

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 Модернизация систем электроснабжения собственных потребителей  
Жигулевской ГЭС

Студент

А.Ю. Байгулов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., профессор А.А. Романов

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

Тольятти 2021

## Аннотация

Целью настоящей работы является исследование путей реконструкции и модернизации собственных потребителей электроснабжения Жигулевской ГЭС. Исследование и реконструкция кабельных трасс после воздействия на них блуждающих токов. А также исследование схем аварийного освещения и выбор генератора для электроснабжения в аварийных ситуациях.

В процессе проведения работы проводилось изучение литературы, научных публикаций и научных журналов по модернизации электрооборудования.

Методология проведения работы заключается в анализе научных публикаций (периодических изданий, материалов сборников научных конференций и т.п.) и учебных пособий (учебники, учебные пособия, методические указания, журналы и пр.), затрагивающих тематику данной работы. Проведен анализ нормативных документов, регламентирующих те или иные характеристики, касающиеся модернизации оборудования, а также реконструкция (ремонт), в тех случаях, где модернизация не обязательна. Также было исследовано явление блуждающих токов и их воздействие на конструкцию станции.

В результате проделанной работы сделан обобщенный обзор и определена степень изученности объекта и предмета исследований.

Проект состоит из пояснительной записки, объемом 57 листов, содержащий 5 таблиц, 15 рисунков. Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Собственные нужды Жигулевской ГЭС.....	7
1.1.Рабочее освещение Жигулевской ГЭС.....	10
1.2.Аварийное освещение.....	11
1.3.Расчет тока короткого замыкания.....	17
2. Выбор коммутационного аппарата.....	21
2.1.Проверка выбранных выключателей КРУ 10 кВ.....	21
2.2.Проверка измерительных трансформаторов тока в связи с измененной нагрузкой во вторичных схемах.....	23
2.3.Проверка измерительных трансформаторов напряжения в связи с уточнением вторичной нагрузки.....	24
3. Релейная защита КРУ 10 кВ ГЭС.....	25
3.1.Выбор микропроцессорных устройств СПАС для КРУ-10 кВ Жигулевской ГЭС.....	26
3.2.Цифровые микропроцессорные устройства для КРУ-10 кВ.....	27
3.3.Микропроцессорная техника.....	27
3.4.Выбор и установка защит СПАС в ячейках КРУ - 10 кВ ГЭС.....	28
4. Кабельные трассы Жигулевской ГЭС.....	29
4.1.Обследование кабельных трасс собственных нужд Жигулевской ГЭС.....	29
4.2.Обследование кабельных трасс, проложенных в кабельном коридоре (отметка 42).....	30
4.3.Обследование кабельных трасс, проложенных на ОРУ – 110 кВ.....	30
4.4.Обследование кабельных трасс, проложенных к СУС.....	31
4.5.Обследование кабельных трасс, проложенных по земляной к водосливной плотине.....	31
4.6.Обследование кабельных трасс, проложенных к ОРУ-220 кВ.....	32
4.7.Обследование кабельных трасс, проложенных к ОРУ-500 кВ.....	33

4.8.Инструментальное обследование кабельных трасс собственных нужд станции.....	34
5. Определение и влияние на конструкцию блуждающих токов кабельного хозяйства собственных нужд.....	38
5.1.Электрическая коррозия.....	38
5.2.Конструктивные и электрические характеристики защищаемой кабельной трассы водосливной и земляной плотины.....	39
5.3.Измерения блуждающих токов кабельной линии водосливной и земляной плотины.....	39
5.4.Расчет потенциалов металлических оболочек кабелей и рельсов относительно земли, между рельсом и оболочкой кабеля.....	41
5.5.Потенциал оболочки кабеля относительно земли.....	41
5.6.Измерение блуждающих токов.....	42
5.7.Перечень источников внешних электромагнитных воздействий.....	43
6. Аварийный дизельный источник питания.....	49
Заключение.....	55
Список используемых источников .....	56

## Введение

В последние годы обращается особое внимание вопросам уменьшения использования углеродного сырья и увеличения выработки электроэнергии с использованием ветряной, солнечной, биотехнологической энергии.

Особое место в обеспечении электроэнергией стран имеет гидроэнергетика. Жигулевская ГЭС является одной из ведущих среди электростанций Европейской части Российской Федерации.

Жигулевская ГЭС входит как филиал в ПАО «Рус-Гидро» и обеспечивает ежегодную выработку в пределах 10 млрд кВт/ч, имея при этом установленную мощность 2388 мВт. Основными потребителями является центр, с которыми она связана двумя ВЛ-500 кВ, потребители города: Самара, Тольятти, Сызрань и Жигулевск.

Одна из основных функций Жигулевской ГЭС является регулирование системы в ЕЭС РФ

В современном мире без электричества сложно представить нашу жизнь. Без него не будут работать важнейшие объекты народного, бытового хозяйства, потребители: канализация, водоотведение и электротранспорт и др. Многие современные объекты в государственных структурах, включая объекты защиты страны. В связи с этим, обеспечение надежности и бесперебойности электроснабжения является одной из важнейших задач.

Так как на данный момент пока не существует «вечного» оборудования, которое сохраняло бы свои технические свойства вне зависимости от внешних или внутренних воздействующих факторов, перед нами стоит задача модернизации или замены уже устаревшего оборудования на новое, которое будет удовлетворять современным требованиям и сможет обеспечивать высокую надежность электроснабжения.

С задачей обеспечения бесперебойности электроснабжения призвана справляться служба релейной защиты и автоматики (РЗА) станции или подстанции. Устройства релейной защиты должны обладать следующими

параметрами:

- надежность;
- чувствительность;
- селективность;
- быстродействие.

Так как у устаревших устройств некоторые из этих параметров могут ухудшаться, необходимо заменить их на более новые и надежные устройства.

Защиты основном оборудовании были выбраны в 1956 году, и сама линия была введена в работу в ноябре 1956 года. [3]

Опыт эксплуатации показал высокую надежность и эффективность работы выбранных электромеханических защит. Однако, по современным требованиям [1] (87-07-2015- РЗА.ТП1.1), на реконструируемых и вновь проектируемых станциях и подстанциях релейную защиту и автоматику рекомендуется осуществлять с применением микропроцессорной (МП) техники. В связи с этим, руководителем проекта была утверждена задача перевода указанных защит на микропроцессорную технику.

Данная выпускная квалификационная работа (ВКР) выполнена в соответствии с заданием на проектирование, выданным руководителем ВКР.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была выполнена замена устаревшего оборудования и защит на новые, с применением микропроцессорной техники.

Исходя из вышесказанного, можно поставить задачи, необходимые для достижения заданной цели работы. Выделим основные задачи:

- анализ текущего состояния защит ВЛ-500 кВ;
- Выбор микропроцессорных защит воздушной линии 500 кВ взамен электромеханическим.

## 1 Собственные нужды Жигулевской ГЭС

Потребителями собственных нужд (СН) станции являются электродвигатели механизмов блоков (генераторы – трансформатор), монтажного блока, сороудерживающего сооружения, насосов дренажа, вентиляции и кранов ГЭС, стройдвора, удаленных электроустановок, а также внутреннее и наружное освещение станции. К схеме собственных нужд подключены также потребители ОРУ-110, 220, 500 кВ, водосливной плотины и шлюзов. По степени ответственности потребители собственных нужд станции разделены на две категории.

1) Потребители ответственных механизмов собственных нужд, длительный перерыв в работе которых приводит к нарушению нормальной работы основного оборудования. В состав потребителей СН первой категории входят:

- двигатели насосов маслонапорной установки гидрогенераторов;
- двигатели насосов циркуляции масла в системе охлаждения повышающих трансформаторов;
- двигатели компрессоров высокого давления здания ГЭС и ОРУ-500 кВ;
- подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;
- двигатели насосов подпитывающих устройств кабелей 220 кВ.

2) Все прочие потребители, длительный перерыв в работе которых не отражается на нормальной работе основного оборудования, относятся к потребителям второй категории.

В здании ГЭС имеется две секции КРУ-10 кВ. Первая секция расположена на отметке 37,25 первого блока; вторая секция расположена на отметке 37,25 третьего блока. Обе секции 10 кВ могут соединяться секционными выключателями. Питание на 1 и 2 секции КРУ – 10 кВ подается от двух масляных трансформаторов собственных нужд 1ТС и 2ТС, находящихся на ОРУ – 110 кВ соответственно. Все потребители подключены

к 1 и 2 секции КРУ – 10 кВ на значительном расстоянии.

Однако в процессе эксплуатации в силу невозможности доставить оборудование собственных нужд на напряжение 10 кВ, часть оборудования компрессора высокого давления была переведена на напряжение системы шин на 6 кВ.

Учитывая большое значение бесперебойной работы Жигулевской ГЭС, принятую схему собственных нужд, обеспечивающую надежность питания механизмов собственных нужд агрегатов и главных трансформаторов, следует считать правильной.

Также следует считать правильным выбор из соображений пожарной безопасности сухих трансформаторов типа ТС для питания собственных нужд, расположенных в здании гидроэлектростанции.

Опыт эксплуатации подтверждает в целом достаточно работоспособность схемы и оборудования нужд.

В каждом электрическом блоке на отметке 37,25 имеется комплексное распределительное устройство 0,4 кВ (КРУ-0,4 кВ), состоящее из трех секций, соединенных между собой секционными автоматами. На первые и вторые секции ЩСН КРУ-0,4 кВ каждого блока подключены, как правило, потребители первой категории. На третью секцию подключены общестанционные потребители второй категории. Первая секция ЩСН КРУ-0,4 кВ каждого блока может работать от трансформатора собственных нужд блока. На станции имеется восемь блочных сухих трансформаторов 1 ТБ/8ТБ мощностью 630 кВА; 13,8/0,4 кВ. Блочные трансформаторы по стороне высокого напряжения подключены через вакуумный выключатель и сухой реактор к 1 системе шин 13,8 кВ трансформаторной группы. Вторая и третья секции ЩСН двух блоков (нечетного и четного) запитываются от одного из общестанционных трансформаторов 3ТС/6ТС.

