

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 110/6 кВ  
«Разинская» с разработкой АСКУЭ»

Студент

И.А. Малявкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «Разинская» с включением разработки автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

Бакалаврская работа имеет целью повышение надежности и эффективности электроснабжения потребителей ПС 110/6 кВ «Разинская» путем ее реконструкции.

Для достижения этой цели были поставлены задачи: анализ объекта реконструкции, расчет токов короткого замыкания, выбор электрооборудования, расчет релейной защиты, разработка АСКУЭ.

Выполнены расчеты токов короткого замыкания в контрольных точках системы электроснабжения предприятия. Произведен выбор нового электрооборудования подстанции, расчет релейной защиты и автоматики, расчет освещения здания подстанции. При проведении выбора электрооборудования использовались методики выбора, отвечающие нормативным документам. Выполнены расчеты заземляющего устройства и молниезащиты, обеспечивающие надежную и безопасную работу электрооборудования. В бакалаврской работе также произведена разработка автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии с передачей данных по электросети 0,4 кВ. Рассмотрены вопросы целесообразности установки АСКУЭ и преимущества предложенного варианта реализации системы.

Пояснительная записка выполнена на 75 листах, включает 17 рисунков и 20 таблиц. Графическая часть представлена на шести чертежах формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Анализ хозяйственной деятельности предприятия .....	6
1.1 Характеристика предприятия .....	6
1.2 Характеристика объекта реконструкции .....	7
1.3 Задачи реконструкции .....	13
2 Расчет токов короткого замыкания .....	14
2.1 Общая схема замещения.....	14
2.2 Расчет сопротивлений схемы замещения .....	19
2.3 Расчет токов КЗ в расчетных точках.....	20
3 Выбор силового оборудования и токоведущих частей.....	29
3.1 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей .....	29
3.2 Реконструкция РУ 6 кВ .....	33
3.3 Выбор выключателей.....	34
3.4 Выбор РУ 6 кВ.....	38
4 Расчет релейной защиты.....	42
4.1 Расчет и выбор релейной защиты силового трансформатора 110 В .....	42
4.2 Релейная защита отходящих кабельных линий 6 кВ.....	50
5 Расчет электрического освещения здания на ПС «Разинская» .....	52
5.1 Характеристика помещений.....	53
5.2 Расчет освещения .....	54
5.3 Выбор элементов системы освещения .....	57
6 Разработка АСКУЭ .....	62
6.1 Вопрос целесообразности установки АСКУЭ .....	64
6.2 Структура автоматизированной системы учета электроэнергии.....	64
6.3 Программное обеспечение комплекса АСКУЭ .....	69
6.4 Подсистема учета электроэнергии в коммунально-бытовом секторе с передачей информации по силовым сетям.....	72

7 Расчет заземляющего устройства и молниезащиты .....	76
7.1 Расчет заземляющего устройства на ПС «Разинская» .....	76
7.2 Расчет молниезащиты подстанции.....	77
Заключение .....	80
Список используемых источников	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>

## Введение

Электроустановки потребителей электроэнергии имеют свои специфические особенности, к которым предъявляются следующие требования: надежность электроснабжения, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов. При проектировании, сооружении и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо осуществить выбор уровня питающего напряжения в соответствии с технико-экономическими аспектами, определить электрические нагрузки, выбрать тип, число и мощность трансформаторных подстанций, вид их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

В области систем электроснабжения можно считать решенными проблемы, обсуждавшиеся 20-30 лет назад: внедрение глубоких вводов, разукрупнение понизительных подстанций и максимальное их приближение к объектам электропотребления, увеличение уровня изоляции подстанции и сетей, размещение подстанций с учетом центра нагрузок, внедрение прямого пуска и самозапуска электродвигателей, устройство автоматического включения резерва, выделение потребителей особой группы первой категории и обеспечение надежной работы системы электроснабжения, диспетчеризацию и автоматизацию управления системой электроснабжения. Информатизация и компьютеризация принципиально не изменили подхода к построению, обеспечению функционирования и развитию систем электроснабжения и электрооборудования.

Данная бакалаврская работа имеет целью повышение надежности и эффективности электроснабжения потребителей ПС 110/6 кВ «Разинская» путем ее реконструкции.

Для достижения этой цели были поставлены задачи: анализ объекта реконструкции, расчет токов короткого замыкания, выбор электрооборудования, расчет релейной защиты, разработка АСКУЭ.

## **1 Анализ хозяйственной деятельности предприятия**

### **1.1 Характеристика предприятия**

ОАО «Сарапульский радиозавод - Энергомеханическое управление» является дочерним предприятием в составе ОАО «Сарапульский радиозавод - Холдинг», располагается на отдельной промплощадке в бывшем корпусе №7 по ул. Гоголя, 40.

Основной вид деятельности предприятия - выработка, транспортировка и реализация энергоресурсов. В состав энергомеханического управления входят: тепловое хозяйство, электрохозяйство, бюро промышленной безопасности и технического надзора.

Штатная численность работающих - 196 человек, в том числе электротехнический персонал - 30 человек, теплоэнергетический персонал - 77 человек.

Источником электроснабжения является: ПС «Сарапул» 110/35/10/6кВ, двухцепная ВЛ-110кВ «Сарапул -Высотная», от опоры №19 вышеуказанной ВЛ-110кВ выполнена глухая двухцепная отпайка на ПС «Разинская».

Краткая характеристика схемы электроснабжения и электрохозяйства предприятия:

- Наименование питающего центра - ПС «Разинская» 110/6кВ (включает в себя ОРУ 110кВ, имеющее 2 секции шин 110кВ, 2 силовых трансформатора 110/6кВ, двухсекционное ЗРУ 6кВ с установленным КРУ-6кВ серии КРУ-19, укомплектованное масляными выключателями).

- ЦРП (с ТП) - 3шт., ТП (двух трансформаторные) - 14шт., ТП (с одним трансформатором) - 5шт.

- Количество силовых трансформаторов 110/6кВ - 2шт.

- Количество силовых трансформаторов 6/0,4кВ - 33 шт.

- Установленная мощность трансформаторов - 44,18 тыс. кВт\*А.

- Протяженность ВЛ-110кВ - 0,12 км.

- Протяженность КЛ-6кВ - 12, 56км.
- Протяженность КЛ-0,4кВ - 5,9км.
- Численность административно-технического персонала - 4 человека.
- Оперативный персонал - 8 человек.
- Оперативно- ремонтный персонал -4 человека.
- Ремонтный персонал - 14 человек.

Предприятие поставляет электрическую и тепловую энергию на нужды населения, предприятиям и организациям г. Сарапула.

К электрическим сетям ОАО «Сарапульский радиозавод - Энергомеханическое управление» подключены потребители 1, 2 и 3 категории. Надежность электроснабжения электроприемников 1 и 2 категории обеспечивается резервированием как на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций, так и на стороне 6 и 110кВ.

Предприятие для осуществления деятельности по обеспечению работоспособности электрических сетей, имеет производственную базу, автотранспорт, подготовленный электротехнический персонал, спецтехнику (автокран, автоподъемник), стационарную и передвижную электротехническую лабораторию, необходимую оснастку и инструмент.

## **1.2 Характеристика объекта реконструкции**

ПС «Разинская» 110/6 кВ введена в строй в 1980г. Подстанция построена по типовому проекту №407-3-191 единой серии подстанций 110/6 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, с трансформаторами мощность 10 МВА с распределением всей мощности по кабельным линиям 6 кВ. Подстанция спроектирована с установкой в цепи трансформаторов отделителей ОД-110М/630 с приводом ШПОМ на отключение и короткозамыкателей КЗ-110М и приводом ШПКМ. Перед отделителями со стороны ЛЭП 110 кВ установлены ремонтные разъединители РНДЗ- 2-110/630 с приводами ПРН-220М.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме двух блоков линия-трансформатор с автоматизированной перемычкой между ними, установленной со стороны высшего напряжения трансформаторов. Для осуществления автоматики в перемычке 110 кВ установлены два отделителя: один нормальный с ручным включением и автоматическим отключением ОДЗ-2-110М с приводом ШПОМ и ПРН-110М и второй с автоматическим включением и ручным отключением ОД-110М/630 с приводом ШПОМ на включение.

Отделитель с автоматическим включением получен из нормального отделителя типа ОД-110М перестановкой на 90° главных ножей. Силовые трансформаторы ТДН-1000-110/6кВ (с РПН) имеют неполную изоляцию нейтрали 110 кВ, для защиты нейтрали приняты разрядники РВС-35+РВС-15. Для заземления нейтрали трансформаторов вместо заземлителей с ручным приводом установлены короткозамыкатели КЗ-110М. На стороне 6 кВ предусмотрена одинарная система шин, секционированная на две секции.

В нормальном режиме трансформаторы работают отдельно с устройством АВР на секционном выключателе. Распределительное устройство 6 кВ комплектуется из шкафов КРУ типа КРУ2-6Э с выключателями ВМП-10к-600-1500а с электромагнитными приводами ПЭ - 11 и ВМП-10Э-3000 с приводами ПЭВ-12.

На подстанции предусмотрены следующие виды защиты.

Силовых трансформаторов:

- Продольная дифференциальная защита с действием на включение короткозамыкателя и на отключение выключателей вводов 6 кВ. После включения короткозамыкателя, в бестоковую паузу производится отключение поврежденного трансформатора с помощью отделителя.

- Газовая защита трансформатора с действием на сигнал и на включение короткозамыкателя и отключение вводов 6кВ

- Газовая защита переключателя ответвлений РПН с действием на сигнал (первая ступень) и на включение короткозамыкателя (вторая ступень).



- Максимальная токовая защита на стороне 110кВ с двумя выдержками времени.

- Защита от перегрузки и перегрева масла с действием на сигнал.

- Защита от понижения уровня масла с действием на сигнал.

Включение короткозамыкателя при действии токовых защит предусматривается с помощью реле прямого действия, питающихся от трансформаторов тока стороны 110 кВ по схеме дешунтирования. Включение короткозамыкателя при действии газовой защиты, а также отключение отделителя и выключателя ввода 6 кВ предусмотрено от предварительно заряженных конденсаторов. Промежуточное реле газовой защиты также действует от предварительно заряженных конденсаторов. Такое выполнение защиты обеспечивает ее действие при повреждениях, сопровождающихся значительным снижением напряжения. Импульс на отключение отделителя в бестоковую паузу подается через контакты реле РТ-40, контролирующего отсутствие тока в цепи короткозамыкателя и трехфазного токового реле типа РТ-40/Р-5, включенного в цепи защиты для контроля отсутствия тока в защищаемом трансформаторе.

На подстанции предусмотрен следующий объем автоматики:

а) Автоматическое включение перемычки 110 кВ при аварийном (длительном) отключении одной из питающих линий 110 кВ.

б) Автоматическое включение секционного выключателя 6 кВ при аварийном отключении одного из трансформаторов.

в) Автоматическое повторное включение (АПВ) вводов 6 кВ, вводимое вручную или автоматически при отключении одного из трансформаторов, либо при работе обоих трансформаторов по одной цепи ЛЭП 110 кВ.

г) Автоматическое включение секционного автомата на щите собственных нужд.

д) Автоматическое управление обдувкой трансформаторов и переключателем напряжения трансформаторов под нагрузкой с применением регулятора, обеспечивающего встречное регулирование.

е) Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) предусматривает две основные категории разгрузки по частоте:

- АЧР1 - быстродействующая, предназначенная для предотвращения чрезмерного снижения частоты;

- АЧР2 - предназначенная для подъема частоты после действия АЧР1, а также для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

Для исключения перегрузки при ЧАПВ выпрямительных устройств, питающих цепи электромагнитов включения выключателей линий 6 кВ, предусматривается для первой очереди АЧР - ЧАПВ с двумя выдержками времени, которые достигаются путем разделения шинки АЧР первой очереди на две ШАЧР1а и ШАЧР1б. Разновременность ЧАПВ может быть дополнительно обеспечена при помощи различных уставок по времени АПВ линий 6 кВ.

Предусмотрена сигнализация аварийного отключения выключателей и предупреждающая сигнализация о ненормальном состоянии.

Предусмотрена электромагнитная блокировка отделителей и разъединителей 110 кВ, электрическая блокировка отделителей 110 кВ с выключателями вводов 6 кВ и короткозамыкателями при дистанционном управлении.

Оперативная блокировка разъединителей и отделителей исключает возможность следующих операций: включение и отключение под нагрузкой, включение на заземляющие ножи.

В качестве источника энергии для отключения вводных и секционного выключателя 6 кВ, а также отделителей 110 кВ используются предварительно заряженные конденсаторы.

Релейная защита, автоматика, управление и сигнализация линий 6 кВ выполнена на выпрямленном токе с применением блоков питания БПТ-1002, БПН-1002 и БПНС-1 с выходным напряжением 220 В постоянного тока.

Цепи управления, защиты и автоматики ВКРУ 6 кВ подключены к шинкам  $\pm$ ШУ. Для питания этих шинок предусмотрено применение выпрямительных блоков стабилизированного напряжения типа БПНС-1 и токовых блоков БПТ-1002 с выпрямленным напряжением 220 В.

Блок БПНС-1 обеспечивает надежное питание устройств защиты и цепей отключения выключателей при удаленных трехфазных и любых несимметричных коротких замыканиях. Для обеспечения надежного питания устройств защиты и цепей отключения выключателей при близких трех фазных коротких замыканиях используется токовый блок питания БПТ-1002, включенный на трансформатор тока средней фазы ввода 6 кВ. При такой схеме включения не требуется установка второго комплекта трансформаторов тока на вводе 6 кВ. Питание блока стабилизированного напряжения со стороны переменного тока предусматривается от сети собственных нужд 380/220 В. Выходы постоянного тока блоков питания соединены параллельно и подключены к шинам  $\pm$ ШУ панели выпрямленного тока на щите управления.

Питание шинок  $\pm$ ШУ каждой секции шин РУ-6кВ осуществляется кабелем, подключенным к шинкам  $\pm$ ШУ панели выпрямленного тока через автоматы. На подстанции предусмотрено секционирование шинок  $\pm$ ШУ в РУ 6 кВ с помощью пакетного выключателя, установленного в шкафу секционного выключателя.

Цепи сигнализации в КРУ подключены к шинам  $\pm$ ШС. Для питания этих шинок предусмотрена установка блоков напряжения типа БПН-1002, включаемых со стороны переменного тока аналогично пблокам напряжения цепей защиты. Такая схема позволила разделить цепи защиты и сигнализации, и повысить таким образом надежность цепей защиты.

Для питания цепей электромагнитов включения выключателей 6 кВ предусмотрены 2 блока питания БПРУ-66/380, от которых подается питание на шинки  $\pm$ ШП в КРУ. Предусмотрено секционирование шинок  $\pm$ ШП в КРУ с помощью рубильника, установленного в шкафу секционного выключателя

6 кВ. Питание блоков со стороны переменного тока предусматривается от сети собственных нужд 380/220 В.

Для отходящих линий 6 кВ применяются типовые схемы КРУ-2-6 на постоянном оперативном токе 220 В. На линиях 6 кВ имеющих максимальную защиту с выдержкой времени предусмотрено ускорение защиты при включении выключателя.

Питание сети собственных нужд осуществляется при напряжении 380/220 В с глухозаземленной нейтралью от двух трансформаторов ТМ 63/6/0,4 установленных открыто на отдельной площадке, присоединенных через предохранители до вводных выключателей 6 кВ. Питание оперативных цепей переменного тока выполнено через стабилизаторы напряжения. Шины щита собственных нужд секционированы на 2 секции, нормально работающие отдельно с устройством АВР на секционном автомате.

Имеется автоматизированная система электроотопления помещений распределительного устройства 6 кВ, щита управления и рабочей комнаты, обеспечивающая поддержание температуры в РУ 6 кВ не ниже  $-5^{\circ}\text{C}$  и в остальных помещениях не ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ . Для автоматического управления электроотоплением используются линии с пускателями, установленными на панелях щита собственных нужд. В качестве датчиков температуры используются терморегуляторы типа ДТКБ. Предусмотрено также автоматическое управление электрообогревом приводов отделителей и короткозамыкателей по температуре наружного воздуха.

Таким образом, подстанция состоит из трех основных конструктивных узлов: распределительного устройства 110 кВ, силовых трансформаторов, распределительного устройства 6 кВ.

Аппаратура распределительного устройства 110 кВ и силовые трансформаторы установлены открыто.

Все оборудование 6 кВ, кроме трансформаторов собственных нужд установлено закрыто в одноэтажном здании. Предусмотрено двухстороннее

обслуживание КРУ. Шинные вводы в пределах РУ 6 кВ выполнены закрытыми в металлических коробах.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов, установленных на приемных порталах 110 кВ и здании РУ 6 кВ. Защита от волн перенапряжений, набегающих с ЛЭП -110кВ, выполнена с помощью вентильных разрядников РВС-110. Расстояние от разрядников до трансформаторов по ошиновке составляет около 25 метров.

### **1.3 Задачи реконструкции**

Главными задачами ВКР являются:

- Систематизировать и доступно изложить основные вопросы реконструкции подстанции, опираясь на существующие нормативные материалы, ГОСТы и исследования в области электроснабжения промышленных предприятий.
- Рассмотреть вопросы повышения экономичности системы электроснабжения путем выбора рациональных режимов работы, снижения потерь электроэнергии, применения современного комплектного оборудования, повышения надежности.

Вывод. В первом разделе дана характеристика предприятия и подробная характеристика реконструируемой подстанции, рассмотрено электрооборудование, установленное на подстанции. Перечислены задачи реконструкции.

