственных нужд.
Схема электрическая принципиальная

Проектный центр
ООО "Техно Базис"



Номер линии	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12
Длительная нагрузка	-	100 Вт	22 Вт	21 Вт	70 Вт	-	-	-	-	-	-	-
	-	0,45 А	0,1 А	0,1 А	0,32 А	-	-	-	-	-	-	-
Кратковременная нагрузка	8360 Вт	1500 Вт	55 Вт	1129 Вт	2323 Вт.	-	-	-	-	-	-	-
	38А	6,82 А	0,25 А	5,13 А	10,56 А	-	-	-	-	-	-	-
Марка и сечение проводника	ВВГнг(А)-LS 2х16	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	-	-	-	-	-	-	-
Длина кабеля, м	60	12	13	14	34	-	-	-	-	-	-	-
Тип коммутационного аппарата	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC
Номинальный ток коммутационного аппарата, А	20А	10А	6А	10А	16А	6А	25А	25А	25А	25А	10А	6А
Назначение линии	Питание электромагнита завода аппаратов, групп выключателя 35 кВ (резерв)	Питание шкафа ЦС	Питание шинок ЕС1.1 (шкаф Р1)	Питание шинок ЕС1.1 (шкаф Р2)	Питание шинок ЕС2.1 (шкаф Р3,Р4,Р5)	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв

Номер линии	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10	2.11	2.12
Длительная нагрузка	-	100 Вт	22 Вт	21 Вт	42 Вт	-	-	-	-	-	-	-
	-	0,45 А	0,1 А	0,1 А	0,19 А	-	-	-	-	-	-	-
Кратковременная нагрузка	8360 Вт	1500 Вт	55 Вт	1129 Вт	1174 Вт	-	-	-	-	-	-	-
	38А	6,82 А	0,25 А	5,13 А	5,34 А	-	-	-	-	-	-	-
Марка и сечение проводника	ВВГнг(А)-LS 2х16	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	ВВГнг(А)-LS 2х4	-	-	-	-	-	-	ВВГнг(А)-LS 2х2,5
Длина кабеля, м	80	11	12	11	30	-	-	-	-	-	-	20
Тип коммутационного аппарата	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC	С60Н-DC
Номинальный ток коммутационного аппарата, А	20А	10А	6А	10А	10А	6А	25А	25А	25А	25А	10А	6А
Назначение линии	Питание электромагнита завода аппаратов, групп выключателя 35 кВ (основной ввод)	Питание шкафа ЦС	Питание шинок ЕС1.2 (шкаф Р2)	Питание шинок ЕС2.2 (шкаф Р1)	Питание шинок ЕС2.2 (шкаф Р3,Р4,Р5)	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	ЩАО