Блочные трансформаторы собственных нужд 1ТБ/8ТБ подключены к обмоткам 13,8 кВ силовых повышающих трансформаторов через сухие реакторы типа РТСТ-15-250-0,87 УЗ для ограничения величины тока



короткого замыкания за реактором и в схеме 0,4 кВ. На стороне 13,8 кВ блочных трансформаторов установлены устройства РПН с автоматическим регулятором напряжения для поддержания на шинах 1 секции ЩСН блока напряжения в пределах  $U_{ном} + 2,5\%$ . По высокой стороне трансформаторы 1ТБ/8ТБ запитаны через вакуумный выключатель, установленный на выкатном элементе ячейки 13,8 кВ.

На рисунке 1 показана схема электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ 1-го электро-блока (КРУ-0,4 кВ- 1Б).

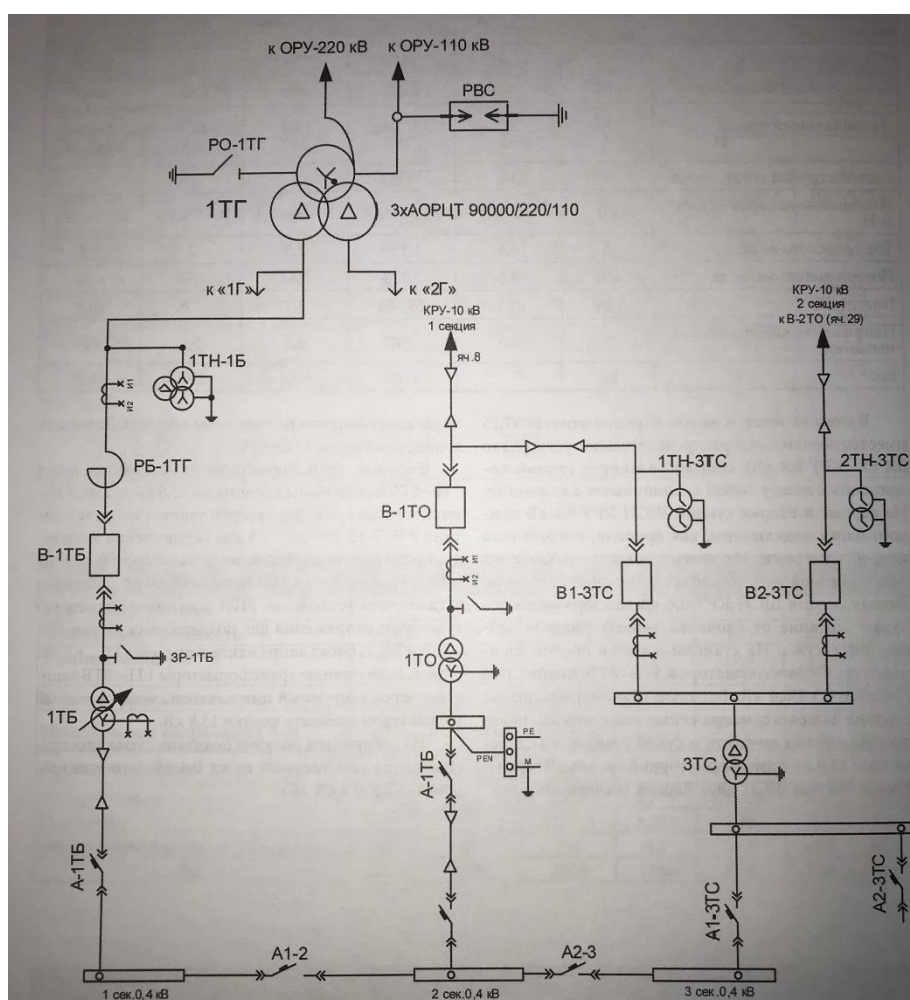


Рисунок 1 - Схема электроснабжения собственных нужд 1 эл. блока

Итоги эксплуатации схем собственных нужд показывает удачный выбор принципа питания агрегатных собственных нужд в сочетании с общепринятой схемой питания потребителей собственных нужд. Следует также отметить

высокую надежность выбранной схемы. Вся сеть схемы была выполнена с использованием кабелей с медными жилами со свинцовыми оболочками, которые в течении 50 лет не имели ни одного повреждения.

## 1.1 Рабочее освещение Жигулевской ГЭС

Рабочее освещение ГЭС питается от 4-х КТП 10/0,4 кВ с сухими трансформаторами, установленными по одному на два электрических блока. На рисунке 2 показана схема рабочего освещения блока. На рисунке 3 показана схема аварийного освещения блока [2].

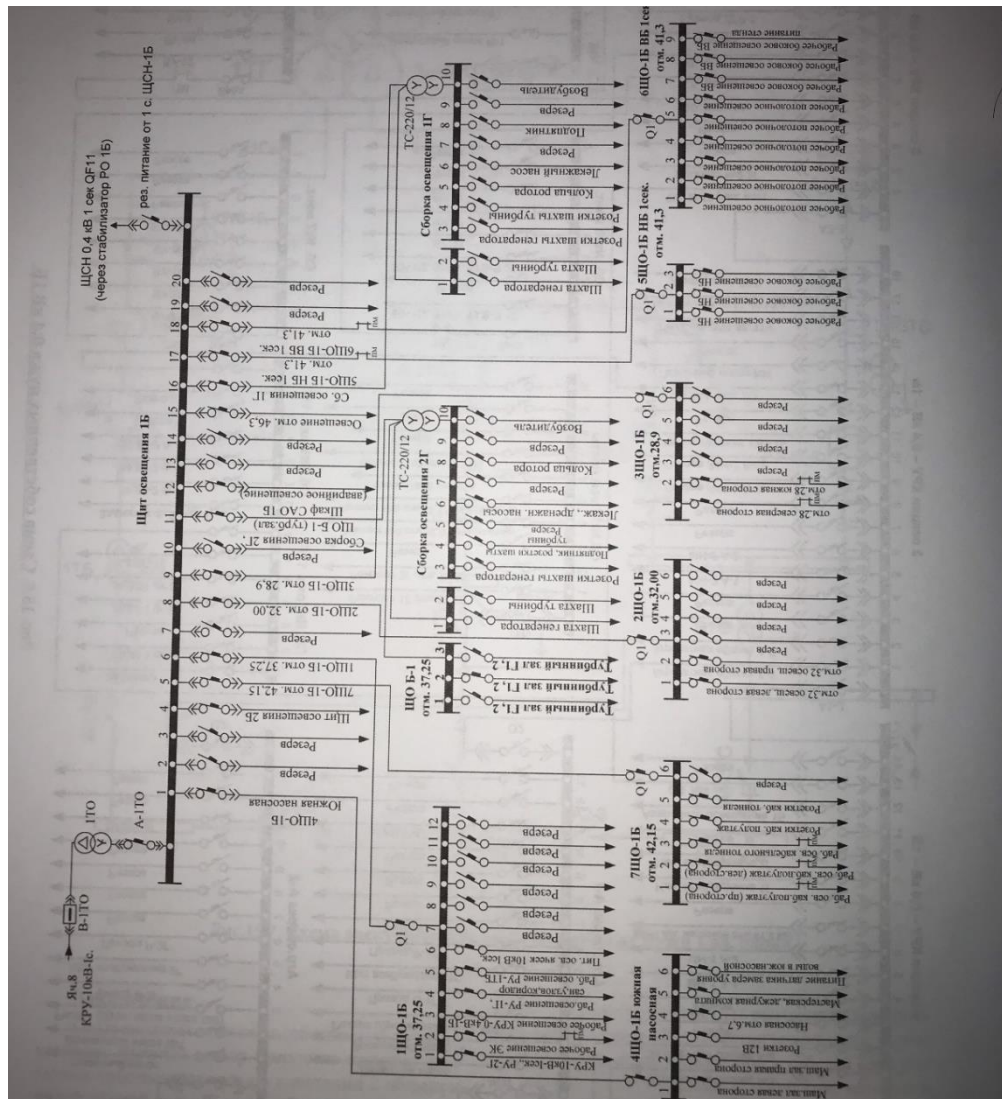


Рисунок 2 - Схема рабочего освещения блока здания ГЭС

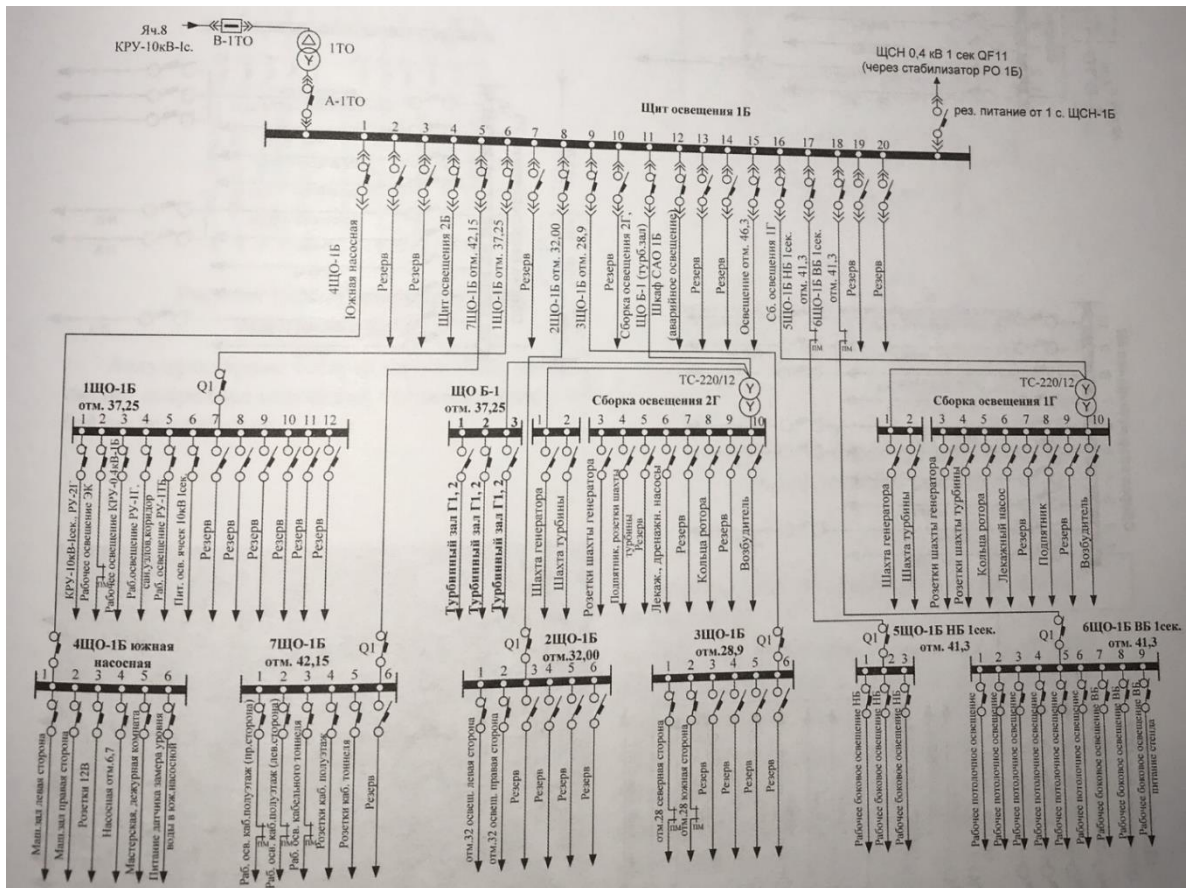


Рисунок 3 – Схема аварийного освещения 1-3, 5 блока

## 1.2 Аварийное освещение

Проектируемое освещение в здании ГЭС сообщается от специального генератора постоянного тока. При этом создается сеть аварийного освещения от сети оперативного тока. Хотя эта схема повышает надежность системы оперативного тока, однако является слишком сложной и дорогой.