## 2 Расчет токов короткого замыкания

### 2.1 Общая схема замещения

Расчёт токов короткого замыкания является важным этапом реконструкции подстанции. По данным расчёта токов короткого замыкания производится выбор оборудования, токоведущих частей электроустановок и расчёт уставок релейной защиты и автоматики. Расчётным видом короткого замыкания является трёхфазное короткое замыкание.

При расчете токов КЗ. примем следующие допущения [4]:

- трехфазная цепь считается симметричной;
- отсутствует насыщение стали электрических машин;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитывается сдвиг по фазе э.д.с. различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- не учитывается влияние регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов на величину напряжения короткого замыкания ( $U_{кз}\%$ ) этих трансформаторов;
- не учитываются переходные сопротивления в месте КЗ.

Указанные допущения приводят к незначительному увеличению токов короткого замыкания (погрешность не превышает 10%, что допустимо) [2].

Расчетная электрическая схема приведена на рисунке 2.1. Исходные данные для расчетов токов КЗ приведены в таблице 2.1.

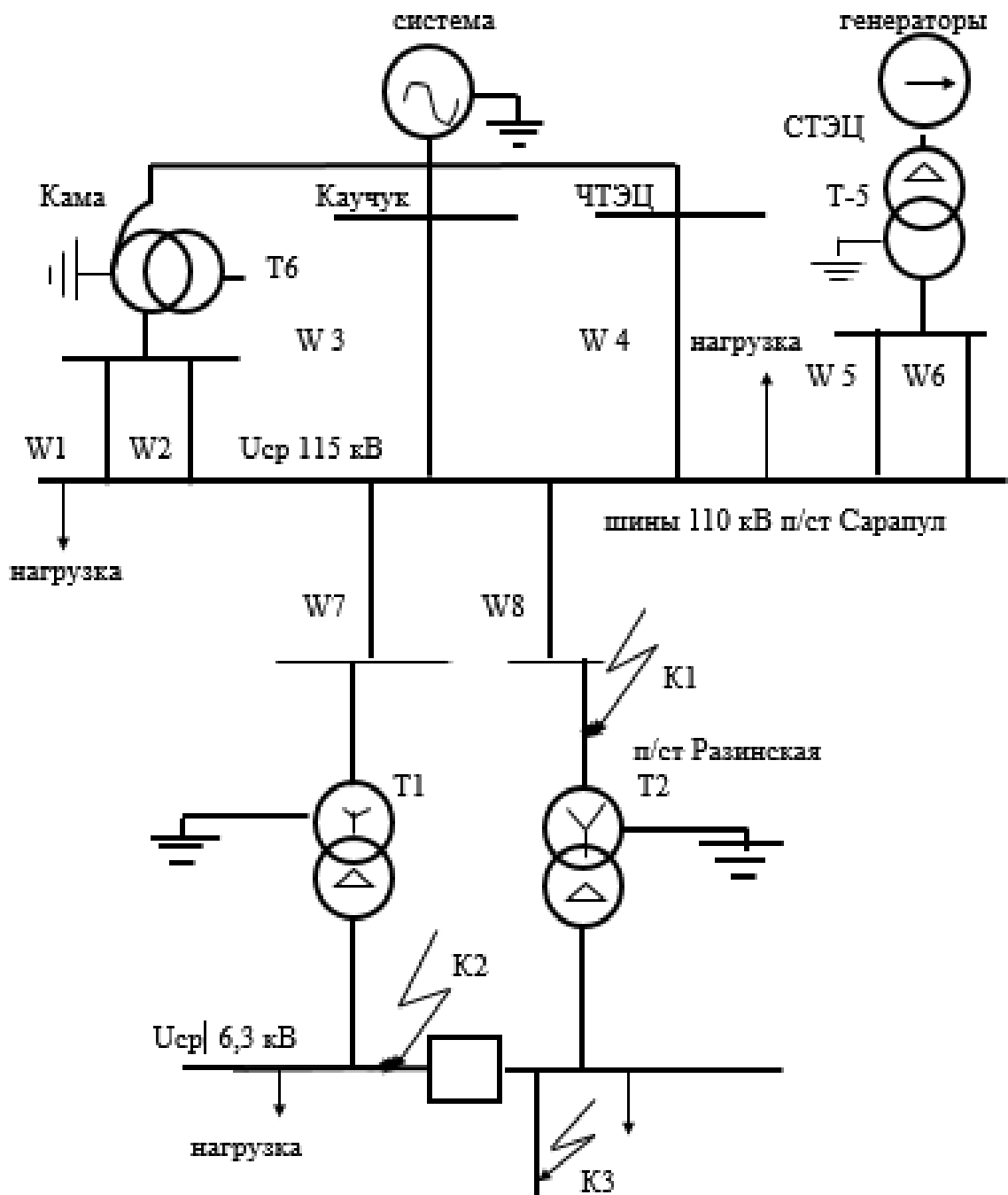


Рисунок 2.1 - Расчетная электрическая схема

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчетов токов КЗ

Оборудование	Технические характеристики		
	мощность ном. мВа	напряжение кВ	Сопротив отн. ед. X <sub>d*(ном)</sub>
1	2	3	4
СТЭЦ 2*Т-12-2У3	15	6,3	0,114

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4
Трансформаторы	мощность номинальная $S_n$ (кВА)	напряжение $U_{2 \text{ ном}}$ (кВ)	напряжение КЗ $u_k$ (%)
Т-1,2---ТДН-10000	10000	6,3	вн-нн-10,5 вн-нн-10,5
Т-5---2*ТДН-16000	16000	6,3	вн-сн-11
Т-6--2*АТДЦТН-125000	125000	115	вн-нн-45 сн-нн-28
воздушные линии	длина (км)	провод	уд.сопротивл $X(\text{уд})\text{Ом/км}$
Каучук-Сарапул (W3)	42	АС-185	0,4
ЧТЭЦ-Сарапул (W4)	47	АС-185	0,4
Кама-Сарапул-1,2(W1,2)	12	АС150	0,4
Тепловая-Сарапул-1,2(W5,6)	3	АС-95	0,4
Сарапул - Разинская(W7,8)	14,8	АС-185	0,4
кабельные линии	длина (км)	кабель	уд.сопротивл $X(\text{уд})\text{Ом/км}$
КЛ- 6 кВ фид 12	0,12	2ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 13	0,65	2ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 14	0,43	ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 15	0,12	2ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 18	0,25	АСБ 3*150	0,074
КЛ-6кВ фид. 19	0,65	АСБ 3*185	0,073
КЛ-6кВ фид. 26	1,48	ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 29	0,12	2ААБ 3*95	0,078
КЛ-6кВ фид. 31	0,65	2ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 32	0,6	2ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 33	0,65	ААШв 3*120	0,076
КЛ-6кВ фид. 34	0,35	ААБ 3*120	0,076

Расчет схемы замещения и токов КЗ произведем в относительных единицах для наиболее утяжеленного режима, т.е. когда на СТЭЦ в работе блок генератор-трансформатор и замкнут транзит Кама-Сарапул на п/ст Сарапул. Для расчетов токов КЗ рассмотрим трехфазные КЗ на шинах 110, 6 кВ, а также КЗ в конце кабельных линии 6 кВ от п/ст Разинская. Т.к. генераторы ЧТЭЦ подключены к шинам п/ст Сарапул через мощную узловую подстанцию и находятся на значительном электрическом удалении от точки КЗ, то считаем ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ запитанной от системы.

На ПС «Кама» установлены АТ-1 и АТ-2 мощностью 125 МВ\*А, через которые выполнена связь сети 110 кВ с системой.



Общая схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведена на рисунке 2.2.

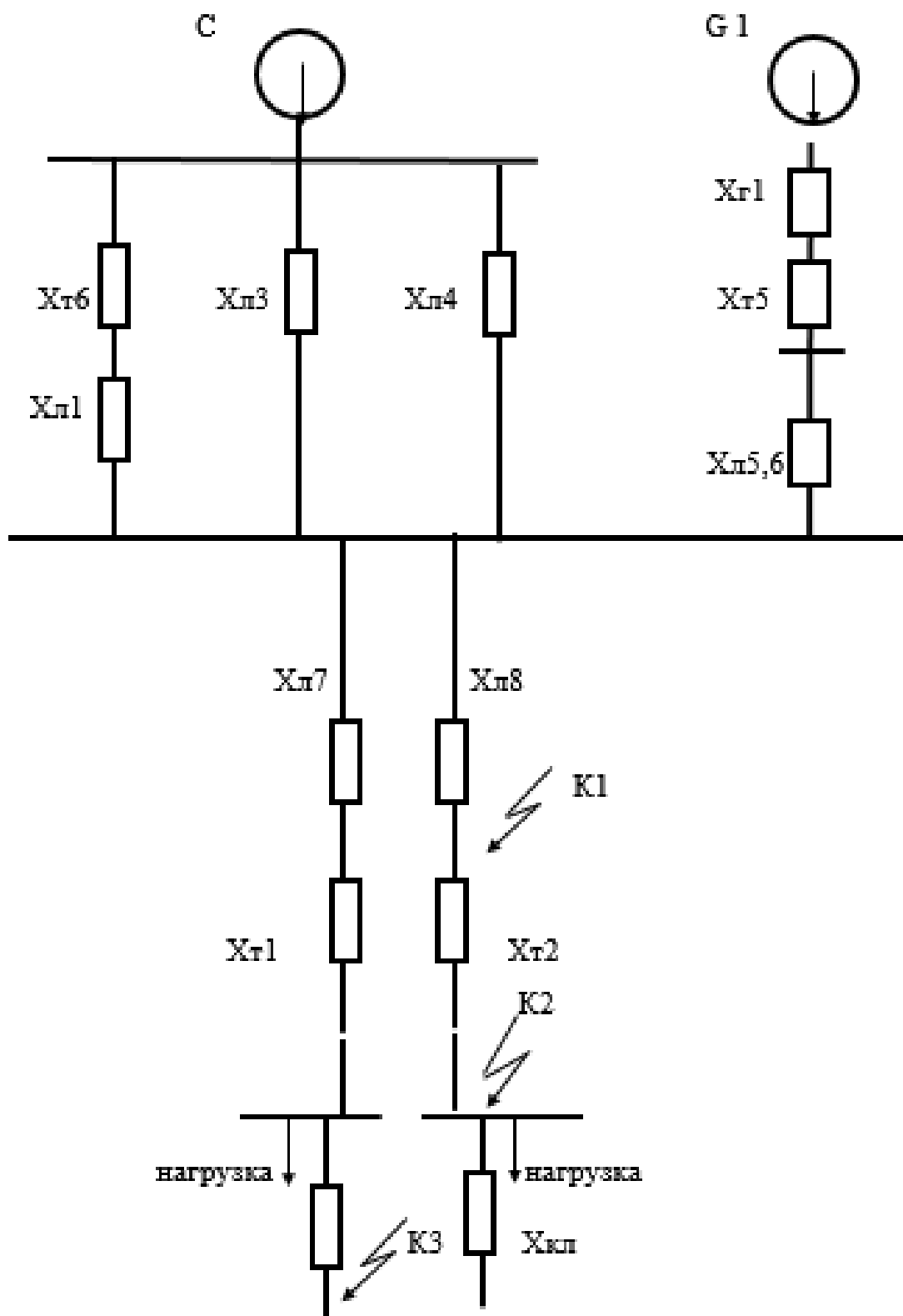


Рисунок 2.2 - Общая схема замещения для расчета токов короткого замыкания

## 2.2 Расчет сопротивлений схемы замещения

Нагрузку, расположенную вблизи генератора G1, учитываем уменьшением ЭДС генераторов до  $E''_*=1$ . Влиянием относительно малой нагрузки собственных нужд (с.н.) пренебрегаем.

Определим сопротивления схемы (рисунок 2.2) при базовой мощности  $S_{\sigma}=1000$  МВА.

Сопротивление генератора СТЭЦ G1:

$$X_{*G1}=X''_{d*ном}(S_{\sigma}/S_{ном}) \quad (2.1)$$

$$X_{*G1}=0,114(1000/15)=7,6. \quad (2.2)$$

В нормальном режиме на СТЭЦ в работе один блок генератор-трансформатор, поэтому для расчетов принимаем полученные выше сопротивления.

В дальнейшем для упрощения обозначений индекс «\*» опускаем, подразумевая, что все полученные значения сопротивлений даются в относительных единицах и приведены к базовым условиям.

Сопротивление трансформаторов T1 и T2:

$$X_{T1}=X_{T2}=(U_T\%/100)(S_{\sigma}/S_{ном}) (\%) \quad (2.3)$$

$$X_{T1}=X_{T2}=(10,5/100)(1000/10)=10,5$$

Сопротивление трансформатора T5:

$$X_{T5}=(10,5/100)(1000/16)=6,562.$$

Сопротивление трансформатора T6:

$$X_{ТВ.\%} = 0,5(45 + 11 - 28) = 14\%$$

$$X_{ТС.\%} = 0,5(11 + 28 - 45) = 0\%$$

$$X_{ТН\%}=0,5(45+28-11)=31\%$$

Т.к. на ПС Кама установлено два АТ и ШСВ-110 кВ включен, то общее сопротивление трансформаторов:

$$X_{T6} = 0,5(U_T\%/100)(S_{\sigma}/S_{ном}) (\%)$$

$$X_{ТВ6}=0,5(14/100)(1000/125)=1,12$$

$$X_{TC6}=(0/100)(1000/125)=0$$

$$X_{Tн6}=2,48$$

Сопротивление линий электропередачи (удельное сопротивление линий 110 кВ принято равным 0,4 Ом/км):

$$X_W = x_{уд} L_{W2} (S_{\sigma} / U_{cp}^2) \quad (2.4)$$

$$(двухцепная) X_{Л1,2} = (x_{уд} L_{W1} / 2) (S_{\sigma} / U_{cp}^2) = (0,4 * 12 / 2) (1000 / 115^2) = 0,18$$

$$X_{Л3} = 0,4 * 42 (1000 / 115^2) = 1,27$$

$$X_{Л4} = 0,4 * 47 (1000 / 115^2) = 1,42.$$

$$(двухцепная) X_{Л5,6} = (0,4 * 3 / 2) (1000 / 115^2) = 0,045$$

$$X_{Л7,8} = (0,4 * 14,8) (1000 / 115^2) = 0,447$$

В таблице 2.2 приведены результаты расчетов.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов  $X_k$

Показатель	$X_{K12}$	$X_{K13}$	$X_{K14}$	$X_{K15}$	$X_{K18}$	$X_{K19}$	$X_{K26}$	$X_{K29}$	$X_{K31}$	$X_{K32}$	$X_{K33}$	$X_{K34}$
Значение	0,23	0,62	0,8	0,22	0,46	1,19	2,83	0,23	0,62	0,57	1,2	0,3

## 2.3 Расчет токов КЗ в расчетных точках

### 2.3.1 Короткое замыкание в точке К1 (шины 110 кВ п/ст Разинская)

Упростим схему. Результирующее сопротивление цепи генератора G1:

$$X_{\Sigma G1} = X_{G1} + X_{T5} + X_{Л5} = 7,6 + 6,562 + 0,045 = 14,207.$$

Результирующее сопротивление ветви энергосистемы (рисунок 2.3):

$$X_{\Sigma Л1,2,3} = X_{Л1} + X_{T6} \parallel X_{Л3} \parallel X_{Л4} = 2,9.$$

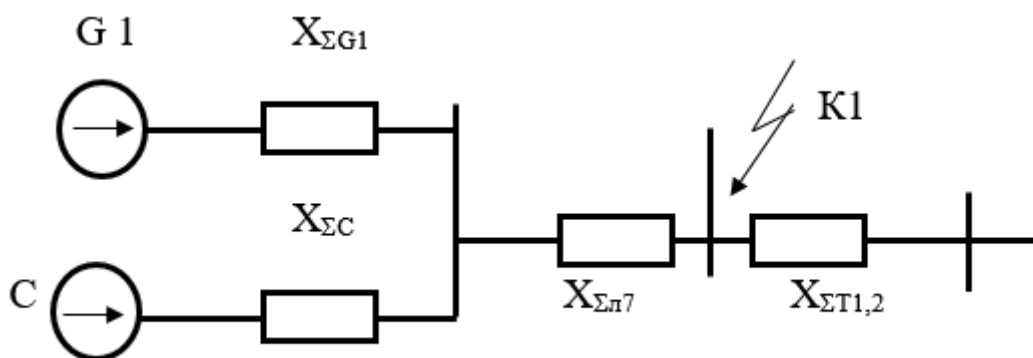


Рисунок 2.3 - Схема замещения для точки короткого замыкания К1

Общее результирующее сопротивление ветви генератора и энергосистемы:

$$X_{\SigmaЛ1,2,3\Sigma G1} = X_{\Sigma G1} \Pi X_{\SigmaЛ1,2,3} = (14,207 * 2,9) / (14,207 + 2,9) = 2,4.$$

Тогда схема замещения примет следующий вид - рисунок 2.4.

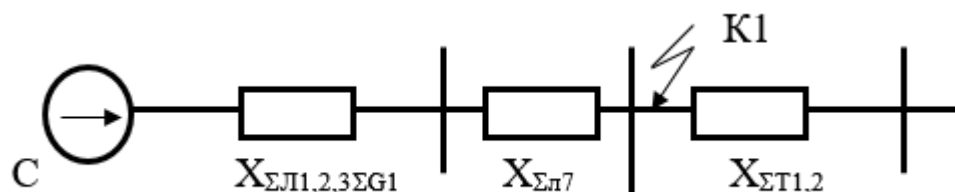


Рисунок 2.4 - Схема замещения для КЗ в точке К1

Определим результирующее сопротивление цепи система - ВЛ W7,8:

$$X_{\Sigma\text{общ.}} = X_{\SigmaЛ1,2,3\Sigma G1} + X_{\SigmaЛ7} = 2,408 + 0,447 = 2,855.$$

Конечная схема замещения при КЗ в точке К1 будет иметь следующий вид - рисунок 2.5.