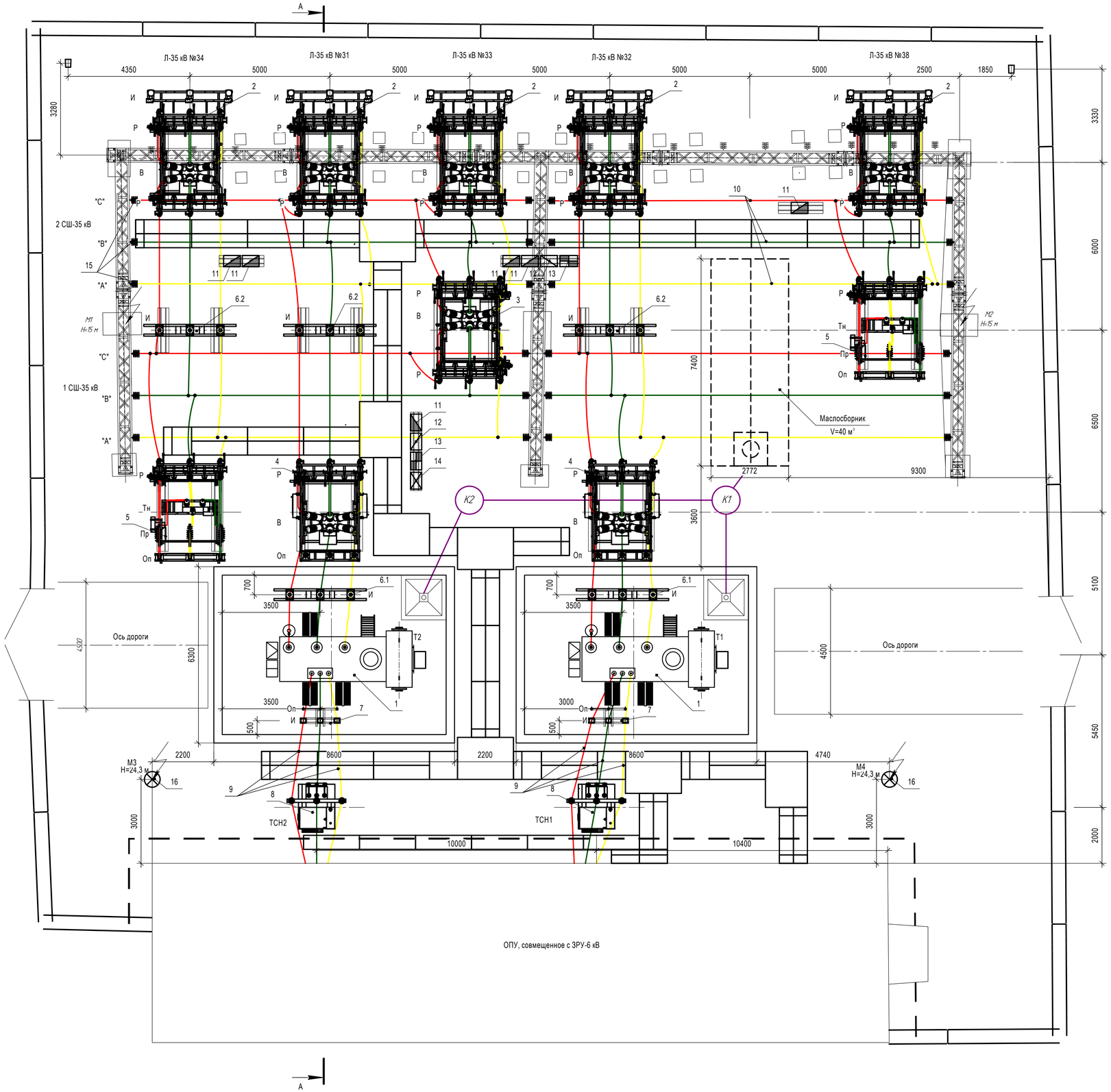
Примечания:

1. В качестве источника постоянного тока используется свинцовая герметичная необслуживаемая аккумуляторная батарея серии "dryfit"A412/85 фирмы "Sonnenschein" емкостью 85 Ач.
2. На карте селективности показана характеристика срабатывания вводного автоматического выключателя, установленного в панели РЗА.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"			
Разраб.		Андреев			02.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	3	-
Проверил		Бучинский			02.17	Устройство постоянного тока. Схема электрическая принципиальная	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			02.17				

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

Формат А4х5



Примечания:
1. Существующее оборудование выделено сплошной тонкой линией.
2. Вновь устанавливаемое оборудование и ошиновка выделены сплошной толстой линие.
3. Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.3 силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам.

Таблица условных обозначений	
Обозначение	Наименование
Р	Разъединитель
В	Выключатель
Т1, Т2	Трансформатор силовой
И	Изолятор опорный
Оп	Ограничитель перенапряжений
Тн	Трансформатор напряжения
Пр	Предохранитель
ТСН	Трансформатор собственных нужд
	Молниеотвод
	Существующее ограждение
	Проектируемые проверхностные ж/б лотки
	Шкаф зажимов выключателя
	Шкаф обогрева
	Шкаф питания привода выключателя
	Сварочный шкаф