В процессе эксплуатации проектная схема питания аварийного освещения подверглась значительным изменениям. Так, например, из двух агрегатов аварийного освещения согласно проекту один является рабочим, а второй резервным. Мощность одного агрегата обеспечивала питание аварийного освещения лишь одного блока, что не отвечает требованиям эксплуатации. Изменения проектной схемы заключается в превращении обоих агрегатов в рабочие с приблизительно равным распределением между ними всей нагрузки аварийного освещения ГЭС.



Для возможности покрытия каждым агрегатом 50% нагрузки аварийного освещения количество и мощность точек аварийного освещения по сравнению с проектом были уменьшены.

Кроме того, на генераторах агрегатов аварийного освещения для обеспечения необходимого уровня стабильности напряжения потребовалось осуществить компаундирование возбуждения, не предусмотренное проектом.

На рисунке 4 показана схема аварийного освещения блока, число которых на Волжской ГЭС равно 8 [1].

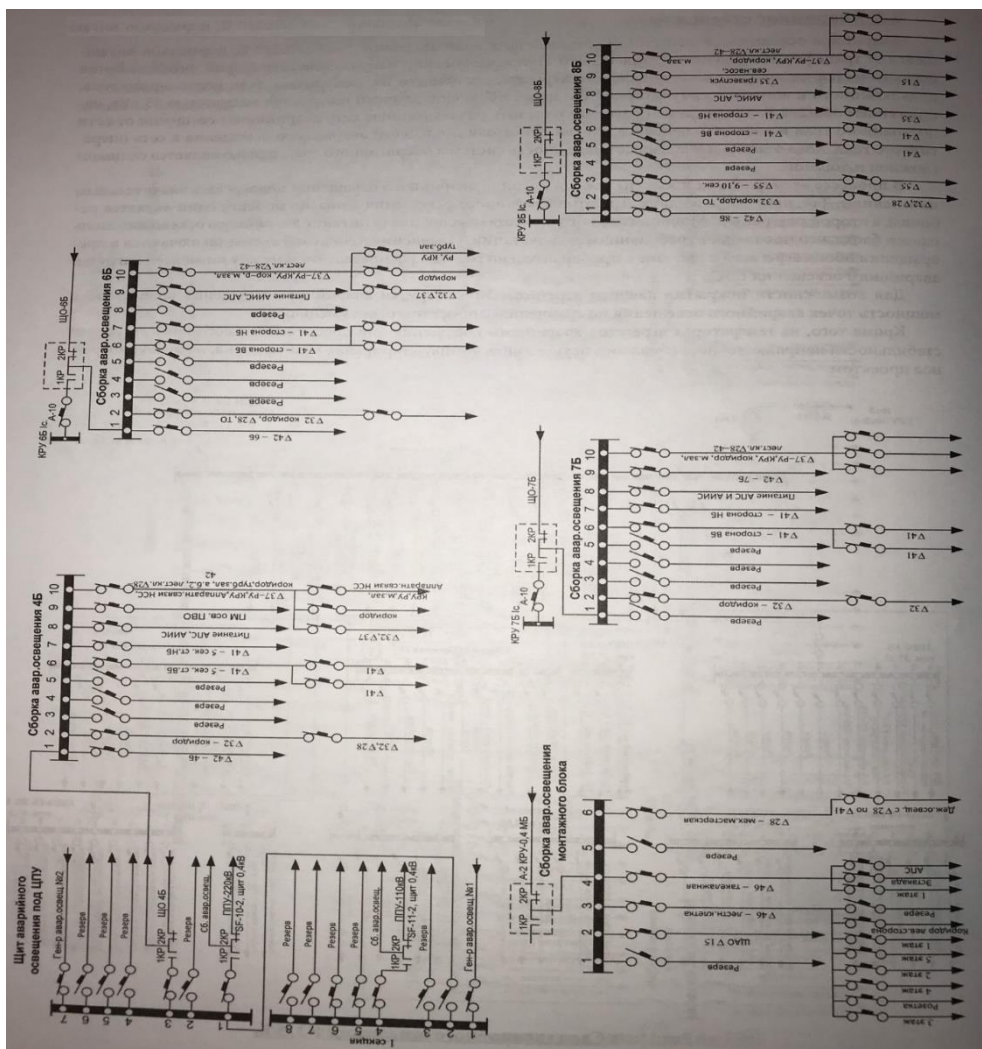


Рисунок 4 – Схема аварийного освещения 4-8 Б по основным потребителям

В настоящее время схема аварийного освещения по зданию ГЭС

сохранена, но произведена замена оборудования и аккумуляторной батареи.

На рисунке 5 показана укрупненная схема аварийного освещения блока.

На рисунке 6 показаны аккумуляторные батареи, которые служат для подпитки потребителей в случае аварии.

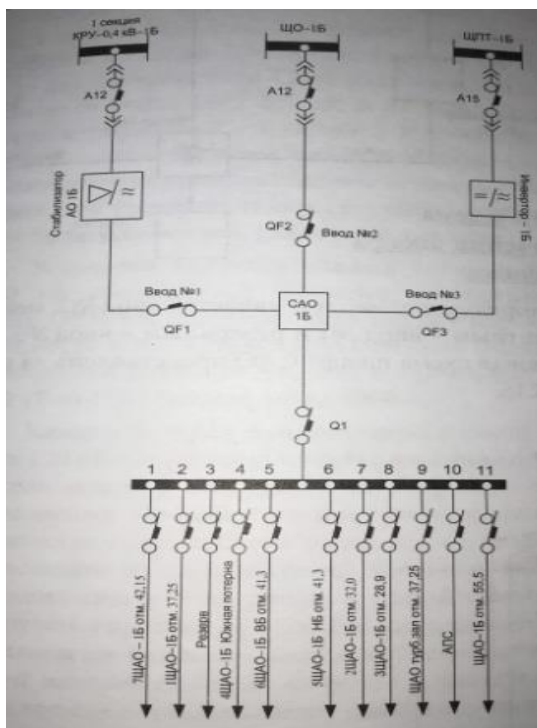


Рисунок 5 – Схема аварийного освещения блока



Рисунок 6 – Аккумуляторные батареи питания АО



схема шкафа CAO, а на рисунке 9 показана схема подключения шкафа CAO 1 блока.

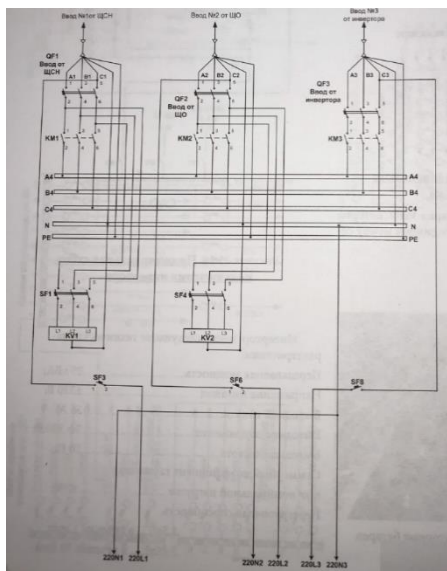


Рисунок 8 – Силовая схема шкафа CAO

Приоритетным вводом является ввод №2, менее приоритетным – ввод №1 и резервным – ввод №3.

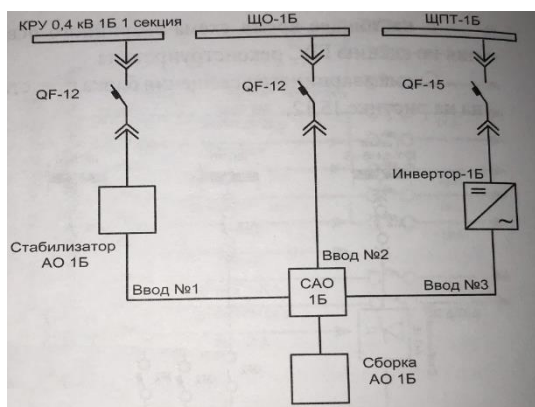


Рисунок 9 – Схема подключения шкафа CAO 1 блока

На рисунке 10 показана основная схема КРУ – 10 кВ и КРУ – 6 кВ.