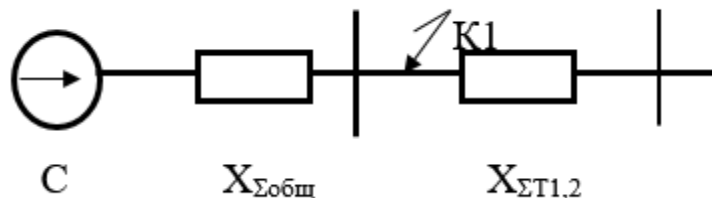


Рисунок 2.5 - Конечная схема замещения для расчета КЗ в точке К1

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{п.0} = I_{\phi} E''_* / X_* , \quad (2.5)$$

где  $I_{\phi} = S_{\phi} / \sqrt{3} U_{\text{ср.К1}}$  - базовый ток,

$X_*$  - результирующее сопротивление ветви схемы ( $X_{\Sigma\text{общ.}}$ ),

$$I_{\phi} = S_{\phi} / \sqrt{3} U_{\text{ср.К1}} = 1000 / \sqrt{3} * 115 = 5,03 \text{ кА.}$$

Суммарный ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п.0 \text{ К1}} = 5,03 * 1 / 2,855 = 1,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток при коротком замыкании в точке К1.

Из [2] возьмем значения ударных коэффициентов по ветвям схемы и определим ударные токи:

$$K_y=1,65; i_y=\sqrt{2} * 1,65*1,8=4,2 \text{ кА.}$$

Суммарный ударный ток трехфазного короткого замыкания для точки К1, равен  $i_{y, K1}= 4,2 \text{ кА}$ .

Двухфазный ток короткого замыкания в точке К1, определяется по формуле:

$$I_{ki}^{(2)}=(\sqrt{3} \div 2)*I_{п.0} \quad (2.6)$$

$$I_{ki}^{(2)}=(\sqrt{3} \div 2)*1,8=1,55 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К1, определяется по формуле:

$$S_{ki}^{(3)}=\sqrt{3} * U_{cp.K1} * I_{п.0} \quad (2.7)$$

$$S_{ki}^{(3)}=1,73*115*1,8=358 \text{ кВА.}$$

### 2.3.2 Короткое замыкание в точке К2 (шины 6кВ)

Используя результаты преобразований предыдущего расчета, схему замещения для данной точки короткого замыкания можно представить в виде, показанном на рисунке 2.6

Т.к. СМВ-6 кВ отключен, то считаем ток КЗ на одной с.ш.-6кВ с учетом сопротивления одного трансформатора.

$$X_{рез1} = X_{\Sigma 1} + X_{Т1}=2,855+10,5=13,355 \quad (2.8)$$

Ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п.0}=I_6 E'' * / X_{рез1}, \quad (2.9)$$

где  $I_6$  - базовое значение тока при среднем напряжении в точке короткого замыкания:

$$I_6=S_6/\sqrt{3} U_{cp.K2}=1000/\sqrt{3} *6,3=91,64 \text{ кА при } U_{cp.K2}=6,3 \text{ кВ.}$$

Таким образом, ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п.0}=91,64*1,0/13,355=6,8 \text{ кА.}$$

Ударные коэффициент для схемы замещения из [2]  $K_y=1,95$ .

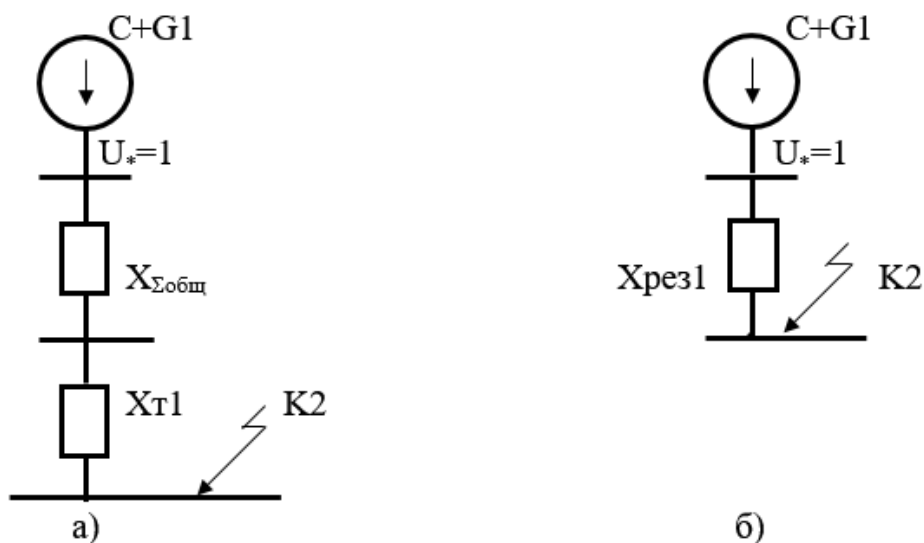


Рисунок 2.6 - Схемы замещения для точки короткого замыкания К2

Ударный ток при коротком замыкании в точке К2.

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{п.0} = \sqrt{2} * 1,95 * 6,8 = 18,75 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток короткого замыкания в точке К2, определяется по формуле:

$$I_{ki}^{(2)} = (\sqrt{3} \div 2) * 6,8 = 5,88 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К2, определяется по формуле:

$$S_{ki}^{(3)} = 1,73 * 6,3 * 6,8 = 74 \text{ КВА.}$$

### 2.3.3 Короткое замыкание в точках К3 (КЛ-6 кВ)

Схема замещения - на рисунке 2.7. Результаты расчетов - в таблице 2.3.

$$\text{Здесь } X_{рез2} = X_{\Sigma 1} + X_{клп}. \quad (2.10)$$

Таблица 2.3 – Результаты расчетов Xрез

Показатель	Xрез <sub>1</sub>	Xрез <sub>13</sub>	Xрез <sub>14</sub>	Xрез <sub>15</sub>	Xрез <sub>18</sub>	Xрез <sub>19</sub>	Xрез <sub>26</sub>	Xрез <sub>29</sub>	Xрез <sub>31</sub>	Xрез <sub>32</sub>	Xрез <sub>33</sub>	Xрез <sub>34</sub>
Значение	13,58	13,975	14,155	13,575	13,81	14,545	16,185	13,585	14	13,9	14,555	14,655

$$I_{п.0} = I_{\delta} E''_* / X_{рез2}, \quad (2.11)$$

где  $I_{\delta}$  - базовое значение тока при среднем напряжении в точке К3:



$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_{cp.K3} = 1000 / 1,73 * 6,3 = 91,6 \text{ кА.}$$

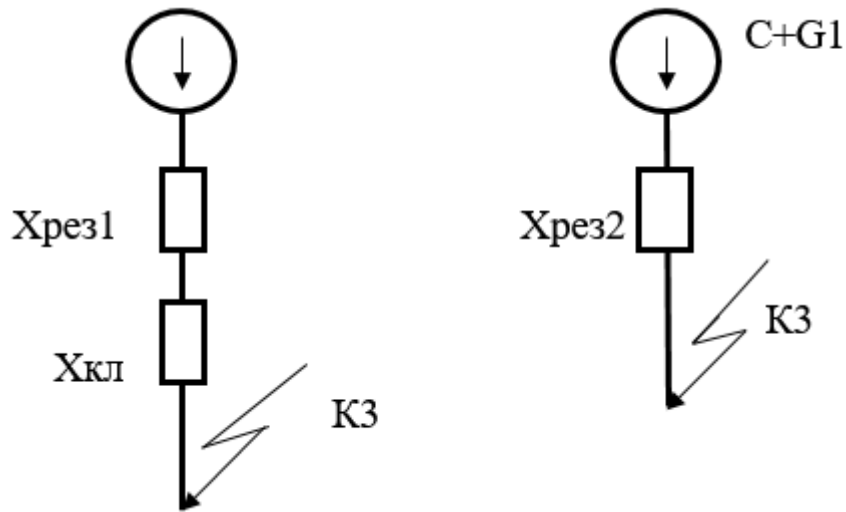


Рисунок 2.7 - Схема замещения для точки короткого замыкания КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания в точке КЗ (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Результаты расчетов  $I_{п}$ , кА

Показатель	$I_{п,0,12}$	$I_{п,0,13}$	$I_{п,0,14}$	$I_{п,0,15}$	$I_{п,0,18}$	$I_{п,0,19}$	$I_{п,0,26}$	$I_{п,0,29}$	$I_{п,0,31}$	$I_{п,0,32}$	$I_{п,0,33}$	$I_{п,0,34}$
Значение	6,72	6,55	6,47	6,74	6,6	6,29	5,65	6,74	6,54	6,58	6,29	6,7

Ударные коэффициенты для схемы замещения принимаем из [2].

Ударный ток при коротком замыкании в точке КЗ (таблица 2.5).

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{п,0}, \text{ кА.} \quad (2.12)$$

Таблица 2.5 – Результаты расчетов  $i_y$ , кА

Показатель	$i_{y,0,12}$	$i_{y,0,13}$	$i_{y,0,14}$	$i_{y,0,15}$	$i_{y,0,18}$	$i_{y,0,19}$	$i_{y,0,26}$	$i_{y,0,29}$	$i_{y,0,31}$	$i_{y,0,32}$	$i_{y,0,33}$	$i_{y,0,34}$
Значение	15,2	14,8	14,63	15,25	14,9	14,23	12,7	15,25	14,79	14,8	14,23	15,1

Двухфазный ток короткого замыкания в точках КЗ - в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчетов  $I_k^{(2)}$ , кА

Показатель	$I_{k12}^{(2)}$	$I_{k13}^{(2)}$	$I_{k14}^{(2)}$	$I_{k15}^{(2)}$	$I_{k18}^{(2)}$	$I_{k19}^{(2)}$	$I_{k26}^{(2)}$	$I_{k29}^{(2)}$	$I_{k31}^{(2)}$	$I_{k32}^{(2)}$	$I_{k33}^{(2)}$	$I_{k34}^{(2)}$
Значение	5,81	5,67	5,6	5,83	5,71	5,44	4,89	5,83	5,66	5,69	5,44	5,8

Мощность короткого замыкания в точке К3 рассчитана в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчетов  $S_k^{(3)}$ , кВА

Показатель	$S_{k12}^{(3)}$	$S_{k13}^{(3)}$	$S_{k14}^{(3)}$	$S_{k15}^{(3)}$	$S_{k18}^{(3)}$	$S_{k19}^{(3)}$	$S_{k26}^{(3)}$	$S_{k29}^{(3)}$	$S_{k31}^{(3)}$	$S_{k32}^{(3)}$	$S_{k33}^{(3)}$	$S_{k34}^{(3)}$
Значение	73	71,4	70,6	73,5	72	68,6	61,6	73,5	69,8	71,8	68,6	73

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 - Токи КЗ в расчетных точках схемы п/ст Разинская

Точка КЗ	Источник	$I_{п,0}^{(3)}$ кА	$i_{уд}^{(3)}$ кА	$I_{ki}^{(2)}$ кА	$S_{ki}^{(3)}$ МВА
К1 (шины 110 кВ)	Суммарное значение	1,8	4,2	1,55	358
К2 (шины 6 кВ)	Энергосистема	6,8	18,75	5,88	74
КЗ(кл 6 кВ)					
Фидер 12	Энергосистема	6,72	15,2	5,81	73
Фидер 13	Энергосистема	6,55	14,8	5,67	71,4
Фидер 14	Энергосистема	6,47	14,63	5,6	70,6
Фидер 15	Энергосистема	6,74	15,25	5,83	73,5
Фидер 18	Энергосистема	6,6	14,9	5,71	72
Фидер 19	Энергосистема	6,29	14,23	5,44	68,6
Фидер 26	Энергосистема	5,65	12,7	4,89	61,6
Фидер 29	Энергосистема	6,74	15,25	5,83	73,5
Фидер 31	Энергосистема	6,54	14,79	5,66	69,8
Фидер 32	Энергосистема	6,58	14,8	5,69	71,8
Фидер 33	Энергосистема	6,29	14,23	5,44	68,6
Фидер 34	Энергосистема	6,7	15,1	5,8	73

Вывод. Во втором разделе были проведены расчеты токов короткого замыкания, необходимые для выбора электрооборудования, релейной защиты и системы заземления подстанции. Результаты расчетов сведены в таблицы.



### 3 Выбор силового оборудования и токоведущих частей

Электрооборудование выбирают по номинальным параметрам, а затем осуществляют проверку на действие токов короткого замыкания.

В ОРУ-110 кВ в соответствии со схемой подстанции необходимо выбрать разъединители, отделители, короткозамыкатели, ошиновку и разрядники.

В РУ-6 кВ предполагается выбрать тип распределительного устройства, выключатели на вводе трансформаторов и линейные, трансформаторы тока и напряжения, разрядники.

#### 3.1 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей 110 кВ

На подстанции в настоящее время применяются разъединители РНДЗ-110/1000. Они относятся к разъединителям горизонтально-поворотного типа.

Выбор разъединителя производится:

- по напряжению установки -  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ ,
- по длительному току -  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб нб}}$ ,
- по электродинамической стойкости -  $I_{\text{пр скв}} \geq I_{\text{п0}}$ ,
- по термической стойкости:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \quad (3.1)$$

где  $W_k$  - расчётный тепловой импульс,  $\text{кА}^2 * \text{с}$ , определяется из выражения:

$$W_k = I^2_{\text{по}} (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (3.2)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t^{\circ} \text{п.в.}, \quad (3.3)$$

где  $T_a = 0,02$  сек - постоянная времени затухания апериодических составляющих тока КЗ по [2].

$$W_{\text{кс}} = 1,8^2 (0,05 + 0,02 + 0,01) = 0,25 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$W_{\text{к110}} = 0,25 \text{ кА}^2 * \text{с}$  - для разъединителей 110 кВ.

Рабочие токи на контактах:

$$I_{\text{раб.н}} = S / \sqrt{3} * U_{\text{н}} \quad (3.4)$$

Рабочие токи рассчитываем, исходя из максимальной нагрузки п/ст из проектной мощности  $S_{\text{макс}}=18,2$  МВА, тогда:

$$I_{\text{раб.н}} = 18200 / 1,7 * 110 = 95 \text{ А}$$

На основании вышеизложенных соображений выбираем для установки в ОРУ-110 кВ разъединители РГП-2-110/1000 УХЛ1 с приводом типа ПРГ-2БУХЛ1. Стоимость разъединителя 89961,47 рублей. На данном разъединителе применяются колонки изоляторов ИОСПК-10-110/450.

Вышеуказанные разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, заземления отключенных участков при помощи заземлителей, а также отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Структура условного обозначения:

РГ.Х-К-110П/Х УХЛ1:

Р - разъединитель;

Г - горизонтально-поворотного типа;

Х - количество заземлителей (1; 2) или без заземлителей;

К - для килевой установки;

110 - номинальное напряжение, кВ;

П - исполнение изоляции по ГОСТ 9920-89;

Х - номинальный ток, А (1000; 1600; 2000);

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Условия эксплуатации:

Высота над уровнем моря не более 1000 м. Температура окружающего воздуха от минус 60 до 40°C. Допускается установка разъединителей на высоте до 2300 м над уровнем моря в условиях, при которых достаточным является уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-76 (испытательный грозовой

импульс относительно земли 450 кВ). Требования техники безопасности по ГОСТ 12.2.007.3-75. Разъединители соответствуют ТУ 3414-028-41586029-98. ТУ 3414-028-41586029-98.

Гарантийный срок - 5 лет со дня ввода в эксплуатацию.

Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ выполнены с повышенной электрической прочностью и улучшенными эксплуатационными свойствами. Присоединительные размеры новых разъединителей выбраны с учетом возможности установки их на существующие опорные конструкции разъединителей серии РДЗ-110.

Разъединители серии РГ-110 по сравнению с выпускаемыми до настоящего времени разъединителями серии РДЗ-110 имеют следующие преимущества:

- изоляция разъединителей выдерживает более высокое (550 кВ) испытательное напряжение грозового импульса относительно земли и между полюсами, поэтому могут эксплуатироваться и в высокогорных районах;

- контакты главных ножей и заземлителей выполнены с использованием контактных стержней из бериллиевой бронзы, что позволило отказаться от пружин и не требует регулировок контактного нажатия в эксплуатации в течение всего срока службы;

- выводные контакты - скользящего типа (вместо гибких связей) с вращением на закрытых шарикоподшипниках качения с заложеной в них долговременной смазкой на весь срок службы и с герметичным уплотнением подшипников и контактов;

- в основаниях поворотных колонок установлены закрытые шарикоподшипники с заложеной в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течение всего срока службы;

- шарниры тяг и валов имеют полимерное покрытие с низким коэффициентом трения и не требуют обслуживания;

- увеличена жесткость цоколя;

- предусмотрена возможность бесступенчатой регулировки наклона поворотных оснований с изоляторами для установки захода главных ножей в разъемном контакте;

- малые моменты на рукоятках приводов при оперировании (в 1,5-2 раза меньше, чем в РДЗ-110) стабильные в течение всего срока службы;

- все части разъединителя имеют стойкие антикоррозийные покрытия (в том числе горячее цинкование, полимерное покрытие); контактная система изготовлена из меди с покрытием серебром и оловом.

Общий вид и габаритные размеры разъединителей приведены на рисунке 3.1.

