

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 220/10 кВ Полупроводники

Обучающийся

С.М. Вериховский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что в условиях роста потребления электроэнергии и увеличения нагрузки на электрические сети возникает необходимость в модернизации существующих подстанций для обеспечения надежного электроснабжения. Подстанция 220/10 кВ «Полупроводники» эксплуатируется с устаревшим оборудованием, что приводит к снижению надежности и эффективности работы.

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в анализе существующего состояния электрической части подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», выявлении проблем и недостатков, а также разработке предложений по реконструкции, направленных на повышение ее эксплуатационных характеристик. В работе будут рассмотрены технические решения, соответствующие современным стандартам и требованиям, а также оценены экономические аспекты предложенных мероприятий.

На основании поставленной цели следует выделить следующие задачи:

- провести анализ состояния подстанции и определить направления реконструкции;
- рассчитать нагрузки и выбрать автотрансформаторы подстанции;
- определение оптимальных технических решений для модернизации, включая выбор оборудования и технологий, способствующих повышению эффективности и безопасности работы подстанции;
- разработать систему РЗА;
- разработать модернизацию системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты.

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, трёх разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 59 листах формата А4, содержит 13 таблиц и 5 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ состояния подстанции и определение направлений реконструкции	6
1.1 Общие сведения о подстанции и оценка ее соответствия современным требованиям	6
1.2 Обоснование целей и задач реконструкции	8
2 Реконструкция электрической части подстанции	11
2.1 Расчет нагрузок и выбор автотрансформаторов подстанции	11
2.2 Расчет токов КЗ и выбор коммутационных аппаратов	14
2.2.1 Расчет токов КЗ.....	15
2.2.2 Расчет нормальных рабочих токов	20
2.2.3 Выбор коммутационных аппаратов	21
2.3 Разработка системы РЗА	32
3 Модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты	37
3.1 Модернизация системы собственных нужд подстанции	37
3.2 Модернизация системы освещения.....	40
3.3 Заземление и молниезащита.....	44
3.3.1 Молниезащита подстанции	44
3.3.2 Заземление подстанции	49
Заключение	55
Список используемой литературы и используемых источников.....	57

Введение

В современных условиях значительного роста потребления электроэнергии и увеличения нагрузки на существующие электрические сети, особое внимание уделяется модернизации и реконструкции подстанций. Подстанция 220/10 кВ «Полупроводники» филиала ПАО «Россети» – МЭС Северо–Запада представляет собой ключевой узел в системе электроснабжения региона, обеспечивая надежность и стабильность подачи электрической энергии.

В ходе работы рассматривается необходимость реконструкции электрической части подстанции, которая обусловлена как физическим износом оборудования, так и требованиями к повышению энергоэффективности и автоматизации процессов управления. Устойчивое развитие энергетической инфраструктуры требует внедрения современных технологий, что включает в себя обновление трансформаторов, ячеек, систем защиты и управления.

Объектом исследования является подстанция 220/10 кВ «Полупроводники».

Предметом исследования является электрическая часть подстанции переменного тока 220/10 кВ «Полупроводники».

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в анализе существующего состояния электрической части подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», выявлении проблем и недостатков, а также разработке предложений по реконструкции, направленных на повышение ее эксплуатационных характеристик. В работе будут рассмотрены технические решения, соответствующие современным стандартам и требованиям, а также оценены экономические аспекты предложенных мероприятий.

На основании поставленной цели следует выделить следующие задачи:

- провести анализ состояния подстанции и определить направления реконструкции;

- рассчитать нагрузки подстанции и выбрать автотрансформаторы подстанции;
- определение оптимальных технических решений для модернизации, включая выбор оборудования и технологий, способствующих повышению эффективности и безопасности работы подстанции;
- разработать систему РЗА;
- разработать модернизацию системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты.

В рамках исследования будут использованы методы анализа, моделирования и оценки. Будет проведен детальный анализ существующей документации, а также выполнены расчеты, основанные на современных нормативных документах и рекомендациях. Параллельно планируется оценка влияния предложенных изменений на эксплуатационные показатели подстанции.

Таким образом, данная выпускная квалификационная работа направлена на решение актуальной задачи повышения надежности и эффективности подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» через внедрение современных технологий и методов управления, что будет способствовать улучшению качества электроснабжения региона.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что работа обобщает современные знания и практики в области реконструкции электрических подстанций, позволяя выделить ключевые аспекты и требования, которые должны учитываться при модернизации энергетических объектов, а также в том, что в работе будет проведён обзор новых технологий и решений, применяемых в энергетическом секторе, что позволит расширить знания о современных трендах в области электроснабжения и энергетической инфраструктуры.

1 Анализ состояния подстанции и определение направлений реконструкции

1.1 Общие сведения о подстанции и оценка ее соответствия современным требованиям

Данный раздел посвящен глубокому анализу технического состояния подстанции 220 кВ «Полупроводники», включая оценку работы оборудования, выявление проблем и анализ факторов, влияющих на эксплуатацию. На основе проведенного анализа будут определены направления реконструкции, направленные на повышение надежности, эффективности и безопасности работы подстанции, что в конечном итоге обеспечит более качественное электроснабжение для потребителей.

Подстанция 220 кВ Полупроводники установленной мощностью 142 МВА была введена в эксплуатацию в 1971 году. С первых дней работы главной задачей станции стало электроснабжение Ждановского района Ленинграда, в частности – котельных, заводов «Метробетон», «Пирометр», Физико–технического института имени А.Ф. Иоффе РАН, Центрального научно–исследовательского института «Электроприбор».

В 2019 году было объявлено о реконструкции подстанции. Реконструкция будет выполняться в рамках Соглашения с Правительством Санкт–Петербурга и будет направлена на обеспечение надежного электроснабжения и создание условий для присоединения к электросетям потребителей города.

Рассматриваемая в данной ВКР подстанция 220 кВ «Полупроводники» подключена по ВЛ 220 кВ Ручьи – Полупроводники (Л–205) и ВЛ 220 кВ Полупроводники – Приморская.

На подстанции установлено два автотрансформатора АТДЦТН–63000/220/110–У1, параметры которых приведены в таблице 1 [19].

Таблица 1 – Технические характеристики автотрансформатора АДЦТН–63000/220/110–У1

Параметры	Величина
Тип	АДЦТН–63000/220/110–У1
Номинальная мощность	63 МВА
Ном. мощность обмотки ВН, %	100
Ном. мощность обмотки СН, %	100
Ном. мощность обмотки НН, %	50
Напряжение ВН	230 кВ
Напряжение СН	121 кВ
Напряжение НН	11 кВ
Схема и группа соединений обмоток	У0–авто/Д–0–11
Потери ХХ	45 кВт
Потери КЗ	215 кВт
Напряжение КЗ ВН–СН	11,0 %
Напряжение КЗ ВН–НН	35,7 %
Напряжение КЗ СН–НН	21,9 %
Тип системы охлаждения	ДЦ
Полный вес	112 т

На ОРУ 220 кВ установлена жесткая ошиновка (существующие трубы из алюминиевого сплава). Спуски с приемных порталов и часть межблочных связей (существующие) выполнены сталеалюминевым проводом АС–300/39. Ошиновка существующих автотрансформаторов со стороны 10 кВ выполнена сталеалюминевым проводом 3хАС–300/39 с прокладкой по кронштейну с опорными изоляторами существующего автотрансформатора и для автотрансформатора Т1 по кронштейнам с опорными изоляторами на существующем здании ОПУ.

На подстанции установлены баковые выключатели 220 кВ (существующие) с элегазовой изоляцией ВЭБ–220–40/2500 У1 со встроенными трансформаторами тока ТВ–220.

Существующие ОПУ и распределительное устройство 10 кВ выполнены как кирпичные здания.

Питание сети собственных нужд на напряжение ~380/220 В выполнено от двух масляных трансформаторов собственных нужд (ТСН–1, ТСН–2) напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 160 кВА, установленных открыто за зданием КРУ 10 кВ.

Для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений на подстанции установлены ОПН в ячейках существующих силовых трансформаторов со стороны высокого напряжения. ОПН предусмотрены на выводах нейтрали обмотки 220 кВ существующих силовых трансформаторов. Также ОПН 10 кВ установлены на шинах существующего РУ 10 кВ и в ячейках на отходящих линиях.

Прокладка вторичных кабелей (сети собственных нужд подстанции, кабели РЗиА) предусматривается в железобетонных наземных лотках. Подъемы к оборудованию выполнены в металлических лотках.

На подстанции установлено ВЧ оборудования в фазах С ВЛ 220 кВ Ручьи – Полупроводники (Л–205) и ВЛ 220 кВ Полупроводники – Приморская в следующем составе – ВЧ–заградитель, типа ВЗ–600–0,25, конденсатор связи, типа СМК–220, фильтр присоединения, типа ФПУ, разъединитель однополюсный 10 кВ, типа РВО–10/400.

Существующее заземляющее устройство подстанции выполнено в виде сетки из горизонтальных заземлителей (полоса стальная 40х5 мм) и вертикальных электродов длиной 5 м (стальной круг диаметром 18 мм). Допустимое напряжение прикосновения удовлетворяет требованию ГОСТ 12.1.038. Выпускной квалификационной работой предусматривается реконструкция заземляющего устройства.

Постоянный оперативный ток на подстанции =220 В.

Существующее ограждение территории подстанции из железобетонных плит, высотой 2 м.

1.2 Обоснование целей и задач реконструкции

«Необходимость реконструкции ПС 220/10 кВ «Полупроводники» обусловлена несколькими факторами, основным из которых является необходимость увеличения мощности трансформаторного оборудования и его

срок службы, который составляет 53 года. Основными целями проведения реконструкции являются:

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение безопасности и снижение трудоемкости эксплуатации подстанции;
- повышение уровня, качества и доступности электроснабжения потребителей;
- предупреждение несчастных случаев, связанных с эксплуатацией старого оборудования» [4].