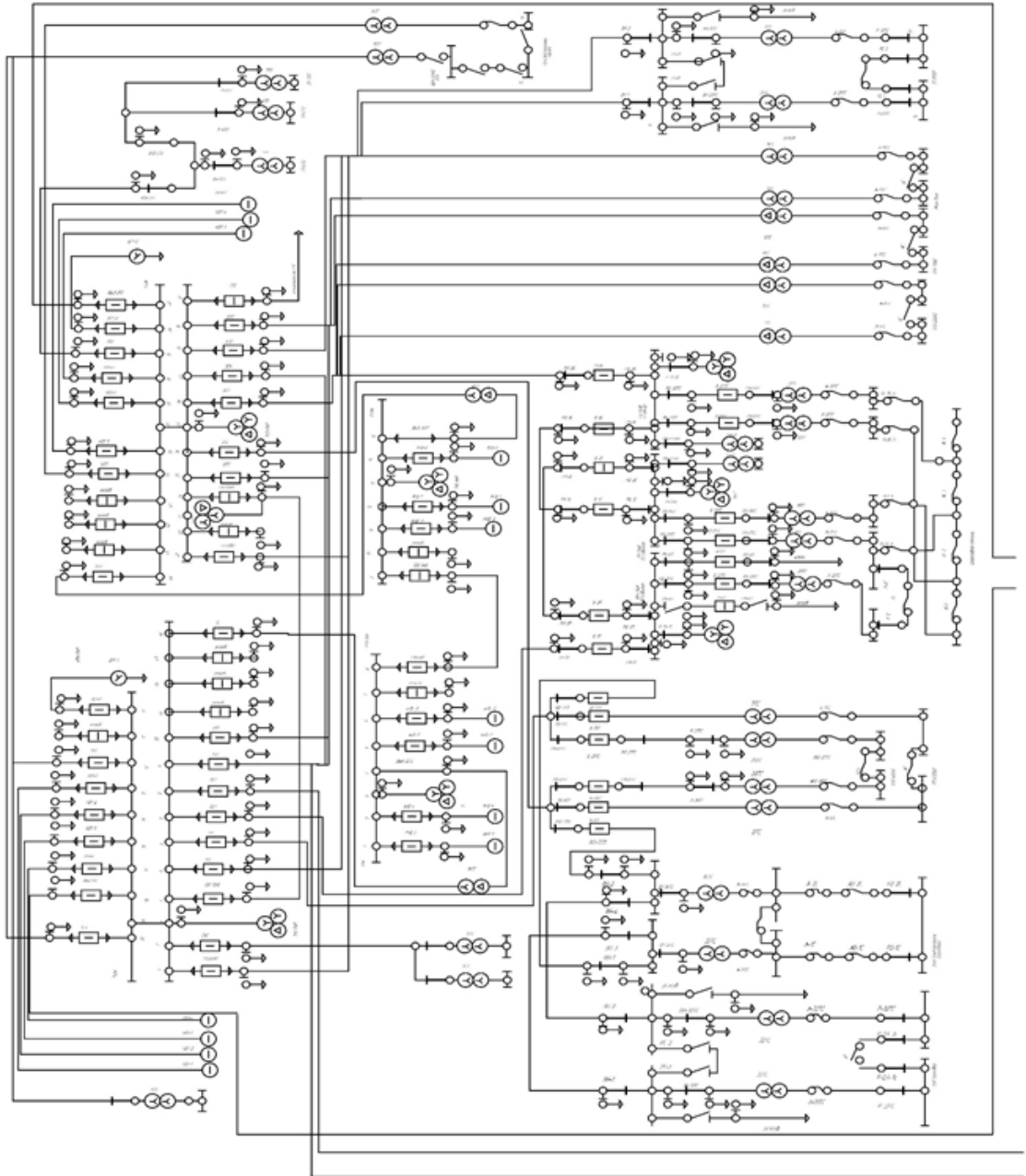


Рисунок 10 - Схема КРУ – 10 кВ и КРУ – 6 кВ

### 1.3 Расчет тока короткого замыкания

Вычисление тока:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6}, \quad (1)$$



где  $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$  ;

$U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$

Вычисление элементов схемы:

Трансформаторов -

$$X = \frac{I_{к} \cdot S_{\sigma}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н}} \cdot \frac{1}{n}, \quad (2)$$

где  $n$  – число трансформаторов, включенных параллельно.

Кабели

$$X = X_{y\delta} \cdot L - \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}} \cdot \frac{1}{n}, \quad (3)$$

Реакторы

$$X = -\frac{x \cdot S_{\sigma}}{100 S_{н}} = \frac{x \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot 3 I_{н} \cdot U_{н}}, \quad (4)$$

где  $\Delta x$  – падение напряжения в %.

Расчет тока к.з. производится в о.е.

$$I = \frac{E''}{X}, \quad (5)$$

где  $E''$  – результирующая ЭДС;

$X = 1,05$  - сопротивление до точки к.з.

Определение периодической составляющей тока к.з. в точке к.з.:

$$I_{к.з.} = I(\sigma) \cdot I_{\sigma}. \quad (6)$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{1,73 \cdot U_{\sigma}}, \quad (7)$$

В сети =10,5 кВ

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{1,73 \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{1,73 \cdot 10} = 5,72 \text{ кА},$$

В сети U = 0,4 кВ

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{1,73 \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144 \text{ кА},$$

В сети U = 6,3

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{1,73 \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА},$$

Расчет сопротивлений трансформаторов приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет сопротивлений трансформаторов

Объект	Расчетная формула	Расчет	Сопр. в относ. ед.
Трансформатор 1ТС	$\frac{U_{\kappa} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{H}}$	$\frac{10,96 \cdot 100}{100 \cdot 10}$	1,1
Кабель L=18500 (10 кВ)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,185$	0,068
Кабель L=1350 (10 кВ)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,135$	0,068
Трансформатор 8 ТС	$\frac{U_{\kappa} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{H}}$	$\frac{5,6 \cdot 100}{100 \cdot 0,56}$	9,7
Кабель L=2000 к 8 ТС	$X_0 \cdot L$	$0,09 \cdot 2,0$	0,09

Продолжение таблицы 1

Объект	Расчетная формула	Расчет	Сопр. в относ, ед.
Трансформатор 9ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	31,7
Кабель к 9 ТС L=600	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,6$	0,056
Трансформатор 11ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	31,7
Кабель L=200 к 11 ТС	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,200$	0,01
Трансформатор 12ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{7,1 \cdot 100}{100 \cdot 0,75}$	9,47
Кабель L=65	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,65$	0,004
Трансформатор 1ТО	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,2 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	28,9
Кабель L=65 к 1ТО	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,65$	0,0012
Трансформатор 3ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{7,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,75}$	9,87
Кабель L=245 к 3ТС	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,245$	0,0172
Трансформатор 4ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{7,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,75}$	9,87
Кабель L=300 к 4ТС	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,300$	0,0196
Трансформатор 2ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{10,96 \cdot 100}{100 \cdot 10}$	1,1
Кабель L=970 (ОРУ - 110 кВ)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,97$	0,0776
Трансформатор 10ТС (ОРУ - 110 кВ)	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	31,7
Кабель L=1100 (к 10ТС)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 1,1$	0,088
Трансформатор 7ТС (ОРУ 50 кВ)	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	10,7
Кабель L=4650 (к 7ТС)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 4,65$	0,372
Трансформатор 4ТО	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,2 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	28,9
Кабель L=500	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,5$	0,04
Трансформатор 12ТС (ОРУ 20 кВ)	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	31,7
Кабель L= 750 (к 12 ТС)	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,75$	0,06

Продолжение таблицы 1

Объект	Расчетная формула	Расчет	Сопр. в относ, ед.
Трансформатор 5ТО	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,18}$	31,7
Кабель L=200	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,2$	0,016
Трансформатор 28ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,25}$	18
Кабель L=55	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,055$	0,0044
Трансформатор 29ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{5,58 \cdot 100}{100 \cdot 0,63}$	8,857
Кабель L=440	$X_0 \cdot L$	$0,03 \cdot 0,44$	0,0352
Трансформатор 30ТС	$\frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}$	$\frac{6 \cdot 100}{100 \cdot 0,63}$	8,857
Кабель L=600	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,6$	0,048

Выводы по разделу: были изучены собственные потребители Жигулевской ГЭС и какое оборудование к ним относится. Рассмотрены схемы аварийного освещения, принцип работы аварийного освещения и аккумуляторные батареи, которые предназначены для поддержания работы освещения в случае аварии, а также рассчитан ток короткого замыкания. Была изучена основная схема КРУ – 10 кВ и КРУ – 6 кВ станции. В заключении был произведен расчет сопротивлений трансформаторов.

## 2 Выбор коммутационного аппарата

Выключателями в системе электроснабжения являются наиболее ответственными и в то же время самым повреждаемым элементом схемы. Эти аппараты предназначены для сверхбыстрого отключения, помимо нагрузочных токов, токов короткого замыкания. [4]

Кроме требований надежности к выключателям предъявляется требования на коммутационную способность, максимального отключаемому току КЗ, продолжительному току, техническому и динамическому действию тока, времени отключения и др.

Отсеивание и выбор выключателя ВВ/Т21-10 у которого гашение дуги осуществляется при разведении контактов в глубоком вакууме.

Шкафы КРУ серии к-63 работают в условиях закрытого помещения.

Для снижения избыточного давления газа при коротком замыкании предусмотрены устройства клапанов разгрузки. Все высоковольтные отсеки снабжены своим клапаном разгрузки.

Все ячейки имеют быстродействующие защиты, разгрузочные клапаны избыточного давления и снабжены фототиристорами.

Фототиристоры настроены на вспышки света дуги короткого замыкания мгновенно и подают импульс на отключение питающего выключателя.

В случае замены оборудования КРУ-10 кВ ГЭС выбраны ячейки серии К-63 взамен ячеек К-59.

Замена при использовании этой серии возможна использованных существующих кабельных каналов.

### 2.1 Проверка выбранных выключателей КРУ 10 кВ

Проверка электрических параметров выключателей ВВ/TEL-10

Номинальное напряжение  $U_{ном} \geq U_{сети ном.} = 10\text{кВ}$

Наибольшее рабочее напряжение  $U_{раб} \geq U_{сети раб} = 12\text{кВ}$ .

Номинальный рабочий ток  $I_{ном} \geq I_{ном. раб} = 1000 \text{ А}$ .

Электродинамическая стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{н,0}$$

$$I_{дин.мах} \geq I_{уд.мах}$$

$$I_{уд.мах} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (8)$$

$$I_{уд.мах} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4421 = 8128 \text{ (А)}$$

Итого  $20000 \text{ А} > 4421 \text{ А}$ ;

$52000 \text{ А} > 8128 \text{ А}$ .

Итоги расчетов показывают, обеспечиваются условия эксплуатации.

Импульс квадратичного тока:

$$B_k = \int_0^{t=0,025} i_k^2 dt = i_k^2 t \Big|_0^{0,025} = t_k^2 \cdot 0,025 - t_k^2 \cdot 0 = 4421^2 \cdot 0,025 = 488631 (\text{А}^2 \cdot \text{с}), \quad (9)$$

где  $t - 0,025 \text{ с}$  - время протекания тока (тока к.з.), максимальная величина которого составляет:  $I = 4,421 \text{ кА к.з.}$

$$I_m^2 \cdot t_m = 20000^2 \cdot 0,025 = 10^7 (\text{А}^2 \cdot \text{с}),$$

В результате видно, что по  $I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$  удовлетворяет требованиям ГОСТ.

