

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Модернизация электрической части ОРУ 110 кВ Жигулевской ГЭС»

Студент(ка)

А.А. Попов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Г. Сорокин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## АННОТАЦИЯ

Целью выпускной квалификационной работы является проведение модернизации электрической части ОРУ 110 кВ Жигулевской ГЭС на основе новых актуальных решений. Необходимость модернизации вызвана морально и физически устаревшим комплектом оборудования. При дальнейшей их эксплуатации растет риск аварий.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Выполнен расчет электрических нагрузок подстанции; проведен выбор силовых трансформаторов; выбрана электрическая схема подстанции; проведен расчет токов короткого замыкания по подстанции; выбраны электрические аппараты и оборудование необходимые для установки на подстанции, выполнен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, а также выбран тип и источник оперативного тока

Пояснительная записка состоит из 63 страниц, 22 таблицы и 5 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 6 листах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Краткая характеристика гидроэлектростанции .....	8
2. Модернизация ОРУ 110 кВ	
3. Расчет токов короткого замыкания .....	14
4. Проверка выбранной коммутационной аппаратуры ОРУ 110 кВ	22
5. Расчет линии электропередачи 110 кВ	
6. Безопасность жизнедеятельности.....	48
7. Разработка заземляющего устройства ОРУ .....	50
8. Расчет защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии .....	57
9. Экономическая часть .....	60
Заключение.....	68
Список использованных источников	69

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство гидроэлектростанции было начато в 1950 г. В конце декабря 1955 г. дал промышленный ток первый агрегат, а в октябре 1957 г. был введен в действие последний, 20-й агрегат.

До 1956 г. в пределах Европейской части СССР существовало изолированно несколько энергосистем. Строительство крупнейших гидроэлектростанций на Волге – имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС – обусловило строительство высоковольтных линий для передачи электроэнергии в центральные и южные районы страны и на Урал. Новые линии электропередачи связали ранее разрозненные системы в единую энергетическую систему Европейской части страны.

Ввод в эксплуатацию Волжской ГЭС им. В. И. Ленина позволил решить ряд народнохозяйственных задач в области энергетики, транспорта, сельского хозяйства и в др. отраслях. Коренным образом улучшилось энергоснабжение центральных районов Европейской части СССР, где с 1956 г. были отменены ограничения по расходу электроэнергии; значительно укрепилась также энергетическая мощь Урала, нефтяных районов Татарской АССР, Башкирской АССР и Среднего Поволжья.

На базе Куйбышевского гидроузла с его огромным водохранилищем и дешевой электроэнергией созданы благоприятные условия для машинного орошения засушливых земель и электрификации сельского хозяйства Поволжья. Вследствие повышения уровня воды в Волге значительно сокращаются затраты на строительство насосных станций и на подкачку воды.

По сооружениям гидроузла осуществлены переходы через Волгу автомобильной дороги Москва – Куйбышев и железнодорожной линии Сызрань – Кинель. В связи с этим отпала необходимость в постройке специальных мостов.

## 1. Краткая характеристика гидроэлектростанции

ОАО «Жигулевская ГЭС», мощностью 2414,5 МВт, является шестой ступенью и второй по мощности ГЭС Волжско-Камского каскада. Это одна из крупнейших гидростанций в мире по мощности и выработке электроэнергии. Жигулевская ГЭС расположена в г.о. Жигулевске Самарской области на участке Самарской Луки в районе Жигулевского створа, где имеется естественное падение рек Уса-Волга. Она представляет собой низконапорную русловую гидроэлектростанцию (здание ГЭС входит в состав напорного фронта).

В состав основных сооружений гидроузла входят: здание гидроэлектростанции, водосливная плотина, земляная плотина, судоходные сооружения, открытые распределительные устройства напряжением 500, 220 и 110 кВ. Через сооружения гидроузла проходят двухпутная железнодорожная магистраль и автомобильная дорога. На ГЭС установлены 7 гидроагрегатов мощностью по 115 МВт, 4 гидроагрегата мощностью по 120 МВт и 9 гидроагрегат мощностью 125,5 МВт. Общая электрическая мощность ГЭС составляет 2414,5 МВт. Выдача электрической мощности производится через открытые распределительные устройства 110, 220 и 500 кВ.

Энергия, вырабатываемая агрегатами Жигулёвской ГЭС, распределялась на трех напряжениях — 400, 220 и 110 кВ. В соответствии с этим на гидроэлектростанции были сооружены три самостоятельных открытых распределительных устройства (ОРУ). На напряжении 400 кВ энергия передавалась в Москву и на Урал. На напряжении 220 кВ энергия передавалась в отдаленные районы Приволжья, в район строительства Саратовской ГЭС и для электрификации магистральной железной дороги. На напряжении 110 кВ энергия передавалась потребителям Куйбышевэнерго.

На рис.12.1 представлена главная схема электрических соединений Жигулевской ГЭС, из которой видно, что генераторы станции

присоединяются к шинам ОРУ 400, 220 и 110 кВ через восемь групп повысительных трансформаторов. Трансформаторы установлены на перекрытии помещений распредустройства генераторов вдоль здания ГЭС со стороны нижнего бьефа.

Всех типов трансформаторных групп четыре, в том числе:

группа № 1 трехобмоточная 13,8/121/242 кВ мощностью 246 тыс. кВА;

группы № 2, 3 и 5 двухобмоточные 13,8/420 кВ мощностью по 370 тыс. кВА;

группа №4 трехобмоточная 13,8/121/420 кВ мощностью 370 тыс. кВА и группы №6—8 автотрансформаторные 13,8/242/420 кВ по 247 тыс. кВА и проходной мощностью по 500 тыс. кВА.

К группам мощностью 247 тыс. кВА присоединены по два генератора, а мощностью 370 тыс. кВА— по три генератора.

Обмотки трансформаторов генераторного напряжения расщеплены на две или три ветви в зависимости от числа агрегатов, подключенных к группе.

Все типы трансформаторов укомплектованы резервными фазами, размещенными на трансформаторной эстакаде. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторные группы имели вольтодобавочные трансформаторы для продольного регулирования напряжения в обмотках 110 и 220 кВ под нагрузкой. Вольтодобавочные трансформаторы были включены в нулевые выводы обмоток 220 кВ групп № 1, 6—8 и обмотки 110 кВ группы № 4. Регулирование напряжения в обмотках 400 кВ всех групп и в обмотке 110 кВ группы №1 осуществлялось непосредственно регулированием возбуждения генераторов.

Главная схема электрических соединений была весьма гибкой в отношении возможности варьирования выдачи мощности в сеть 400, 220 и 110 кВ. Так, например, с учетом использования проходной мощности автотрансформаторной групп возможно выдать в сеть 400 кВ мощность всех 20 агрегатов, в сеть 220 кВ — 14 агрегатов и в сеть 110 кВ — 5 агрегатов.

ОРУ-400 расположено на правом берегу выше здания ГЭС и занимает

территорию 15 га.

Схема ОРУ-400 кВ выполнена в виде двойной системы секционированным шин с двумя выключателями на каждое присоединение и секционными выключателями. Секционирование шин 400 кВ предусмотрено для возможности раздельной работы Московской и Уральской линий.