«Так, на ПС 220/10 кВ «Полупроводники» установлены маломасляные выключатели, которые имеют следующие недостатки:

- взрывоопасность и пожароопасность;
- невозможность выполнения быстродействующего АПВ;
- потребность в периодическом контроле, доливе, относительно частой замене масла в дугогасительных баках;
- сложности в установке встроенных трансформаторов тока;
- относительно невысокая отключающая способность;
- экологически не безопасны;
- свойства среды отключения могут ухудшаться под воздействием факторов окружающей среды (влажность, пыль и т. д.);
- посредственная износостойкость» [4].

При выполнении реконструкции ПС 220/10 кВ «Полупроводники» и выполнении всех рассматриваемых в данном пункте мероприятий значительно улучшится надежность электросхемы потребителей ПС 220/10 кВ «Полупроводники» при выводе электрооборудования в профилактический ремонт и проведении технического обслуживания.

Строительство новых зданий планируется выполнять «на участке, соседствующем с территорией старой подстанции, что позволит ускорить процесс перезавода линий со старого энергообъекта на новый» [4].

«Новое здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ) подстанции планируется совместить с комплектным распределительным устройством (КРУЭ) 220 кВ. В помещении ОПУ будут установлены микропроцессорные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики и системы связи. Также будут построены два здания закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 10 кВ» [5].

«Для повышения точности учета передаваемой электроэнергии и расчетов с потребителями на подстанции будет подключена автоматизированная информационно–измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). АИИС КУЭ позволяет удаленно в режиме реального времени вести учет контроль потребления электроэнергии, выявлять и устранять потери электроэнергии, производить точное сведение балансов, получать информацию о режимах работы сетей и средств измерений» [5].

В результате ввода данного оборудования мощность энергообъекта планируется увеличить со 126 МВА до 150 МВА.

Постройка подстанции позволит увеличить объем потребления электрической энергии и, как следствие, избежать дефицита мощности при строительстве и вводе в эксплуатацию новых цехов завода по производству газотурбинных двигателей для авиации АО «ОДК–Климов».

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР проведен анализ состояния подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», который выявил ряд ключевых проблем, влияющих на ее эксплуатационные характеристики и надежность. Оценка технического состояния оборудования показала наличие устаревших элементов, требующих внимания, а также необходимость в модернизации ряда систем для повышения их эффективности. В результате проведенного исследования были предложены конкретные направления реконструкции, направленные на обновление оборудования, улучшение систем управления и защит, а также оптимизацию процессов обслуживания.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчет нагрузок и выбор автотрансформаторов подстанции

Эффективное проектирование и эксплуатация электрических подстанций невозможно без точного расчета нагрузок и грамотного выбора автотрансформаторов. Эти аспекты являются основополагающими для обеспечения надежности и «качества электроснабжения, а также для оптимизации работы системы в целом.

В данном разделе будет произведен детальный расчет нагрузок, с учетом как текущих, так и прогнозируемых потребностей в электроэнергии. На основе полученных» [4] данных будет осуществлен выбор автотрансформаторов, учитывающий не только параметры существующих нагрузок, но и резервы для будущих изменений. Правильный выбор трансформаторов поможет обеспечить стабильную работу подстанции, минимизировать потери и повысить общую эффективность энергоснабжения.

Таким образом, результаты расчетов и обоснование выбора автотрансформаторов послужат надежной основой для дальнейших этапов проектирования и эксплуатации подстанции.

Построение суточного графика нагрузок ПС 220/10 кВ «Полупроводники» производится на основе существующего графика нагрузки подстанции. Суточный график полных нагрузок подстанции приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Суточный график полных нагрузок подстанции

Время, ч	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
S_p , МВА	85,1	79,5	74,3	75,4	74,3	77,4	85,2	108,1	139,6	142,9	138,0	120,3
Время, ч	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
S_p , МВА	120,3	131,9	131,2	129,3	144,1	150,0	146,4	139,2	140,2	137,5	117,4	87,7

Суточный график полных нагрузок ПС 220/10 кВ «Полупроводники» представлен на рисунке 1.

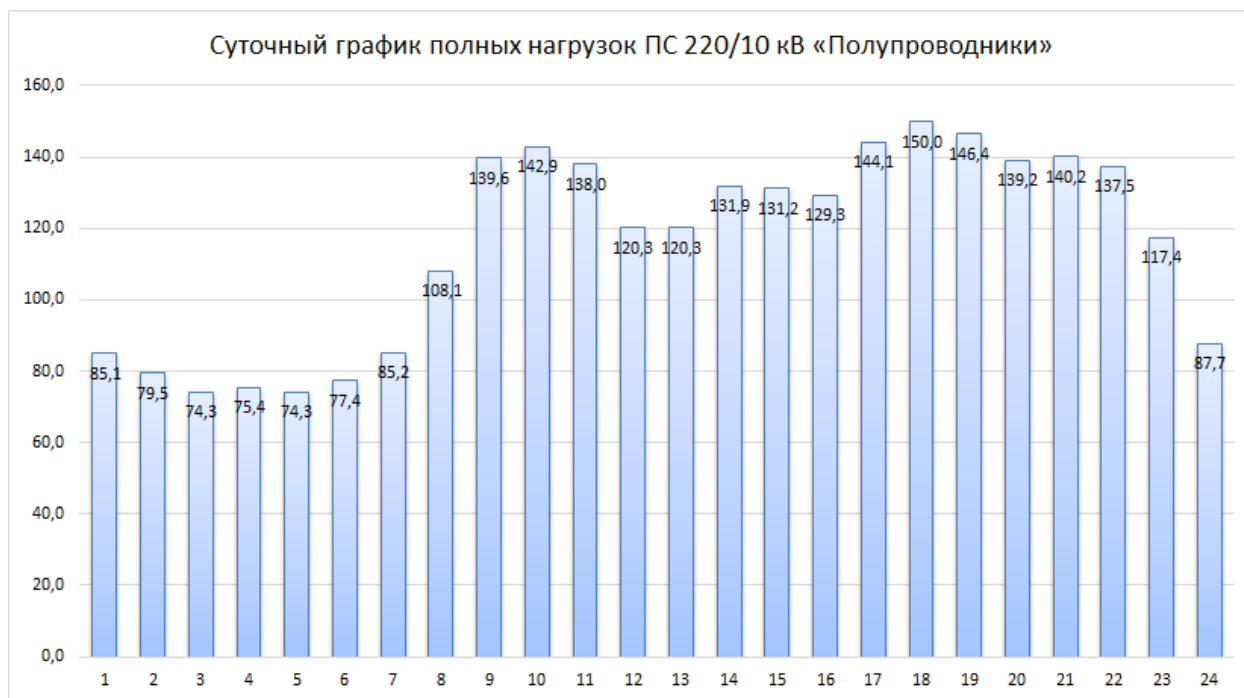


Рисунок 1 – Суточный график полных нагрузок ПС 220/10 кВ «Полупроводники»

«Максимальная пиковая нагрузка суточного графика полных нагрузок является максимальной нагрузкой понизительной подстанции» [4]:

$$S_{\max} = 150 \text{ МВА.}$$

«Число трансформаторов на подстанциях 220 кВ и выше определяется категориями потребителей по требуемой степени надежности. Исходя из требований обеспечения надёжности электроснабжения потребителей, нормами технологического проектирования подстанций на районных подстанциях, имеющих потребителей первой и второй категорий, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов.

Выбираемая мощность трансформатора должна удовлетворять условию» [1]:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{k_{\text{з.ав}}}, \quad (1)$$

где S_{max} – «максимальная нагрузка подстанции, $S_{\text{max}} = 150$ МВА;

$k_{\text{з.ав.}}$ – коэффициент загрузки автотрансформаторов в послеаварийном режиме, $k_{\text{з.ав.}} = 1,2$ » [1].

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{150}{1,2} = 125 \text{ МВА.}$$

«В качестве силовых трансформаторов выбираются автотрансформаторы мощностью 125 МВА. Определяется коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме по формуле» [1]:

$$K_{\text{з.норм}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot n_{\text{Т}}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ – «номинальная мощность выбранных автотрансформаторов подстанции, МВА;

$n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов на подстанции, $n_{\text{Т}} = 2$ » [1];

$$K_{\text{НОМ.Т}} = \frac{150}{125 \cdot 2} = 0,6.$$

«Определяется коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, то есть, когда один трансформатор отключен, по формуле» [1]:

$$K_{\text{з.ав}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot (n_{\text{Т}} - 1)}, \quad (3)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ – «номинальная мощность выбранных автотрансформаторов подстанции, МВА;

n_T – число трансформаторов на подстанции, $n_T = 2$ » [1];

$$K_{\text{ном.т.}} = \frac{150}{125 \cdot (2-1)} = 1,2.$$

«Согласно ГОСТ 14209–85 при температуре окружающей среды 30 °С для автотрансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток. Таким образом, выбранные автотрансформаторы можно применять на проектируемой подстанции» [3]. «Принимаются к установке автотрансформаторы АТДЦТН–125000/220/110–У1, параметры которых приведены в таблице 3» [19].