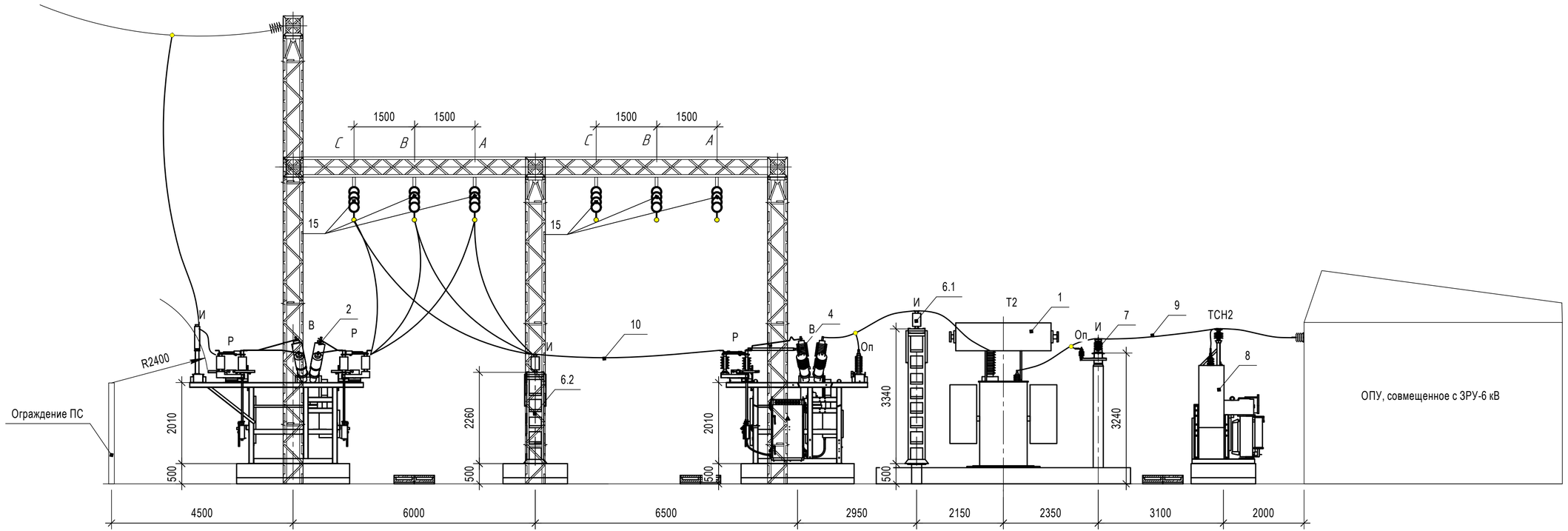
Поз.	Обозначение	Наименование	Тип	Кол-во	Приме-чание
1		Трансформатор силовой 35 кВ	ТДНС-10000/35 УХЛ1	2	
2		Блок выключателя 35 кВ в составе:	БЭ5-52/1,0-К630Б ХЛ1	5	
		Выключатель 35 кВ	ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1	5	
		Разъединитель 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1	5	
		Разъединитель 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1	5	
		Опорный изолятор 35 кВ	ИОС-35-1000 УХЛ1	15	
3		Блок выключателя 35 кВ в составе:	БЭ5-50/1,0-К630Б ХЛ1	1	
		Выключатель 35 кВ	ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1	1	
		Разъединитель 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1	2	
4		Блок выключателя 35 кВ в составе:	БЭ5-46/1,0-К630Б ХЛ1	2	
		Выключатель 35 кВ	ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1	2	
		Разъединитель 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-1а-II-35/1000 УХЛ1	2	
		Ограничитель перенапряжений 35 кВ	ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1	6	
5		Блок трансформатора напряжения 35 кВ в составе:	БЭ5-132/1,0-КБ ХЛ1	2	
		Разъединитель 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1	2	
		Ограничитель перенапряжений 35 кВ	ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1	6	
		Предохранитель 35 кВ	ПКН-001-35 У1	6	
		Трансформатор напряжения 35 кВ	НАМИ-35 УХЛ1	2	
6.1		Блок опорных изоляторов 35 кВ(L=3800)	БЭ5-77/1,0-400Б ХЛ1	2	
		Опорный изолятор 35 кВ	ИОС-35-1000 УХЛ1	6	
6.2		Блок опорных изоляторов 35 кВ(L=2700)	БЭ5-77/1,0-400Б ХЛ1	3	
		Опорный изолятор 35 кВ	ИОС-35-1000 УХЛ1	9	
7		Блок опорных изоляторов и ограничителей перенапряжения 6 кВ		2	
		Опорный изолятор 6 кВ	ИОС-20-2000 УХЛ1	6	
		Ограничитель перенапряжений 6 кВ	ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1	6	
8		Шкаф трансформатора собственных нужд	14-6/160 ХЛ1	2	
		Трансформатор собственных нужд	ТМГ-СЭЩ-160/6 УХЛ1	2	
9		Шинный мост 6 кВ	2хАС-240/39	-	
10		Провод	АС-120/19	-	
11		Шкаф зажимов выключателя	ШЗВ-120	6	
12		Шкаф обогрева	ШОВ-1	2	
13		Шкаф питания привода выключателя	ШПВ 1/4	2	
14		Шкаф сварочный	ЯВЗ-31М 100А	1	
15		Гирлянда из 4-х изоляторов		24	
16		Прожекторная мачта	ПМЖ-16,6	2	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"			
Разраб.		Андреев			02.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							-	2.1	2
Проверил		Бучинский			02.17	План подстанции. М1:75	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			02.17				