На шины ОРУ-400 коммутируются семь групп повысительных трансформаторов и три отходящие линии, а также была предусмотрена возможность монтажа дополнительной резервной линии на Урал.

Присоединение групп к шинам подстанции осуществлено воздушными переходами с помощью опор, установленных на крыше здания ГЭС, и береговых опор.

Ошиновка ОРУ выполнена из медных полых проводов МП-300 по два провода на фазу. Подвеска шин осуществлена на металлоконструкциях.

ОРУ-400 оснащено воздушными выключателями ВВ-400-15, установленными на сборных железобетонных фундаментах.

В начале обеих цепей линии электропередачи Жигулёвской ГЭС — Москва установлены для компенсации емкости линий 400 кВ группы однофазных шунтирующих реакторов типа РОДГ-50000/400 мощностью 150 Мвар в группе, позволяющие поддерживать напряжение на шинах 400 кВ в необходимых пределах. Трансформаторы напряжения типа НКФ-400 подключены к линиям и расположены в торце линейных ячеек.

На рис. 12.2 представлен разрез по ячейке линии 400 кВ Волжская ГЭС — Москва.

В целях обеспечения динамической устойчивости электропередачи 400 кВ в режиме трехфазного короткого замыкания к шинам ОРУ-400 кВ через специальный замыкатель подключено нагрузочное сопротивление величиной 120 Ом на фазу. На каждой секции шин установлен разрядник типа РВУО-400.

Сжатый воздух для работы воздушный выключателей ВВ-400-15, обеспечивается 11 компрессорами типа ВШ-3/40 давлением 40 атм,

производительностью по  $3 \text{ м}^3/\text{мин}$ , установленными в двух помещениях: шесть в одном и пять в другом.

В целях сокращения длины контрольный кабелей аппаратура релейной защиты и автоматики линий  $400 \text{ кВ}$  расположена в помещении щитового блока ОРУ-400, откуда может осуществляться управление выключателями  $400 \text{ кВ}$  трансформаторной групп и линий, так же как и с центрального пульта управления (ЦПУ) ГЭС. Кстати в первое время до ввода ЦПУ управление станцией производилось отсюда.

В связи со значительными расстояниями между ОРУ-400 и зданием ГЭС в целях уменьшения сечения контрольный кабелей и падения напряжения в них трансформаторы тока типа ТФНКД-400, так же как и трансформаторы тока распределительных устройств  $220$  и  $110 \text{ кВ}$  имеют номинальный вторичный ток  $1 \text{ А}$  в отличие от обычных трансформаторов тока, имеющих вторичный ток  $5 \text{ А}$ .

ОРУ-220 расположено на дамбе № 49 в примыкании здания ГЭС к земляной плотине со стороны нижнего бьефа. Распределительное устройство  $220 \text{ кВ}$  состоит из одной рабочей системы шин, секционированной реактором, и обходной системы шин с одним выключателем ВВН-220/7000 на каждое присоединение. К шинам ОРУ присоединены обмотки  $220 \text{ кВ}$  четырех трансформаторных групп № 1, б — 8 и четыре отходящие линии, по две линии на левый и правый берег.

К обходной системе шин присоединены только линии, так как по разрывной мощности выключателей ВВН-220/7000 к шинам  $220 \text{ кВ}$  можно было одновременное присоединение не более трех трансформаторных групп, и вывод из работы выключателя любой из четырех групп не повлечет за собой недоотпуска энергии в сеть  $220 \text{ кВ}$ . Мощность же группы, выключатель которой выведен из работы, может выдаваться в сеть  $110$  и  $400 \text{ кВ}$ .

Присоединение трансформаторных групп № 1, 7, 8, а также отходящих линий правого берега (до пункта переключения на воздушную линию) к

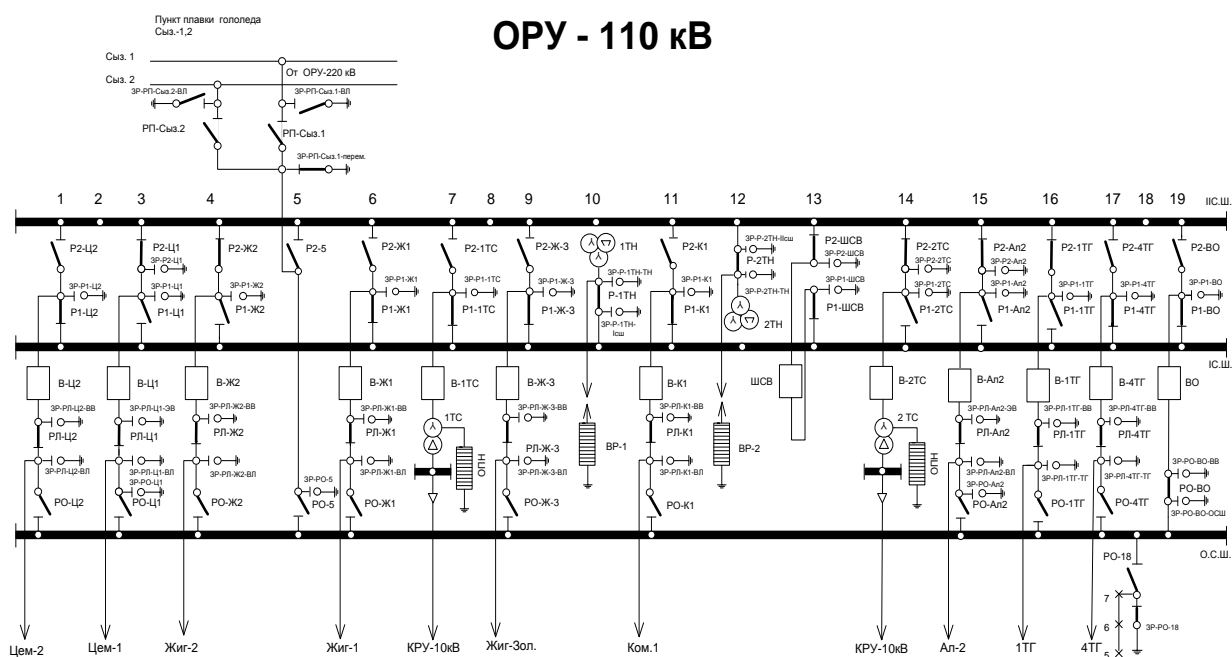


шинам ОРУ выполнено маслонаполненными кабелями высокого давления типа МВДТ- 220. Группа № 6 и линии, отходящие на левый берег, имеют воздушное присоединение. Все конструкции и фундаменты ОРУ-220 выполнены из сборного железобетона. Воздухоснабжение выключателей ВВН-220/7000 обеспечивается тремя компрессорами типа ВШ-3/40.

В щитовом блоке ОРУ-220 размещена аппаратура релейной защиты и автоматики линий 220 кВ и оборудование автоматической подпитки кабелей 220 кВ линий правого берега. Отсюда также осуществляется управление выключателями 220 кВ, дублируемое с ЦПУ.