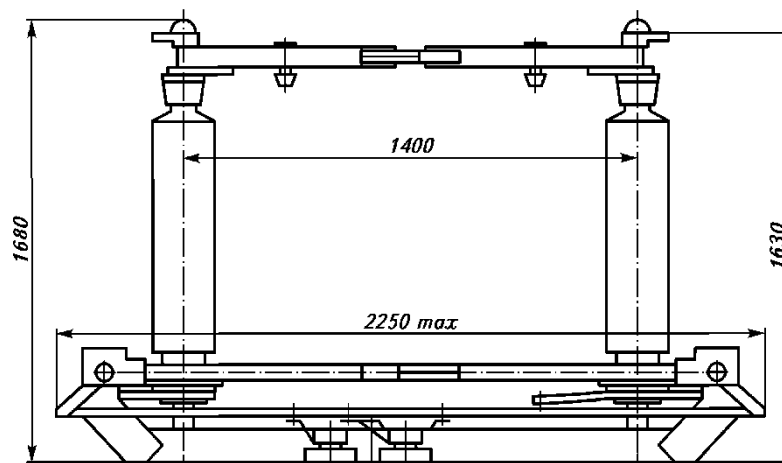


Рисунок 3.1 - Разъединитель РГ-110

Отделители выбираются по тем же условиям, что и разъединители, для снижения стоимости реконструкции ПС «Разинская», т.к. по результатам технического диагностирования оборудования ОРУ-110кВ, срок эксплуатации установленных отделителей продлен на 5 лет, замену установленных отделителей типа ОД-110М-1000 и ОДЗ-110М-1000 не производим.

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, что и разъединители и отделители, кроме условия по длительному току, а именно,



$I_{ном} \geq I_{раб.нб}$ , так как у короткозамыкателей по условию их использования рабочий ток не рассчитывается. На ОРУ-110 кВ установлены короткозамыкатели типа КЗ-110УХЛ1, удовлетворяющие требованиям.

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей оформляем в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры разъединителей, отделителей и короткозамыкателей 110 кВ

Параметры		110 кВ							
		расчетные данные			каталожные данные				
$U_{уст} = U_n$ $I_{раб.у.} = I_n$ $i_y = i_{пр.скв.}$ $Вк = I^2_{тер} * t_{тер}$		110кВ	95А	1,8 кА	1,15кА <sup>2</sup> .С	110кВ	1000А	80кА	3969кА <sup>2</sup> .С
ТИП	U <sub>n</sub> кВ	I <sub>n</sub> А	Амплитуда предельного сквозного I, кА	Предельный ток термической стойкости/допуст время, кА/сек		Тип привода			
				Главных ножей	Заземляющих ножей				
ОД-110	110	1000	80	31,5/3	31,5/3	ШПОМ-У1 и ПРН-110М			
КЗ-110	110	—	51	20/3	20/3	ШПКМ			
РГЗП-110	110	1000	80	31,5/3	31,5/4	ПРГ-2БУХЛ1.			

Вывод: Разъединители, отделители и короткозамыкатели удовлетворяют всем требованиям.

### 3.2 Реконструкция РУ 6 кВ

В настоящее время в России и в странах СНГ в эксплуатации находится большое количество комплектных распределительных устройств (КРУ) прежних годов выпуска, в целом работоспособных, но укомплектованных коммутационными аппаратами, ресурс которых либо отработан, либо близок к завершению. Ровенский завод высоковольтной аппаратуры предлагает продлить срок службы таких КРУ благодаря специально разработанной

программе Ретрофит.

Программа Ретрофит предполагает замену отработавших свой ресурс масляных и электромагнитных коммутационных аппаратов на современные, надежные и долговечные вакуумные или элегазовые выключатели. Реконструкция КРУ заключается в модернизации старого выкатного элемента за счет установки на нем универсального модуля с новым выключателем, либо в полной замене старого выкатного элемента КРУ на новый.

Обновление энергохозяйства по программе Ретрофит требует минимальных затрат и проводится в кратчайшие сроки, так как существующие в модернизируемых КРУ блокировки и схемы релейной защиты не требуют доработки, а габаритные, установочные и присоединительные размеры новых модулей и выкатных элементов полностью соответствуют размерам заменяемых аппаратов.

Универсальные модули с вакуумными выключателями серий ВР1 и ВР2 предназначены для реконструкции выкатных элементов комплектных распределительных устройств (КРУ), работающих при номинальном напряжении 6-10 кВ. Серийно выпускается более трех десятков типоразмеров универсальных модулей, которые применяются для замены отработавших свой ресурс масляных и электромагнитных выключателей типов ВМП-10П, ВМП-10, ВМП-10К, ВМП-10Е, ВМПЕ-10, ВМГ-133-10 в ячейках КРУ серий К-III, К-IIIу, К-ХII, К-XXV, К-XXVI, КР-10, КРУ-2-10, КРУ-2-6.

### **3.3 Выбор выключателей**

Вакуумные выключатели ряда серий ВР предназначены для коммутации электрических цепей переменного тока с номинальным напряжением 6-10 кВ и частотой 50-60 Гц при нормальных и аварийных режимах работы в системах с изолированной или частично заземленной нейтралью.

Выключатели ВР применяются для работы во вновь устанавливаемых комплектных распределительных устройствах (КРУ) внутренней и наружной установки.

В выключателях ВР используются самые современные вакуумные камеры, производства ABB Calor Emag и SIEMENS. Вакуумные камеры имеют один неподвижный и один подвижный контакты, которые выполнены из специальных легированных сплавов. При отключении нагрузки между контактами вакуумной камеры образуется электрическая дуга, горение которой поддерживается за счет испарения электродного материала контактов. Электрическая дуга гасится практически при естественном переходе тока через ноль.

В выключателях ВР применяется универсальный электромагнитный привод, который имеет две независимо управляемые катушки включения и отключения.

Универсальный привод выключателей ВР обеспечивает надежное и стабильное включение и отключение с нормированными параметрами, имеет возможность ручного оперативного отключения при помощи рукоятки ручного отключения, имеет относительно небольшие габариты и массу и не требует обслуживания и регулировок в течение всего срока службы.

Вакуумные выключатели ВР полностью соответствуют требованиям эксплуатации: их отличает надежность, безопасность, универсальность и экономичность.

В цепи ввода 6 кВ силового трансформатора и между секциями шин выбираем выключатели ВР2-6 - 2000 - 31,5У2 по приведенной ниже методике.

Выбор производится:

- по номинальному напряжению установки,
- по длительному току:

$$I_{\text{раб.у.}} = I_{\text{н}} \quad (3.5)$$

$$I_{\text{раб.у.}} = S_{\text{макс}} / \sqrt{3} * U_{\text{н}} = 18200 / 1,73 * 6 = 1784 \text{ А}$$

- по коммутационной способности симметричного тока к.з.

$$I_{п.т.} \leq I_{отк.ном} \quad (3.6)$$

- апериодической составляющей

$$i_{а.т.} \leq i_{а.ном} \quad (3.7)$$

где  $i_{а.ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{отк.ном}$ .

Если условие  $I_{п.т.} \leq I_{отк.ном}$  выполняется, а  $i_{а.т.} \leq i_{а.ном}$  не выполняется, то согласно ГОСТ 687 - 78 допускается проверить выключатель по полному току:  $(\sqrt{2} I_{п.т.} + i_{а.т.}) \leq \sqrt{2} I_{отк.ном} (1 + \beta_{ном})$ .

- по способности выключателя включаться на к.з.:

$$I_{по.} \leq I_{вкл.ном} \quad (3.8)$$

$$i_{у} \leq i_{вкл.ном} \quad (3.9)$$

- по электродинамической стойкости выключателя:

$$I_{по.} \leq I_{пр.скв.} \quad (3.10)$$

$$i_{у} \leq i_{пр.скв.} \quad (3.11)$$

- по термической стойкости выключателя:

$$Вк.расч = I^2 \text{ тер} * t_{тер} \quad (3.12)$$

Вакуумные выключатели серии ВР2 предназначены для работы во вновь устанавливаемых комплектных распределительных устройствах (КРУ) внутренней установки серии КУ-10Ц, производства ОАО «РЗВА», а также в ячейках КРУ большинства серий, производимых другими заводами. Кроме того, выключатели ВР2 широко используются для реставрации ячеек КРУ, с отработавшими свой ресурс коммутационными аппаратами.

Вакуумные выключатели ВР2 выпускаются в двух вариантах конструктивного исполнения, в соответствии с двумя типами используемых литых полюсов, имеющих разное межконтактное расстояние:

- выключатели на номинальный ток 630; 1 000 А (межконтактное расстояние 205 мм),

- выключатели на номинальный ток 1 600; 2 000 А (межконтактное расстояние 310 мм).

Вакуумные выключатели ВР2 соответствуют требованиям ГОСТ 687, ГОСТ 18397 и ТУ У 22588376.010-2000 и производятся в условиях, контролируемых системой менеджмента качества, функционирующей в соответствии с требованиями ISO 9001.

Срок эксплуатации выключателей до списания - не менее 25 лет.  
Гарантийный срок эксплуатации - 4 года.

Расчётные данные выключателя типа ВР2 - 6 - 2000 - 31,5У2 :

$$\tau = t_{p.з.min.} + t^{\circ}c.в. \quad (3.13)$$

$$\tau = 1,2 + 0,05 = 1,25 \text{ с}$$

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} I_{по} * l - \tau / t_{a} \quad (3.14)$$

где  $l - \tau / t_{a} = 0,07 \text{ с}$  по [2, стр.161],

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} * 6,8 * 0,07 = 0,67 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} * 0,67 * 31,5 = 29,8 \text{ кА}$$

$$I_{п. т.} = I_{по} = 6,8 \text{ кА}$$

$$Вк.расч = I^2_{по} (t_{отк} + T_{a}) = 66,35 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$I^2_{тер} * t_{тер} = 31,5^2 * 3 = 2976 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Выбор выключателей оформляем в виде таблицы 3.2.

Таблица 3.2 - Данные выбранных выключателей вводов 6 кВ Т-1,2 и СМВ-6 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
U <sub>уст</sub> = U <sub>н</sub>	6 кВ	6 кВ
I <sub>раб.у.</sub> = I <sub>н</sub>	1784 А	3150 А
I <sub>п. т.</sub> = I <sub>отк.н</sub>	6,8 кА	31,5 кА
i <sub>a.т.</sub> = i <sub>a.ном.</sub>	0,67кА	29,8 кА
I <sub>по.</sub> ≤ I <sub>вкл.ном.</sub>	6,8кА	31,5 кА
i <sub>у</sub> = i <sub>вкл.ном.</sub>	18,75кА	80 кА
I <sub>по.</sub> ≤ I <sub>пр.скв.</sub>	6,8 кА	31,5 кА
i <sub>у</sub> = i <sub>пр.скв.</sub>	18,75 кА	80 кА
Вк = I <sup>2</sup> <sub>тер</sub> * t <sub>тер</sub>	66,35кА <sup>2</sup> .С	2976 кА <sup>2</sup> .С

Вывод: Выключатель удовлетворяет всем требованиям.

На отходящих кабельных линиях выбираем выключатель ВР2 - 6 - 630 - 20У2.

Выбор выключателей оформляем в виде таблицы 3.3

Таблица 3.3 - Данные выбранных выключателей, отходящих кабельных линий 6 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Ууст = Ун	6 кВ	6 кВ
Іраб.у. = І н	490 А	630 А
Іп. т. = Іотк.н	6,74 кА	20 кА
іа.т. = іа.ном.	0,66 кА	18,6 кА
Іпо. ≤ Івкл.ном	6,74 кА	20 кА
іу = івкл.ном.	15,25кА	51 кА
Іпо. ≤ Іпр.скв	6,74кА	20 кА
іу = іпр.скв.	15,25кА	52 кА
Вк = І <sup>2</sup> тер * тер	158 кА <sup>2</sup> .С	1600 кА <sup>2</sup> .С

Вывод: Выключатель удовлетворяет всем требованиям.

### 3.4 Выбор РУ 6 кВ

На реконструируемой подстанции в ЗРУ-6 кВ установлено и используется комплектное распределительное устройство (КРУ) со шкафами выкатного исполнения К26 на отходящих фидерах и К27 на вводе Т1,2 и секционного выключателя. Параметры этих шкафов удовлетворяют всем параметрам выбранных выключателей, как на отходящих линиях, так и ввода трансформатора.

Предлагается продолжить использовать шкафы К26 и К27, но с заменой старых, изношенных выкатных элементов на выкатные элементы с вакуумными выключателями, что значительно упростит и удешевит реконструкцию подстанции.

Выкатные элементы с вакуумными выключателями предназначены для реконструкции комплектных распределительных устройств (КРУ),

работающих при номинальном напряжении 6-10 кВ, в тех случаях, когда модернизация старых выкатных элементов при помощи универсальных модулей нецелесообразна по техническим или экономическим причинам. Для проведения реконструкции не требуется выведения КРУ из эксплуатации, а сама реконструкция заключается в простой замене старого выкатного элемента на новый. Это становится возможным, потому что:

- габаритные и присоединительные размеры новых выкатных элементов полностью совпадают с размерами заменяемых,
- принципиальные электрические схемы привода нового выключателя эквивалентно заменяют соответствующие схемы старого выключателя,
- схемы релейной защиты и блокировки остаются неизменными.

Надежность выкатных элементов по механическому и коммутационному ресурсу зависит от типа применяемого выключателя и для вакуумных выключателей серии ВР составляет:

- механический ресурс - 100 000 циклов,
- коммутационный ресурс при номинальных токах - 50 000 циклов,
- коммутационный ресурс по отключению токов короткого замыкания - 100 отключений.

Сводная ведомость выбранного оборудования показана в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Сводная ведомость выбранного оборудования

Тип оборудования	Кол-во	До реконструкции	После реконструкции
ОРУ-110 Кв			
1. Трансформаторы	2	ТДН-10000- 110\6	ТДН 10000-110\6
2.Разъединители	2	РНДЗ-2-110/630 У1 с ПРН-220У1	РГП-2-110/1000 УХЛ1 с ПРГ- 2Б-УХЛ1
3.Отделители	3	ОД-110М/1000 с ШПОМ	ОД-110М/1000 с ШПОМ
	1	ОДЗ-110М-1000 с ШПОМ на включение	ОДЗ-110М-1000 с ШПОМ на включение
4.Короткозамыкатели	4	КЗ-110М с ШПКМ	КЗ-110М с ШПКМ
5. ТСН	2	ТМ-63-6/0,4	ТМ-63-6/0,4
6.Трансформаторы тока	6	Встроенные в трансформатор	Встроенные в трансформатор

Продолжение таблицы 3.4

7.Разрядники 110 кВ	6	РВС-110 с РР-1	РВС-110 с РР-1
8.Разрядники 6 кВ	6	РВС-6	РВС-6
РУ-6 кВ			
9.Выключатели Т1,Т2,СМВ	3	ВМП-10Э-3000	ВР2-6 - 2000 - 31,5У2
10.Выключатели присоедин.	12	ВМП-10к-600-1500а	ВР2 - 6 - 630 - 20У2
11.Трансформаторы тока Т1,Т2, СВМ.	17	ТПОЛ-6У3 0,5/Р	ТПОЛ-6У3 0,5/Р
12.Трансформаторы тока присоединений	24	ТПОЛ-6У3 0,5/Р	ТПОЛ-6У3 0,5/Р
13.Трансформаторы напряжения	2	НТМИ-6-66У3	НТМИ-6-66У3

Выбор оборудования был произведен с учетом современных требований к оборудованию по каталогам отечественных заводов изготовителей электротехнического оборудования. Выбор основан на принципе оптимального сочетания «цена - качество». Вакуумные выключатели могут эксплуатироваться 30-40 лет при соблюдении эксплуатационных норм. При этом эксплуатационные затраты для вакуумных выключателей значительно ниже чем у масляных.

При современном состоянии электротехнического оборудования и инвестиционных возможностей предприятия данный выбор оборудования представляется оптимальным.

Вывод. В третьем разделе проведен выбор силового оборудования и токоведущих частей. Были выбраны разъединители, отделители, короткозамыкатели, выключатели, РУ 6 кВ. Дано обоснование сделанного выбора.





## **4 Расчет релейной защиты**

### **4.1 Расчет и выбор релейной защиты силового трансформатора 110кВ**

Выбор оперативного тока. Для питания релейной защиты на данной подстанции принимаем напряжение 220 В переменного тока. Основой выбора для релейной защиты служит его дешевизна перед другими источниками питания, например, чтобы питать релейную защиту постоянным током на подстанции необходимо установить аккумуляторы и устройства для их подзарядки.

Релейная схема и схема управления будет питаться от силовых трансформаторов, которые установлены на подстанции и предназначены для питания собственных нужд.

Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита приводит в действие сигнальные устройства.

Для трансформаторов  $U_n=110$  кВ с глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

1. Многофазные замыкания в обмотках и на выводах.
2. Однофазные замыкания на землю в обмотке и на выводах-вводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью.
3. Витковых замыканий в обмотках.
4. Токов в обмотках обусловленными внешним коротким замыканием.
5. Понижением уровня масла.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и на отключение при сильном газообразовании и дальнейшим понижением уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена:

а) Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Указанная защита должна действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

б) Продольная дифференциальная защита с выдержкой.

На трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более в качестве защиты от токов обмотках обусловленных внешними много фазными к.з. должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение. На понижающих трансформаторах максимальная токовая защита с комбинированным пуском от напряжения или без него.

При выборе тока срабатывания МТЗ необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторах и ток самозапуска электродвигателей, питающих от трансформаторов.

Защиту от токов, обусловленных внешними монофазными к.з. следует устанавливать:

1. На 2-х обмоточных трансформаторах со стороны основного питания.
2. При применении накладных трансформаторов тока на стороне высшего напряжения со стороны низкого напряжения на двух обмоточных трансформаторах.