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

Формат А1

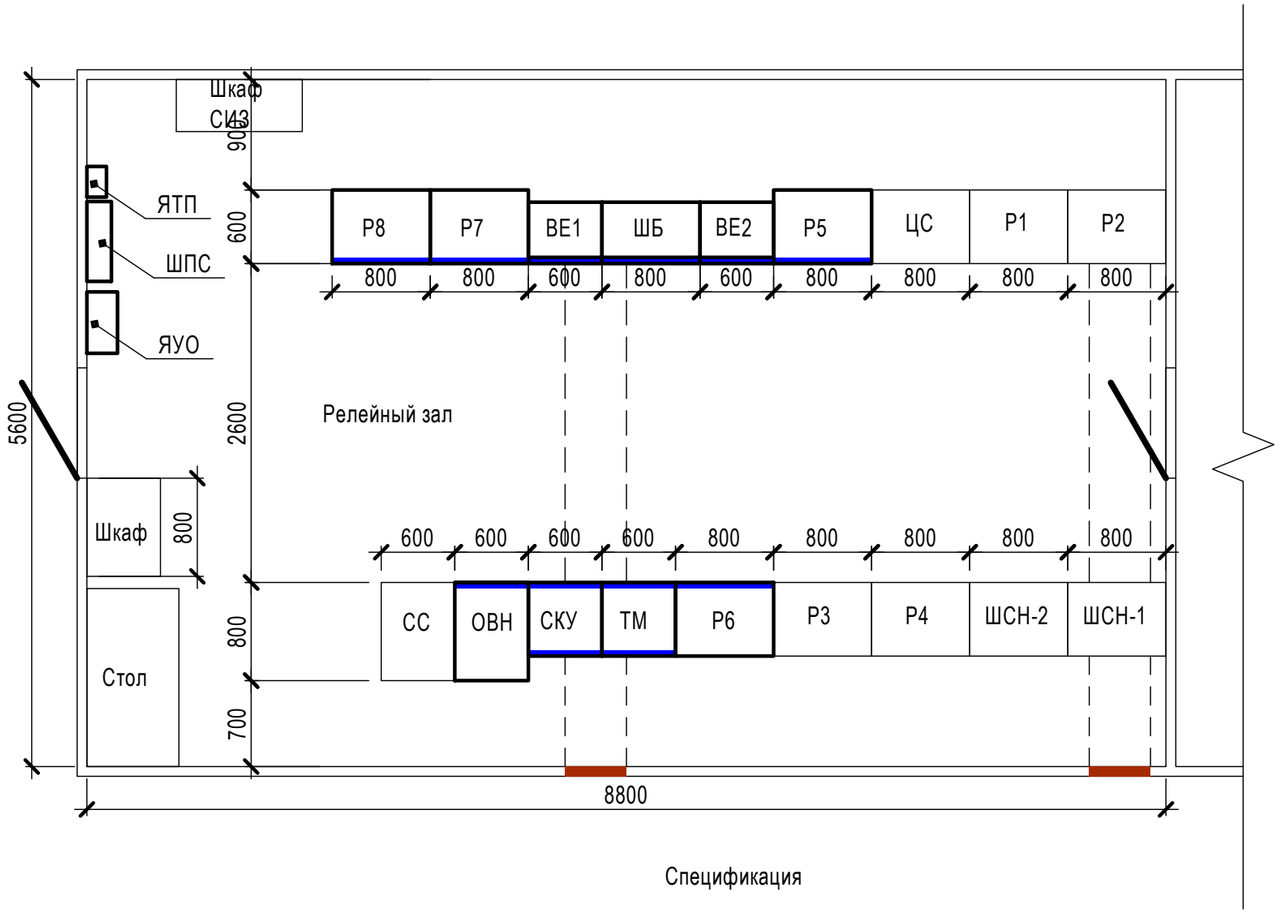
А-А



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	Лист 2.2

Формат А4х3



Спецификация

Обозначение	Наименование	Примечание
ТМ	Шкаф телемеханики	Проект.
СС	Шкаф связи	Сущ.
СКУ	Шкаф АИИСКУЭ	Проект.
ОВН	Шкаф охранного видеонаблюдения	Проект.
ШПС	Шкаф пожарной сигнализации	Проект.
ЦС	Шкаф центральной сигнализации	Сущ.
Р1	Шкаф защит силового трансформатора Т1	Сущ.
Р2	Шкаф защит силового трансформатора Т2	Сущ.
Р3	Шкаф защит СВ-35кВ и ТН-35 кВ 1, 2 с.ш	Сущ.
Р4	Шкаф защит отходящие линии 35 кВ	Сущ.
Р5	Шкаф автоматики регулирования	Проект.
	напряжения трансформаторов	
Р6	Шкаф оперативной блокировки 35 кВ	Проект.
Р7, Р8	Шкаф системы выпрямленного тока	Проект.
ШСН-1, ШСН-2	Щит собственных нужд	Сущ.
ВЕ1-ВЕ2	Система постоянного тока	Проект.
ШБ	Шкаф аккумуляторных батарей	Проект.
ЯУО	Ящик управления наружным освещением ПС	Проект.
ЯТП	Ящик с разделительным понижающим трансформатором 220/12В	Проект.