Таблица 3 – Технические характеристики автотрансформатора АТДЦТН–125000/220/110–У1

Параметры	Величина
Тип	АТДЦТН–125000/220/110–У1
Номинальная мощность	125 МВА
Ном. мощность обмотки ВН, %	100
Ном. мощность обмотки СН, %	100
Ном. мощность обмотки НН, %	50
Напряжение ВН	230 кВ
Напряжение СН	121 кВ
Напряжение НН	11 кВ
Схема и группа соединений обмоток	У0–авто/Д–0–11
Потери ХХ	65 кВт
Потери КЗ ВН–СН	305 кВт
Потери КЗ ВН–НН	280 кВт
Потери КЗ СН–НН	270 кВт
Напряжение КЗ ВН–СН	10,7 %
Напряжение КЗ ВН–НН	41,7 %
Напряжение КЗ СН–НН	26,7 %
Тип системы охлаждения	ДЦ
Полный вес	156 т

«От проектируемой подстанции подключена часть нагрузки третьей категории, которую можно будет отключить в том случае, если проведение ремонтных работ потребуется выполнять в течении более шести часов» [3].

2.2 Расчет токов КЗ и выбор коммутационных аппаратов

2.2.1 Расчет токов КЗ

Короткие замыкания (КЗ) представляют собой одну из наиболее опасных и распространённых аварийных ситуаций в электрических сетях. Они могут привести к серьёзным повреждениям оборудования, отключению электроэнергии и нарушению надёжности работы всей системы. В связи с этим, расчёт токов короткого замыкания на подстанциях 220/10 кВ является важной задачей, требующей внимательного подхода и тщательных расчетов.

Подстанции 220/10 кВ играют ключевую роль в распределении электрической энергии, обеспечивая преобразование высокого напряжения для нужд потребителей. Эффективное проектирование и эксплуатация таких объектов требуют знания величины токов КЗ, чтобы правильно выбрать защитное оборудование и обеспечить безопасность работы всей электрической сети.

В данном разделе будут рассмотрены основные методы расчёта токов короткого замыкания, применяемые на подстанциях 220/10 кВ. Будет представлена теоретическая база, а также практические примеры, иллюстрирующие применение различных методов. Основное внимание уделено вопросам, связанным с определением характеристик аварийных токов и их влиянием на работу защитных систем, что позволит повысить надёжность и безопасность функционирования подстанции.

«На основании схемы ПС, с учетом режима работы автотрансформаторов вычерчивают расчетную схему электроустановки на рисунке 2. На схеме указывают точки КЗ, среднее напряжение на СШ согласно РД 153–34.0–20.527–98, параметры элементов, которые требуются для расчета сопротивлений энергосистемы, ЛЭП, автотрансформаторов» [11].

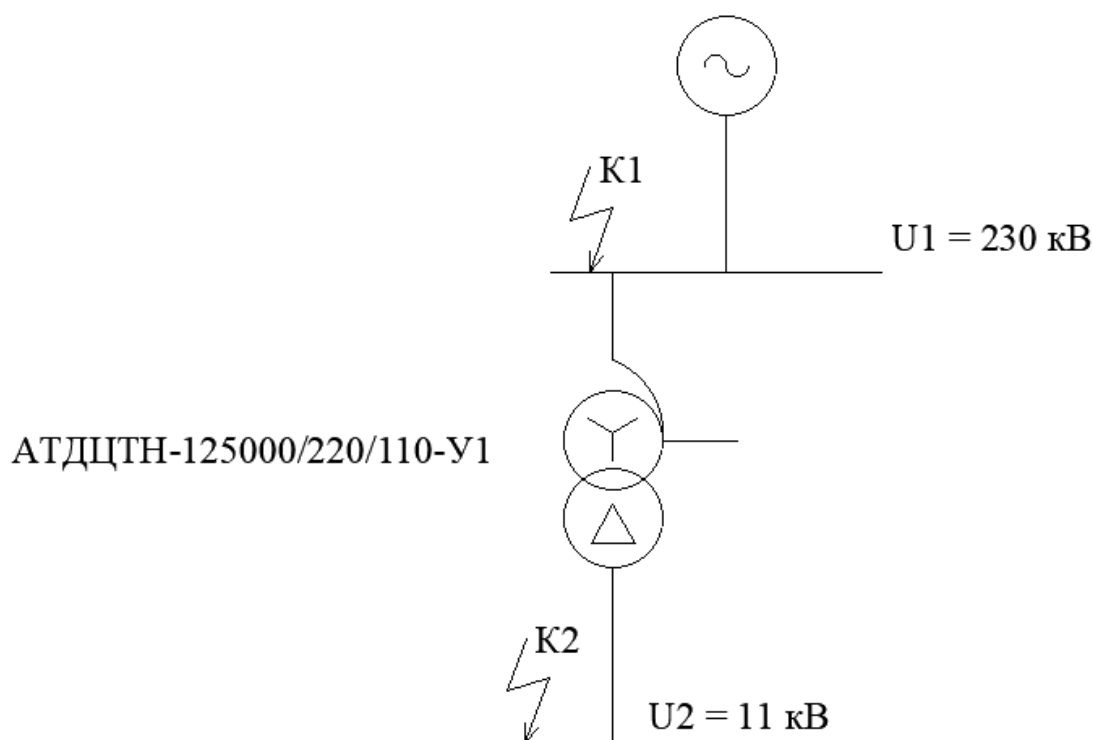


Рисунок 2 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

«На основании расчетной схемы строится схема замещения.

Определяются индуктивные сопротивления схемы замещения, приведенные к базовой мощности» [11]:

$$x_c = \frac{S_6}{S_{\text{кз.мах}}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{кз.мах}}$ – «мощность КЗ на сборных шинах 220 кВ ПС в максимальном режиме, $S_{\text{кз.мах}} = 3760$ МВА» [11];

$$x_c = \frac{1000}{3760} = 0,266.$$

«Используя каталожные данные, определяется напряжение каждой обмотки автотрансформатора подстанции» [5], и их удельное сопротивление, приведенное к базовому:

$$x_{TB\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-H\%} + U_{KB-C\%} - U_{KC-H\%}), \quad (5)$$

$$x_{TB\%} = 0,5 \cdot (41,7 + 10,7 - 26,7) = 12,85 \%,$$

$$x_{TC\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-C\%} + U_{KC-H\%} - U_{KB-H\%}), \quad (6)$$

$$x_{TC\%} = 0,5 \cdot (10,7 + 26,7 - 41,7) = -2,15 \%,$$

$$x_{TH\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-H\%} + U_{KC-H\%} - U_{KB-C\%}), \quad (7)$$

$$x_{TH\%} = 0,5 \cdot (41,7 + 26,7 - 10,7) = 28,85 \%.$$

Сопротивление обмотки ВН составляет:

$$x_{BH} = \frac{x_{TB\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (8)$$

$$x_{BH} = \frac{12,85}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,028.$$

Сопротивление обмотки СН составляет:

$$x_{CH} = \frac{x_{TC\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (9)$$

$$x_{CH} = \frac{-2,15}{100} \cdot \frac{1000}{125} = -0,172.$$

Сопротивление обмотки ВНН составляет:

$$x_{HH} = \frac{x_{TH\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (10)$$

$$x_{HH} = \frac{28,85}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 2,308.$$

Схема замещения сети приведена на рисунке 3.

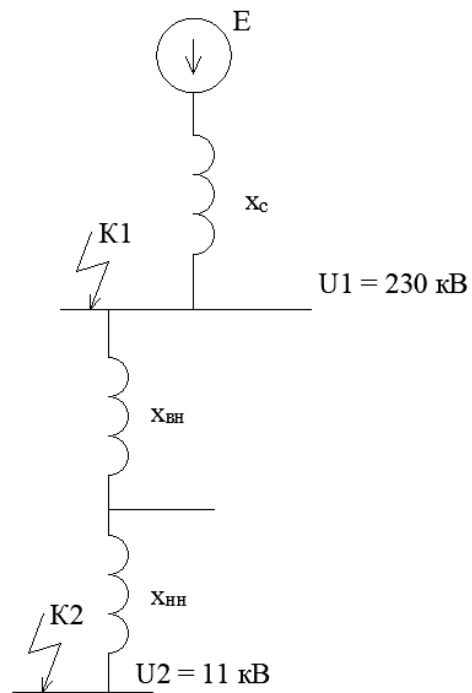


Рисунок 3 – Схема замещения сети

«Упрощаем схему до простейшего вида в точке К3 на стороне РУ НН – точка К2, которая представлена на рисунке 4» [13]:

$$X_1 = X_c + X_{BH}, \quad (11)$$

$$x_1 = 0,266 + 1,028 = 1,294 .$$

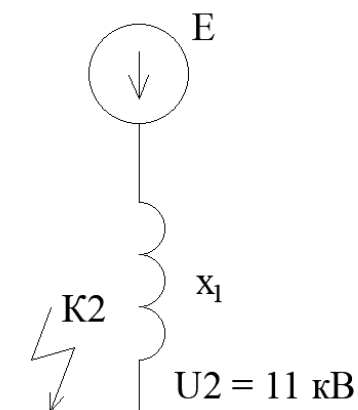


Рисунок 4 – Упрощенная схема замещения относительно точки К2.

Базисный ток [6]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срКЗ}}}, \quad (12)$$

для РУ 220 кВ:

$$I_{61} = \frac{1000}{1,73 \cdot 230} = 2,513 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ:

$$I_{62} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10,5} = 55,051 \text{ кА}.$$

«Действующее значение периодической составляющей тока КЗ $t = 0$ определяется по формуле» [6]:

$$I_{\text{по}} = \frac{E'' \cdot I_6}{X_{\text{рез}''}}, \quad (13)$$

где E'' – ЭДС системы, $E'' = 1$ [6];

для РУ 220 кВ:

$$I_{\text{по}} = \frac{1,0 \cdot 2,513}{1,294} = 1,9 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ:

$$I_{п0} = \frac{1,0 \cdot 55,051}{1,294} = 42,5 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ» [6]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \quad (14)$$

где K_y – «ударный коэффициент, для напряжений 220 кВ $K_y = 1,717$, для напряжения 10,5 кВ $K_y = 1,935$ » [11];

для РУ 220 кВ ПС 220/10 кВ «Полупроводники»

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 1,717 = 4,6 \text{ кА,}$$

для РУ 10 кВ ПС 220/10 кВ «Полупроводники»

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 42,5 \cdot 1,935 = 116,3 \text{ кА.}$$

Так как величина тока КЗ в РУ 10 кВ не превышает 63 кВ, то установка реакторов не требуется.