На рисунке 4.1 изображена схема релейной защиты трансформатора напряжением 110/6 кВ и мощностью 10000 кВА.

Представленная схема имеет токовую отсечку на стороне высокого напряжения и максимально - токовую защиту (далее по тексту МТЗ) на стороне низкого напряжения, а также имеет газовую защиту от внутренних повреждений в трансформаторе.

При внутренних повреждениях в трансформаторе срабатывает газовое реле KSG 1 и замыкает свой контакт в цепи управления и подается питание на указательное реле КН 1 и промежуточное реле КЛ 1 (при положении «1» SA 1) или указательное реле КН 1 и указательное реле КН 2 (при положении

«2» переключателя). При подаче сигнала на промежуточное реле, оно срабатывает и замыкает свои контакты KL 1.1 и KL 2.2. замыкаясь контакт KL 1.1 подает питание на электромагнит, который срабатывает и включает короткозамыкатель QN 1, который в свою очередь создает в питающей сети искусственное короткое замыкание и на питающей подстанции срабатывает выключатель, который отключает сеть. Включение короткозамыкателя осуществляется также токовыми реле КА 1 и КА 2, которые действуют на привод ШПК включают короткозамыкатель. При срабатывании выключателя на питающей подстанции приводит к тому, что отделитель автоматически срабатывает и отключает питающую сеть от трансформатора.

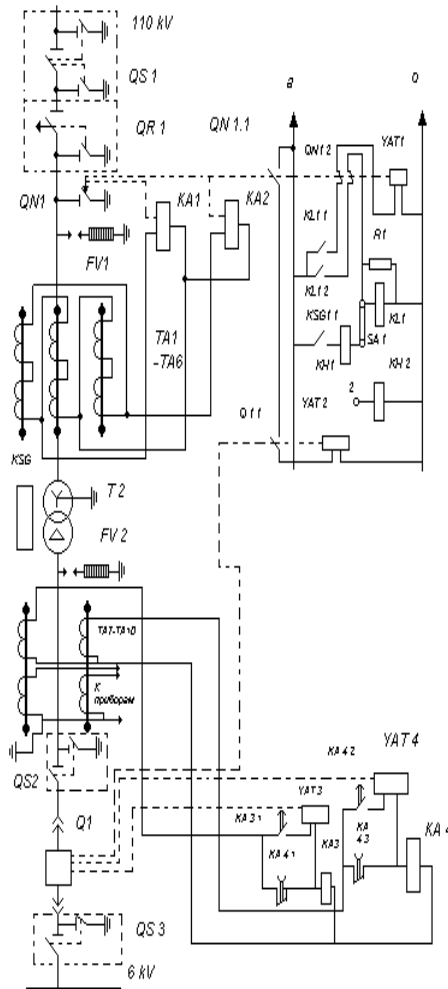


Рисунок 4.1 - Релейная защита силового трансформатора

МТЗ, представленная на схеме, на стороне низкого напряжения имеет две катушки токовых реле на базе реле тока РТ - 80, которое, срабатывая, замыкает с выдержкой времени контакты в цепи управления отключающего электромагнита. Контакты катушки КА 4 в цепи катушки КА 3 необходимы при блокировке.

Произведем выбор защиты трансформатора; для этого необходимы следующие расчетные данные (таблица 4.1):

$I_{к1} = 50,2 \text{ А}$  - номинальный ток на первичной обмотке трансформатора;

$I_{к2} = 875 \text{ А}$  - номинальный ток на вторичной обмотке трансформатора;

$I_{к1} = 1,8 \text{ кА}$  - ток короткого замыкания на первичной стороне;

$I_{к2} = 6,8 \text{ кА}$  - ток короткого замыкания на вторичной обмотке трансформатора.

1. Определим коэффициент трансформации трансформаторов тока ТФНД - 110 М и ТЛМ - 6, у которых ток во вторичной цепи равен 5 А по формуле [6, стр.210]:

$$K_{т.т.} = I_1 / I_2 \quad (4.1)$$

где  $I_1$  - номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А;  
 $I_2$  - ток во вторичной цепи, А.

$$K_{т.т.1} = 150 / 5 = 30$$

$$K_{т.т.2} = 2000 / 5 = 400$$

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	6,6 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot u_{н.ср.}) = 50,2 \text{ А}$	875 А
Коэф. трансф. тр-ра тока $n_s$	$150 / 5 = 30$	$2500 / 5 = 400$
Схема соединения тр-ра тока	Треугольник	Звезда
Схема соединения обмоток защищаемого трансформатора	Звезда	Треугольник
Вторичный ток в плечах защиты, А $i = (i_n \cdot k_{сх}) / n_T$	2,89	2,18

Выбирается место установки тормозной обмотки реле ДЗТ-11, плечо стороны НН (рисунок 4.2).

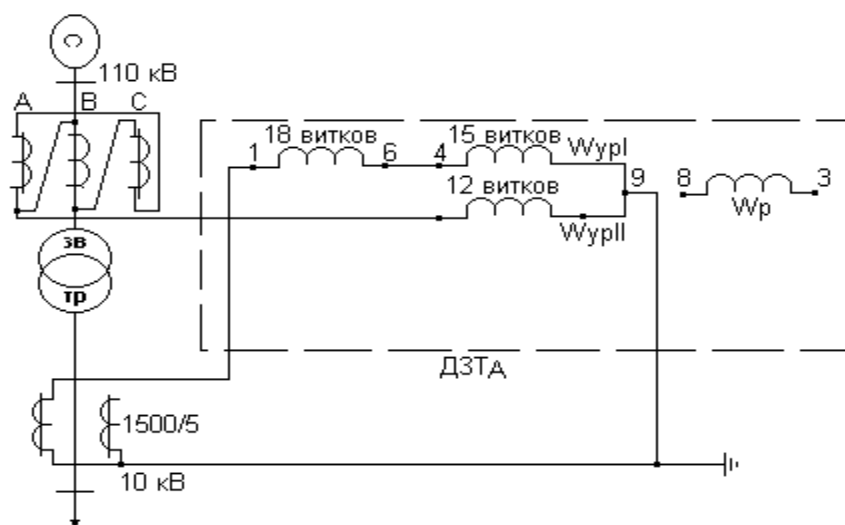


Рисунок 4.2 - Дифференциальная защита трансформатора

Определяется первичный ток небаланса без учёта составляющей  $I_{\text{нб}}$ :

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I_{\text{нб}} = 180 + 288 \quad (4.2)$$

где  $I'_{\text{нб}}$  - обусловлен точностью трансформаторов тока:

$$I'_{\text{нб}} = K_{\text{апер}} \cdot \Phi \cdot K_{\text{одн}} \cdot E \cdot I_{\text{кз вн}}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1800 = 180 \text{ А} \quad (4.3)$$

где  $E$  - относительное значение тока намагничивания,

$K_{\text{апер}} = 1$ , обусловленная регулированием напряжением защищаемого трансформатора,

$K_{\text{одн}} = 1$ , коэффициент однотипности.

$$I_{\text{нб}} = 0,16 \cdot 1800 = 288 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты выбирается только по условию:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.тр.}} = 1,8 \cdot I_{\text{ном.тр.}} = 1,8 \cdot 50,2 = 91,2 \text{ А} \quad (4.4)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,8$  для реле серий ДЗТ.

Определяется число витков обмотки ДЗТ для выравнивания М.Д.С.

Определяется число витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11, необходимое для обеспечения бездействия защиты при внешнем трехфазном коротком замыкании (точка К-2):

$$W_T = (K_H \cdot I_{H6} \cdot W_p) / (I_{k.з. \text{ макс НН}} \cdot \text{tg}\varphi) \quad (4.5)$$

$$W_T = (0,3 \cdot 486 \cdot 25) / (6800 \cdot 0,87) = 10,9 \approx 11 \text{ штук.}$$

где  $I_{k.з. \text{ макс НН}}$  - периодическая слагающая тока при расчётах внешних коротких замыканий где включена тормозная обмотка,

$W_p$  - расчётное число витков рабочей обмотке реле на стороне, где включена тормозная обмотка,

$K_H$  - коэффициент надежности ( $K_H = 0,3$ ),

$\text{tg}\varphi$  - тангенс угла наклона координат к характеристике срабатывания реле соответствующей минимальному торможению. Для ДЗТ-11  $\text{tg}\varphi = 0,87$ ,

$I_{H6}$  - Приведенный к стороне НН с помощью наименьшего значения коэффициента трансформации.  $I_{H6} = 666,75 \text{ А}$ .

Определяется  $K_{II} = I_{p. \text{ мин}} / I_{c.p.}$  - коэффициент чувствительности защиты при к.з. за трансформатором в зоне действия защиты, когда проходит ток повреждения только через трансформатор тока стороны 110 кВ и торможение отсутствует.

$$I_{k.з.}^{(2)} = 1550 \text{ А}$$

Для схем соединения трансформаторов треугольником расчётный ток в реле определяется по выражению:

$$I_{p. \text{ мин}} = 1,5 \cdot I_{BH}^{(2)} / n_T \quad (4.6)$$

$$I_{p. \text{ мин}} = (1,5 \cdot 1550) / (150/5) = 77,5 \text{ А}$$

При прохождении тока короткого замыкания по стороне высокого напряжения  $I_{c.p.} = F_{c.p.} / W_{урII} = 100/19 = 5,2 \text{ А}$

$$\text{Тогда } K_{II} = I_{p. \text{ мин}} / I_{c.p.} = 77,5 / 5,2 = 14 \gg 2$$

Согласно правилам ПУЭ действительный коэффициент должен быть не менее 1,3. Окончательная проверка по коэффициенту чувствительности:  $K_{II} > 2$ . Расчет дифференциальной защиты показан в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Расчет дифференциальной защиты трансформатора

№ п/п	Наименование величины	Обозначение величины и расчётное выражение	Численное значение
1	Ток срабатывания реле (неосновной), А	$I_{ср.неосн.} = (I_{с.з.неосн.} \cdot K^{(3)}) / n_T$	$(91,2 \cdot \sqrt{3}) / 30 = 5,2A$
2	Расчётное число витков обмотки реле для неоснов.	$W_{неосн.реле} = F_{ср.} / I_{ср.неосн.}$	$100 / 5,2 = 19,2$
3	Предварительно принято число витков	$W_{неосн.реле}$	19 штук
4	Ток срабатывания реле (неоснов) с учетом витков	$I_{ср.неосн.} = F_{ср.} / W_{неосн.}$	$100 / 19 = 5,2A$
5	Ток срабатывания защиты со стороны ВН	$I_{сз.неосн.ВН} = (I_{ср.неосн.} \cdot W_{неосн.}) / K_{сск} =$	$(5,2 \cdot 19) / \sqrt{3} = 57$
6	Ток срабатывания защит со стороны НН	$I_{сз.осн.} = I_{сз.неосн.ВН} \cdot K_{тр}$	$57 \cdot (110 / 6,6) = 993A$
7	Расчётное число витков обмотки реле для осн.	$W_{осн.расч.} = (W_{неосн.} \cdot I_{2неосн.}) / I_{2осн.}$	$(19 \cdot 2,89) / 2,18 = 25,1$
8	Предварительно принятое число витков	$W_{осн.}$	25 штук
9	Составляющая, обусловленная неточностью установки на коммутаторе реле ДЗТ	$I_{>нб} = ((W_{осн.рва.} - W_{осн.}) / W_{основ.расч.}) \cdot I_{к.з.макс}$	18,75А
10	Ток небаланса	$I_{нб} = I'_{нб} + I_{>нб} + I''_{нб}$	$180 + 468 + 18,75 = 666,75$
11	Окончательное принятое число обмоток	$W_{основн.}$ $W_{неосновн.}$	19 25
12	Проверка	$I_{осн.} \cdot W_{осн.} = I_{2неосн.} \cdot W_{неосн.}$	$2,89 \cdot 19 \approx 2,18 \cdot 25$

Результаты расчета МТЗ-110кВ, защиты от перегрузки силовых трансформаторов сведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 - Характеристика защит силового трансформатора

№ п/п	Наименование величин	МТЗ на стороне 110кВ	Защита от перегрузки на стороне 110кВ	Реле блокировки регулятора на стороне 6 кВ	Примечание
1	Первичные номинальные токи, А	50,2	50,2	875	$I_n = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$
2	Кратность сверх тока нагрузки	2,5	-	-	
3	Коэффициент трансформации и схема соединения	$150 / 5 = 30$ , $K_{сх} = \sqrt{3}$	треугольник,	$2000 / 5 = 400$ Звезда, $K_{сх} = 1$	$n_T$



	трансформаторов тока			
--	----------------------	--	--	--

Продолжение таблицы 4.3

4	Первичный ток срабатывания защиты, А	204	64	1750	$I_{cз} = \frac{K_n M_{сн}}{K_6} I_n$ $I_{cз} = \frac{K_n}{K_6} 2I_n$
5	Ток уставки реле	11,7	3,7	5,83	$i_{ср} = K_{сх} \frac{I_{cз}}{n_T}$
6	Выдержка времени	t1=2,5сек-откл МВ-6кВ ввода t2=3 сек-вкл. КЗ	7 сек на сигнал		
7	Чувствительность защиты при двухфазном к.з., в минимальном режиме	2,08>1.5	-	-	$K_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_k^{(2)}}{I_{cз}}$
8	Тип реле	РТ-40/20	РТ-40-6	РТ-40/6	

Газовая защита трансформатора.

Все трансформаторы от 1000кВА и более имеют газовую защиту, которая реагирует на все виды внутренних повреждений трансформатора и при утечке масла из бака.

Основным элементом газовой защиты являются газовые реле РГУЗ-66, к 36 устанавливающиеся в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинство газовой защиты. Высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака: сравнительно небольшое время срабатывания, простота выполнения.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основным является реагирование её на повреждение, расположенных вне бака, в зоне между трансформатором и выключателем.

## 4.2 Релейная защита отходящих кабельных линий 6кВ

Расчет параметров срабатывания максимальных токовых защит, главным образом, состоит из выбора токов срабатывания измерительных органов защиты и выдержки времени логического элемента задержки, т.е. уставок по току и времени.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается в амперах по условию не срабатывания защиты при сверх токах послеаварийных перегрузок:

$$I_{сз} = \frac{K_n K_{сзн}}{K_\epsilon} I_{раб\ max} \quad (4.7)$$

или

$$I_{сз} = K_n I_{сзн} / K_\epsilon, \quad (4.8)$$

по условию согласования чувствительности защит защищаемого последующего и предыдущих элементов:

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{K_{нс}}{K_p} \left[ \sum_1^n I_{с.з.пред\ max}(n) + \sum_1^{N-n} I_{раб\ max}(N-n) \right], \quad (4.9)$$

а также по условию обеспечения необходимой чувствительности ко всем видам КЗ в основной зоне и в зоне дальнего резервирования:

$$K_\epsilon = I_p \min / I_{ср}, \quad (4.10)$$

где  $K_n$  - коэффициент надежности отстройки,

$K_\epsilon$  - коэффициент возврата максимальных реле тока или комплектных устройств того же назначения,

$K_{сзн}$  - коэффициент самозапуска равный отношению максимального значения тока при самозапуске нагрузки  $I_{сзн}$  к максимальному реальному значению рабочего тока защищаемого элемента  $I_{раб\ max}$ , т.е.  $K_{сзн} = I_{сзн} / I_{раб\ max}$ ,

$K_{н.с.}$  - коэффициент надежности согласования,

Кр- коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличие нескольких источников питания, при одном источнике равен 1,

$$\left[ \sum_1^n I_{с.з.ледмах}(n) \right] - \text{наибольшая из геометрических сумм токов}$$

срабатывания максимальных токовых защит паралельноработающих предыдущих элементов,

$$\left[ \sum_1^{N-n} \sum_1^{N-n} I_{рабмах}(N-n) \right] - \text{геомерическая сумма максимальных значений}$$

рабочих токов всех предыдущих элементов,

$I_p \min$  - минимальное значение тока в реле при наименее благоприятных условиях.

Из полученных значения токов по (4.7) - (4.9) срабатывания защит выбирается наибольшее, а затем по выражению  $I_{cp} = I_{сз} K_{сх} / n_T$  определяется ток срабатывания реле. В данном случае используются реле РТ-40 с плавной регулировкой тока срабатывания, поэтому полученное значение  $I_{с.р.}$  принимается за уставку по току.

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Максимальная токовая защита ЗРУ-6кВ и КЛ-6кВ

Наименование фидера	Трансформаторы тока	Ток срабатывания защиты, А	Выдержка времени, сек.	Тип реле
№19	200/5	800	tcз=0,6	РТ-40/20
№14	200/5	380	tcз=0,6	РТ-40/10
№33	200/5	800	tcз=0,6	РТ-40/20
№26	200/5	380	tcз=0,6	РТ-40/10
№12	400/5	2880	tcз=0,6	РТ-40/50
№32	400/5	2880	tcз=0,6	РТ-40/50
№15	400/5	2900	tcз=0,6	РТ-40/50
№29	400/5	2900	tcз=0,4	РТ-40/50
№13	400/5	2900	tcз=0,7	РТ-40/50
№31	400/5	2900	tcз=0,7	РТ-40/50
№18	150/5	600	tcз=0,5	РТ-40/20
№34	200/5	2800	tcз=0,6	РТ-40/100
СМВ	2000/5	3200	tcз=1,5	РТ-40/20

Вывод. В четвертом разделе рассмотрены вопросы релейной защиты подстанции. Проведены соответствующие расчеты. Результаты представлены в виде таблиц.

## 5 Расчет электрического освещения здания на ПС «Разинская»

### 5.1 Характеристика помещений

В здании ПС «Разинская» имеются 4 помещения с различным назначением использования:

- помещение щита управления;
- распределительное устройство 6-кВ;
- комната связи;
- комната для инвентаря и приспособлений.