Условные обозначения

- Ввод кабелей с ОРУ в кабельный канал

- Кабельный канал

Примечания:

1. Оборудование, показанное серым цвето подлежит демонтажу;
2. Сплошной толстой линией показано оборудование, устанавливаемое по проекту, сплошной тонкой существующее оборудование.

2	-	Зам.	06-2		06.17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			06.17
Проверил		Бучинский			06.17
Н.контр.		Тюкавкин			06.17

3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ

Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"

Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
-	3	-

План расположения оборудования в ОПУ (М 1:50)

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

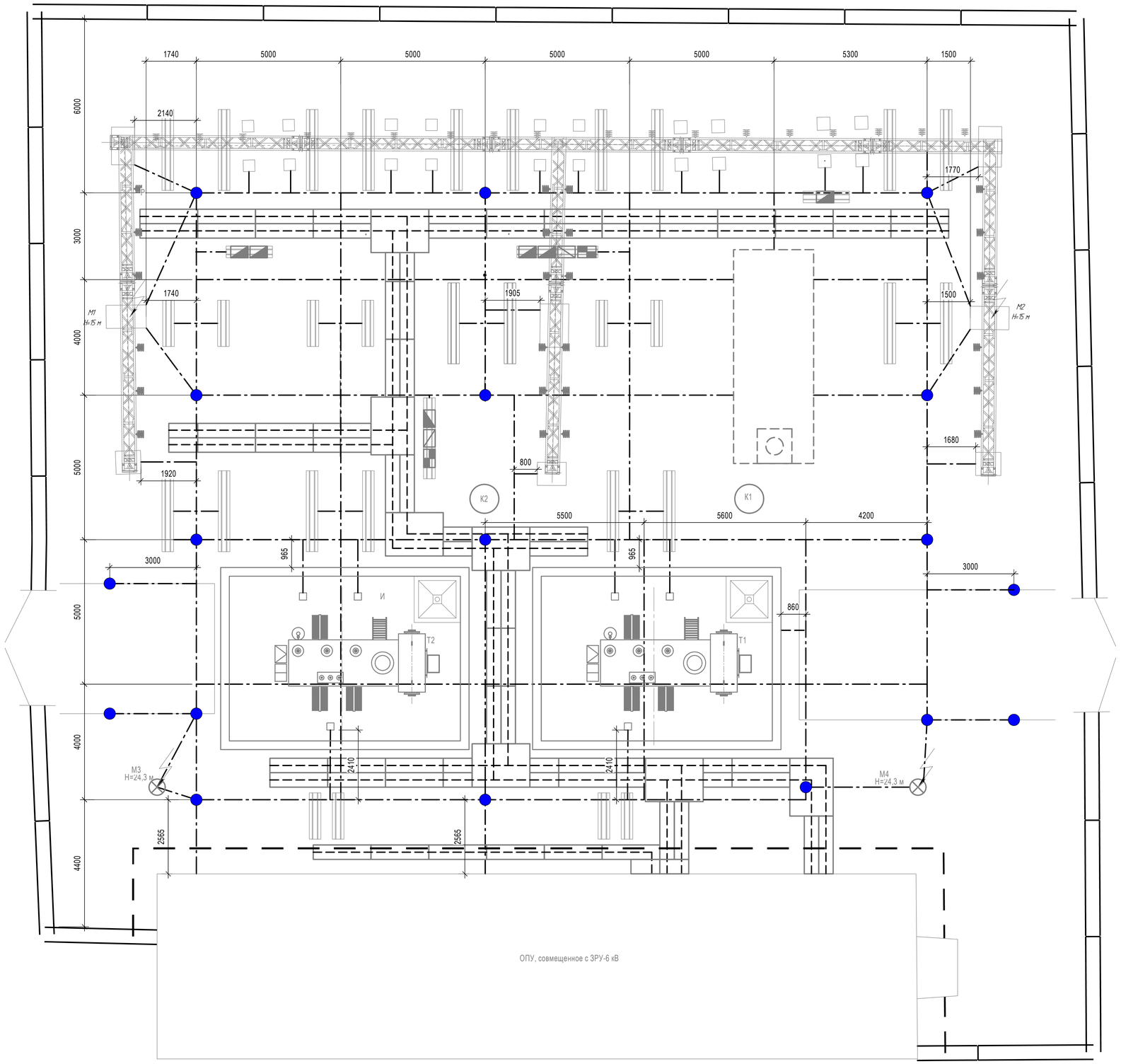
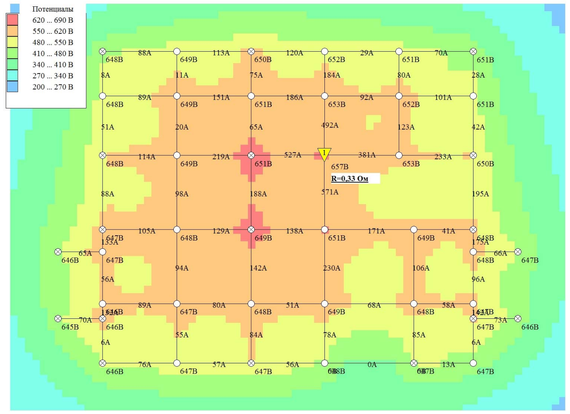
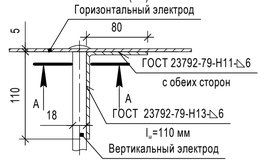