С учетом возможного возникновения коммутационного перенапряжения установлены в схеме ограничителя перенапряжения нелинейные типа ОПН-КР/TEL 10/11,5, защищающие электрооборудование от перенапряжения в сетях напряжения 10 кВ переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью. [5]

Проверка ограничителей перенапряжения ОПН-КР/TEL.

Номинальное напряжение  $U_{ном} \geq U_{сети. ном} = 10 \text{ кВ}$ .

Наибольшее рабочее напряжение  $U_{раб} \geq U_{сети. раб} = 11,5 \text{ кВ}$ .

Частота сети  $f = 50$  Гц.

Опыт эксплуатации показывает их высокую надежность и эффективность.

## 2.2 Проверка измерительных трансформаторов тока в связи с измененной нагрузкой во вторичных схемах

Номинальное напряжение  $U_{ном} \geq U_{сети. ном} = 10,5$ кВ.

Номинальный рабочий ток секций КРУ:

$$I_{ном} < I_{I_{ном}}$$

Номинальный рабочий ток секций КРУ по результатам расчетов составляет: 10,32 А

Электродинамическая стойкость

$$I_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (10)$$

Приборы, которые включены во вторичную обмотку трансформатора тока приведены в таблице 2.

Таблицы 2 - Приборы, включенные во вторичную обмотку ТТ.

Прибор	Тип	Класс точности
Амперметр	СА-3021	0,1
Ваттметр	СР-3021	0,1
Счётчик активной эн.	ABB A43412	0,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	0,5

Суммарное сопротивление приборов:

$$\Sigma_{приб} = \frac{S_{\Sigma np}}{I_n^2} = \frac{(0,1 + 0,5 + 0,5 + 2,5 + 2,5)}{5^2} = 0,244 \text{ Ом}; \quad (11)$$

$$Z_{\Sigma} = 0,244 + 0,471 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом};$$

Выбранные трансформаторы тока проходят и обеспечивают класс точности 0,5.

### 1.3 Проверка измерительных трансформаторов напряжения в связи с уточнением вторичной нагрузки

Выбраны трансформаторы напряжения типа НТМИ-10.

Номинальное напряжение  $U_{ном} \geq U_{сети. ном} = 10,5$  кВ.

Наибольшее рабочее напряжение  $U_{раб} \geq U_{сети. раб} = 12$  кВ.

Класс точности по приборам показан в таблице 3.

Таблицы 3 – Класс точности оборудования

Прибор	Тип	Класс точности
Вольтметр	ТОМ SQ 1102	0,5
Ваттметр	СР3021	0,5
САЭ	АВВ ДУ 3412	0,5
СРЭ	СЭТЗ	0,5

$$S_{\Sigma 110/500} = 2+2+3+3+8 \cdot 3+8 \cdot 3=58 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

$$S_{\Sigma 13,8} = 2+2+3 \cdot 7=25 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

По результатам расчета выполнены условия  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Класс точности 0,5 обеспечивает условия работы.

Выводы по разделу: Были выбраны коммутационные аппараты с наиболее высоким показателем надежности и производительности. Была произведена проверка измерительных трансформаторов в связи с измененной нагрузкой.



### 3 Релейная защита КРУ 10 кВ ГЭС

Выбор релейной защиты

Для обеспечения автоматического отключения элементов схемы, для каждого фидера секции КРУ расчет произведен в отдельности.

Ток срабатывания цифровых МТЗ -I:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сз}}{K_g} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1 \cdot K_{сз}}{0,96} \cdot I_{раб.мах} = 1,146 \cdot K_{сз} \cdot I_{раб.мах}, \quad (12)$$

где  $K_n = 1,1$  – коэффициент согласования;

$K_B = 0,96$  – коэффициент возврата;

$K_{сз} = 1,1-1,3$  – коэффициент самозапуска нагрузки срабатывания МТЗ  $t > 0,3$  сек.;

$K_n = 1,1-1,15$  коэффициент надежности

$$I_{сз.посл.} \geq \frac{K_{нс}}{K_p} \cdot \left[ \sum_1^n I_{ср.пред. мах (n)} + \sum_1^{N-n} I_{раб. мах (N-n)} \right], \quad (13)$$

Ток срабатывания топовой отсечки – I >>>:

$$I_{со} \geq K_n \cdot I_{к max}^{(3)}, \quad (14)$$

Коэффициент чувствительности:

$K_{ч} \geq 1,5$ ;

где

$$K_{ч} = \frac{I_{к min}^2}{I_{сз}^2} \quad (15)$$

Ток срабатывания цифровой МТЗ - I >>>

$$I_{ф\phi} = \frac{I_{к min}^2}{K_{ч}} \leq \frac{I_{к min}^2}{K_{ч}}. \quad (16)$$

Коэффициент инверсной характеристики:

$$k = \frac{t \cdot (I_0^a - 1)}{b}. \quad (17)$$

Сигнализация Времени срабатывания реле:

$$I_{\text{доп. min}} \leq I_0 \leq I_{1\phi}, t_0 = 1,0 \text{ сек.}$$

Где ток срабатывания:

$$I_{cp} = I_{cз} \cdot \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_{TT}}, \quad (18)$$

где  $K_{cx}^{(3)} = 1$  схема соединения вторичных обмоток трансформатора тока Y/Y.

### **3.1 Выбор микропроцессорных устройств SPAC для КРУ-10 кВ Жигулевской ГЭС**

Характеристики современных цифровых реле:

- потребляемая мощность (0,1...0,5) ВА;
- погрешность (2...5)%;
- коэффициент возврата (0,96...0,97).

Для использования работы микропроцессорной техники, они обеспечиваются дополнительными функциями SPAC800:

- обеспечение функции подсистемы АСУ ТП, с возможностью передачи на верхний уровень значения токов;
- оперативное управление выключателем; [10]
- выполняет функции УРОВ, АПВ, ОМП;
- осуществляет регистрацию аварийных событий;
- обеспечивает помехозащищенность цифровых реле;
- правильное конструирование аппаратной части устройств защиты.

### **3.2 Цифровые микропроцессорные устройства для КРУ-10 кВ**

Установленные в ячейках КРУ-10 кВ реле серий SPA 100 и SPA 300 выполняет роль основной и резервной РЗ, повторного включения (АПВ). При необходимости они обеспечивают функции токовых ступенчатой и дифференциальной РЗ. [12]

### **3.3 Микропроцессорная техника**

Микропроцессорные комплексы РЗАУС – SPAC 800 – обладают интеллектуальными устройствами, обеспечиваются выполнение операций по дистанционному оперативному и автоматическому управлению выключателями КРУ, отображения информации о режимах работы и аварийных ситуациях на дисплеях.

Автоматическое тестирование и самоконтроль позволяют с выдавать информацию о неисправностях.

Основные функции терминалов SPAC 800:

- местное и дистанционное управление выключателем;
- защита от КЗ;
- сигнализация при перегрузке и несимметричных режимах работы;
- сигнализация при однофазном замыкании на землю;
- работу УРОВ при неправильной работе выключателей;
- контроль и отключение при снижениях напряжения и частоты с последующем включением выключателей после восстановления указанных параметров;
- сервисные возможности терминалов;
- самодиагностика;
- регистрация и архивирование параметров;
- информация при отказах РЗА, отказах АПВ; [14]

### 3.4 Выбор и установка защит SPAC в ячейках КРУ - 10 кВ ГЭС

Все ячейки КРУ снабжены терминалами SPAC, которые обеспечивают надежность электроснабжения всей системы собственных нужд приведены в таблице 4. [6]

Таблица 4 - Выбор терминалов для собственных ячеек КРУ - 10кВ.

Назначение	Тип терминалов
Трансформатор напряжения №1, КРУ – 10кВ 1 секции	SPAC 804
Секционный выключатель 1СВ и 2 СВ	SPAC 801.103
П/ст 220 кВ 11ТС и 12ТС	SPAИ НОС, SPAC 801.011
П/ст 500 кВ 7ТС и 8ТС	SPAC 801.011
Водосливная плотина	SPAC 801.011
ОРУ 110 кВ 9ТС и 10ТС	SPAИ НОС, SPAC 801.011
Двигатель насоса откачки №1, №2, №5, №6	SPAC 802. 101
Ввод от ОРУ – 110 кВ (1ТС) и (2ТС)	SPAC 801.103
Трансформатор напряжения №1 и №2	SPAC 804
Водосливную плотина	SPAC 801.011
П/ст 110кВ 9ТС и 10ТС	SPAИ НОС, SPAC 801.011

В соответствии с заданием на проектирование в выпускной работе отдельно рассмотрен вопрос обеспечения жизнедеятельности ГЭС в чрезвычайных обстановках.

Впервые рассмотрен вопрос сохранения работоспособности отдельных элементов ГЭС, таких как, насосы откачки потерны, водосливная плотина и других, имеющих стратегическое значение, предусмотрено использование независимых источников питания на напряжение 10 кВ и 0,4 кВ. [9]

В качестве примера в работе показан вариант выбора и размещения дизельной электростанции напряжением 10 кВ.

Выводы по разделу: Была рассчитана и выбрана новая релейная защита КРУ 10 кВ ГЭС. Выбранные микропроцессорные устройства SPAC были проверены и установлены в ячейки КРУ-10 кВ ГЭС.

## **4 Кабельные трассы Жигулевской ГЭС**

Работа кабельных трасс собственных нужд напряжения 10; 0,4 кВ.

В соответствии с ПТЭ при эксплуатации силовых кабельных линий (КЛ) должны проводиться техническое обслуживание и капитальный ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Кабели конструируются из расчета длительной непрерывной работы в течении 25 лет и более. Для обеспечения в течении этого срока их надежной безаварийной работы эксплуатация силовых КЛ должна вестись с соблюдением номинальных данных по нагрузке и тепловым режимам. Нарушение этих правил может привести к повышенному нагреву и как следствие к ускоренному старению изоляции кабеля и преждевременному выходу из строя.