В помещении щита управления (ЩУ) находятся панели релейной защиты и автоматики высотой 2,2 м. Нижний уровень рабочей зоны находится на расстоянии 0,5 м от уровня пола, а также сам щит управления, панель центральной сигнализации, щит распределения собственных нужд.

В ЗРУ-6 кВ установлены ячейки вводов 6 кВ Т1, Т2, СМВ и присоединений, а также ячейки с трансформаторами напряжения. В состав ячейки входит непосредственно сам выключатель и релейный шкаф с установленными в нем аппаратурой защиты и учета электроэнергии.

В комнате связи размещена стойка связи, аппаратура телеизмерений и телемеханики. Остальные помещения имеют коммунально-бытовое назначение.

Характеристика помещений дана в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Характеристика помещений п/ст

Наименование помещения	Разряд выполняем работы	Плоскость нормированной освещенности (вид, м)	Среда в помещении
1.Щит управления	V	В-2,2;Г-0,8	норм
2.ЗРУ-6кВ	VI	В-1,5	норм
3.Комната связи	V	В-1,5	норм
4.Комната для инвентаря	VIII	Г-0,8	норм

В нормальном режиме освещение ПС «Разинская» запитано от собственных нужд 0,4 кВ.

## 5.2 Расчет освещения

Расчет освещения в помещении ЩУ. Выбираем общую равномерную систему освещения.

Вид освещения - рабочее. На ЩУ расположены: панели управления, РЗА, панель центральной сигнализации, щит распределения собственных нужд.

Принимаем светильники с газоразрядными лампами, т.к. их излучение наиболее комфортно для глаз. Нормируемое освещение на ЩУ  $E_n = 200$  лк.

Размеры помещения составляют: а-6 м. в-5,5 м (рисунок 5.1).

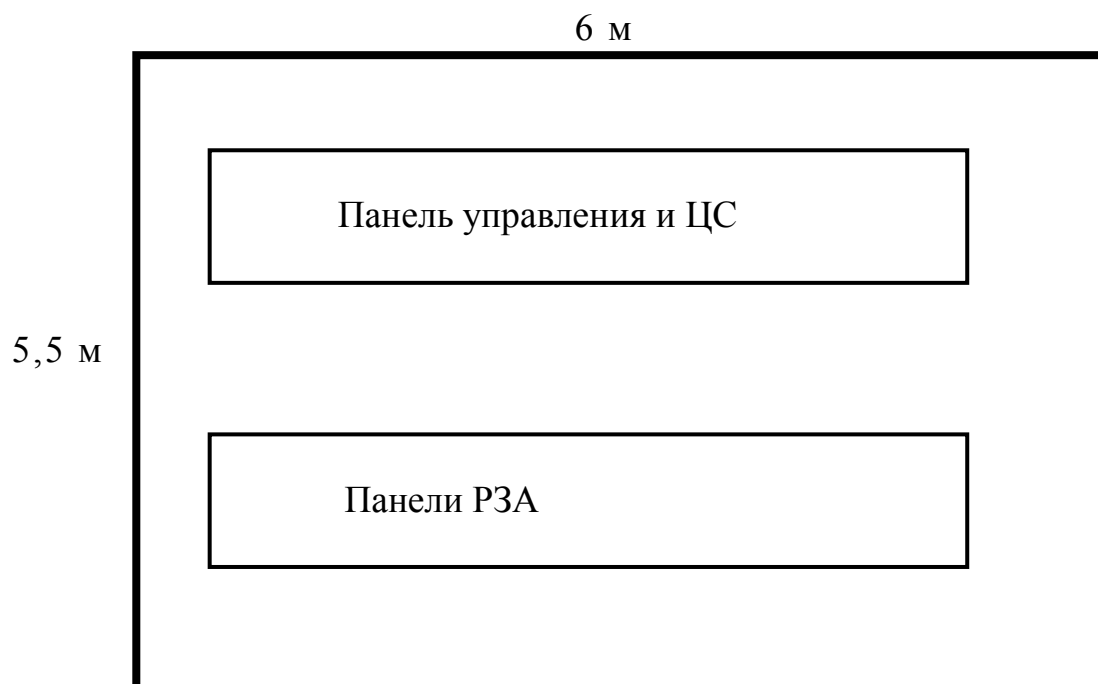


Рисунок 5.1 - Помещение щита управления

Расчет освещения выполним по методу коэффициента использования светового потока осветительной установки.

Рабочая поверхность Г-0,8 - стол дежурного. Принимаем коэффициент запаса  $K_z = 1.3$  [19].

Высота помещения составляет 5м. Высота свеса светильников  $H_p = 3,5$  м. Для монтажа освещения применим тросовый способ прокладки.

Показатель экономичности будет равен:

$$P_{\text{э}} = E_n * K_z * H_p^2 \quad (5.1)$$

$$P_{\text{э}} = 200 * 1,3 * 3,5^2 = 3185 \text{ лк}$$

Выбираем светильник ЛСП-02-2x40 с защитными решетками пылезащищенного исполнения с двумя газоразрядными лампами ЛД-40-1.

Размещение светильников принимаем в форме квадрата, т.к. оборудование расположено по периметру помещения (рисунок 5.1).

Оптимальный размер стороны квадрата будет равен:

$$L_{\text{опт}} = \lambda_c * H_p \quad (5.2)$$

$$\lambda_c = 0,8 * \sqrt{\Phi_0 / I_0} \quad (5.3)$$

где  $\lambda_c$  - относительное, светотехнически выгодное расстояние между светильниками,

$\Phi_0 = 660$  лм-световой поток светильника в нижнюю полусферу [19],

$I_0 = 260$  кд-осевая сила света.

$$\lambda_c = 0,8 * \sqrt{660 / 260} = 1,2 \text{ м}$$

$$L_{\text{опт}} = 1,2 * 3,5 = 4,2 \text{ м}$$

Так как расположение рабочих поверхностей (панелей РЗА, управления и ЦС) ориентировано в два ряда вдоль помещения (рисунок 5.1.), расположение светильников проводим также рядами вдоль помещения.

Определим число рядов и количество светильников в ряду:

$$N_a = a / L_{\text{опт}} - 2/x + 1 \quad (5.4)$$

$$N_a = 6 / 4,2 - 2 / 3 + 1 = 1,8 \text{ шт}$$

$$N_b = 5,5 / 4,2 - 0,67 + 1 = 1,63 \text{ ряда}$$

Выбираем три ряда светильников ЛСП-02-2x40, по два светильника в ряду.

Для покрашенных светлой краской стен и побеленного потолка выбираем [19] коэффициенты отражения стен и потолков.  $\sigma_{\text{пот}} = 0,7$ ;  $\sigma_{\text{ст}} = 0,5$ ;  $\sigma_{\text{пол}} = 0,1$ .

Определяем индекс установки:

$$i = a * b / H_p * (a + b) \quad (5.5)$$

$$i = 6 * 5,5 / 3,5 * (6 + 5,5) = 0,82;$$

тогда коэффициент использования установки  $I_{\text{о.у}} = 0,47$  [19].

Определяем необходимый световой поток лампы.

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_n * S * K_z * Z}{N * I_{\text{о.у}}} \quad (5.6)$$

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{200 * 6 * 5,5 * 1,3 * 1,1}{4 * 0,47} = 5020 \text{ лм.}$$

Т.к. выбран двухламповый светильник, то

$$\Phi_{\text{л1}} = \Phi_{\text{л}} / 2 = 5020 / 2 = 2510 \text{ лм.}$$

На основании расчетов выбираем лампу ЛД-40-1 [19] со световым потоком  $\Phi = 2600$  лм.

Проверяем освещенность:

$$E_{\text{к}} = \frac{5200 * 0,47 * 4}{33 * 1,3 * 1,1} = 208 \text{ лк,}$$

что является приемлемым.

При расчете освещения в ЗРУ-6 кВ светильники рассматриваем в качестве светящейся линии.

Данные расчетов по остальным помещениям сведены в светотехническую ведомость (таблица 5.2).



Таблица 5.2 - Светотехническая ведомость

Характеристики помещения	Наимен	ЩУ	ЗРУ-6 кВ	Комната связи	Комната для инвент.
	Площадь, м	33	123,75	8	6
	среда	норм	норм	норм	норм
Вид освещения		рабочее	рабочее	рабочее	рабочее
Система освещения		Общее равномер.	общее равномер	общее равномер	общее равномер
разряд работ		V	VI	V	VIII
Освещенность норм/факт		200/208	150/145	150/160	150/130
Коэффициент запаса		1,3	1,3	1,3	1,3
Светильник	тип	ЛСП-02	ЛСП-02	ЛСП-02	ЛСП-02
	кол-во	6	15	2	2
Лампа	тип; мощность	ЛД40-1	ЛД-40-1	ЛД-40-1	ЛД-40-1
	кол-во	12	30	4	4
Розетка	тип; мощность	ШВС-20/500	ШВС-20/500	ШВС-20/500	ШВС-20/500
	кол-во	4	2	2	1
Мощность	установл. Вт	360+2000	1200+1000	160+1000	160+500
	Расчетная Вт	420	1450	200	200
Удельная освещенность		8,5	8,3	8,6	8,6

### 5.3 Выбор элементов системы освещения

#### 5.3.1 Выбор места установки щита освещения и способа питания

Щит освещения расположен на щите управления, на стене между ЗРУ-6 кВ. и ЩУ справа от двери. В этом месте расположения щита обеспечивается удобство обслуживания, а также место расположения щита находится примерно по середине осветительной нагрузки. Ввод в щит освещения выполнен от щита собственных нужд через кабельный канал, подводка кабеля от кабельного канала до щита освещения по стене в трубе  $\frac{3}{4}$ .

#### 5.3.2 Разделение системы освещения на группы

Из соображения экономичности, упрощения и оптимизации монтажа и обслуживания, а также согласно указанием руководящих документов (ПУЭ, СНиП) в помещении п/ст «Разинская» выполнено разделение токоприёмников на следующие группы (рисунок 5.2):

- группа №1 объединяет 15 светильников в ЗРУ -6 кВ,  $\Sigma P=1200$  Вт.;
- группа №2 объединяет 4 штепсельные розетки в ЗРУ- 6 кВ.,  $\Sigma P=2000$  Вт.;
- группа №3 объединяет 10 светильников ЩУ, комнаты связи и подсобного помещения,  $\Sigma P= 800$  Вт.;
- группа №4 объединяет 5 штепсельных розеток , $\Sigma P=2500$  Вт.;
- группа №5 объединяет 4 светильника наружного освещения,  $\Sigma P= 1000$  Вт.;
- группа №6 - резерв.

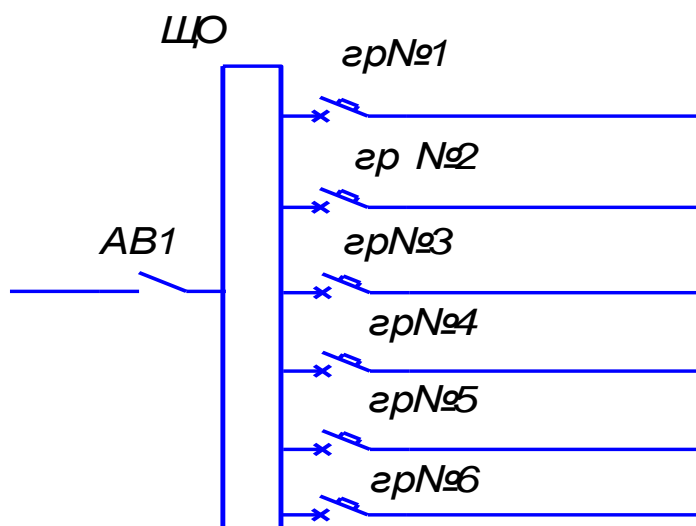


Рисунок 5.2 - Разделение токоприёмников

Согласно ПУЭ-7 издание линии групповой сети прокладываются от щитов до светильников общего освещения и штепсельных розеток должны выполняться трехпроводными.

### 5.3.3 Расчет сечения проводов

Расчет сечения проводов по минимуму проводникового материала проведем по формуле:

$$g = \frac{\sum M}{C * \Delta U_{доп}}, \quad (5.7)$$

где C-характерный коэффициент сети выбираем из [7],

$\Delta U_{\text{доп}}=2,5\%$  - задаёмся от щита освещения до последней лампы,

$\Sigma M$ - сумма электрических моментов в группе.

Расчет сечения проводов производим на примере группы №1, данная группа выбрана как наиболее длинная ветвь схемы. Для расчета суммарного момента,  $\Sigma M$  соберем однородную нагрузку о центр ветви (рисунок 5.3).

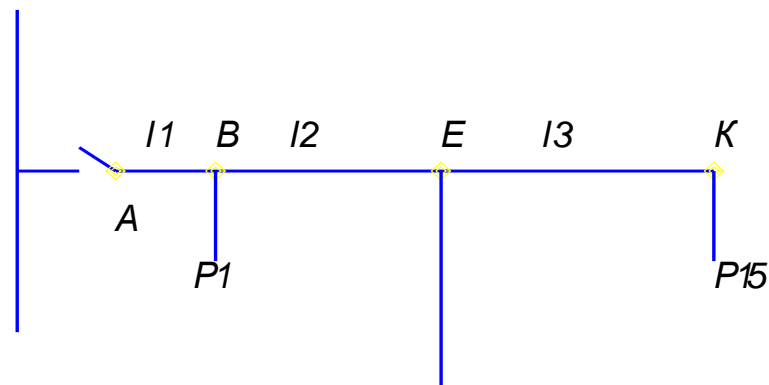


Рисунок 5.3 - Однородная нагрузка о центр ветви

Расстояние от контрольных точек составляет:

$$l_1=5 \text{ м.}; l_2= 10 \text{ м.}; l_3=10 \text{ м.}$$

Суммарная мощность ветви составляет:

$$\Sigma P=15*80=1200 \text{ Вт.}$$

Электрический момент ветви равен :

$$M_{BE}=1200*l_2=1200*10=12000 \text{ Вт*м.}$$

Электрический момент на участке АВ равен:

$$M_{AB}=n_{\text{свет}}*P_{l1}+M_{BE} \quad (5.8)$$

$$M_{AB}=15*80*5+12000=18 \text{ кВт*м.}$$

Определим сечение провода:

$$G=18/12*2,5=1,05 \text{ мм}^2$$

Выбираем из стандартного ряда сечений провод сечением  $1,5 \text{ мм}^2$ , при этом действительное падение напряжения в группе будет составлять:

$$\Delta U_{\text{доп}}=18/12*1,5=1,1\%$$

По условию механической прочности согласно [7] выбранное стандартное сечение допускается для монтажа общего освещения внутри производственных зданий.

Произведем проверку сечения проводов по максимально допустимому нагреву. Для двухпроводной (фазный и нулевой) сети ток нагрузки определяется по формуле:

$$I_n = \frac{\sum P}{U_n * \cos \phi} \quad (5.9)$$

где  $\sum P$  суммарная мощность сети, в данном случае равна 1200 Вт.

$U_n$  - номинальное напряжение сети ;  $U_n = 220$  В.

$\cos \phi = 1$ , так как реактивная составляющая тока в осветительной сети невелика.

Отсюда имеем:

$$I_n = 1200/1 * 220 = 5,5 \text{ А.}$$

Согласно [7] длительно допустимый ток для провода с медными жилами, сечением  $1,5 \text{ мм}^2$  при прокладке в стальных трубах составляет 15 А, что превышает действительное значение тока в ветви, отсюда вывод- сечение провода выбрано верно.

На основе выше приведенных расчетов принимаем для монтажа сети освещения в ЗРУ-6 кВ. провод ВВГ 3-1,5 с медными жилами.

#### **5.3.4 Расчет сечения питающего кабеля от ЩСН до ЩО**

Принимаем потери от ЩСН до последней лампы в группе №1 (как самой протяженной ветви с максимальными потерями)  $\Delta U_{\text{доп}} = 2,5\%$ . В таком случае:

$$\Delta U_{\text{доп ввода}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{доп гр1}} = 2,5 - 1,05 = 1,45\%.$$

Максимальная нагрузка на щит освещения при полном включении всех светильников и загрузке всех штепсельных розеток составляет:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{гр1}} + P_{\text{гр2}} + P_{\text{гр3}} + P_{\text{гр4}} + P_{\text{гр5}} = 1200 + 2000 + 640 + 2500 + 1000 = 7340 \text{ Вт.}$$

Что соответствует нагрузке при  $\cos \varphi = 1$  и равномерном распределении нагрузки по фазам, при этом:

$$I_n = P / \sqrt{3} * U_n * \cos \varphi \quad (5.10) \quad I_n = 7340 / 1,73 * 1 * 380 = 20 \text{ А.}$$

Из номенклатуры кабельной продукции, предложенной промышленностью, выбираем кабель АВВБ 4-6 с длительно допустимым током нагрузки 42 А. Выбор токоведущего материала (алюминий) связан с тем, что прокладка кабеля от ЩСН до ЩО выполнена в кабельном канале и не противоречит требованиям ПУЭ. А несколько завышенное сечение жил основано на том, что прокладка кабеля осуществляется совместно с другими кабелями - контрольными, защиты и автоматики, что предъявляет повышенные требования к нагреву, электротермической и электродинамической устойчивости при КЗ. При этом небольшая длина кабеля ( $l=10\text{м}$ ) не вызовет сколь либо ощутимых увеличений материальных затрат при завышении сечения кабеля на 1 ступень.