ОРУ-110 расположено на правом берегу ниже здания ГЭС. Схема ОРУ-110 принята с двойной (рабочей и резервной) и обходной системами шин с одним выключателем на присоединение.

К шинам ОРУ-110 присоединены трансформаторные группы №1 и 4 и пять отходящих линий (на первом этапе), два трансформатора общестанционных нужд 121/10 кВ по 10 тыс. кВА каждый, а также предусмотрены ячейки для присоединения резервных линий. Все присоединения выполнены воздушными.



К обходной системе шин подключены все отходящие линии и выводы

обеих трансформаторных групп, так как предполагалось, что вывод из работы выключателя одной из групп может привести к нарушению нормальной работы системы 110 кВ.

РУ-13,8 размещено в помещениях здания гидроэлектростанции со стороны нижнего бьефа. В этих помещениях, кроме выводов генераторов с выключателями ВВ-15, установлены щиты защиты и автоматики повысительных трансформаторов, трансформаторы и распределительные устройства собственных нужд, аккумуляторные батареи, системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения генераторов.

## 2. Модернизация ОРУ 110 кВ

План модернизации ОРУ 110 кВ предусматривает замену разъединителей на более актуальные а также высоковольтных воздушных выключателей на элегазовые колонковые выключатели. Установленные в настоящее время воздушные выключатели морально и физически устарели. Нормативный срок эксплуатации таких выключателей составляет 25 лет, в данном случае период работы выключателей намного больше (40-48 лет).

В целях повышения надежности передачи и распределения электроэнергии целесообразна установка на подстанции элегазовых выключателей, отличающихся от других выключателей более высокой коммутационной способностью, надежностью, долговечностью, малым весом, сниженными затратами на их эксплуатацию.

Замена на новое коммутационное оборудование, такое как элегазовые выключатели, значительно повысит качество и надежность электроснабжения потребителей, а также снизит потери электроэнергии и мощности собственных нужд подстанции. Никакого расширения подстанции, а также переноса другого коммутационного оборудования по этому варианту не требуется, что является, помимо прочего, большим преимуществом данного вида реконструкции.

Предусмотрены новые элегазовые выключатели на ОРУ-110 кВ на новом оборудовании фирмы «Savoir Faire» элегазового выключателя ВГП-110П\*-40/2500 У1 и разъединители типа РГ-110

Питание приводов и обогрев проектируемых выключателей ОРУ-220/110/35 кВ предусматривается от существующих шкафов. Электроснабжение шкафов питания привода выключателей осуществляется через систему бесперебойного питания. Система бесперебойного питания имеет два входа и питается от постоянного  $\approx 220$  В и переменного  $\approx 380$  В источников.

Высоковольтный выключатель — устройство, применяемое в цепях высокого напряжения для отключения нагрузки и защиты системы от короткого замыкания.

Выключатели с очень большим номинальным напряжением и очень большим током отключения требуются на электрических подстанциях. Эти выключатели представляют собой довольно сложную конструкцию, управляемую электромагнитами.

До проекта модернизации на ОРУ-220/110/35 кВ стояли выключатели марки МКП-110 и У-110. Выключатель МКП является масляным высоковольтным выключателем, предназначенным для работы в трехфазных сетях переменного тока. В масляных выключателях в качестве изоляции токоведущих частей друг от друга и дугогасительных устройств от земли применяются различные твердые изоляционные материалы. Масло служит только для выделения газа. Каждый разрыв цепи снабжается отдельной камерой с дугогасительным устройством, обычно выполненным с поперечным дутьем.

Основные причины отказов выключателей МКП:

- недоброкачественное изготовление стеклопластиковых тяг в первые годы выпуска выключателей;
- перегорания электромагнитов управления;
- поломки рычагов, осей, траверс рабочих пружин и других деталей;
- использование обычного трансформаторного масла вместо арктического.

В ходе модернизации было принято заменить старые выключатели на ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ и ОРУ-35кВ на элегазовые выключатели компании «Savoir Faire».

Выбранные элегазовые выключатели компании обладают следующими достоинствами:

- способность отключать токи КЗ в течение максимум 40 мс;
- высокая диэлектрическая прочность;

- стабильность времени срабатывания.

Таким образом, замена высоковольтных выключателей МКП на ВГП обоснована большим количеством недостатков и устареванием выключателей МКП.

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, типу, роду установки и проверяются по электродинамической и термической устойчивости, а также отключающей способности в режиме короткого замыкания.

Выбор выключателей по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки с номинальным напряжением выключателя. При этом необходимо учесть, что выключатель допускает работу при продолжительном повышении напряжения до 15% номинального.

Выбор выключателей по отключающей способности сводится к проверке того, чтобы расчетная мощность отключения не была больше отключающей способности выключателя.

Выбор выключателя по типу сводится к выбору типа, который соответствовал бы условиям, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателя.

Выбор выключателя по роду установки производится в зависимости от конструктивного решения подстанции.

Выбранные выключатели проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость к токам короткого замыкания.



Рисунок 2.1 – Конструктивное исполнение выключателей типа ВГП-110



Рисунок 2.2 – Конструктивное исполнение выключателей типа ВГП-110

В схеме первичной коммутации Жигулёвской ГЭС на напряжениях 400, 220, 110 и 13,8 кВ применены исключительно воздушные выключатели. Выключатели на напряжениях 400, 220 и 13,8 кВ, поставленные для Жигулёвской ГЭС, являлись первыми экземплярами оборудования этого типа, изготовленными в Союзе ССР. Вполне естественно поэтому, что начальный период эксплуатации этих выключателей, в особенности выключателей 400 и 220 кВ, был связан с выявлением и устранением ряда конструктивных и производственных недочетов.

Выключатели ВВН-220/7000 установленные на Жигулёвской ГЭС в период их эксплуатационного освоения показали некоторые конструктивные и производственные дефекты, в результате которых имели место нарушения четкой работы выключателей, однако без их повреждения. В последствии эксплуатационный персонал планомерно устранял выявленные дефекты выключателей ВВН-220/7000, что обеспечивало необходимую степень их эксплуатационной надежности. Выключатели ВВН-110 и ВВ-15 работали с самого начала эксплуатации достаточно надежно.

Ниже приводятся некоторые выявленные и устраненные дефекты воздушных выключателей.

ВВ-400-15. Недостатками этих выключателей являлись:

1. Недостаточная герметичность и отсутствие эффективной вентиляции внутренних полостей фарфоровых опорных изоляторов и воздухопроводов гасительных камер и привода отделителя. Вследствие этого из-за прямого попадания атмосферной влаги внутрь выключателя или конденсации ее в нем при резких изменениях наружной температуры происходило увлажнение внутренних поверхностей опорных изоляторов и внутренних и наружных поверхностей воздухопроводов и электрический пробой по этим поверхностям.