2.2.2 Расчет нормальных рабочих токов

В современных электрических системах правильный расчет нормальных рабочих токов является критически важным для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации оборудования. Нормальные рабочие токи определяют режим работы электрических цепей и являются основой для выбора аппаратов защиты, проводов и других элементов системы. В этом разделе будут рассмотрены основные методы и подходы к расчету нормальных рабочих токов, а также факторы, влияющие на их величину.

«Ток утяжеленного режима цепей автотрансформатора» [13]:

$$I_{\max} = \frac{1,2 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (15)$$

где $S_{\text{н.тр}}$ – «номинальная мощность автотрансформатора подстанции, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение на соответствующей обмотке автотрансформатора, кВ» [13];

для РУ 220 кВ

$$I_{\max} = \frac{1,2 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 377,0 \text{ А},$$

для РУ 10 кВ

$$I_{\max} = \frac{1,2 \cdot 62500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3941 \text{ А}.$$

На основании рассчитанных токов далее будет выполнен выбор электрооборудования подстанции 220/10 кВ «Полупроводники».

2.2.3 Выбор коммутационных аппаратов

Выбор коммутационных аппаратов является ключевым этапом в проектировании и эксплуатации электрических сетей, обеспечивающим их надежность, безопасность и эффективность. Коммутационные аппараты, такие как выключатели, рубильники и контакторы, играют важную роль в управлении электроэнергией, защите оборудования от перегрузок и коротких

замыканий, а также в обеспечении безопасного обслуживания электроустановок.

В современных условиях, когда требования к надежности и качеству электроэнергии постоянно возрастают, правильный выбор коммутационных аппаратов становится особенно актуальным. Необходимость учитывать множество факторов — от «характеристик электрической нагрузки до условий окружающей среды — требует глубоких знаний и комплексного подхода.

В данном разделе будут рассмотрены основные критерии выбора коммутационных аппаратов для различных типов электрических установок, включая подстанции и распределительные сети. Мы проанализируем технические характеристики, такие как номинальные токи, напряжение» [13], время срабатывания и механическую прочность, а также уделим внимание современным тенденциям и инновациям в области коммутационной техники. Это позволит обеспечить надежность и эффективность работы электрических систем, а также минимизировать риски аварийных ситуаций.

Выбор электрооборудования РУ 220 кВ.

«На основании требований, представленных к распределительным устройствам подстанций в ГОСТ Р 59279-2020, а также учитывая типовые схемы, определенные в перечне типовых схем по классам напряжения 35–750 кВ и области их применения (согласно ГОСТ Р 59279-2020) для распределительных устройств ПС 220 кВ с учетом количества присоединений предусматриваются следующие схемы распределительных устройств при шести присоединениях КРУЭ 220 кВ (2 питающих линии 220 кВ, 2 резервные транзитных линии 220 кВ и 2 автотрансформатора) выполняется по схеме 220 – 13 Две рабочие системы шин» [7].

«На стороне 220 кВ данной подстанции устанавливаются ячейки КРУЭ–СЭЩ–220 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 220 кВ» [18].

КРУЭ–СЭЩ–220 кВ предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы, а также для

разъединения или замыкания обесточенных цепей и, при необходимости их заземления, в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ.

«КРУЭ–СЭЩ–220 кВ состоит из отдельных модулей. Оборудование помещено в металлическую оболочку, заполненную элегазом (SF₆) или смесью газов. Наиболее распространенные смеси: элегаз/азот (SF₆+N₂) и элегаз/четырёхфтористая сера (SF₆+SF₄)» [18].

«В состав КРУЭ–СЭЩ–220 кВ входят следующие модули:

- выключателя;
- совмещенных разъединителя–заземлителя;
- быстродействующего заземлителя;
- трансформаторов тока;
- трансформаторов напряжения;
- ввода;
- токопровода» [18].

«За счет модульности достигается гибкость конструкции, имеется возможность собрать любую из существующих на сегодня стандартных схем подстанции в соответствии с СТО 56947007 29.240.30.010–2008. В качестве материала для корпусов модулей используется алюминиевый сплав, имеющий небольшую удельную плотность, высокие антикоррозионные свойства. Легкая конструкция модулей не требует сооружения дорогого заглубленного фундамента, что уменьшает стоимость строительства подстанции. В конструкции КРУЭ–СЭЩ–220 кВ применены высококачественные комплектующие» [18].

«Преимущества КРУЭ–СЭЩ–220 кВ перед ОРУ 220 кВ с воздушной изоляцией:

- сильно уменьшаются площадь и объем, занимаемые подстанцией;
- взрыво– и пожаробезопасность;
- высокая надежность и стойкость к воздействию внешней среды;
- возможность установки в зонах с повышенной загрязненностью;

- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность эксплуатации;
- простота монтажа и демонтажа» [18].

Выбор КРУЭ выполняется по номинальным параметрам электрической сети.

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (16)$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс.}}, \quad (17)$$

где $I_{\text{раб.макс.}}$ – «максимальный рабочий ток выключателя в послеаварийном режиме» [27];

- по номинальному току отключения выключателя:

$$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{КЗ}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{ном.откл.}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{\text{КЗ}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, кА.

По данным условиям принимаются для сети напряжением 220 кВ ячейки КРУЭ–СЭЩ–220 кВ с параметрами, представленными в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики КРУЭ–СЭЩ–220 кВ

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	2500
Ток термической стойкости, кА	40

Продолжение таблицы 4

Технические характеристики	Значение
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости/время выдерживания, кА/с	40/4
«Испытательное одноминутное напряжение рабочей частоты (на землю, между фазами), кВ» [18]	230
«Испытательное напряжение полного грозового импульса (пиковое значение, на землю, между фазами), кВ» [18]	550
«Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ между разомкнутыми контактами выключателя / разъединителя» [18]	230/303
«Испытательное напряжение ударного грозового импульса, кВ пиковое значение, между контактами выключателя / разъединителя» [18]	550/653
Полное время отключения, мс	≤ 60
Время включения, мс	45 ± 5
Время выключения, мс	35 ± 5
Время выключения и включения, мс	50–60
«Номинальное давление SF6 для газовой камеры выключателя (20 °С, манометрическое давление), МПа» [18]	0,6
«Номинальное давление SF6 для других газовых камер (20 °С, манометрическое давление), МПа» [18]	0,5
«Номинальное управляющее напряжение операционного механизма, В» [18]	220/220
Долговечность механизма, цикл	10 000
«Количество отключений номинального тока короткого замыкания, цикл» [18]	20
Минимальная ширина модуля, мм	900

В КРУЭ–СЭЦ–220 кВ применяется индуктивный принцип измерения напряжения. Коэффициент трансформации $220\sqrt{3}/0,1 \cdot \sqrt{3}/0,1 \cdot \sqrt{3}/0,1$.

Для защиты от внутренних перенапряжений автотрансформатора в распределительном устройстве 220 кВ устанавливается ограничитель перенапряжения 220 кВ типа ОПН–(ВЛ)–П1–220/154/10/550УХЛ1 [9]. Кроме того, для защиты изоляции нейтрали автотрансформаторов 220 кВ применяются ОПНН–П1–220/120/20/4УХЛ1.

Выбор электрооборудования РУ 10 кВ.

Для РУ 10 кВ рассматриваемой подстанции принимается типовая схема 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [17].

Достоинствами данной схемы являются:

– простота исполнения;

- «нет необходимости в больших капиталовложениях;
- удобство с точки зрения проведения техобслуживания и ремонтных работ;
- возникновение аварии на СШ становится причиной отключения лишь одной секции и половины потребителей предприятия.

Недостатками данной схемы являются:

- профилактический ремонт СШ и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства на время ремонта;
- ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением соответствующих присоединений, что нежелательно, а в некоторых случаях недопустимо;
- КЗ в зоне СШ приводит к полному отключению РУ» [17].

«Выбор ячеек комплектного распределительного устройства.

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования подстанций. Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ СЭЩ–61М. Тип выключателя для данных ячеек ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000, тип трансформаторов тока ТЛШ–10–4000/5» [21] для ячеек ввода, ТШЛ–СЭЩ–10–2000/5 У2 для секционных ячеек, ТОЛ–СЭЩ–10–50÷1500/5 У2 для линейных ячеек отходящих линий.

«Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ СЭЩ–61М представлены в таблице 5» [27].

Таблица 5 – Выбор КРУ СЭЩ–61М

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ СЭЩ–61М
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 3941 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{п0} \geq I_{ном.откл}$	$I_{п0} \geq 42,5 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 116,3 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 128 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 415 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Выбор выключателей КРУ.

В ячейках КРУ СЭЩ–61М устанавливаются вакуумные выключатели ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000 в вводной и секционной ячейки, выключатели ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1600 УЗ в отходящих ячейках. Условия выбора соответствуют условиям для РУ 220 кВ» [22].

Характеристики выбранных выключателей представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики выключателей ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000

Параметры	Значения
Номинальное напряжение	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Номинальный ток	630 А, 2000 А (4000 А)
Номинальный ток отключения	50 кА
Сквозной ток КЗ:	–
– наибольший пик	125 кА
– начальное действующее значение периодической составляющей	50 кА
«Нормированное процентное содержание апериодической составляющей» [22]	40 %
«Среднеквадратическое значение тока за время его протекания (ток термической стойкости)» [22]	50 кА
Время протекания тока термической стойкости	3 сек
Собственное время отключения выключателя	0,03 сек
Полное время отключения	0,05 сек
Собственное время включения	0,04 сек
«Номинальное напряжение питания катушек электромагнитов (постоянное)» [22]	220 В

Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.