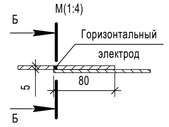
Диаграмма распределения напряжений на заземляющем устройстве на территории подстанции



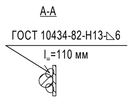
Соединение горизонтального и вертикального электродов
М(1:4)



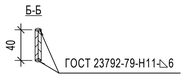
Соединение горизонтальных электродов
М(1:4)



А-А



Б-Б



Условные графические обозначения:

- шина уравнивания потенциалов в лотке
- горизонтальный заземлитель заземляющего устройства
- вертикальный электрод

Примечания :

Заземление:

1. Горизонтальный заземлитель проложить на глубине равной 0,7м, и на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов;
2. К заземляющему устройству подстанции следует присоединить все естественные заземлители, кроме ограждения;
3. Соединения элементов заземляющего устройства выполнять сваркой в нахлестку;
4. Монтажные сварные швы соединений конструкций должны быть защищены путем газотермического напыления цинка после монтажа конструкций;
5. Расчет заземляющего устройства произведен в программе "ОРУ-Проект" с учетом сезонных изменений удельного сопротивления грунта;
6. Максимальное расчетное сопротивление заземляющего устройства составляет 0,33 Ом;
7. После завершения работ по монтажу заземления составляется акт на скрытые работы.
8. Горизонтальный заземлитель, проложенный под железобетонными лотками на глубине 100 мм по всей трассе кабельного лотка, должен через каждые 15-20 м присоединяться к заземляющему устройству ПС, не менее чем в двух местах, включая начало и конец кабельной трассы.

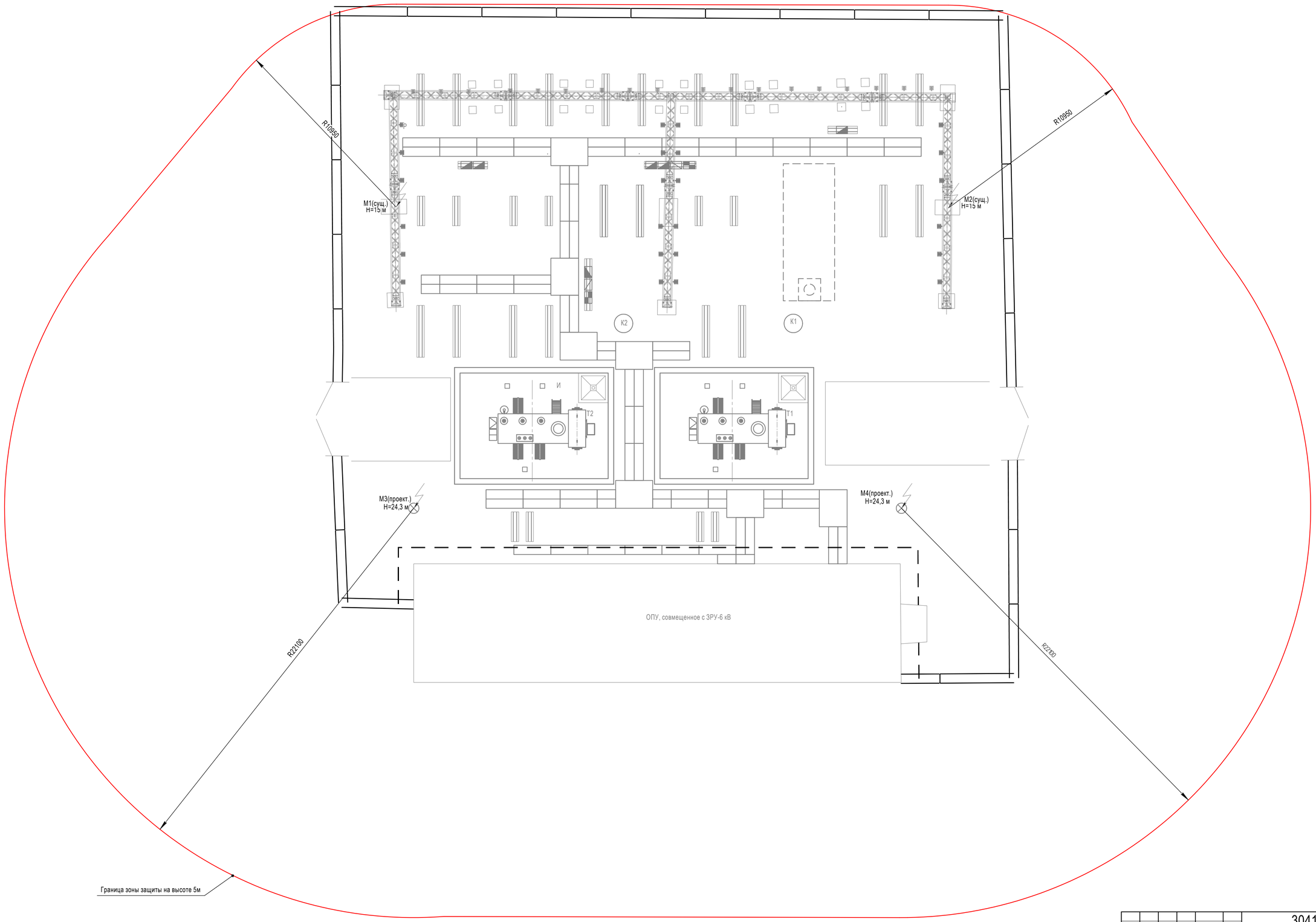
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме-чание
1	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая D=18 мм, L=5 м, шт.	18	9,99	
2	ГОСТ 103-2006	Полоса стальная, размерами 40х5 мм, м	500	1,57	
3	ГОСТ 9467-75	Электрод для сварки	10 кг		