Нарушения герметичности выключателей были вызваны производственными и монтажными дефектами, как, например, раковинами в силуминовых отливках фланцевых соединений, неплотностями сочленений воздухопроводов привода ножа-отделителя, неправильной обработкой стыковых

поверхностей, применением прокладок из неморозостойкой резины и не соответствующих размеров и т. п. Значительные динамические воздействия, воспринимаемые выключателем при операциях включения и отключения, также приводило к нарушениям герметичности. В этих условиях постоянная сквозная вентиляция выключателей являлась, безусловно, необходимой и в последствии была внедрена.

В результате внимательного анализа случаев пробоя выключателей и принятых мероприятий повреждения выключателей из-за пробоя изоляции были полностью устранены. Важнейшими из этих мероприятий явились:

1. Тщательная герметизация выключателей при монтаже и ревизиях; тщательная отбраковка деталей; конструктивное улучшение сочленений воздухопроводов привода отделителя и внедрение эффективной сквозной продувки полостей опорных изоляторов сжатым воздухом давлением порядка 0,1—0,2 атм, редуцируемым из системы воздушного управления выключателем.

Эффективность продувки достигнута путем замены во всех магистралях продувочного воздуха вертикальных обратных шариковых клапанов горизонтальными с заменой металлических шариков пластмассовыми, за исключением магистралей продувки внутренней полости опорных изоляторов, на которых шариковые клапаны полностью изъяты. Кроме того, забор продувочного воздуха на наиболее удаленную полость — опорную колонку ледолома был осуществлен непосредственно от указателя продувки фазы до размножителя магистралей продувочного воздуха.

2. Несмыкание контактов гасительных камер (рис.12.4) вследствие зависания подвижного контакта при отключении выключателя. Такое несмыкание, возникающее обычно в одной из камер и не обнаруженное при последующем включении выключателя, приводило к образованию дуги между подвижным и неподвижным контактами и постепенному их выгоранию, а также к пережогу и ослаблению механической прочности фарфорового корпуса камеры.



Такой выключатель с дугой между контактами внутри камеры может находиться в работе в течение довольно длительного времени (в одном случае до 12 суток), пока при новом отключении выключателя повреждение не обнаружится разрывом фарфора гасительной камеры.

Расследование такого рода повреждений выключателей позволило установить, что зависание подвижного контакта при движении его на размыкание

происходило в тех случаях, когда верхнее уплотнительное кольцо контакта вследствие увеличения свободного хода контакта выходило из направляющей втулки и, упираясь в ее торец, препятствовало обратному движению и смыканию контакта, несмотря на усилия возвратной пружины.

Увеличение свободного хода подвижного контакта является следствием дефектности резиновых колец, устанавливаемых для упора и смягчения удара подвижного контакта о корпус при движении его на размыкание.

Дефектами резиновых упорных колец являлось уменьшение толщины, увеличение внутреннего диаметра и неудовлетворительное качество резины. Следует признать также, что конструктивный допуск свободного хода подвижного контакта 1,5 мм недостаточен.

На Жигулёвской ГЭС были десятки случаев повреждения гасительных камер, вызванных зависанием подвижных контактов, и один случай зависания без повреждения. Для устранения зависания подвижных контактов были сняты верхние уплотнительные кольца подвижных контактов и произведена ревизия и замена дефектных упорных резиновых колец, после чего зависания полностью прекратились.

3. Первые три выключателя 400 кВ были поставлены с семью гасительными камерами на фазу (в отличие от последующих выключателей, имеющих по восемь камер) и имели разрывную мощность ниже 15 млн кВА.

В 1960 г. по рекомендации ВЭИ на этих трех выключателях устанавливаются дополнительно по одной гасительной камере на фазу для

повышения их разрывной мощности до 15 млн кВА и возможности работы выключателей при напряжении 500 кВ.

4. В блоке клапанов ВВ-400-15 имелись отверстия, через которые продувочный воздух воздухопроводов включения выходит в атмосферу. Аналогичные отверстия имеются и в клапане БАПВ для выхода продувочного воздуха воздухопроводовотключения. Указанные отверстия являются источником непроизводительных потерь продувочного воздуха, так как блоки клапанов и БАПВ расположены на нижнем конце вентилируемых воздухопроводов, а продувочный воздух должен проходить по всей высоте воздухопроводов и выходить через отверстия в верхней их части. Для устранения указанных непроизводительных потерь воздуха отверстия в блоке клапанов закрыты наглухо или с помощью специальных клапанов, а клапаны БАПВ были вовсе отсечены от воздухопроводов, так как в настоящее время работа ВВ-400-15 в цикле БАПВ не производилась.

5. На всех выключателях, работа которых в цикле БАПВ не предусматривается, клапаны БАПВ выведены из работы во избежание имевшихся случаев заедания клапанов и отказа в связи с этим отключения ВВ. Это мероприятие осуществлено и на выключателях ВВН-220.

6. В демпферы всех выключателей 400 кВ (а также 220 и 110 кВ) заливалось масло АМГ-10, более морозостойкое, чем трансформаторное или приборное масло МВП, рекомендуемые заводами «Электроаппарат» и «Уралэлектроаппарат».

7. Для предотвращения возможности накопления влаги в коробке наружного механизма привода отделителя в днище коробки просверливались два отверстия.

ВВН-220/ 7000. Установленные на Жигулёвской ГЭС выключатели ВВН-220 разрывной мощностью 7 млн кВА завода «Электроаппарат» имели следующие конструктивные и производственные недостатки:

1. Нестабильность характеристик выключателей при изменениях температурных условий окружающей среды, обусловленную:

а) применением прокладочной резины по ГОСТ 7338-55 значительно изменяющей свои объемные и линейные размеры в зависимости от температуры, вследствие чего появляются протечки воздуха, нарушающие характеристики выключателя;

б) малыми кольцевыми воздушными зазорами регулировочных игл, меняющимися в зависимости от окружающей температуры из-за разнородности материалов иглы и седла (медь и сталь);

2. Применение на фарфоровых воздуховодах составных соединительных муфт из недостаточно высушенной дельта-древесины, набранных по высоте из семи отдельных склеенных между собой шайб. При высыхании дельта-древесины между шайбами муфты образуются щели, через которые при операциях включения и отключения отделителя имеют место большие утечки воздуха. Вследствие этого поступление воздуха в привод отделителя оказывается недостаточным для завершения операции и происходит зависание или недоотключение отделителя.

На ОРУ-220/110/35 кВ установлены разъединители марки РНДЗ.

В ходе эксплуатации разъединителей РНДЗ года были обнаружены следующие дефекты:

- связанные с несовершенством, и нарушением технологии изготовления изоляторов и приводящие к недопустимому снижению их механической прочности в процессе эксплуатации;

- монтажа, наладки и технического обслуживания разъединителей в процессе эксплуатации, приводящие к возрастанию нагрузок на изоляторы;

- появления пленки оксида на поверхности контактов разъединителей, что ведет к чрезмерному нагреву;

- искривления ножей подвижных контактов.

Разъединители всех типов, установленные в открытых и закрытых распределительных устройствах 400, 220, 110, 13,8 и 10 кВ, в эксплуатации показали себя надежными, и случаев серьезных повреждений их не было.

По отдельным типам разъединителей были выявлены следующие недостатки:

Р0НЗ-400. 1. Скопление влаги в головках подвижного и неподвижного контактов разъединителей. Необходимо было просверлить в нижней части головок отверстия для стока воды.