Трансформаторы тока играют ключевую роль в измерении и контроле «электрических параметров, а также в защите оборудования от перегрузок и коротких замыканий.

Во вводных ячейках КРУ СЭЩ–61М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛШ–10–4000/5–0,5/10Р–УЗ. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7» [14].

Таблица 7 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛШ–10–4000/5–0,5/10Р–У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 3941 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 116,3 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 140 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 415 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«В РУ–10 кВ устанавливаются счетчики активной и реактивной энергии Меркурий серии 234 ART, класс точности для измерения активной и реактивной мощности составляет соответственно 0,5S/1,0 [20]. Потребляемая мощность обмотки тока равна 0,1 ВА.

Сопротивление приборов» [27]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (19)$$

$$r_{приб} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

«Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (20)$$

где r_k – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2ном}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{пр} = 0,4 - 0,004 - 0,1 = 0,296 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду составляет» [27]:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пр}}, \quad (21)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,296} = 0,41 \text{ мм}^2.$$

по условию механической прочности КРВГ с сечением 2,5 мм².

Выбор трансформаторов напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения в «ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ) является одной из ключевых задач при проектировании» [27] электрических сетей. Трансформаторы напряжения обеспечивают изоляцию, точное измерение и управление электрическими параметрами, что критически важно для надежной работы системы. Они играют важную роль в защите оборудования, мониторинге состояния сети и обеспечении безопасной эксплуатации.

«ТН устанавливают один на каждую секцию СШ. Во вторичную обмотку ТН включаются катушки напряжения КИП всех присоединений данных СШ.

ТН выбирают по:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности» [27].

В ячейках КРУ СЭЩ–61М к установке принимается ТН типа НОЛ–СЭЩ–10–У2, производства «ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» [21].

«Чтобы ТН работал в заданном классе точности, необходимо, чтобы» [16]:

$$S_{ном2} \leq S_{нагр}, \quad (22)$$

где $S_{ном2}$ – «номинальная мощность вторичной обмотки ТН в заданном классе точности, ВА;

$S_{нагр}$ – мощность всех КИП и реле, присоединенных к ТН, ВА» [16].

Выбор ТН устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	P_2 Вт	Q_2 вар
РІК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	Меркурий 234 ART	2	2	0,5	0,87	8	16	27,8
Итого								22	20
ЗНОЛ.06–10								$S_{2\Sigma}=32,1$ ВА	
$S_{2кл.т.чн.0,5}=200$ ВА		$S_{ном2}=200>S_{2\Sigma}$							

«Выбор аккумуляторных батарей.

Для получения постоянного оперативного тока на ПС 110 кВ будет установлен один комплект аккумуляторной батареи (АБ) стационарной установки закрытого типа с жидким и экологически чистым диэлектриком, типа GroE, с электродами типа Plante исключающими выделение водорода в режиме зарядки и исключающие содержание ядовитых ПХБ (полихлорированные бифенилы)» [24].

«Постоянный оперативный ток должен обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- аварийного освещения;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ» [24].

«Принимаются к установке АБ типа Groe модели SGL 31D с номинальной емкостью $C_{\text{ном}} = 400$ (А·час). Характеристика данного вида батарей представлена в таблице 9» [24].

Таблица 9 – Технические характеристики АБ

Технические характеристики	Величина
Тип АБ	Groe (серия SGL–SGH)
Модель АБ	SGL 33D
Обозначение по стандарту DIN 40738	16 GroE 400
Номинальная емкость при 20 °С	400 А· час
Номинальное напряжение АБ	220 В
Количество элементов в АБ	104 шт.
Номинальное напряжение на одном элементе	2 В
Рекомендуемое напряжение на одном элементе в режиме постоянного подзаряда АБ	2,23 В
Электролит	Раствор серной кислоты
Производитель:	«FIAMM» (Италия)

«Определяется число элементов в аккумуляторной батарее:

$$n_3 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_6}, \quad (23)$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение шин питания постоянного тока, принимают 230 В;

U_6 – напряжение на элементе в режиме подзаряда, составляет 2,23.

$$n_3 = \frac{230}{2,23} = 103,1,$$

принимается 104 элемента.

В качестве распределительного шкафа постоянного тока принимаем разработку фирмы «Технокомплект» г. Дубна – АУОТ–М2–УХЛ4» [25].

«Аппарат предназначен:

- для обеспечения потребителей стабилизированным постоянным напряжением;
- для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых

- отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- для контроля подключения аккумуляторных батарей.

Характеристика шкафа представлена в таблице 10» [25].

Таблица 10 – Характеристика шкафа постоянного тока

Вариант исполнения аппарата	«Максимальный выходной ток при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), А» [25]	«Максимальная выходная мощность при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), кВт» [25]	«Диапазон регулирования выходного напряжения В» [25]	«Количество элементов аккумуляторной батареи при номинальном напряжении на выходе аппарата, шт.» [25]
АУОТ–М2–20–220–УХЛ4	24 (40*)	6 (10*)	150 – 250	110

Выбранное оборудование позволит обеспечить надежное функционирование рассматриваемой подстанции.

2.3 Разработка системы РЗиА

Разработка системы релейной защиты и автоматизации (РЗиА) является критически важным этапом в проектировании и эксплуатации электрических сетей. Эффективная система РЗиА обеспечивает защиту оборудования от аварийных режимов, минимизирует риски повреждений и повышает общую надежность работы энергетических объектов. В условиях постоянно растущих требований к надежности и качеству электроэнергии, задачи, связанные с защитой и автоматизацией, становятся все более актуальными.

Системы РЗиА включают в себя широкий спектр устройств и алгоритмов, обеспечивающих мониторинг, диагностику и управление электрическими параметрами. Правильный выбор и настройка защитных реле,

автоматических выключателей и других элементов системы позволяет эффективно реагировать на аварийные ситуации и предотвращать их развитие.

«Описание устройств защиты ПС.

Для основной защиты автотрансформатора АТ1, устанавливаемого на ПС 220 кВ будет применен комплект дифференциальной защиты трансформатора, выполняющий следующие функции:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- газовая защита;
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН/U);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН/U);
- защита от перегрузки (ЗП)» [28].

«Защиты, входящие в состав устройства, обеспечивают селективное отключение защищаемого трансформатора при повреждении в данном трансформаторе» [28].

«Для резервной защиты трансформатора выключателя стороны ВН, устанавливаемого на ПС 220/10 кВ «Полупроводники» будет использоваться комплект защиты и автоматики выключателей 220 кВ, выполняющий следующие функции:

- максимальная токовая защита стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению;
- токовая направленная защита нулевой последовательности от КЗ на землю;
- газовая защита трансформатора и РПН (прием сигналов)» [28].

«Описание устройств защиты 10 кВ.

Для оснащения ПС 220/10 кВ «Полупроводники» системой защиты на стороне 10 кВ проектом предусмотрено применение устройств защиты ввода 10 кВ, отходящих линий 10 кВ, ТСН, защиты ТН 10 кВ.

Предлагается применение устройств дуговой защиты системы шин 10 кВ на основе волоконно–оптических датчиков (ВОД)» [28].

«Устройство защиты и автоматики отходящей линии 10 кВ должно выполнять следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем тока;
- токовая отсечка;
- защита от перегрузки (на ТСН);
- защита от замыканий на землю;
- защита от дуговых замыканий» [28].

«Устройство защиты ввода 10 кВ должно выполнять следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем тока с комбинированным пуском по напряжению;
- защита от дуговых замыканий;
- защита минимального напряжения» [28].

«Устройство защиты, автоматики и контроля ТН 10 кВ должно выполнять следующие функции:

- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от однофазных замыканий на землю (ТЗНП) по напряжению $3U_0$ » [28].

«На секции шин должно быть предусмотрено:

- дуговая защита шин;
- логическая защита шин;
- сигнализация замыкания на землю» [28].

«Предусмотреть установку терминалов защиты и автоматики ввода, защиты и автоматики отходящих линий, трансформатора собственных нужд, трансформатора напряжения непосредственно в релейных отсеках ячеек 10 кВ.

Дуговая защита.

В шкафах КРУ 10 кВ предусматривается устройство защиты от дуговых замыканий на основе волоконно–оптических датчиков» [28].

Устройство предназначено для защиты шкафов КРУ электрических подстанций при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой. Устройство с помощью волоконно–оптических датчиков (ВОД) фиксирует в ближнем инфракрасном диапазоне световую вспышку от электрической дуги и формирует сигнал на отключение выключателя. Тем самым обеспечивается защита оборудования не только от разрушения, но и сводятся к минимуму или практически исключаются повреждения этого оборудования. При этом устройство обеспечивает безопасность обслуживающего персонала.

Устройство предназначено для непрерывной работы в неотапливаемых помещениях.

В высоковольтных отсеках КРУ, то есть в зоне действия наибольших электромагнитных помех находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно–оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам. Этим в совокупности с гальванической развязкой дискретных входов, дискретных выходов и питания, обеспечивается высокая помехозащищенность устройства.

Для повышения селективности и надежности команда на отключение силовых электрических цепей выдается только при наличии двух факторов – световой вспышки от электрической дуги и работы максимальной токовой защиты (МТЗ) без выдержки времени или защиты минимального напряжения (ЗМН).

Выводы по разделу.

Во втором разделе ВКР выполнен расчет токов КЗ и выбрано электрооборудование подстанции 220/10 кВ «Полупроводники». На стороне 220 кВ данной подстанции устанавливаются ячейки КРУЭ–СЭЩ–220 кВ,. КРУЭ–СЭЩ–220 кВ состоит из отдельных модулей. Оборудование помещено

в металлическую оболочку, заполненную элегазом. В состав КРУЭ–СЭЩ–220 кВ входят следующие модули выключателя, совмещенных разъединителя–заземлителя, быстродействующего заземлителя, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ввода, токопровода.