						3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Зам.	06-2		06.17	Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			06.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия: - / Лист: 6 / Листов: -
Проверил		Бучинский			06.17	План заземления подстанции. М1:75	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			06.17		

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

Формат А1



Примечание
- Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003

						3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			02.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия: - / Лист: 7 / Листов: -
Проверил		Бучинский			02.17	План молниезащиты подстанции. М1:100	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			02.17		

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

Формат А1

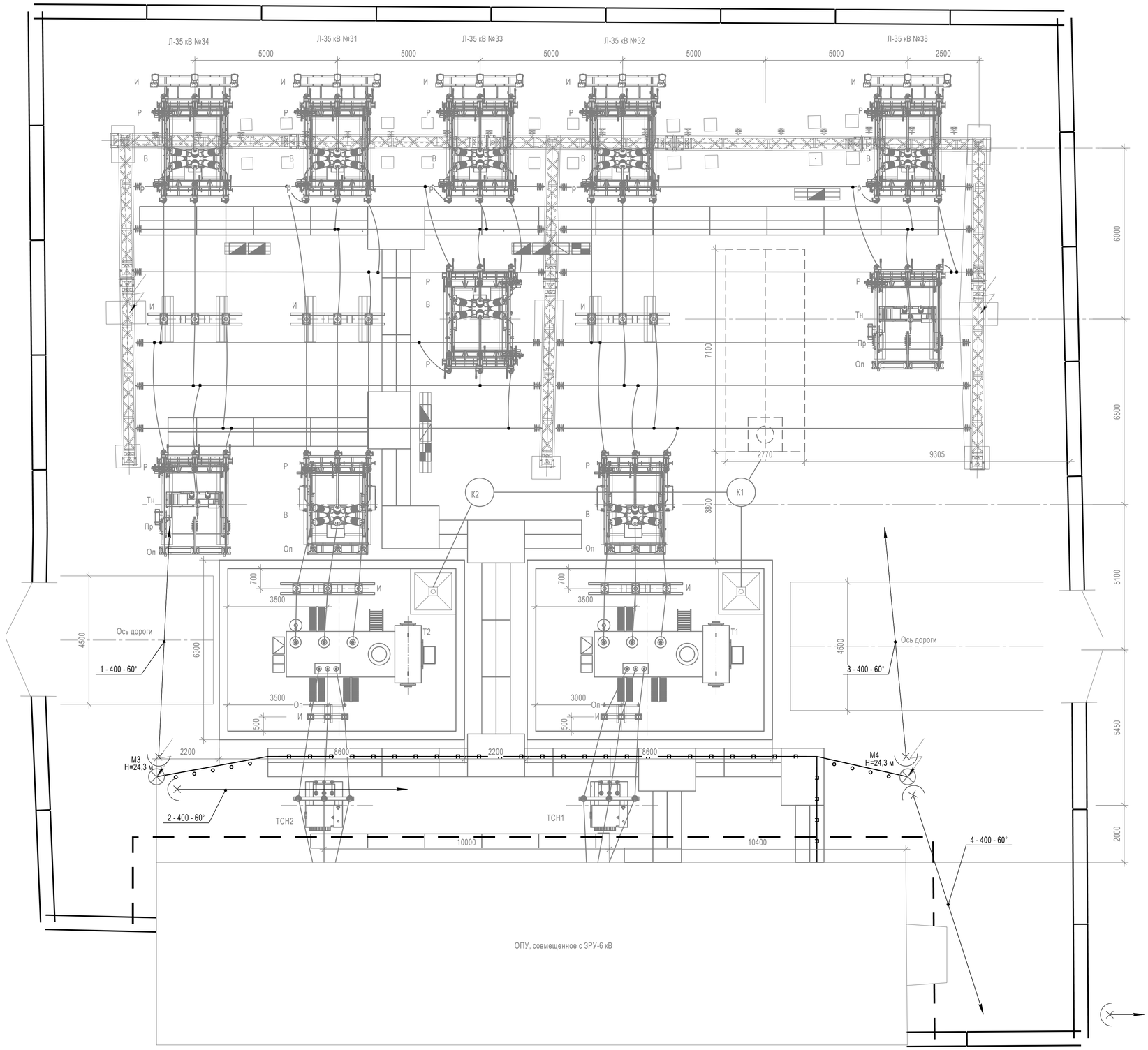
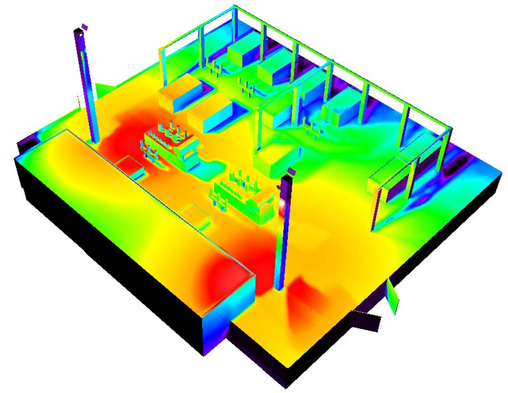


Диаграмма распределения освещенности на территории подстанции



Условное обозначение:

Значения освещенностей

100.00	lx
50.00	lx
40.00	lx
20.00	lx
10.00	lx
9.00	lx
2.00	lx
1.00	lx
0.00	lx

Объем земляных работ

Тип траншеи	Длина траншеи, м	Объем земляных работ, м³		Песчаная подушка, м³	Приме-чание
		Рытье траншеи	Обратная засыпка		
Т-1	10	1,8	1,2	0,6	т.п. А5-92-13

Условные обозначения:

оптическая ось светильника

1 - 400 - 60° — номер прожекторной мачты, номер прожектора на прожекторной мачте - мощность прожектора, Вт - угол поворота прожектора в вертикальной плоскости