1. Поломка изоляторов КО-400 поворотных колонок из-за непараллельности фланцев, вследствие чего появлялся значительный эксцентриситет колонок и возникали дополнительные механические усилия в них.

2. Конструкция привода заземляющего ножа неудобна для разборки червячного редуктора при ревизиях.

3. Не продумана смазка и защита от попадания влаги нижних подшипников поворотных колонок.

4. Боковые экраны основного ножа не позволяли регулировать длину ножа.

РЛНЗ-110. 1. Загрязнение узла сопряжения чугунного хомута втулки поворота с медной трубкой ножа разъединителя или застывание смазки в нем в зимних условиях приводило к значительному увеличению усилий при операциях отключения разъединителя моторным приводом и к повреждениям деталей узла сопряжения.

2. Установленные при монтаже трубы со сварным швом диаметром 50 мм, передающие усилия от привода к ножу разъединителя, оказались недостаточно прочными и были заменены при эксплуатации цельнотянутыми трубами того же диаметра.

Р0-20/ 6000. Отмечено несколько случаев поломок чугунных корпусов червячных приводов ПЧ-50, имеющих недостаточный запас прочности.

Инструкциями заводов-поставщиков оборудования был предусмотрен электрический обогрев приводов разъединителей при температурах окружающего воздуха ниже 10° С.

Опыт эксплуатации выявил возможность отказа от электрического обогрева приводов разъединителей 400, 220 и 110 кВ в зимнее время.

Для надежной работы приводов разъединителей при отсутствии электрического обогрева редукторы приводов заполнили консистентной низкотемпературной смазкой (например, марки ЦИАТИМ-201) или трансформаторным маслом.

Выполнение этого мероприятия обеспечивало значительное снижение расхода электроэнергии на собственные нужды, так как мощность подогревательных элементов одного привода составляет 1 кВт, а число приводов только по ОРУ-400 более 350 шт.

Было принято решение замены разъединителей РНДЗ на РГ – разъединитель горизонтально-поворотного типа, которые обладают высокими эксплуатационными качествами, исключая необходимость обслуживания в течение всего срока службы.



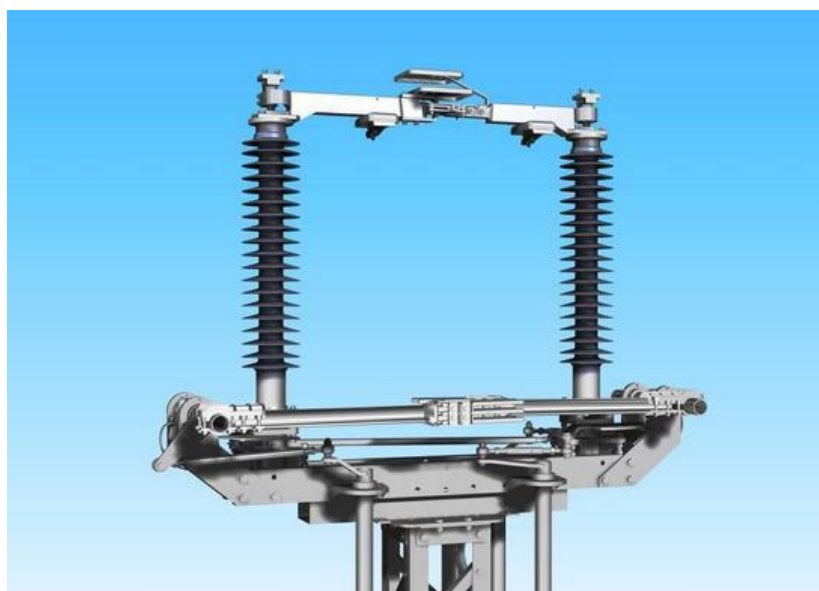


Рисунок 2.3 – Конструктивное исполнение разъединителей типа РГ-110



Рисунок 2.4 – Конструктивное ограничителей перенапряжения

### 3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (к.з.) необходим для выбора и проверки электрических аппаратов, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств и т.д.

Выбор вида расчетного тока к.з. зависит от поставленной цели, т. е., расчетным видом тока короткого замыкания при выборе и проверке аппаратов и проводников в сетях 110 кВ - трех-, двух-, и однофазные токи короткого замыкания.

Для расчетов токов короткого замыкания составим расчетную схему рассматриваемой электроустановки (рисунок 4), и намечаем на ней токи короткого замыкания.

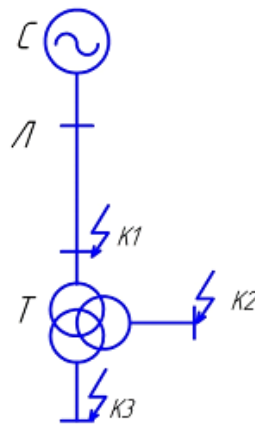


Рисунок 3.1 Схема для расчета токов к.з.

На основании расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения представленную на рисунке 5.

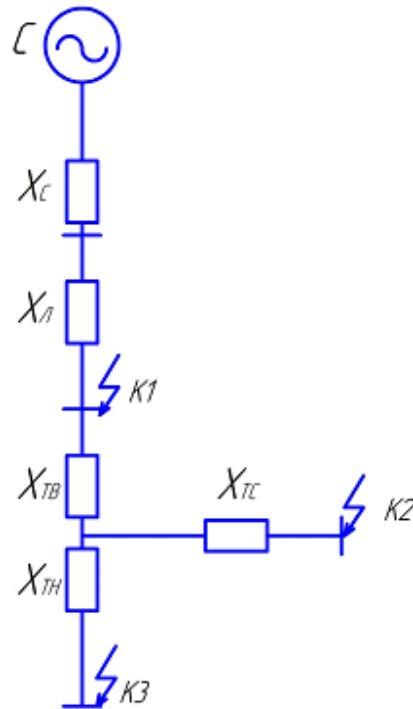


Рисунок 3.2 Эквивалентная схема замещения электроустановки

Рассчитаем сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах.

-система:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2500} = 0,4;$$

где:  $S_{\sigma}$  - базисную мощность, примем равной 1000МВА.

-линия электропередачи:

$$X_L = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 17 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,52;$$

-трансформатор:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3;$$



$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Тном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0;$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Тном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,7.$$

Результирующее сопротивление в точке К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_{Л} = 0,4 + 0,52 = 0,92.$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К1:

$$I_{no1} = \frac{E_{\delta}''}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,92} \cdot 5,02 = 5,46(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К1:

$$i_{y\delta K1} = \sqrt{2} \cdot 3,54 \cdot 1,717 = 8,6 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток к.з в точке К2.

Результирующее сопротивление в точке К2:

$$X_C = X_C + X_{Л} + X_{ТВ} = 0,4 + 0,52 + 4,3 = 5,22.$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К2:

$$I_{noK2} = 263 + 1,24 = 3,5 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot 10,58 \cdot 1,8 = 26,93(\text{кА}).$$

Рассчитаем ток к.з в точке К3.