Поскольку КЛ собственных нужд Жигулевской ГЭС находились в эксплуатации более 25 лет, возникает необходимость их визуального, инструментального обследования, проверки по условиям не возгорания, и на основании полученных результатов были разработаны рекомендации с оценкой объема ремонта и дальнейшей эксплуатации кабелей. [7]

### **4.1 Обследование кабельных трасс собственных нужд Жигулевской ГЭС**

К визуальным обследованиям относятся:

- осмотр кабельных трасс на наличие дефекта монтажа;
- осмотр кабельных трасс для выявления повреждений, возникающих в условиях эксплуатации;
- осмотр трасс по выявлению следов увлажнения;
- осмотр кабельных трасс на выявление следов старения и перегрева;
- осмотр кабельных соединений, концевых заделок и муфт;
- осмотр материала укладки кабелей;

- осмотр и проверка соответствия ПУЭ.

#### **4.2 Обследование кабельных трасс, проложенных в кабельном коридоре (отметка 42)**

При обследовании КЛ существенных признаков дефектов не выявлено, за исключением отдельных участков кабельных трасс:

- имеются незначительные потеки, трещины на изоляционных материалах, многочисленные сколы огнезащитных покрытий и т.д;
- на отдельных КЛ число установленных муфт на один километр длины превышает норму, регламентируемого ПУЭ;
- отсутствие нумераций на подавляющем числе кабельных трасс. [8]

#### **4.3 Обследование кабельных трасс, проложенных на ОРУ – 110 кВ**

При обследовании выявлены следующие характерные дефекты и несоответствия ПУЭ:

70-80 % КЛ подвержены коррозии, что привело к разрушению металлической бронированной оплетки и локальному обнажению свинцовой оболочки кабеля. Подобные признаки наблюдаются на протяжении всей трассы. Причина – наличие влаги, сырости от протечек дождевой воды, образующих почвенный раствор (электролит), содержащий щелочную среду, что способствует возникновению коррозионного процесса;

- отмечены умягченные потеки пропиточного материала на отдельных участках по всей протяженности трассы, что указывает на старение изоляции;
- кабели из-за длительной эксплуатации просушены, что приводит на отдельных участках КЛ к исчезновению пропиточного материала бумажной изоляции;
- поясная бумажная изоляция сухая, легко отламывается и крошится;

- материал кабельных конструкций для укладки кабелей в значительной степени подвержены коррозии;
- температура в кабельном сооружении;
- прослеживается небольшая плотность на одной соединительной муфте, что может создавать условия для проникновения влаги.

#### **4.4 Обследование кабельных трасс, проложенных к СУС**

По КЛ, проложенных к СУС, замечаний нет, поскольку внешним осмотром установить наличие дефектов невозможно, из-за свежего покрытия оболочек кабелей антикоррозионным и огнезащитным покрытием. Внешнее состояние кабелей в основном удовлетворительное, температура в помещении – нормальная, отсутствуют влага, протечки дождевой воды. [11]

#### **4.5 Обследование кабельных трасс, проложенных по земляной к водосливной плотине**

К водосливной плотине проложены следующие кабельные линии:

- КЛ от ячейки №7 КРУ – 10 кВ до РУ – 10 кВ водосливной плотины (ВСП);
- Кабельная перемычка СБГ 3x70 РУ – 10 кВ между подстанциями «Южная-Северная»;
- КЛ от ячейки №28 КРУ – 10 кВ, проходящая под автотрассой;
- Кабели питания троллей кранов водосливной плотины.

На всех кабелях, вышеуказанных КЛ в открытых местах бронированная ленточная оплетка из-за интенсивного воздействия коррозионных процессов на всем протяжении разрушена, локально, до обнажения свинцовой оболочки, оплетка легко отламывается пальцем, в двух местах на свинцовой оболочке (в конце кабеля) видны небольшие выемки, характерные от воздействия блуждающих токов, возникающих при движении вблизи электропоездов.

На металлических лотках, в которых проложены кабели до п/ст 10/0,4 кВ имеются сквозные дыры, обусловленные коррозией.

- Лотки кабелей, проложенных от 43 до 47 опоры и с 1-й до 5-й опоры – находятся в крайне неудовлетворительном состоянии, закрывающие крышки лотков разрушены, из-за чего проникает вода;
- Число установленных соединительных муфт на кабелях, проложенных от яч. № 7 до РУ – 10 кВ водосливной плотины и кабельной перемычки между п/ст. «Южная-Северная» - значительно превышает норму на 1 км длины (всего установлено 29 соединительных муфт).

Причина выявленных дефектов: воздействие влаги, водных растворов от попадания дождевой воды с наличием щелочной среды, наложение смеси снега с солью (посыпанной на автотрассе от гололеда) при очистке трассы, уксусной кислоты, вызванной гниением органических остатков, извести и цемента при наличии влаги.

Общую оценку состояния кабельных линий, проложенных к водосливной плотине следует считать неудовлетворительной.

Вышеуказанные кабельные линии заменены (марки кабелей СБГ 3 x 70 мм<sup>2</sup>, 3 x 185 мм<sup>2</sup>, 3 x 150 мм<sup>2</sup>, 3 x 120 мм<sup>2</sup> (4 кабеля) на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Другие кабели марки ААШВ и ААВГ 3 x 120 мм<sup>2</sup> находятся в удовлетворительном состоянии.

Металлические лотки кабелей (установленные в 1996 г.) заменены в 2006 году.

#### **4.6 Обследование кабельных трасс, проложенных к ОРУ-220 кВ**

При обследовании выявлены следующие дефекты:

- умягченные потеки на отдельных участках кабельной трассы, многочисленные сколы огнезащитных покрытий;
- коррозия на части кабельных конструкций;
- отсутствие нумераций и наименований без указаний даты монтажа и



- принадлежности к кабелю конкретного назначения;
- часть кабелей в местах разделок просушена;
  - участки кабельных трасс, местами бронированная оплетка разрушена до обнажения свинцовой оболочки;
  - следует полагать, что коррозионное воздействие на оболочку кабелей может иметь место на все протяжении КЛ, но из-за антикоррозионного покрытия внешним осмотром установить это невозможно;
  - на участках кабельной трассы имеются протечки дождевой воды, образующие влагу;
  - часть кабелей на участках уложены штабелями, что привело к их спаиванию, возможно от перегрева (кабели 0,4 кВ; 6кВ);
  - бирки на КЛ фактически отсутствуют (обнаруженные бирки – 6 шт, изготовлены из металлического листа и подвергнуты коррозионному воздействию, из-за чего невозможно прочесть информацию)
  - материал кабельной конструкции на многих участках покрыты ржавчиной;
  - в наиболее удовлетворительном состоянии находятся последний завершающий участок трассы (100 – 120 м)

По внешнему осмотру к первоочередной замене подлежали 25-30% КЛ кабельной трассы, что и было выполнено в 2008-2009 годы по территории ОРУ. [7]

#### **4.7 Обследование кабельных трасс, проложенных к ОРУ-500 кВ**

При обследовании кабельных трасс на КЛ 10 кВ явных признаков каких-либо дефектов не обнаружено. Антикоррозионное и огнезащитное покрытие в нормальном состоянии. На КЛ 0,4 кВ местами на участках имеются разрушения металлической оплетки до обнажения резиновой оболочки, потеки пропиточного материала в виде небольших сосулек, на больших участках – сколы огнезащитного покрытия. В кабельном туннеле участками –

наличие застойной воды дождевых протечек, что создает значительную влажность. Укрепленные на КЛ бирки с указанием наименования, марки и сечения кабелей закрашены и подвержены коррозии. Вновь проложенные кабели напряжением 10 кВ (3 кабеля) не снабжены бирками. Температура кабельного коридора по мере продвижения от машзала снижается и составляет 20°.

Общее состояние КЛ напряжением 10 кВ, проложенные к п/ст. 500 кВ можно считать удовлетворительным.

#### **4.8 Инструментальное обследование кабельных трасс собственных нужд станции**

Инструментальное обследование кабельных трасс включает в себя следующие виды испытаний:

- определение характера возможного повреждения КЛ (для определения достаточно провести измерение изоляции);
- определение целостности токоведущих жил;
- определение изоляции высоким напряжением постоянного (выпрямленного) тока;
- измерение токов утечки и коэффициента асимметрии;
- угол диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$ , являющегося одним из критериев для определения степени увлажнения изоляции жил кабеля. Угол диэлектрических потерь изоляции жил кабеля – измеряется между каждой жилой и оболочкой кабеля при заземленных других Д жилах.

Диэлектрические потери должны проверяться в интервале температур от + 10 до 40 °С.

Поскольку в ПУЭ и других НТД измерение  $\text{tg}\delta$  не предусматривается и не регламентируется, то измерение угла потерь целесообразно производить при возможности и необходимости или косвенно, как дополнение к углу  $\varphi$  между током и напряжением до 90°, т.е.  $\delta=90^\circ - \varphi$ .

При инструментальном обследовании следует проверять величину тока утечки и коэффициент асимметрии по фазе. При измерении изоляции мегомметром некоторые дефекты при величинах прикладываемого напряжения не выявляются. Измерение производится на последней минуте испытания каждой фазы КЛ, производя расчеты по показанию микроамперметра величины тока утечки. У загрязненных кабелей ток утечки будет больше, чем у кабелей без загрязнения, поскольку у первых напряженность электрического поля будет возрастать.

У КЛ с удовлетворительной изоляцией токи утечки:

- для кабелей напряжения 6 кВ: при  $U_{исп.} = 36$  кВ – 0,2 мА,  $U_{исп.} = 45$  кВ – 0,3 мА;
- для кабелей напряжением 10 кВ:  $U_{исп.} = 50$  кВ – 0,5 мА,  $U_{исп.} = 60$  кВ – 0,5 мА.

Коэффициент асимметрии ( $K_{ас}$ ) токов утечки по фазам для кабелей 6 кВ; 10 кВ должен быть неделимым превышать 8.

Испытания КЛ на ГЭС проводится по утверждённому графику в течение года. По результатам испытаний КЛ сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции (Каб.) в норме, но на некоторых КЛ ток утечки превышает норму.

Следует отметить, что ниже перечисленные КЛ испытывались напряжением ниже нормы:

- кабели ячеек № 14, 15, 16, 17, 36, 37, питающие двигатели НОП 1-6 – напряжением  $U_{исп.} = 3,5 U_{л}$  в течении 5-10 мин.;
- кабели ячеек № 7, 28 (ВСП), 8ТС – напряжением  $U_{исп.} = 1,42 U_{л}$  в течении 10 мин.;
- кабели ячеек 18 ТС, ввод (ячейка 38), резерв (ячейка 33), от 6ТС, 2ТС (ячейка 33) испытаны напряжением  $3,6 U_{л}$ , а кабели от 2ТС в течении 1 мин.;

Проверка кабелей на термическую устойчивость при к.з.