### 5.3.5 Выбор щита освещения

Для установки в помещении п/ст выбираем групповой щиток освещения ЯОУ8502 рассчитанный на 6 групп. Ящик осветительный этого типа предназначен для установки на стене и имеет следующие технические данные. Вводной аппарат ПВЗ-60; линейные аппараты АЕ1031-1, тип расцепителя комбинированный. Выбираем ток уставки аппаратов:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{уст}} > K_{\text{п}} * 1,2 * I_{\text{р}} \quad (5.10)$$

где  $I_{\text{доп}}$  - длительно допустимый ток для провода данной группы.

$I_{\text{уст}}$  ток уставки аппарата.

$K_{\text{п}}$  - коэффициент учета пусковых токов, равен 1,4

$I_{\text{р}}$  - рабочий ток группы, для группы №1 = 5,5 А.

тогда:

$$15 > I_{\text{уст}} > 1,4 * 1,2 * 5,5 = 9,3$$

$$I_{\text{уст}} = 10 \text{ А.}$$

Остальные токи уставок сведены в сводную таблицу расчета групп (таблица 5.3).

Таблица 5.3 - Сводная таблица расчета групп

№ гр.	Наим. помещ.	$P_{уст}$ КВт	$\Sigma M_r$ р КВт м	$Q_{рас}$ мм <sup>2</sup>	$Q_{ст}$ мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ %	$I_{рас}$ А	марка провод а	способ прокладк и	тип аппарата защиты	$I_{ном}$ аппарат а защиты
1.	Освещение ЗРУ-6Кв	1,2	18	1,05	1,5	1,1	5,5	ВВГ 3*1,5	по стенам открыто	АЕ 1031-1	10
2	Шт. розетки ЗРУ-6Кв	2,0	15	1,1	1,5	1,2	6,0	ВВГ 3*1,5	_____	АЕ 1031-1	10
3	Освещение ОПУ	0,80	7,2	0,7	1,5	0,8	3,4	ВВГ 3*1,5	_____	АЕ 1031-1	10
4	Шт. розетки ОПУ	2,5	20	1,25	1,5	1,7	6,8	ВВГ 3*1,5	_____	АЕ 1031-1	10
5	Освещение ОРУ	1,0	10	1,2	1,5	1,2	5,0	ВВГ 3*1,5	в кабел. лотке	АЕ 1031-1	10
6	Ввод в ЦО	7,34	35	1,1	6,0	1,45	20	АВВБ 4-6	в кабел. лотке	ПВЗ-60	60

Вывод. В пятом разделе проведен расчет электрического освещения здания подстанции. Выбраны элементы системы освещения. Результаты расчетов даны в сводных таблицах.

## **6 Разработка АСКУЭ**

В настоящее время учет электрической энергии является одним из важных критериев экономического развития предприятий, производящих и потребляющих электроэнергию, и еще более важным для предприятий, перепродающих и перераспределяющих.

Высокая стоимость энергоресурсов изменила отношение к учету электроэнергии. Появилась необходимость не только уменьшать энергопотребление предприятия, но и грамотно его регулировать. Для предприятий эту задачу помогает решать система автоматизированного учета электроэнергии (АСКУЭ). На подстанции 110/6 кВ «Разинская» и трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ ОАО «СРЗ-Холдинг» предлагается использовать современный вид АСКУЭ - АСКУЭ «Политариф-А», предназначенную для измерений, автоматизированной регистрации, накопления, обработки, хранения и отображения данных о потреблении электроэнергии, передачи первичной и аналитической информации в диспетчерские и расчетные центры, а также для реализации функций управления потреблением и сбытом энергии.

АСКУЭ «Политариф-А» ориентирована на применение в промышленном, бытовом, мелкомоторном секторах, коттеджных и сельских поселках и представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из устройств сбора и передачи данных (УСПД), осуществляющих прием данных о энергопотреблении в цифровом виде из энергонезависимой памяти счетчиков на базе микропроцессоров, обработку и передачу информации в центральные вычислительные устройства (ЦВУ), преобразование информации с телеметрических выходов электросчетчиков о потребленных энергоресурсах в цифровую форму, ее обработку, хранение, привязку к астрономическому времени и передачу по каналам связи в ЦВУ. АСКУЭ «Политариф-А» позволяет формировать многообразные формы отчетов о потреблении электроэнергии.

## **6.1 Вопрос целесообразности установки АСКУЭ**

В настоящее время в России преобладает принцип «самообслуживания» бытового энергопотребителя при оплате за потребленные виды энергоресурсов. Удорожание энергоресурсов для бытовых потребителей неизбежно приводит к увеличению неплатежей и хищений энергоресурсов. Для решения данных проблем одним из эффективнейших путей является внедрение АСКУЭ.

В настоящее время на предприятиях используются электромагнитные системы учета, которые обладают рядом недостатков, такими как низкая точность измерений, слабая защищенность от несанкционированного вмешательства, необходимость визуального снятия показаний и возникающие отсюда погрешности, невозможность получить оперативную информацию о текущем потреблении электроэнергии потребителями.

С учетом особенностей установки средств измерения в бытовом секторе, для массового, низкочастотного внедрения автоматизированных систем, наилучшие технико-экономические показатели можно ожидать при использовании систем дистанционного съема информации о потреблении с передачей по силовой сети, использующие либо «интеллектуальные» счетчики со встроенным электросетевым модемом, либо УСПД (устройства сбора- передачи данных) со встроенным PLC- модемом и простые счетчики с импульсным выходом.

## **6.2 Структура автоматизированной системы учета электроэнергии**

Структуру АСКУЭ предлагается выполнить в виде двух подсистем:

1. Учет электрической энергии в ЗРУ-6 кВ ПС «Разинская» и на ТП 6/0,4 кВ на стороне низшего напряжения (электроснабжение промышленных объектов).



2. Учет потребляемой электроэнергии в коммунально-бытовом и мелкомоторном секторе.

Основное назначение системы - это высокоточный коммерческий учет расхода электроэнергии за фиксированные интервалы времени. Система «Политариф-А» позволяет предприятиям перейти на расчет за электроэнергию по дифференцированным во времени суток тарифам, снизить потребляемую мощность в часы пиковых нагрузок энергосистемы, автоматизировать процесс учета.

Функциональные возможности.

Система «Политариф-А» обеспечивает: сбор информации со всех типов счетчиков АЛЬФА, выпускаемых АББ ВЭИ Метроника (АЛЬФА, ЕвроАЛЬФА, АЛЬФА Плюс), в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режиме и сохранение ее в базе данных компьютера.

Формирование локальной компьютерной базы данных первичной информации, считанной со счетчиков и возможность в любой момент восстановления показаний счетчиков на 30-минутных интервалах за несколько месяцев работы этих счетчиков (по профилю нагрузки, хранимому в счетчике). Объединение счетчиков в группы и автоматическое получение отчетов по расходу электроэнергии и максимуму мощности за произвольные временные интервалы с учетом тарифных зон и зон контроля максимумов пиков мощности. Такие отчеты могут быть сформированы как по отдельным счетчикам, так и по любой подстанции, предприятию в целом или по нескольким предприятиям. Учет временных переходов зима/лето и возможность объединения данных от счетчиков, расположенных в различных временных зонах. Возможность осуществления измерений параметров электрической сети с помощью счетчиков АЛЬФА, Ф669, ЦЭ2726М, ЦЭ2727М (токи и напряжения пофазно, частота). Ограниченный оперативный контроль, обусловленный последовательным опросом счетчиков. Возможность использования тарифных зон и системного календаря (определение выходных, рабочих и праздничных дней).

Копирование первичной информации в архивные базы данных и/или передача этих баз на другие компьютеры (по коммутируемым телефонным линиям или на сервер в локальной компьютерной сети, Internet). Многопользовательский режим работы в локальной компьютерной сети (в режиме файл-сервера). Поддержка различных коммуникационных каналов (RS 232, RS 485, телефонные линии, ВЧ- и радиоканалы). Обеспечение надежной защиты информации в базе данных от случайных или преднамеренных искажений. Программа обеспечивает также защиту сгенерированных отчетов от искажений, что позволяет передавать в вышестоящие организации уже обработанную информацию в виде файлов отчетов. Возможность построения мнемосхемы АСКУЭ предприятия, района, города или региона.

Информационно-вычислительный комплекс «Политариф-А» обеспечивает решение основных задач коммерческого и технического учета электроэнергии и предназначен для средних и малых предприятий промышленности и электросетей. Также может быть использован энергоснабжающими и энергоконтролирующими организациями небольших регионов, городов и областей.

Основные элементы ИВК «Политариф-А».

Измерительные каналы системы АСКУЭ на базе АльфаМет могут быть сформированы путем соединения следующих элементов: Счетчиков электроэнергии АББ (ЕвроАЛЬФА и АЛЬФА Плюс, Ф669, «Меркурий»). Мультиплексоров-расширителей семейства МПР-16. Компьютеров типа IBM PC с тактовой частотой процессора от 300 МГц, оперативной памятью от 64 МБ и жестким диском от 1 Гб. Модемов. Радиомодемов. Адаптеров АББ. Оптических устройств UNICOM PROBE.

Передача данных по силовой сети 0,23-0,4кВ обеспечивается применением:

1. Счетчиков электроэнергии ЦЭ2727М, ЦЭ2726М со встроенными модемами передачи данных по силовым цепям.

2. УСПД, в том числе УПД-600 различных модификаций, со встраиваемыми ЭСМ, предназначенные для:

- удаленного считывания информации в цифровом виде (интерфейс ЭСМ) со счетчиков электрической энергии, хранения и передачи накопленной информации по различным каналам связи, по запросу центрального вычислительного устройства (ЦВУ);

- корректировки значений внутренних параметров счетчиков по команде с ЦВУ;

- мониторинга состояния силовых сетей и счетчиков с фиксированием сбойных и «нештатных» ситуаций;

- передачи команд управления нагрузкой на приборы учета и исполнительные аппараты по силовой сети.

3. ЦВУ, оснащенные необходимыми интерфейсными модулями, типовыми телефонными модемами, принтерами, предназначенные для:

- связи с устройствами УСПД для получения и обработки показаний счетчиков;

- формирования команд управления потреблением и сбытом энергии.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных измерений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (механические пломбы, электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

В качестве основных элементов подсистемы учета на ПС «Разинская» устанавливаются микропроцессорные счетчики серии Ф669, имеющие следующие характеристики.

Электросчетчик для измерения и учета активной, реактивной электроэнергии и мощности в прямом и обратном направлениях в трехфазных цепях переменного тока номинальной частотой 50 или 60Гц, по 4-м тарифам в 5-и временных зонах. Класс точности 0.5S; 1.0. Четыре

телеметрических выхода, 2 выхода «токовая петля», RS232 или RS485. Наличие профиля мощности.

Счетчики объединены в объекты при помощи универсальных мультиплексоров-расширителей МПР6. В объект могут входить до 31 мультиплексора-расширителя и до 16 счетчиков на мультиплексор. Каждый такой объект соединяется с ЭВМ нижнего уровня по физическим линиям или каналам связи по интерфейсу RS-232 (оптическим, телефонным, радиоканалам и др.).

На ПС «Разинская» систему требуется построить с использованием модемного канала опроса счетчиков Ф669 через мультиплексор-расширитель, пример построения рассмотрен ниже. Последовательность изменений показаний приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Последовательность изменений показаний

Позиция	Вид показаний
1	Дата
2	Время
3	Активная энергия (текущая)
4	Реактивная энергия (текущая)
5	ПЧ активная энергия (общая)
6	ПЧ активная энергия тариф А
7	ПЧ активная энергия тариф В
8	ПЧ активная энергия тариф С
9	ПЧ активная энергия тариф D
10	Тест

Для ОВ число позиций увеличится до 19, так как учитывается прием и отдача активной и реактивной энергии по нескольким тарифам.

Опрос счетчиков осуществляется в соответствии с требованиями, установленными на предприятии. Собранная со счетчиков Ф669 информация передается на компьютер сбора данных предприятия и хранится в его базе данных. Эти данные можно просмотреть, вывести на печать в виде отчетов или передать на файл-сервер, откуда они могут быть доступны другим службам предприятия (Руководству, Бухгалтерии и т.д.).

На практике из всех вариантов организации системы АСКУЭ на предприятии применяются следующие типовые варианты:

- Опрос счетчиков через оптопорт,
- Опрос счетчиков через мультиплексор,
- Опрос счетчиков через модем.

### 6.3 Программное обеспечение комплекса АСКУЭ

Программное обеспечение является достаточно простым и удобным для обычного пользователя. В качестве примера можно привести последовательность действий пользователя при создании системы АСКУЭ предприятия на базе «Политариф-А». Пользователь должен настроить СОМ-порты компьютера (рисунок 6.1) для опроса счетчиков с использованием различных типов подключений. Он может использовать телефонную линию, связь через мультиплексор МПР-16 или связь через кабель Unicom Probe.

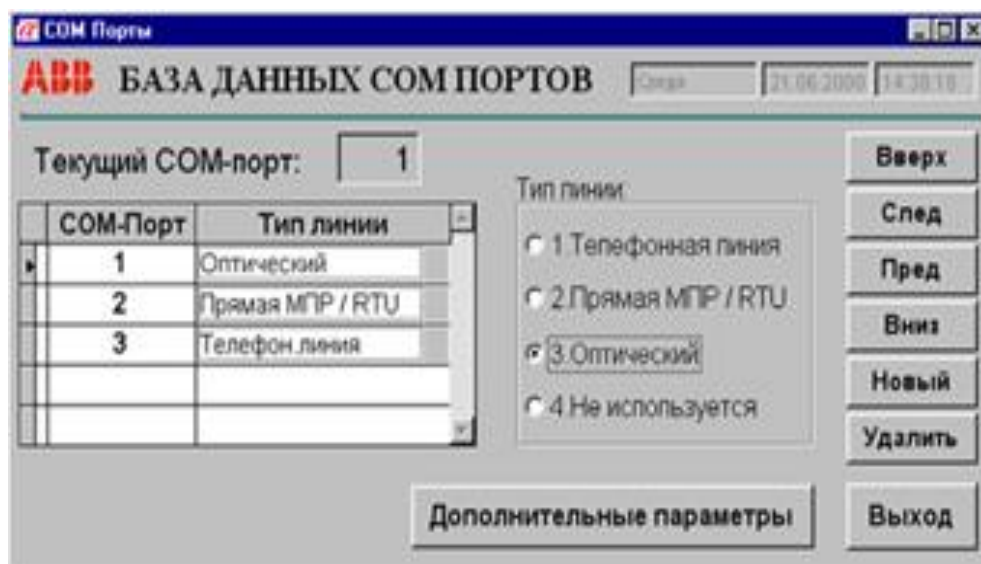


Рисунок 6.1 - Конфигурация СОМ-портов

Далее проводится конфигурирование подстанций (рисунок 6.2), входящих в систему АСКУЭ, то есть определение параметров, необходимых для связи со счетчиками системы. Это могут быть следующие параметры:

регистрационный номер и наименование объекта, тип линии, номер СОМ-порта, модемные определения и т.д.

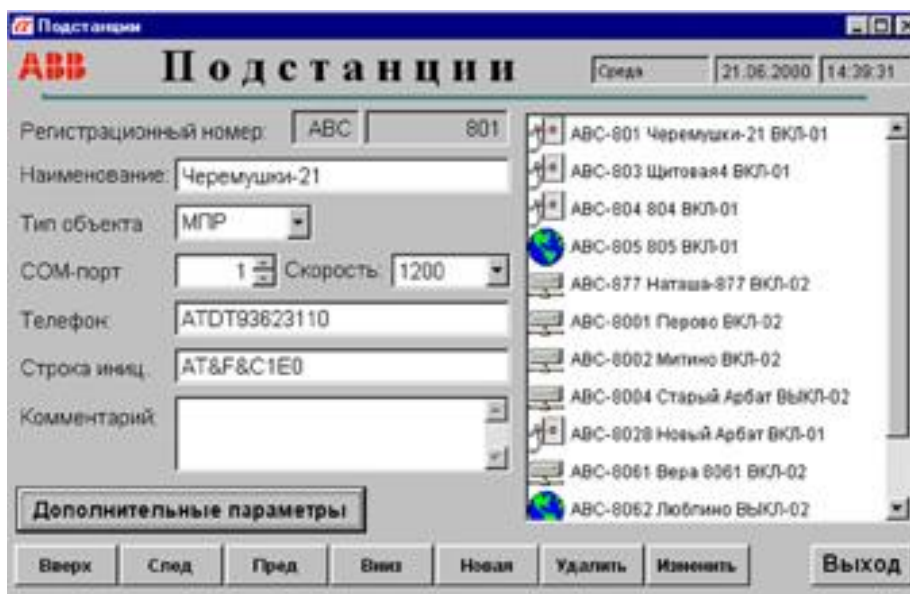


Рисунок 6.2 - Конфигурация подстанций

ПО «Политариф-А» позволяет осуществлять автоматический дозвон до объекта для чтения коммерческой информации со счетчиков.

На следующем шаге пользователь вводит в систему счетчики. Для каждого счетчика определяются номер, наименование, тип, связной номер коэффициент трансформации, ряд дополнительных параметров, в частности, уставки для контроля параметров качества и т.д. Конфигурация счетчиков системы хранится в базе данных счетчиков. АльфаМет 4.01 позволяет включать в систему от нескольких счетчиков до нескольких тысяч и десятков тысяч счетчиков.

В процессе опроса счетчиков (в режиме близком к реальному времени) пользователь может осуществлять контроль качества электрической сети - на экран выводятся частота сети, фазные значения тока, напряжения, значения полной и активной мощности, строится векторная диаграмма токов и напряжений. По всем измеренным величинам можно сформировать соответствующий отчет.