Результирующее сопротивление в точке К3:

$$x_{рез3} = 1,14 + 1,06 = 2,2$$

Базисный ток в точке КЗ:

$$I_{б3} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,8(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке КЗ:

$$I'_{п0к3} = \frac{I_{б3}}{x_{рез5}} = \frac{55}{5,81} = 9,47 \text{кА}$$

Ударный ток к.з. в точке КЗ:

$$i_{удк3} = \sqrt{2} \cdot 15,77 \cdot 1,95 = 43,5 \text{кА}$$

#### **4. Проверка выбранной коммутационной аппаратуры ОРУ 110 кВ**

Выбранные аппараты проверяем на электродинамическую стойкость к току короткого замыкания:

$$i_{НОМ.ДИН} = i_y \quad (4.1)$$

где  $i_y$  – расчетный ударный ток короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость к току короткого замыкания:

$$I_{НОМ.Т.С} \geq I_{\Pi} * \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{Т.С}}} \quad (4.2)$$

где  $t_{\Pi}$  – приведенное время тока короткого замыкания;

$$t_{\Pi} = t_{\Pi.П} + t_{\Pi.А} \quad (4.3)$$

$t_{\Pi.А} = 0,05с$ ,  $T_{\Pi.П}$  – определяем по графику [11];

Проверяем трансформаторы тока и напряжения на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания по аналогии.

Выбираем сечение и марку провода для линии электропередач напряжением  $U_H = 110кВ$ :

Экономически выгодное сечение провода

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} = \frac{68,5}{1,1} = 63 \text{ мм}^2 \quad (4.4)$$

где  $j_{\text{э}} = 1,1$  - экономическая плотность тока,

Предварительно принимаем 2\*АС 50/8,  $I_{\text{дл.доп}} = 210А$ .

Проверим выбранное сечение по допустимой токовой нагрузке:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I^{AB} \Rightarrow 210 > 63 \quad (4.5)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток провода.

Производим проверку по условиям короны. При номинальном напряжении 110кВ минимальное сечение провода АС70/11, т.е. по условиям короны, выбранное сечение АС 50/8 не подходит, поэтому во избежание потерь электроэнергии на корону необходимо увеличить сечение провода до АС 70/11.

Окончательно принимаем провод 2\*АС70/11 с  $I_{\text{дл.доп}} = 375А$ .

Проверку аппаратуры, трансформаторов тока и напряжения сведем в таблицы.

Выбор разъединителей на стороне ВН:

Таблица 4.1

Параметры разъединителя типа РНДЗ -110/630	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ
$I_{НОМ} = 630$ А	$I_P = 68,5$ А
$I_{НОМ,ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 6,033$ кА
$I_{НОМ,Т.С} = 40$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5$ кА

Выбор отделителей на стороне ВН:

Таблица 4.2

Параметры отделителя типа ОДЗ-110/630	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ
$I_{НОМ} = 630$ А	$I_P = 68,5$ А
$I_{НОМ,ДИН} = 80$ кА	$i_Y = 6,033$ кА
$I_{НОМ,Т.С} = 22$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5$ кА

Выбор короткозамыкателей на стороне ВН:

Таблица 4.3

Параметры короткозамыкателя типа КЗ-110	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ,ДИН} = 32$ кА	$i_Y = 6,033$ кА
$I_{НОМ,Т.С} = 12,5$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5$ кА

Выбор трансформаторов тока на стороне ВН:

Таблица 4.4

Параметры трансформатора тока типа ТФЗМ-110	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ
$I_{НОМ} = 100$ А	$I_P = 68,5$ А
$I_{НОМ,ДИН} = 20$ кА	$i_Y = 6,033$ кА
$I_{НОМ,Т.С} = 4$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5$ кА
$S_{2НОМ} = 30$ В*А	$S_{2P} = 30$ В*А

Выбор вводных выключателей:

Таблица 4.5

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-1000-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_P = 754$ А
$I_{НОМ.ОТК} = 20$ кА	$I_{П.С} = 6,31$ кА
$I_{НОМ.ДИН} = 52$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 20$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА

Выбор выключателей на отходящих линиях:

Таблица 4.6

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-630-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 630$ А	$I_P = 309,5$ А
$I_{НОМ.ОТК} = 20$ кА	$I_{П.С} = 6,31$ кА
$I_{НОМ.ДИН} = 52$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 31,5$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА

Выбор секционных выключателей:

Таблица 4.7

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-1000-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_P = 754$ А
$I_{НОМ.ОТК} = 20$ кА	$I_{П.С} = 6,31$ кА
$I_{НОМ.ДИН} = 52$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 20$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА

В каждой цепи трансформатора ГПП устанавливаем приборы:

Таблица 4.8

Прибор	Тип	Потребляемая мощность обмотки, В*А		Класс точности
		тока	напряжения	
Амперметр	Э537	0,1	-	0,2
Ваттметр	Д5061	0,1	0,5	0,1
Счетчик энергии	230 ART-03 CN	0,5	1,0	0,5

Учитывая данные, таблицы 12.11, производим выбор трансформаторов тока на стороне НН.

Таблица 4.9

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_P = 754$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 26$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{II} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА
$S_{2НОМ} = 10$ В*А	$S_{2P} = 6$ В*А

На отходящих линиях к ТП устанавливаем приборы:

Таблица 4.10

Прибор	Тип	Потребляемая мощность обмотки, В*А		Класс точности
		тока	напряжения	
Амперметр	Э537	0,1	-	0,2
Счетчик энергии	230 ART-03 CN	0,5	1,0	0,5

На основании данных таблицы 12.13 производим выбор трансформаторов тока на отходящих линиях к ТП:

Таблица 4.11

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 300$ А	$I_P = 277,1$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 18,4$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{II} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА
$S_{2НОМ} = 10$ В*А	$S_{2P} = 5,5$ В*А

Таблица 4.12

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_P = 754$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 26$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{II} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА
$S_{2НОМ} = 10$ В*А	$S_{2P} = 0,5$ В*А

Таблица 4.13

Параметры разъединителя типа РВЗ-10/400	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 400$ А	$I_{P} = 88$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 41$ кА	$i_{У} = 30,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 16$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА

Проверка однополосных шин сводится к расчету силы и напряжения в металле шин. Наибольшая расчетная сила действует на шину средней фазы при трехфазном коротком замыкании:

$$F_P = 1,76 * i_{У} * \frac{l}{a} * 10^{-7} = 1,76 * 30100^2 * \frac{1,5}{0,22} * 10^{-7} = 1087 \text{ Н} \quad (4.6)$$

$l$  – длина пролета, м;

$a$  – расстояние между осями фаз, м;

$i_{У}$  – ударный ток короткого замыкания, А.

Максимальное расчетное механическое напряжение в металле шин:

$$\delta_{ДОП} = \frac{F_P * L}{10 * W} = \frac{1087 * 1,5}{10 * 0,17 * 0,12^2 * 0,008} = 8,3 \text{ Па} \quad (4.7)$$

где

$$W = 0,17 * h * b^2 \quad (4.8)$$

момент сопротивления для однополосных шин, расположенных плашмя, м<sup>3</sup>.