Температура нагрева кабеля токами к.з. определяется по формуле:

$$A_k = A_n + \left(\frac{I_\infty}{S}\right)^2 \cdot t_\phi, \quad (19)$$

где  $I_\infty$  - установившийся ток к.з., А;

$A_n, A_k$  – тепловые импульсы тока, пропорциональные количеству тепловой энергии, выделенному током в кабеле (проводнике) с заданным сопротивлением,  $A^2 \cdot c$ ;

$A_n$  – параметр, определяемый при температуре кабеля до момента к.з.;

$A_k$  – параметр, определяемый при температуре кабеля в момент к.з.;

$S$  – поперечное сечение кабеля,  $mm^2$ ;

$t_\phi$  – фиктивное время, с.

Время автоматического отключения поврежденного кабеля.

Для определения термической устойчивости кабеля целесообразно определить максимальное время отключения к.з., отвечающее требованию его термостойкости, заданного сечения и при заданном расчетном токе. Максимальное время автоматического отключения поврежденного кабеля может быть определено по формуле:

$$t_{отк} = \frac{\Delta A_k}{I_\infty^2} - T_a, c \quad (20)$$

$$\Delta A_k = \frac{A_{k1}}{S^2} - \frac{A_{k2}}{S^2}, \frac{A_{k1}}{S^2}, \frac{A_{k2}}{S^2} \quad (21)$$

Функции, соответствующие начальной температуре  $60 \text{ } ^\circ\text{C}$  и конечной температуре  $200 \text{ } ^\circ\text{C}$  кабеля,  $T_a$  – постоянная времени апериодической составляющей тока к.з.,  $S$  – сечение кабеля,  $mm^2$ .

подавляющая часть кабельных трасс напряжением 10; 6; 0,4 кВ собственных нужд станции исчерпала минимальный срок эксплуатации, установленный стандартами (25 лет), и поэтому начата их планомерная

замена.

В наиболее удовлетворительно состоянии следует считать кабельные трассы, проложенные в кабельном коридоре (42 отметка), к СУС и ОРУ – 500 кВ. Ориентировочно объем замены упомянутых кабельных трасс может составлять 5-8% от общего количества проложенных кабельных линий.

По результатам визуального обследования кабельных трасс с.н. ГЭС в объеме первоочередной замены должны быть включены кабели напряжением 10; 6 и частично 0,4 кВ, проложенные к следующим объектам станции:

- кабели, проложенные к водосливной плотине;
- кабели, проложенные к ОРУ – 110 кВ;
- кабели, проложенные к ОРУ – 220 кВ;
- кабели, проложенные к ОРУ – 500 кВ;

Кабели напряжением 10 кВ следует считать, находящимися в удовлетворительном состоянии, кабели напряжением 0,4 кВ находятся в менее удовлетворительном состоянии с признаками старения и перегрева и требуют частичной замены до 30% ориентировочно от общего количества.

Кабельные линии с медными жилами, непосредственно отходящие от системы шин С.Н. КРУ – 10,5 кВ по условиям не возгорания должны иметь сечение не менее 70 мм<sup>2</sup> с изоляцией из сшитого полиэтилена. Эксплуатацией ГЭС принята и осуществляется по графику замена всех кабелей, проработавших длительное время.

Следует отметить, что полученные значения температур жил кабелей после КЗ ( $I_{к}$ ) несколько завышены, поскольку при установке резервной защиты  $t=4$  с значение тока КЗ будет ниже расчетные. В то же время  $I_{по.с.}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников фактически является установившимся током КЗ.

Выводы по разделу: был выполнен осмотр кабельных трасс собственных нужд Жигулевской ГЭС проложенных к ОРУ – 110 кВ, ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 500 кВ. Также было произведено их инструментальное обследование от воздействия блуждающих токов.

## **5 Определение и влияние на конструкцию блуждающих токов кабельного хозяйства собственных нужд**

Проблемы с возникновением блуждающих токов и появление электрохимической коррозии кабелей на Жигулевской ГЭС возникли в начале 70-х годов прошлого века после перевода железной дороги, проходящей по гидротехническим сооружениям на электротягу.

Естественно никаких устройств, осуществляющих защиту кабелей, проектом не предусматривалось и эксплуатации пришлось начинать с теории возникновения блуждающих токов и их воздействия на кабели. Причем в зону влияния попали кабели, проложенные в железобетонных кабельных туннелях здания ГЭС, на дамбах 50, 53 и 43, а также по металлической эстакаде водосливной плотины.

### **5.1 Электрическая коррозия**

Представляет собой электрохимическую коррозию стальных лент, вызываемую воздействием на кабель блуждающих токов от некоторых внешних электрических установок. Разрушение металла является следствием электролиза, при котором в месте выхода блуждающего тока из сооружения металл выносится в грунт, являющийся электролитической средой. Как правило источником блуждающих токов и коррозии является рельсовая сеть электрофицированного транспорта.

Основными факторами, определяющими характер и размеры электрической коррозии, являются величина и направление блуждающего тока; взаимное расположение источников блуждающих токов и трасс подземных сооружений: физико-химическая характеристика грунта, в частности величина удельного электрического сопротивления грунта.

На кабельных линиях, требующими специальных мер защиты, являются подземная коррозия и коррозия блуждающими токами.

Современное ограничение утечки тяговых токов с ходовых рельсов осуществляется с использованием современных защит.

## **5.2 Конструктивные и электрические характеристики защищаемой кабельной трассы водосливной и земляной плотины**

Участок кабельной трассы, проходящий по плотине, уложен на кронштейнах вместе с перемычкой; часть участка кабельной трассы уложена в земле намывной дамбы без наличия кабельных колодцев. Конец кабеля в месте расположения дамбы №49 со стороны левого плеча контактной сети отстоит на расстоянии 36 км по трассе почвенной зоны до минусовой шины тяговой п/ст. «Северная» со стороны правого плеча контактной сети отстоит на расстоянии 9 км по трассе почвенной зоны представляет собой в основном мелкозернистый речной песок, отсутствуют искусственные почвы, являющихся агрессивными в коррозионном отношении. Таким образом, места стекания блуждающих токов в землю будут находиться в двух точках: дамба №49 и п/ст. «Северная». Основная доля блуждающего тока от точки приложения анодной нагрузки будет ответвляться в сторону правого плеча контактной сети.

Величина блуждающего тока будет определяться сопротивлением трассы почвенной зоны, из-за ее большой протяженности и значительного удельного сопротивления по сравнению с длиной участка кабельно трассы и удельным сопротивлением свинцовой оболочки кабеля.

## **5.3 Измерения блуждающих токов кабельной линии водосливной и земляной плотины**

Определение величин блуждающих токов очень сложно, поскольку

требуется учет многих факторов на наиболее существенный фактор – это удельное сопротивление грунта, по которому этот ток после выхода из сооружения возвращается к минусовой шине тяговой подстанции одной из плеч рельсовой сети. Этот грунт, как правило, неоднородный и величина его удельного сопротивления принимается усредненной. Поэтому расчетные оценки носят качественный характер.

Свойство грунта как проводника электрического тока характеризуется величиной удельного сопротивления  $\rho$ , за которое принимается электрическое сопротивление кубика грунта, имеющего ребра в 1м. Поэтому, если участок зоны грунта от рельса (поперек), допустим составляет 10 м, это равносильно, что ток растекается по 10-ти параллельно включенным кубика, имеющих одно и то же значение  $\rho$ .

Под сопротивлением растеканию понимается сопротивление, которое оказывает току земля на участке растекания тока, т.е. на участке между рельсом и зоной, где ток растекается по столь большому объему, что его плотность может быть принята равной нулю.

Величина блуждающего тока определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{бл.}} = \frac{\varphi_i}{R_{\text{рез.}}} \quad (22)$$

где  $\varphi_i$  – потенциал приобретаемый различными точками рельсовой сети по отношению к земле, вследствие падения напряжения при протекании тока по рельсам, В;

$R_{\text{рез.}}$  – результирующее сопротивление растекания токов в земле от точки приложения анодной нагрузки до минусовой шинки тяговой подстанции плеч рельсовой и контактной сети, Ом.

Потенциал любой точки проводника рельсов определяется по формуле:

$$\varphi_i = I_0 \sqrt{r_0 \cdot r_1} \frac{chk(l \pm x)}{shkl} \quad (23)$$

где  $I_0$  – сила тока нагрузки (в точке приложения анодной нагрузки), А;



$r_0$  – сопротивление рельсов на 1 км длины, Ом/км;

$r_1$  – переходное сопротивление рельсов, Ом·м;

$l$  – расстояние от нагрузки до п/ст, км;

$x$  – текущая координата соответствующего участка,

Знак ( $\pm$ ) означает: при расположении текущей координаты ( $x$ ) в сторону правого плеча контактной сети (-), а при расположении ( $x$ ) в сторону левого плеча контактной сети (+), км;

$$k = \sqrt{\frac{r_0}{r_1}}, 1/\text{км}; \quad (24)$$

ch, sh – гиперболический косинус и синус.

$$\text{ch}x = \frac{e^x + e^{-x}}{2}, \quad \text{sh}x = \frac{e^x - e^{-x}}{2}, \quad \text{th}x = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (25)$$

#### **5.4 Расчет потенциалов металлических оболочек кабелей и рельсов относительно земли, между рельсом и оболочкой кабеля**

Тот факт, что коррозия является электрохимическим процессом, дает возможность на основании измерений напряжения, тока и сопротивления в электролите и в кабельных оболочках или трубах производить оценку коррозионных условий

Электродвижущие силы, которые вызывают появление токов, текущих в земле, иногда не имеют отношения к кабельной линии. Причиной их возникновения являются источники питания контактного провода железных дорог, работающих на постоянном токе, или токи катодной защиты металлических сооружений.

## 5.5 Потенциал оболочки кабеля относительно земли

Потенциал определяется произведением величины сопротивления оболочки кабеля на величину блуждающего тока.

$$U_{c-p} = I_{бл.} \cdot R_{об.}, \text{ В.} \quad (26)$$

где  $R_{об} = \frac{\rho_{об} \cdot l_{каб.}}{S_{об}}$ , Ом,  $l_{каб.}$  – длина КЛ, м;

$\rho_{об}$  – удельное сопротивление материала оболочки кабеля,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ,

$S_{об}$  – сечение поясной свинцовой (железной) оболочки КЛ,  $\text{мм}^2$ .

$$S_{об} = \left( \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} - \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \right), \quad (27)$$

где  $d_1$  – внутренний диаметр поясной свинцовой оболочки, мм;  $d_2$  – внешний диаметр поясной свинцовой оболочки, мм.