прокладка кабеля в грунте в стальной трубе Dн=50мм

прокладка кабеля в ж/б лотке

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме-чание
1		Прожектор RGL-400-L140 с поворотным кронштейном	4	13	-
2	ГОСТ 3262-75	Труба стальная, Dy=50 мм, м	50	4,88	-

Примечания:

1. Освещение ПС выполнено светодиодными прожекторами RGL-400-L140;
2. Прожекторы устанавливаются на прожекторной мачте ПМЖ-16,6;
3. Расчет прожекторного освещения произведен в программном пакете Dialux. Расчеты проводились при коэффициенте запаса - 1,5. Данный коэффициент учитывает спад светового потока со временем в связи с уменьшением потока лампы в течении срока службы и наружное загрязнение стекла прожектора;
4. При монтаже и опробовании освещения рекомендуется дополнительная регулировка углов наклона прожекторов по местам установки;
5. В траншеях кабель проладывается в стальной трубе D=50мм;
6. Кабель от вводных шкафов до прожектора прокладывается в стальной трубе D=50мм. Трубу закрепить на опоре с помощью держателей.
7. Корпуса прожекторов заземлить присоединением проводом ПВ1-1х6 к заземленным кронштейнам, соединения болтовые.

						3041-057-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			02.17	Подраздел 1. Электрооборудование первичное. Графическая часть	Стадия: - / Лист: 7 / Листов: -
Проверил		Бучинский			02.17	План рабочего освещения подстанции. М1:75	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			02.17		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А1