Полученное сечение должно удовлетворить условию электродинамической стойкости шин:

$$\delta_P \leq \delta_{ДОП} \Rightarrow 41 > 8,3 \quad (4.9)$$

Выбираем материал шин алюминиевый сплав АДЮ,  $\delta_{ДОП} = 41$  Мпа.

Жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах, которые проверяются на разрушающее действие тока КЗ по условию:

$$F_P \leq F_{ДОП} = 0,6 * F_{РАЗ} \quad (4.10)$$

где  $F_{РАЗ}$  – разрушающая нагрузка на изгиб Н;

0,6 – коэффициент запаса.

Выбираем опорный изолятор типа ИО-10-УЗ,  $F_{P43}=2000$  Н.

$$754 < 0,6 * 2000 = 1200 \quad (4.11)$$

Условие выполняется.

Выбор проходных изоляторов аналогичен, и отличается только тем, что расчетное усилие уменьшается в два раза:

$$\frac{754}{2} < 0,6 * 750 \Rightarrow 377 < 450 \quad (4.12)$$

Выбираем проходной изолятор типа ИП-10/100-750УЗ.

## 5. Расчет линии электропередачи 110 кВ



Рассчитать удельные нагрузки сталеалюминиевого провода АС 150/34 для воздушной одноцепной линии 110 кВ, которая проходит в третьем районе по ветру и третьем районе по гололедности. Длина пролета 250 м.

1. Удельная нагрузка от собственной массы провода:

По табл. 2.5. находим исходные данные для данного провода: сечение алюминия  $147,0 \text{ мм}^2$ , сечение стали  $34,3 \text{ мм}^2$ , общее сечение провода  $181,3 \text{ мм}^2$ , диаметр провода  $17,5 \text{ мм}$ , масса одного километра провода равна  $675 \text{ кг}$ .

$$\gamma_1 = \frac{gM_0 \cdot 10^{-3}}{F} = \frac{9,81 \cdot 675 \cdot 10^{-3}}{181,3} = 36,5 \cdot 10^{-3} \text{ Н/мм}^2$$

Здесь  $M_0$  - масса 1 км провода в кг,  $F$  - полное поперечное сечение провода в  $\text{мм}^2$ ,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения.

2. Удельная нагрузка от массы гололедных отложений:

Из табл. 4.2. выбираем для III района по гололеду с повторяемостью 1 раз в 10 лет, так как напряжение линии 110 кВ  $b_{г.н} = 15 \text{ мм}$ . Расчетные значения толщины стенки гололеда определяются по следующему выражению:

$$b_{г} = b_{г.н} k_b^d k_b^h = 15 \cdot 0,89 \cdot 1 = 13,4 \text{ мм}$$

$b_{г.н}$  - нормативная толщина стенки гололеда по табл. 4.2.

Коэффициент, учитывающий отличие действительного диаметра провода от 10 мм:

$$k_b^d = \frac{0,83}{\sqrt[4]{0,1d_{II}}} + 0,17 = \frac{0,83}{\sqrt[4]{0,1 \cdot 17,5}} + 0,17 = 0,89$$

Поправочный коэффициент на высоту расположения над поверхностью земли общего (приведенного) центра тяжести всех проводов учитываемый при  $h_{ц.т.п}^{II} > 25 \text{ м}$ :

Если в задании не указана высота центра тяжести то следует принимать:

$$k_b^h = \left( \sqrt[2]{7h_{ц.т.п}^{II}} \right) = 1$$

$$\gamma_2 = \frac{gg_0 \pi b_{\Gamma} (d + b_{\Gamma}) \cdot 10^{-6}}{F}$$

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot \pi \cdot 13,4 \cdot 30,9 \cdot 10^{-6}}{181,3} = 63,3 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

3. Удельная нагрузка от собственной массы и массы гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 36,5 \cdot 10^{-3} + 63,3 \cdot 10^{-3} = 99,8 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

4. Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда.

Расчетные значения скоростного напора ветра определяются:

$$q_v = q_{v.H} k_q^h = 500 \text{ Па}$$

Здесь  $q_{v.H} = 500$  Па - нормативный скоростной напор ветра по табл. 4.1., выбираем для III района по ветру с повторяемостью 1 раз в 10 лет, так как напряжение линии 110 кВ.  $k_q^h$  - поправочный коэффициент на высоту подвески проводов учитываемый при  $h_{ц.т.п}^H > 15$  м:

$$k_q^h = \sqrt[2]{10 h_{ц.т.п}^H} = 1$$

Коэффициент неравномерности распределения скоростного напора по пролету воздушной линии  $\alpha$ , принимается равным 1, при  $q_{v.H} \leq 270$  Па и 0,7 при  $q_{v.H} \geq 745$ . В диапазоне 270 – 745 Па необходимо воспользоваться формулой:

$$\alpha = \frac{0,9}{\sqrt[4]{0,01 \cdot q_{v.H} - 1,7}} + 0,1 = \frac{0,9}{\sqrt[4]{0,01 \cdot 500 - 1,7}} + 0,1 = 0,75$$

Коэффициент влияния длины пролета  $k_l$ , следует принимать равным 1,2 при пролетах до 50 м, 1,1 при 100 м, 1,05 при 150 м, 1 при 250 м и выше.

$$\gamma_4 = \frac{\alpha k_l C_X k_q^h q_v d \cdot 10^{-3}}{F}$$

$$\gamma_4 = \frac{0,75 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 500 \cdot 17,5 \cdot 10^{-3}}{181,3} = 43,4 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

$C_x = 1,2$  - аэродинамический коэффициент или коэффициент лобового сопротивления, для проводов и тросов диаметром менее 20 мм

1,2 - а также для проводов и тросов любого диаметра, покрытых гололедом.

5. Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha k_l C_x k_q^h \left( \frac{q_v}{4} \right) (7 + 2b_r) \cdot 10^{-3}}{F}$$

$$\gamma_5 = \frac{0,75 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 1 \left( \frac{500}{4} \right) (7,5 + 2 \cdot 13,4) \cdot 10^{-3}}{181,3} = 27,5 \cdot 10^{-3} \text{ Н/мм}^2$$

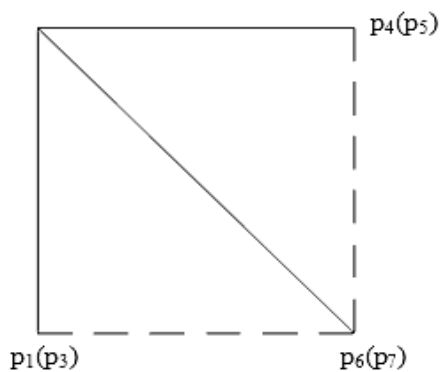
$C_x = 1,2$  - аэродинамический коэффициент или коэффициент лобового сопротивления, для проводов и тросов любого диаметра, покрытых гололедом.

6. Удельная результирующая нагрузка от массы провода и давления ветра без гололеда.

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{36,5^2 + 43,4^2} = 56,7 \cdot 10^{-3} \text{ Н/мм}^2$$

7. Удельная результирующая нагрузка от массы провода, давления ветра и массы гололеда.