Для защиты от внутренних перенапряжений автотрансформатора в распределительном устройстве 220 кВ устанавливается ограничитель перенапряжения 220 кВ типа ОПН–(ВЛ)–П1–220/154/10/550УХЛ1 [9]. Кроме того, для защиты изоляции нейтрали автотрансформаторов 220 кВ применяются ОПНН–П1–220/120/20/4УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ СЭЩ–61М. Тип выключателя для данных ячеек ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000, тип трансформаторов тока ТЛШ–10–4000/5 для ячеек ввода, ТШЛ–СЭЩ–10–2000/5 У2 для секционных ячеек, ТОЛ–СЭЩ–10–50÷1500/5 У2 для линейных ячеек отходящих линий. В ячейках КРУ СЭЩ–61М к установке принимается трансформатор напряжения типа НОЛ–СЭЩ–10–У2, производства «ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара», г. Самара.

3 Модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты

3.1 Модернизация системы собственных нужд подстанции

Модернизация системы собственных нужд подстанции является важным аспектом обеспечения надежности и эффективности работы электрических сетей. Собственные нужды подстанции включают в себя все системы и устройства, необходимые для её функционирования: от освещения и систем управления до вспомогательных механизмов и автоматизации процессов. С учетом растущих требований к качеству и стабильности электроэнергии, модернизация этих систем становится неотъемлемой частью современного подхода к управлению энергетическими объектами.

Собственные нужды подстанции определяются на основании следующих нормативных документов:

- СО 153–34.20.187–2009 [15];
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ [10].

«Приёмниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения автотрансформаторов, освещение, электрическое отопление и вентиляция помещений и пр. Состав потребителей собственных нужд на подстанции, как правило, определен главной схемой, типом электрооборудования и аппаратуры, наличием механизмов вспомогательных сооружений. Чем проще выполнена главная схема подстанции, тем меньше механизмов собственных нужд на подстанции применяется» [10].

«Расчетная активная мощность оборудования собственных нужд определяется по формуле» [10]

$$P_p = P_{\text{ном}} \cdot \alpha, \quad (24)$$

где α – «коэффициент спроса потребителей;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность соответствующих потребителей собственных нужд подстанции, принимается или как известное значение или также определяется по выражению» [10];

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{ном.ед}} \cdot n, \quad (25)$$

где $P_{\text{ном.ед}}$ – «номинальная мощность одного потребителя системы собственных нужд, кВт;

n – число единиц данного оборудования» [10].

«Расчетная реактивная мощность оборудования собственных нужд определяется по формуле» [10]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (26)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

«Расчетная полная мощность оборудования собственных нужд определяется по формуле» [10]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (27)$$

«Приведем пример расчета для освещения ОРУ, которое выполняется восемью светильниками, мощность каждого из которых составляет 1 кВт, тогда» [10]:

$$P_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт},$$

$$P_p = 1 \cdot 1 = 1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1 \cdot 0 = 0 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{1^2 + 0^2} = 1 \text{ кВА}.$$

«Аналогично выполняются расчеты для всех электроприемников собственных нужд. Полная мощность всех потребителей с.н. составляет» [10]:

$$S_p = \sqrt{99,4^2 + 33,8^2} = 104,9 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок собственных нужд подстанции представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет нагрузок собственных нужд подстанции

Нагрузка	Кол- во	Номинальная мощность		η	$\cos\varphi$	$\tan\varphi$	Расчетная нагрузка		
		одного ЭП, кВт	общая, кВт				α	P_p , кВт	Q_p , квар
Питание ОПУ	–	–	35	1	0,9	0,48	0,7	24,5	11,8
Обогрев шкафов на ОРУ	–	–	12	1	0,8	0,75	1	12,0	9,0
ЗВУ	2	8	16	1	0,9	0,48	0,5	8,0	3,8
РПН Т1, 2	2	1	2	1	0,85	0,62	0,7	1,4	0,9
Охлаждение Т1,2	12	0,75	9	1	0,85	0,62	0,85	7,7	4,7
Обогрев РПН Т1, 2	–	–	4	1	1	0	1	4,0	0,0
Освещение ОРУ	2	0,5	1	1	1	0	1	1,0	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление РУ 10 кВ	–	–	25	1	0,95	0	0,7	17,5	0,0
Сварочная сеть	–	–	8	1	0,7	0,39	1	8,0	3,1
Аварийное освещение	–	–	0,3	1	1	0	1	0,3	0,0
Питание цепей блокировки	–	–	1	1	0,9	0,48	1	1,0	0,5
Итого	–	–	–	–	–	–	–	99,4	33,8

Принимаются к установке трансформаторы с.н. ТЛС–СЭЩ–160/10/0,4 УЗ, мощностью 160 кВА [23]. «Каждый ТСН подключается к своей секции шин, работающие раздельно в нормальном режиме.

Параметры трансформаторов собственных нужд ТЛС–СЭЩ–160/10/0,4 У1 определяются согласно» [23] и даны в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры трансформаторов с.н. ТЛС–СЭЩ–160/10/0,4 УЗ

Технические характеристики	Величина
Мощность	160 кВА
Номинальное напряжение ВН	10 кВ
Номинальное напряжение НН	0,4 кВ
Потери ХХ	0,29 кВт
Потери КЗ	1,97 кВт
Напряжение КЗ	4,5 %
Ток ХХ	2,6 %
Схема и группа соединения обмоток	Y/Y–0

«Для защиты трансформаторов с.н. выберем предохранители. Выбор производится по $U_{ном} = 10$ кВ установки, $I_{р.м}$ и току КЗ, $I_{ПКЗ} = 3,0$ кА» [27]:

$$I_{р.м.} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (28)$$

$$I_{р.м.} = \frac{147,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,5 \text{ А.}$$

Принимаются к установке предохранители ПКТ 101 – 10 – 16/10 УЗ

$$I_{ном.пр.} = 10 \text{ А} > I_{р.м.},$$

$$I_{ном.откл.} = 16 \text{ кА} > I_{пз.}$$

Выбранный предохранитель удовлетворяет условиям.

3.2 Модернизация системы освещения

Модернизация системы освещения на подстанциях и в других энергетических объектах является важным шагом к повышению их функциональности и безопасности. Эффективное освещение не только обеспечивает видимость и комфорт для персонала, но и играет критическую роль в поддержании безопасности при выполнении работ в условиях ограниченной видимости или в аварийных ситуациях. В условиях

современного энергетического рынка, где требования к надежности и эффективности постоянно растут, обновление систем освещения становится необходимостью.

Нормированная освещенность для ОРУ 50 лк.

Территория открытого распределительного устройства подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» составляет 54×56 м.

Для освещения ОРУ–220 кВ используются светильник светодиодный уличный консольный ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY [26].

«Определяется расчетная высота осветительной установки» [4]:

$$H_p = H_0 - h_p; \quad (29)$$

где H_0 – «высота опоры освещения, $H_0 = 12$ м;

h_p – высота рабочей поверхности» [4];

$$H_p = 12 - 1,5 = 10,5 \text{ м.}$$

«Общее количество светильников на подстанции 4 шт.

Выбирается контрольная точка, в которой будет наименьшая освещенность. Так как светильники расположены через 28 метров друг от друга, то расстояние от проекции источника света на горизонтальной плоскости до контрольной точки с наименьшей освещенностью будет равно 14 метров.

Определяется условная освещенность в контрольной точке» [4]:

$$L_i = \frac{I_{\alpha_i}^{1000} \cdot \alpha_i \cdot \cos^3 \alpha}{H_p^2}, \quad (30)$$

где α_i – «угол между вертикалью и направлением силы света i –го светильника в расчетной точке;

$I_{\alpha_i}^{1000}$ – сила света i –го светильника с условной лампой (со световым потоком в 1000 лм) в направлении расчетной точки, лм» [4];

$$\alpha_i = \arctg \frac{d_i}{H_p}, \quad (31)$$

где d_i – «расстояние от проекции источника света на горизонтальной плоскости до контрольной точки, м» [4].

«Тогда угол между вертикалью и направлением силы света будет» [4]:

$$\alpha_i = \arctg \frac{10}{10,5} = 43,6^\circ$$

«Для кривой света КСС Г–1 при $\alpha = 43,6^\circ$ сила света $I_{\alpha_i}^{1000} = 171$.

Тогда условная освещенность будет равна» [4]:

$$L_i = \frac{171 \cdot \cos 43,6}{10,5^2} = 1,12 \text{ лк.}$$

«Рассчитывается световой поток каждого светильника» [4]:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_z}{\mu \cdot \sum L_i}, \quad (32)$$

где E_n – «нормированная освещенность;

K_z – коэффициент запаса;

μ – коэффициент учитывающий освещенность от удаленных источников света;

1000 – световой поток условной лампы» [4];

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 50 \cdot 1,15}{1,1 \cdot (1,12 + 1,12 + 1,12 + 1,12)} = 11668 \text{ лм.}$$

По вычисленному значению светового потока выбираем светильник светодиодный уличный консольный ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY, со

световым потоком 11500 лм [26]. Технические характеристики светильника ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики светильника ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY

Технические характеристики	Значения
Мощность	120 Вт
Цветовая температура	6500 К
Класс защиты	IP65
Световой поток	11500 лм
Размеры (длина х ширина х высота), мм	460 х 220 х 88
Угол рассеивания светового потока	110 ⁰
Индекс цветопередачи	80
Материал корпуса	алюминий
Коэффициент мощности, cos φ	≥0,9
Масса	2,26 кг
Срок службы светодиодов	50000 часов
Гарантийный срок	2 года
Напряжение питания	220–240 В
Рабочая температура окружающей среды	от –30 °С до +45 °С
Цвет корпуса	Серый
Цвет свечения	Белый
Тип лампы	LED SMD
Страна производства	Китай

«Если расчет выполнен верно, то должно выполняться условие» [4]:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_{\text{св}} - \Phi}{\Phi} \leq +0,2, \quad (33)$$

где $\Phi_{\text{св}}$ – световой поток выбранного светильника ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY;

$$-0,1 < 0,044 < +0,2.$$

Таким образом, можно сделать вывод, что светильники выбраны верно и освещенность на подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» находится в пределах нормы.