Для удобства пользователей новая версия программы предлагает инструмент, с помощью которого пользователь может построить мнемосхему объектов, предприятий и более крупных образований (район, город, область, регион) с целью визуализации состояния системы и получения чертежей системы АСКУЭ (рисунок 6.3). Пользователь имеет возможность формировать многоуровневую структуру системы, выводить мнемосхему на печать, а также в режиме опроса счетчиков наблюдать за изменением состояния системы (фиксация превышения мощности, просмотр текущих показаний счетчиков и т.д.).

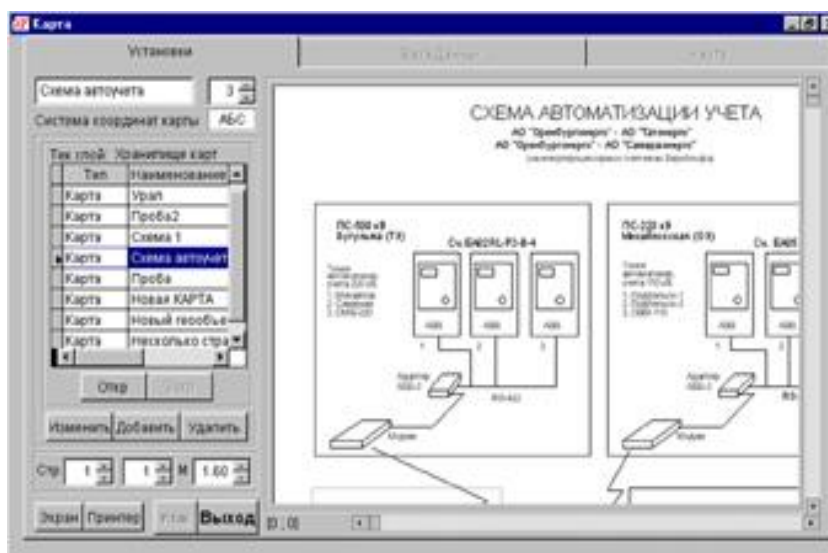


Рисунок 6.3 - Построение мнемосхемы АСКУЭ предприятия

Таким образом, объединение приборов учета Ф669 подсистемы промышленного потребления и ПС «Разинская» осуществляется посредством коммутируемых линий связи и «витой пары» через мультиплексоры и модемы, т.е. используются в основном кабельные линии связи.

Использование радиопередатчиков не целесообразно в связи с имеющимися помехами и наличием собственной АТС и сети линий связи. Удаленность подстанций от ПС «Разинская» не превышает 1,5 км.

Потребное количество приборов учета типа Ф669 для первой подсистемы составляет: 68 шт. Количество мультиплексоров МПР-16-2М - 14шт. Количество модемов - 12шт.

#### **6.4 Подсистема учета электроэнергии в коммунально-бытовом секторе с передачей информации по силовым сетям**

Потребление электроэнергии в бытовом секторе неуклонно растет. При этом обостряется одна из главных проблем - ухудшение платежной дисциплины абонентов.

Одна из причин неплатежей - отсутствие организационной и технической базы для обеспечения оперативной и достоверной информации о потреблении электроэнергии каждым потребителем.

Кроме того, отсутствие объективных данных не позволяет иметь точную картину распределения абонентов по величине ежемесячного потребления, что необходимо для правильной выработки тарифных планов.

Как правило, заявляемое абонентами потребление электроэнергии искажает реальную картину в сторону занижения величины ежемесячного потребления.

При внедрении АСКУЭ бытовых потребителей счетчики с телеметрическим выходом и устройства сбора данных позволяют в течение нескольких секунд дистанционно считывать показания потребления электроэнергии за прошедший период и выписывать счета на оплату за любой промежуток времени. Делает это один оператор для многих тысяч потребителей. АСКУЭ позволяют не только учитывать, но и снижать процент хищений энергоносителей (на 20 и более процентов), осуществлять контроль за электропотреблением, способствовать его оптимизации, минимизировать издержки, связанные с организацией учета и платежей.

В АСКУЭ «Политариф-А» измерительный канал построен следующим образом. Счетчики с цифровым выходом ЦЭ2727М, ЦЭ2726М обеспечивают передачу информации на УПД-600, используя в качестве интерфейса ЭСМ.

ЭСМ предназначен для обмена информацией между устройствами по силовым линиям 220/380 В. Диапазон частот соответствует стандарту



CENELEC EN 50065-1. Тип коммуникационного канала - полудуплексный. Скорость передачи данных по силовым линиям 600/1200 Бод. Тип модуляции частоты несущей в коммуникационном канале — FSK. Дальность передачи без ретрансляции по скрытым силовым линиям - до 500 м, по воздушным силовым линиям - до 2000 м.

Информационное взаимодействие между устройствами осуществляется по схеме «запрос-ответ». Протокол обмена обеспечивает достоверный контроль принимаемой информации. Программная логика информационного обмена обеспечивает гарантированную доставку информации.

АСКУЭ «Политариф-А» являются источником достоверной и легитимной информации о энергопотреблении, удовлетворяют требованиям, предъявляемым к программно-техническим средствам, применяемым при создании автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке:

1. Счетчики электроэнергии ЦЭ2727М, ЦЭ2726М соответственно трехфазные и однофазные, электронные многотарифные:

- внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации под №№ 19249-00,17226-98;

- технические параметры и метрологические характеристики счетчиков отвечают требованиям ГОСТ 30206-94;

- построены на базе специализированных микропроцессоров и обеспечивают измерение электроэнергии с нарастающим итогом;

- имеют энергонезависимую (фискальную) память для хранения данных по активной энергии и запрограммированных параметров счетчиков при пропадании питания до 10 лет;

- оснащены календарем и часами с точностью хода не хуже  $\pm 1$  сек в сутки с возможностью автоматической коррекции;

- обеспечивают ведение «журнала событий», имеют защиту от несанкционированного доступа, автоматическую диагностику;

- счетчик ЦЭ2727М имеет возможность хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину 2 месяца.

## 2. УСПД:

- УПД-600 имеет защиту от несанкционированного доступа как к аппаратной части(разъемам), так и к программно-информационному обеспечению.

- УПД-600 обеспечивает обслуживание до 500 счетчиков с ЭСМ.

Предложенные схемы АСКУЭ имеют следующие особенности и преимущества:

- максимальная простота структуры схемы;
- унифицированный протокол обмена;
- не требуется дополнительных помещений для размещения оборудования узлов системы (только подстанция и квартира);
- высокая ремонтоспособность, т.к. принят модульный принцип построения системы;
- позволяет наращивать систему постепенно без значительных издержек на установку новых узлов;
- позволяет создать с использованием автономного ЭСМ универсальную информационную систему учета бытового потребления ресурсов;
- не требуется прокладки проводных линий;
- инспектор избавлен от необходимости попадать в квартиру, коттедж абонента для получения необходимой информации.

На рисунке 6.4 изображен пример выполнения АСКУЭ.

Рассмотренная система учета «Политариф-А» имеет преимущество над АСКУЭ, используемой в настоящее время. АСКУЭ построена на современных достижениях электронной и вычислительной техники, имеет большую способность развиваться и совершенствоваться, позволяет сократить время на сбор и обработку информации.

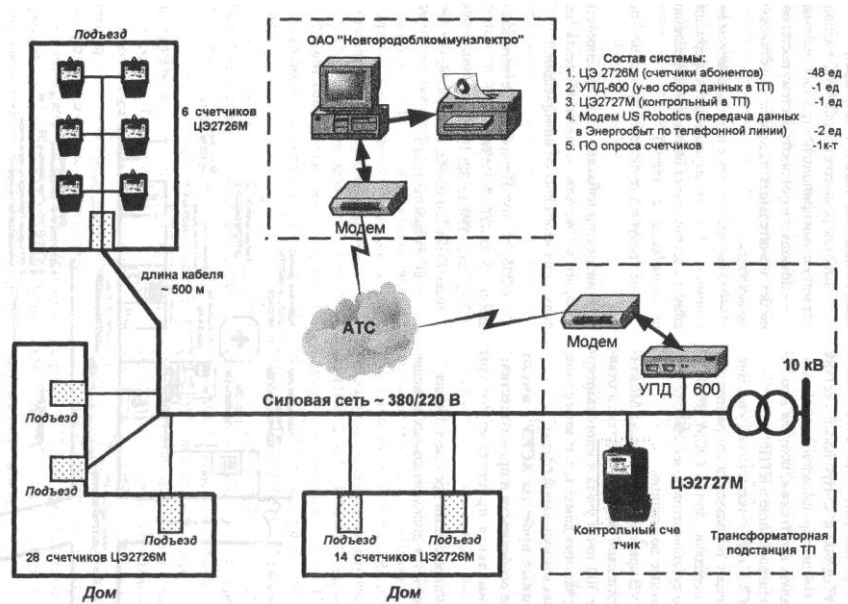


Рисунок 6.4 - Пример реализации АСКУЭ

АСКУЭ на базе ПО «Политариф-А» позволяет вести многотарифный учет в течении суток, а также в различные сезоны года, поскольку в часы ночных и сезонных летних минимумов потребления тарифы на электроэнергию значительно ниже, чем во время максимумов.

Систему можно интегрировать в существующую АСКУЭ ЮЭС «Удмуртэнерго» за счет совместимого протокола обмена информацией, вести на ее базе учет потребления иных энергоносителей. Внедрение АСКУЭ в масштабах предприятия позволит значительно снизить погрешности учета, повысить оперативность и достоверность сбора данных, создать статистический банк данных для прогнозирования потребления электроэнергии и мощности в сетях.

Вывод. Шестой раздел посвящен разработке АСКУЭ. Рассматриваются вопросы целесообразности установки АСКУЭ, а также ее структура и программное обеспечение. Указано на возможности ее дальнейшего развития.

## 7 Расчет заземляющего устройства и молниезащиты

### 7.1 Расчет заземляющего устройства на ПС «Разинская»

В «Межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок» [8] дается такое определение заземления: «заземление - преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки системы электроустановки или оборудования с заземляющим устройством».

На таких крупных объектах заземляющее устройство выполняют в виде сетки из металлических труб, либо стальных полос. Подстанция «Разинская» находится в равнинной местности, почва на месте установки подстанции - суглинок, выбираем удельное сопротивление грунта  $\rho = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Для электроустановок 110 кВ нормируемое сопротивление заземляющего устройства  $R_z = 0,5 \text{ Ом}$  [1].

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R = A \cdot \rho / \sqrt{S + \rho / (L + n \cdot l_v)} \quad (7.1)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта,  $\rho = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,

$A$  – коэффициент,

$S$  - площадь заземляющего устройства,  $\text{м}^2$ ,

$L$  - общая длина звеньев сетки,  $\text{м}$ ,

$n$  - количество вертикальных электродов, шт,

$l_v$  - длина вертикального электрода,  $\text{м}$ .

Рассчитаем устройство заземления в ОРУ-110 кВ.

На подстанции «Разинская» в ОРУ-110 кВ применяется сетчатое заземляющее устройство. Площадь заземляющего устройства:

$$S = A \cdot B = 28,5 \cdot 38 = 1083 \text{ м}^2$$

При условии заглубления заземляющей сетки  $t_b = 0,7 \text{ м}$  и длине вертикальных электродов  $l_v = 11 \text{ м}$  значение коэффициента:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot (l_v + t_b / \sqrt{S}); \quad (7.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 11,7 / 32,9 = 0,296.$$

Принимаем восемь полос заземлителя в продольном направлении. Расстояние между полосами составит от 3 до 6,5 м. В поперечном направлении принимаем девять полос.

Заземляющее устройство принимаем в виде сетки из полосы 40×4 мм, проложенной на глубине 0,7 м по территории ОРУ-110 кВ и стержней длиной 11 м, диаметром 12 мм.

Определяем суммарную длину горизонтальных полос:

$$L = 9 * A + 8 * B = 9 * 28 + 8 * 38 = 556 \text{ м.}$$

При количестве вертикальных заземлителей  $n = 72$  определяем сопротивление заземлителя по (7.3):

$$R = A * \rho / \sqrt{S + \rho / (L + n * l_B)}; \quad (7.3)$$

$R = 0,296 * 50 / \sqrt{1083 + 50 / (556 + 72 * 11)} = 0,296 * 1,51 + 50 / 1348 = 0,48 \text{ Ом,}$   
что меньше нормируемых 0,5 Ом.

## 7.2 Расчет молниезащиты подстанции

Открытые распределительные устройства и здания от прямых ударов молнии защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты п/ст принимаем 4 стержневых молниеотвода высотой  $h=19(\text{м})$ , высота защищаемого объекта  $h_0 = 6(\text{м})$ , размеры объекта  $b * c = 48 * 51(\text{м})$ . Определим число ожидаемых ударов  $N$  молний в год в здание и сооружение:

$$N = (S + 6h_0) * (L + 6h_0) - 7,7h_0^2 * n * 10^{-6} \quad (7.4)$$

где  $h_0$  наибольшая высота объекта, м;

$S, L$  соответственно ширина и длина объекта, м.

$N$  среднегодовое число ударов молний в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности ( $n=4$ ):

$$N = ((48 + 6 * 6) * (51 + 6 * 6) - 7,7 * 6^2) * 4 * 10^{-6} = 0,028.$$

Так как  $0 < N < 2$ , то принимаем тип зоны защиты Б.

В качестве места установки молниеотводов выбираем внешние опоры порталов ОРУ-110кВ по конструктивным соображениям. Параметр «а»

определяем как половину расстояния между внешними опорами порталов одной секции шин ОРУ-110кВ.

$$a=34,8/2=17,4\text{м.}$$

Как известно радиус зоны защиты можно найти исходя из выражения:

$$R_x=a+y, \quad (7.5)$$

где  $y=1...2$  м., запас радиуса, чтобы удар молнии не приходился на защищаемую территорию,

$$R_x=17,4+1,6=19 \text{ м.}$$

Определяем высоту молниеотвода исходя из выражения:

$$R_x=1,5(h-h_0/0,92). \quad (7.6)$$

Тогда:

$$h=R_x/1,5+h_0/0,92;$$

$$h=19/1,5+6/0,92=19 \text{ м.}$$

Определим активную высоту молниеотвода из выражения:

$$h_a=0,92h, \quad (7.7)$$

$$h_a=0,92*19=17,5 \text{ м.}$$

Определим радиус защиты на уровне земли:

$$R_0=1,5*h, \quad (7.8)$$

$$R_0=1,5*19=28,5 \text{ м.}$$

Защищаемый объект полностью находится в зоне защиты молниеотводов.

Вывод. В седьмом разделе проведен расчет заземляющего устройства и молниезащиты подстанции. Предложенные конструктивные решения позволяют защитить подстанцию от аварийных ситуаций.



## Заключение

В последнее время происходит рост единичных мощностей генераторов и суммарных мощностей электростанций, увеличиваются напряжение и протяженность линий электропередачи, усложняется энергетическое электрооборудование. Все это выдвигает новые требования к экономичности и надежности работы элементов энергосистемы. Такие задачи решаются во время проектирования или реконструкции объектов систем электроснабжения. При выполнении бакалаврской работы по реконструкции ПС 110/6 кВ «Разинская» осуществлен выбор нового, более совершенного электрооборудования, позволяющего сократить расходы на эксплуатацию, повысить надежность функционирования системы электроснабжения предприятия. Использованы современные разработки и программы модернизации устаревшего оборудования, позволяющие провести реконструкцию с минимальными затратами и максимальной эффективностью.

В ВКР были выполнены расчеты токов короткого замыкания в контрольных точках системы электроснабжения предприятия. Произведен выбор нового электрооборудования подстанции, расчет релейной защиты и автоматики, расчет освещения здания подстанции. При проведении выбора электрооборудования использовались методики выбора, отвечающие нормативным документам. Выполнены расчеты заземляющего устройства и молниезащиты, обеспечивающие надежную и безопасную работу электрооборудования.

Одним из вопросов ВКР был актуальный вопрос внедрения автоматизированной системы учета электроэнергии. Внедрение АСКУЭ позволяет оперативно отслеживать потребление электроэнергии, прогнозировать рост мощностей, снижать коммерческие потери электроэнергии. На базе предложенного измерительного комплекса «Политариф-А» возможна автоматизация учета и других энергоресурсов.



## Список используемых источников

1. Блок В. М., Обушев Г. К. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей. М.: Высшая школа, 1990. 383 с.
2. Боровиков В. А. Электрические сети энергетических систем. Л.: Энергия, 1977. 392 с.
3. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2016. 464 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Агропромиздат, 2000. 446 с.
5. СТО 56947007 29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 132 с..
6. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2002. 374 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. СПб.: БХВ-Петербург, 2014. 607 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. М.: Интернет Инжиниринг, 2005. 672 с.
9. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4...35 кВ и 110...1150 кВ / Е. Ф. Макаров. М.: Папирус Про, 2005. Т. 5. 624 с.
10. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Томск: ТПУ, 2013. 120 с.
11. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.

12. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
13. Постников Н. П., Рубашов Г. М. Электроснабжение промышленных предприятий. Л.: Стройиздат, 1989. 352 с.
14. Киреева Э.А. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М: Кнорус, 2017. 368 с.
15. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие. М: Инфра-М, 2013. 271 с.
16. Зеленцов М.Ю. Организация коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6–10 кВ. М.: Электроставр, 2004. 113 с.
17. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2012. 57 с.
18. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
19. Григорьев В. И. Справочная книга электрика. М.: Колос, 2004. 746 с.
20. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013. 31 с.
21. Кнорринг Г. М. Осветительные установки. Л: Энергоиздат., 1981. 288 с.
22. Киреева Э.А, Орлов В.В, Старкова Л.Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. М.: НТФ "Энергопрогресс", 2003. 120 с.