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{99,8^2 + 27,5^2} = 103,5 \cdot 10^{-3} \text{ Н/мм}^2$$



Р и с. 5.1. Результирующие единичные нагрузки

## **6. Безопасность жизнедеятельности**

Проект выполнен в соответствии с требованиями строительных норм и правил, противопожарных и взрывобезопасных норм проектирования зданий и сооружений.

### **7. Разработка заземляющего устройства ОРУ**

Защитное заземление является наипростейшим и в то же время очень эффективной взвешенной защитой от удара электрическим разрядом, когда напряжение на металлических частях.

Принцип защитного заземления основан на снижении к безопасному значению напряжения и шага, из-за прекращения на случае и других причинах.

В результате вычисления обосновывающего устройства, должны определить композитные параметры земли - номер, размер и размещение заземления и основания кондукторш, в которых напряжение и шаг в течение фазового кругооборота на обоснованном вложении не превышает допустимые ценности.

Безаварийная работа электроустановок промышленных предприятий обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий. Важное место среди них занимает защита объектов от прямого и непрямого воздействия грозовых разрядов. В настоящее время проблема молниезащиты и защиты от перенапряжений приобретает все большую актуальность в связи с тем, что в электрических сетях возрастает количество потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитных помехам.

В данном разделе рассматривается задача обеспечения грозозащиты ОРУ 110 кВ подстанции. Для решения задачи необходимо определить высоту молниеотводов, границы зон и надежность защиты.

ОРУ 110 кВ защищен шестью молниеотводами. Разбиваем защищаемую территорию на две части.

Схема грозозащиты приведена на рисунке 7.1. Молниеотводы обеспечивают защиту шинных порталов от прямых ударов молний, однако длина зоны защиты в промежутках между молниеотводами мала и может быть принята предельно допустимой.

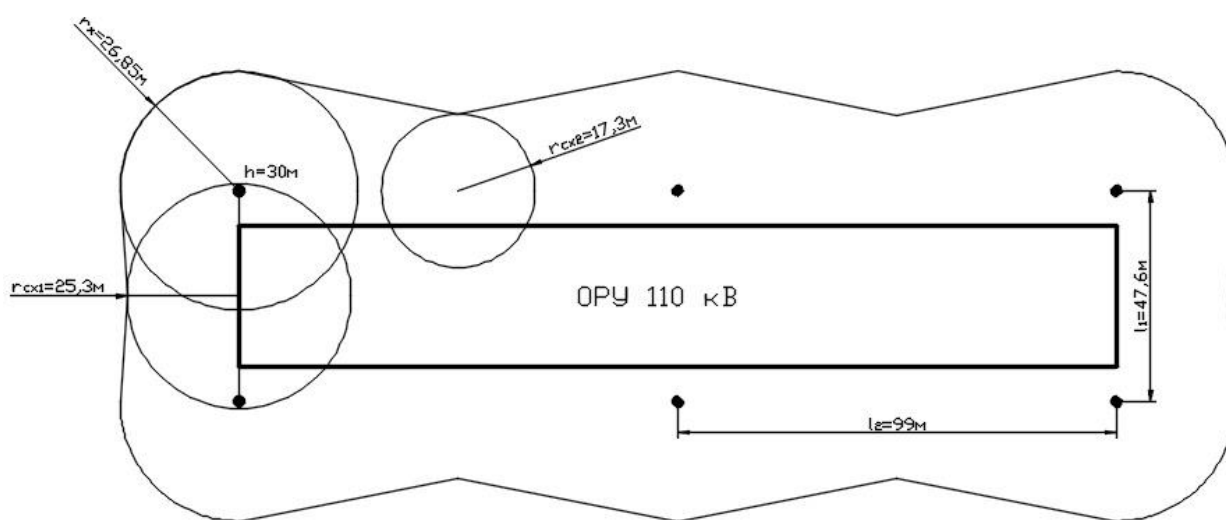


Рисунок 7.1 – Схема грозозащиты ОРУ 110 кВ

В ходе расчетов защиты ОРУ-110 кВ от прямых ударов молний были установлены стержневые молниеотводы с полной высотой 30 м и активной высотой 19 м. Выбранные молниеотводы обеспечивают защиту шинных порталов от прямых ударов молний, однако длина зоны защиты в промежутках между молниеотводами мала и может быть принята предельно допустимой.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект модернизации электрической части ОРУ 110 кВ Жигулевской ГЭС.

Выбор оборудования был проведен на основании расчета токов короткого замыкания. Расчетным током был выбран двухфазный на ток к.з. землю, так как его значение больше, чем у трёхфазного, и однофазного тока к.з.

В результате проект модернизации выполнен с учетом всех современных требований и рекомендаций.

## Список использованных источников

1. Гидроэлектростанции России. — М.: Типография Института Гидропроект, 1998. — 467 с.
2. *Слива И. В.* История гидроэнергетики России. — Тверь: Тверская Типография, 2014. — 302 с. — [ISBN 978-5-906006-05-9](#).
3. *Бурдин Е. А.* Волжский каскад ГЭС: триумф и трагедия России. — М.: РОССПЭН, 2011. — 398 с. — [ISBN 978-5-8243-1564-6](#).
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. А.М. Деревянко М.: ДЕАН, 2015.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок. — М.: Изд-во Омега-Л, 2014.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. — М.: Изд-во Энергия, 2013. — 64 с.
8. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. — М.: Изд-во Альвис, 2012. — Т.13.
9. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. — М.: Изд-во Альвис, 2013. — Т.14.
10. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. — М.: Изд-во Альвис, 2013. — Т.15.
11. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. — М.: Изд-во Альвис, 2014. — Т.16.
12. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов/В.В. Андреев. — 6-е изд., стер. — М.: Высш. Шк. 2008. — 640 с.

13. Общие вопросы. Электротехнические материалы // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. Ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т.1.
14. Степкина Ю.В. Электропитающие системы и сети: метод. Указание к выполнению лаб. работ / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2006.
15. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006.
16. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. Пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.
17. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 448 с.
18. Вахнина, В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / В. В. Вахнина. –Тольятти: ТГУ, 2011. - 68 с.
19. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. - метод. пособие для студентов 140200 "Электроэнергетика" / В. В. Вахнина, О. В. Самолина. –Тольятти: ТГУ, 2009. – 15 с.
20. Вахнина, В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. -метод. пособие / В. В. Вахнина, Ю. В. Степкина, О. В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2012. – 31 с.
21. Степкина, Ю. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб. пособие / Ю. В. Степкина, В. В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2009. – 67 с.



22. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2007. – 670.
23. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2008. – 253.
24. Ополева, Г.Н. Схемы подстанции электроснабжения: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: Форум-Инфра-М, 2008.
25. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.
26. Электротехнические изделия и устройства // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. ред. В. И. Орлов [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – Т.2.
27. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Изд-во БХВ-Петербург, 2013. – 608 с
28. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
29. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
30. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3<sup>rd</sup> Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
31. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2<sup>nd</sup> Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
32. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.