3.3 Заземление и молниезащита

3.3.1 Молниезащита подстанции

Современные подстанции играют ключевую роль в обеспечении надежного и стабильного электроснабжения. Однако их функционирование подвержено различным внешним воздействиям, среди которых особое место занимает атмосферное электричество, в частности, молнии. Молниезащита подстанций является важным аспектом, обеспечивающим безопасность как оборудования, так и персонала, работающего на объекте.

Данный раздел посвящен исследованию систем молниезащиты подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», которая представляет собой комплекс инженерных решений, направленных на предотвращение повреждений от прямых и близких ударов молний. В рамках работы будет рассмотрен принцип работы систем молниезащиты, их классификация, а также основные методы и средства, используемые для защиты электрических установок.

Особое внимание будет уделено расчетам и проектированию молниезащиты, а также практическим рекомендациям по ее внедрению на подстанциях. Анализ существующих систем молниезащиты и их эффективность позволит выявить лучшие практики и предложить рекомендации по повышению надежности и безопасности подстанций в условиях потенциального риска молниевых разрядов.

Таким образом, цель данного расчёта – обосновать важность молниезащиты для обеспечения надежной и безопасной работы подстанций 220/10 кВ «Полупроводники», а также представить современные подходы к ее проектированию и реализации.

«Молниезащита подстанции осуществляется стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на территории подстанции. В устройство молниеотвода входит: молниеприемник – верхняя часть стержня или провод–

трос; спуск – металлическая часть мачты или опора ЛЭП; заземлитель – устройство, выполняемое в земле под молниеотводом для растекания тока молнии в землю. В соответствии с РД 34.21.122–87 все здания и сооружения выделены в категории по степени устройства молниезащиты» [12].

По территории согласно плану подстанции, максимальная высота защищаемого объекта составляет $h_x=12,5$ м (высота портала ПС–220 и здания КРУЭ 220 кВ) [12]. К установке принимаются молниеотводы СМ–25, высота которого составляет $h = 25$ м [8].

«Активная высота молниеотвода определяется по формуле» [12]:

$$h_a = h - h_x, \quad (34)$$

где h – высота молниеотвода, $h = 25$ м;

h_x – максимальная высота защищаемого объекта, $h_x = 12,5$ м;

$$h_a = 25 - 12,5 = 12,5 \text{ м.}$$

«Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана подстанции и составляет $D_1 = 69,3$ м, расстояние между электродами 1 и 2 составляет $a_1 = 50$ м, расстояние между электродами 3 и 4 составляет $a_1 = 48$ м. Схема для расчета параметров молниезащиты представлена на рисунке 5» [12].

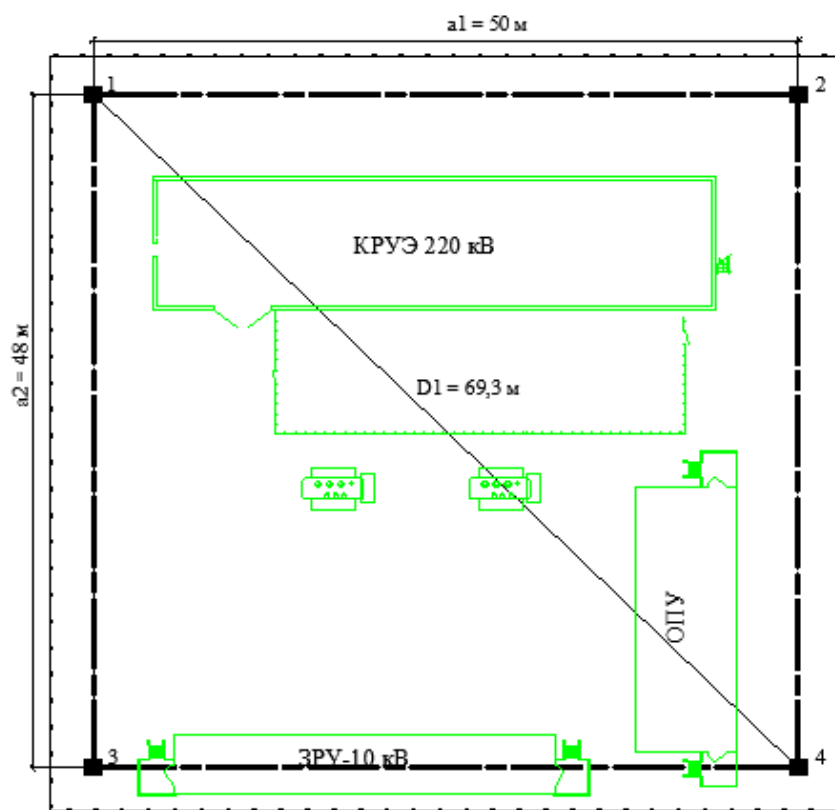


Рисунок 5 – Схема для расчета параметров молниезащиты

«Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [12]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (35)$$

где h – «высота молниеотвода, $h = 35$ м;

h_a – активная часть молниеотвода, куда приходит 100%-е попадание лидера молнии;

p – вероятность попадания молнии в защищаемую зону при $h \leq 30$ м,

$p = 1$ » [12]:

$$r_x = 12,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12,5}{25}} \cdot 1 = 13,3 \text{ м.}$$

«Ширина защитной зоны:

– для стороны между молниеотводами 1–2 и 3–4 $a_1 = 50$ м, тогда» [12]

$$a_1/h_a = 50/12,5 = 4,0, \quad h_a/h = 12,5/25 = 0,5,$$

тогда из [12]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,63,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны» [12]

$$\begin{aligned} b_x / 2 &= 0,63 \cdot h_a, \\ b_x / 2 &= 0,63 \cdot 12,5 = 7,9 \text{ м}, \end{aligned} \tag{36}$$

– «для стороны между молниеотводами 1–3 и 2–4 $a = 48$ м, тогда» [12]

$$a_2/h_a = 48/12,5 = 3,84, \quad h_a/h = 12,5/25 = 0,5,$$

тогда из [12]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,65,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны

$$\begin{aligned} b_x / 2 &= 0,65 \cdot h_a, \\ b_x / 2 &= 0,65 \cdot 12,5 = 8,1 \text{ м}, \end{aligned} \tag{37}$$

– для диагонали между молниеотводами 1–4 и 2–3 $D_1 = 69,3$ м, тогда» [12]:

$$D_1 / h_a = 69,3 / 12,5 = 5,5, \quad h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

тогда из [12]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,63, \quad b_x / 2 \cdot h_a = 0,68,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$\begin{aligned} b_x / 2 &= 0,68 \cdot h_a, \\ b_x / 2 &= 0,68 \cdot 12,5 = 8,5 \text{ м}, \end{aligned} \tag{38}$$

«Объект высотой h_x , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте h_x не будет больше» [12]:

$$\begin{aligned} D_1 &< 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \\ D_1 = 69,3 \text{ м} &\leq 8 \cdot (25 - 12,5) \cdot 1 = 100 \text{ м}. \end{aligned} \tag{39}$$

«Наименьшая высота зоны защиты h_0 для молниеотводов до 30 метров» [12]:

$$\begin{aligned} h_0 &= h - \frac{D_1}{7}, \\ h_0 &= 25 - \frac{69,3}{7} = 15,1 \text{ м}, \end{aligned} \tag{40}$$

«что больше максимальной высоты защищаемого объекта – высоты портала ПС–220 и здания КРУЭ 220 кВ.

Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать

подстанцию от поражения электрическим током» [12].

В ходе анализа установлено, что эффективные системы молниезащиты должны включать комплексный подход, сочетающий в себе использование различных методов и технологий, таких как кондуктивные и индуктивные системы, а также системы заземления. Практические рекомендации, основанные на современных стандартах и лучших практиках, могут значительно повысить уровень защиты подстанций.

Таким образом, правильное проектирование и внедрение молниезащиты не только способствуют снижению рисков, но и увеличивают срок службы оборудования, что в свою очередь положительно влияет на общую надежность и стабильность работы электрических сетей. Рекомендуется продолжать исследования в данной области для адаптации к новым вызовам и технологическим изменениям, что позволит обеспечить более высокий уровень защиты для подстанций и их инфраструктуры в будущем.

3.3.2 Заземление подстанции

Данный раздел посвящен исследованию систем заземления подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», охватывающим принципы проектирования, выбора материалов и технологий, а также актуальные методы защиты от перенапряжений и электрических токов. В условиях повышенных требований к надежности и безопасности энергосистем, адекватное заземление становится необходимым для минимизации рисков, связанных с электрическими разрядами, и для защиты персонала и оборудования.

В ходе работы будет рассмотрено влияние различных факторов на проектирование систем заземления, включая геологические условия, особенности конструкции подстанции и применяемое оборудование. Также будет проанализирована эффективность существующих систем заземления и предложены рекомендации по их оптимизации.

Таким образом, цель данного расчёта – обосновать важность заземления для обеспечения безопасной и надёжной работы подстанции 220/10 кВ «Полупроводники».

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{прюдоп}} = 400 \text{ В}$, время прикосновения принимается $t = 0,2 \text{ сек.}$

Усредненный ток короткого замыкания на стороне ВН равен» [6]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{п(К1)}}, \quad (41)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 8,4 = 10,5 \text{ кА.}$$

«Глубину заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимается $t = 0,7 \text{ м.}$ Длина вертикальных заземлений $l_{\text{в}} = 5 \text{ м.}$

Расстояние между горизонтальными электродами принимается $a = 5 \text{ м.}$

В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением $\rho_1 = 80 \text{ Ом}$, нижний с удельным сопротивлением $\rho_2 = 500 \text{ Ом}$. Толщина верхнего слоя грунта принимается равной $h_1 = 2,65 \text{ м.}$

Площадь подстанции» [6]:

$$S = 56 \cdot 54 = 3024 \text{ м}^2.$$

Длина горизонтального электрода

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2, \quad (42)$$

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{3024} \cdot \frac{\sqrt{3024}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 1212 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения [2]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (43)$$

где M – коэффициент, при $\rho_1 / \rho_2 = 6,25$ – $M = 0,73$;

b – коэффициент сопротивления тела человека

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_C}, \quad (44)$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения примем подсыпку гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах, поэтому $R_C = 3000$ Ом» [6]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

$$K_H = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 1212}{5 \cdot \sqrt{3024}} \right)^{0,45}} = 0,033.$$

Напряжение на заземляющем устройстве [2]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (45)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,033} = 12121 \text{ В.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно [2]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{П(К1)}}}, \quad (46)$$

$$R_{3, \text{доп}} = \frac{12121}{8400} = 1,44 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (47)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3024} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 44 \text{ шт.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м.}$$

Относительная глубина заложения заземляющего устройства составляет:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3024}} = 0,104.$$

Коэффициент A [2]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (48)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,104) = 0,354.$$

Относительная толщина верхнего слоя:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами (табличное значение): $\rho_{*эк} = 1,02$.

Эквивалентное сопротивление грунта» [6]:

$$\rho_{эк} = \rho_{*эк} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя [2]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{эк}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{эк}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (49)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{3024}} + \frac{81,6}{220 + 1212} = 0,582 \text{ Ом} < R_{3,доп} = 1,44 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения [2]:

$$U_{пр} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (50)$$

$$U_{пр} = 0,033 \cdot 8400 \cdot 0,582 = 161,33 \text{ В} < U_{пр,доп.} = 400 \text{ В}.$$

В заключение, исследование систем заземления подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» подтвердило их критическую важность для обеспечения безопасности и надежности работы электрических установок. Эффективное заземление служит основным средством защиты оборудования от перенапряжений и электрических токов, а также минимизирует риски для персонала, работающего на объекте.

Рассмотренные в разделе современные подходы к проектированию и реализации систем заземления позволяют адаптироваться к изменяющимся

условиям эксплуатации и повышенным требованиям безопасности. Важно отметить, что дальнейшие исследования и совершенствование методов заземления остаются актуальными для повышения устойчивости подстанций к электрическим воздействиям.

Таким образом, правильное проектирование и внедрение систем заземления является неотъемлемой частью обеспечения надежной работы подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», что в свою очередь способствует стабильности и безопасности всего энергоснабжения.

Выводы по разделу.

В третьем разделе ВКР рассмотрена модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты. Для электроснабжения собственных нужд принимаются к установке трансформаторы ТЛС–СЭЩ–160/10/0,4 УЗ. Для освещения ОРУ–220 кВ используются четыре светильника светодиодных уличных консольных ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY. Для молниезащиты подстанции применяются четыре стержневых молниеотвода СМ-25.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции электрической части подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» филиала ПАО «Россети» – МЭС Северо–Запада. В работе проведён комплексный анализ текущего состояния подстанции, выявлены проблемы и предложены меры по их устранению. Реконструкция электрической части является необходимым шагом для повышения надежности, безопасности и эффективности работы подстанции в условиях современного энергоснабжения.

Проведен анализ состояния подстанции 220/10 кВ «Полупроводники», который выявил ряд ключевых проблем, влияющих на ее эксплуатационные характеристики и надежность. Оценка технического состояния оборудования показала наличие устаревших элементов, требующих внимания, а также необходимость в модернизации ряда систем для повышения их эффективности. В результате проведенного исследования были предложены конкретные направления реконструкции, направленные на обновление оборудования, улучшение систем управления и защит, а также оптимизацию процессов обслуживания.

Выполнен расчет токов КЗ и выбрано электрооборудование подстанции 220/10 кВ «Полупроводники». На стороне 220 кВ данной подстанции устанавливаются ячейки КРУЭ–СЭЩ–220 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 220 кВ.

Для защиты от внутренних перенапряжений автотрансформатора в распределительном устройстве 220 кВ устанавливается ограничитель перенапряжения 220 кВ типа ОПН–(ВЛ)–П1–220/154/10/550УХЛ1 [9]. Кроме того, для защиты изоляции нейтрали автотрансформаторов 220 кВ применяются ОПНН–П1–220/120/20/4УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ СЭЩ–61М. Тип выключателя для данных ячеек

ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000, тип трансформаторов тока ТЛШ–10–4000/5 для ячеек ввода, ТШЛ–СЭЩ–10–2000/5 У2 для секционных ячеек, ТОЛ–СЭЩ–10–50÷1500/5 У2 для линейных ячеек отходящих линий. В ячейках КРУ СЭЩ–61М к установке принимается трансформатор напряжения типа НОЛ–СЭЩ–10–У2, производства «ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара». Внедрение новых технологий и оборудования позволит значительно улучшить эксплуатационные параметры, снизить потери энергии и минимизировать риски аварийных ситуаций.

Рассмотрена модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты. Для электроснабжения собственных нужд принимаются к установке трансформаторы ТЛС–СЭЩ–160/10/0,4 У3. Для освещения ОРУ–220 кВ используются четыре светильника светодиодных уличных консольных ULV–R22H–120W/DW IP65 GREY. Для молниезащиты подстанции применяются четыре стержневых молниеотвода СМ-25.

Таким образом, реконструкция подстанции 220/10 кВ «Полупроводники» не только повысит её надежность и безопасность, но и создаст основу для дальнейшего развития и интеграции в современные энергосистемы.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 2: Учебное пособие в 3-х частях. Тамбов: ТГТУ, 2017. 96 с.
2. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) // Консультант плюс: справочно–правовая система
3. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) // Консультант плюс: справочно–правовая система
4. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. 230 с.
5. Мазуркевич В.Н., Сергей И.И., Тетерина Л.В., Булат В.А. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2 : учебно–методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск : БНТУ, 2017. 62 с.
6. Малафеев А. В., Панова Е. А., Варганова А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2022. 312 с.
7. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций. 2–е изд. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2024. 192 с.
8. Молниеотводы СМ. URL: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
9. Ограничители перенапряжения 220 кВ. URL: <https://zeto.ru/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-110-220-kv/> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей // Консультант плюс: справочно–правовая система

11. РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно–правовая система
12. РД 34.21.122–87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений // Консультант плюс: справочно–правовая система
13. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 11–е изд., стер. М.: Издательский центр «Академия», 2014. 448 с.
14. Селиверстов Г.И. Электрооборудование станций и подстанций промышленных предприятий. Гомель: Электронная библиотека УО ГГТУ им. П.О. Сухого, 2011. 351 с.
15. СО 153–34.20.187–2009 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ // Консультант плюс: справочно–правовая система
16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: МЭИ, 2015. 296 с.
17. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения: ГОСТ Р 59279-2020 : ввод в действие с 01.03.2021 // Консультант плюс: справочно–правовая система
18. Технические характеристики ячеек КРУЭ–СЭЩ–220 кВ. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/podstantsii-vysokovoltное-oborudovanie/> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
19. Технические характеристики автотрансформатора АДЦТН–125000/220/110–У1. URL: <https://strostandart.info/index.php?name=files&op=view&id=4496> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
20. Технические характеристики счетчиков Меркурий. URL: russvet.ru/upload/iblock/54c/%D0%98%D0%BD%D0%BA%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BA%D1%81_katalog.pdf (Дата обращения 14.10.2024 г.)

21. Технические характеристики ячеек КРУ СЭЩ–61М. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-61m-6-10-kv/> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
22. Технические характеристики выключателей ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000. URL: <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/vvup10er.pdf> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
23. Технические характеристики силовых трансформаторов ТЛС. URL: <https://www.tdtransformator.ru/files/388/tls-re.pdf> (Дата обращения 05.02.2014.10.2024 г.)
24. Технические характеристики аккумуляторных батарей типа Groe. URL: [www.fiamm.ru/data/Catalogue/Range/SGL-SGH%20\(GroE\).pdf](http://www.fiamm.ru/data/Catalogue/Range/SGL-SGH%20(GroE).pdf) (Дата обращения 14.10.2024 г.)
25. Технические характеристики распределительного шкафа постоянного тока фирмы «Технокомплект» г. Дубна – АУОТ–М2–УХЛ4. URL: <https://www.technocomplekt.ru/catalog/products/dc-systems/auot-m-dubna-auot/> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
26. Технические характеристики светодиодного светильника ULV-R22H-120W/DW IP65 GREY. UL-00001467 Uniel. URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/678556?ysclid=m2bucgh3u3838633382&city=77> (Дата обращения 14.10.2024 г.)
27. Чумбуридзе Д. С. Электрические станции и подстанции : учебное пособие. Владикавказ: Северо–Кавказский горно–металлургический институт (государственный технологический университет). Владикавказ: Изд–во «Терек», 2014. 65 с.
28. Чернобровов Н.В. Релейная защита : учебное пособие. Издание пятое, переработанное и дополненное. М.: Альянс, 2021. 680 с.