Потенциал рельса относительно земли определяется произведением величины сопротивления перехода проводника рельсов на землю на величину блуждающего тока:

$$U_{p-з} = I_{бл.} \cdot R_{пер.}, \text{ В,} \quad (28)$$

Потенциал между рельсом и сооружением определяется разностью между их потенциалами относительно земли:

$$U_{p-c} = U_{p-з} - U_{c-з} = \pm \Delta U_{p-c}, \text{ В,} \quad (29)$$

## 5.6 Измерение блуждающих токов

Целью измерений являлась проверка кабельных линий водосливной и

земляной плотин на наличие блуждающих токов.

Непосредственной измерение блуждающих токов очень сложно. Метод основан на измерении величин, являющихся признаками протекания блуждающих токов.

При этом потенциалы свинцовой и бронированной оболочек кабеля имеют одну и ту же величину, т.е. измерения не обязательно производить непосредственно на свинцовой оболочке. Косвенно величина блуждающего тока может быть определена путем деления измеренной разности потенциала «сооружение (кабель) – земля»  $U_{с-з}$  на величину сопротивления оболочки кабеля до точки приложения анодной нагрузки.

Постоянный ток растекается от заземлителей во все стороны и идет в земле по пути наименьшего сопротивления. Он проходит не только в небольшом ограниченном объеме, который можно мысленно выделить в земле по прямолинейной трассе между заземлителями, но и далеко (на многие десятки километров) растекаются от них в обе стороны и проникает глубоко в землю.

Блуждающий ток на сооружениях ГЭС появился после перевода железнодорожного транспорта на электрофицированную тягу, работающую на постоянном токе.

## **5.7 Перечень источников внешних электромагнитных воздействий**

Внешние источники электромагнитных воздействий, которые могут оказывать негативное влияние на МП аппаратуру РЗА, ПА, АИИС КУЭ, АСУ ТП и связи, следующие:

- Аварийные процессы в сетях выше 1 кВ;

При протекании аварийных процессов (например, КЗ) в сетях классов напряжения выше 1 кВ по проводникам ЗУ и естественным заземлителям протекают токи промышленной частоты с амплитудой до нескольких десятков

кВ, длительность которых обусловлена временем срабатывания защиты. При этом между различными точками ЗУ возникают разности потенциалов, величина которых зависит от сопротивления элементов ЗУ и качества электрической связи между ними. Если между точками ЗУ, имеющими разный потенциал проходит трасса кабелей управления, измерения или сигнализации, то указанная разность потенциалов может быть приложена к изоляции кабелей и/или к входам аппаратуры, на которую заходят эти кабели.

Также, при протекании токов КЗ по фазным проводам и по заземлителям, в пространстве вблизи них возникает МППЧ, напряженность которого зависит от конфигурации проводников, расстояния до них и от величины токов КЗ.

Ток КЗ имеет, кроме составляющей промышленной частоты, ВЧ составляющую. Процессы, связанные с протеканием ВЧ составляющей тока КЗ по проводникам заземления, отличаются от процессов, связанных с протеканием составляющей промышленной частоты. Это объясняется различием параметров ЗУ на высоких и на низких частотах.

- молниевые разряды в элементы системы молниезащиты объекта;

При разряде молнии в молниеотвод, установленный на территории объекта, по проводникам системы заземления протекает импульсный ток амплитудой несколько десятков кА, продолжительностью несколько микросекунд. Разности потенциалов, возникающее при этом между различными точками ЗУ, зависят от импульсного сопротивления элементов ЗУ. Импульсное сопротивление значительно отличается от сопротивления на промышленной частоте, поэтому характер распределения потенциалов на ЗУ при разрядах молнии отличается от характера распределения потенциалов в режимах КЗ. Импульсные разности потенциалов могут быть приложены к изоляции вторичных цепей и к входам аппаратуры.

Также, при протекании импульсных токов молнии по проводникам системы заземления возникают ИМП, способные оказывать влияние на МП аппаратуру.

- процессы в сетях выше 1 кВ в нормальном режиме работы;

В нормальном режиме работы сетей классов напряжения выше 1 кВ в пространстве вблизи фазных проводников присутствуют МППЧ, способные влиять на работу МП аппаратуры.

- коммутационные операции в сетях выше 1 кВ;

Во время выполнения коммутационных операций в сетях классов напряжения выше 1 кВ происходят переходные процессы, характеризующиеся возникновением в первичной сети ВЧ составляющих токов и напряжений. При этом возможно проникновение ВЧ помех во вторичные цепи через измерительные трансформаторы и фильтры присоединения, а также в результате взаимной индукции между первичными и вторичными кабелями.

- процессы в сетях до 1 кВ (аварийные и в нормальном режиме работы);

Работа оборудования классов напряжения до 1 кВ в нормальных и аварийных режимах характеризуется возникновением в пространстве вблизи оборудования и вблизи проводников системы заземления МППЧ, способных воздействовать на МП аппаратуру.

Кроме этого, при срабатывании электромеханических коммутационных аппаратов классов напряжения до 1 кВ, могут происходить переходные процессы, характеризующиеся возникновением импульсных перенапряжений продолжительностью несколько наносекунд, амплитудой до 2 – 4 кВ, которые могут воздействовать на входы МП аппаратуры.

- электростатические разряды;

При разрядах статического электричества происходят импульсы тока, длительность которых может быть менее 1 наносекунды. Такие импульсы тока оказывают воздействие на цепи МП аппаратуры через паразитные емкостные связи. Результатом обычно является возникновение сбоя, «зависания» и перезагрузки цифровой аппаратуры.

- другие источники воздействия, в том числе радиосредства.

Радиооборудование может генерировать радиочастотные электромагнитные поля, способные наводить помехи в кабелях, служащих для

передачи информации. Например, при использовании раций в помещениях релейного щита возможно воздействие радиочастотных электромагнитных полей на аппаратуру РЗА. [19]

На рисунке 11 показана схема собственных нужд 0,4 кВ 1 блока.

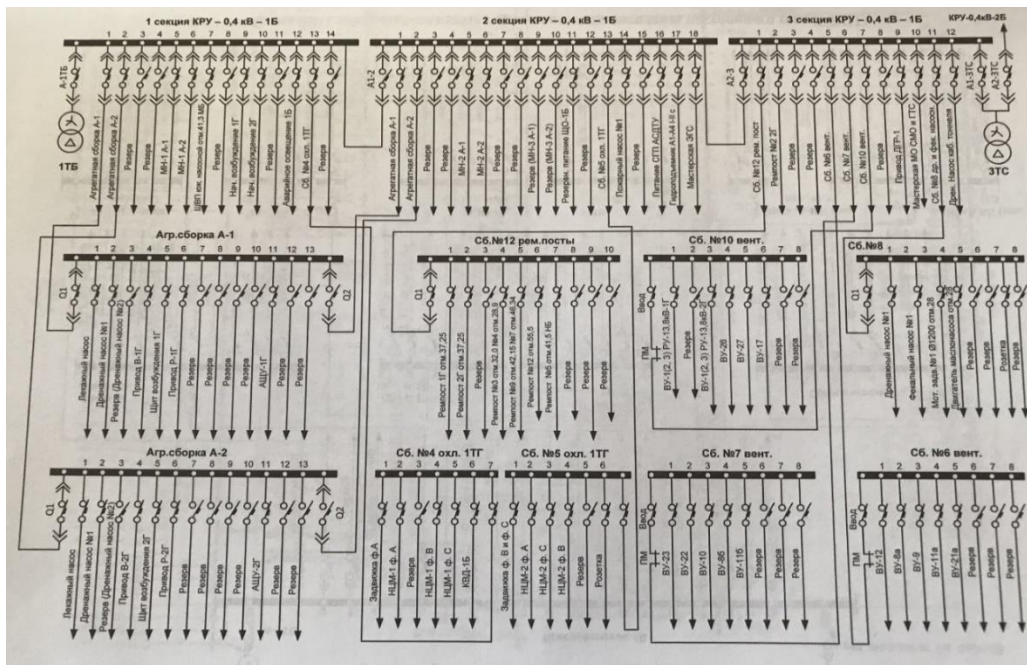


Рисунок 11 – Схема собственных нужд 0,4 кВ 1 блока

### Анализ результатов определения ЭМО

По результатам проведенного определения ЭМО на обследованной территории ОРУ-220 кВ Жигулевской ГЭС и оценке ЭМС устанавливаемой аппаратуры, можно выделить следующее:

- геометрия контура заземления на территории ОРУ-220 кВ и на прилегающих территориях удовлетворяет требованиям п. 1.7.90 ПУЭ, 7-е издание;
- вокруг здания ППУ-220 кВ отсутствует замкнутый периметральный заземлитель;
- магистральные горизонтальные заземлители и заземляющие спуски электроаппаратов и конструкций, расположенных на обследованной

территории ОРУ-220 кВ, выполнены из полосовой стали. Размеры сечений заземлителей и заземляющих спусков удовлетворяют требованиям п. 1.7.111 ПУЭ, 7-е издание;

- все электроаппараты и конструкции, расположенные на территории ОРУ-220 кВ, имеют эффективную металlosвязь с общим ЗУ ОРУ-220 кВ;

- при возникновении на территории ОРУ-220 кВ внутренних и внешних КЗ, разности потенциалов, прикладываемые к изоляции кабелей РЗА и (или) к входам устанавливаемой аппаратуры, не будут представлять опасности для оборудования;

- существующая система заземления панелей с аппаратурой в релейном зале здания ППУ-220 кВ является удовлетворительной с точки зрения обеспечения ЭМС аппаратуры;

- металlosвязь системы заземления релейного зала в здании ППУ-220 кВ и общим ЗУ ОРУ-220 кВ эффективна;

- существующая на ОРУ-220 кВ система питания аппаратуры переменным током построена по схеме TN-C, что является удовлетворительным фактором с точки зрения обеспечения ЭМС аппаратуры;

- параметры напряжения в сети питания аппаратуры переменным током соответствует требованиям действующей НТД;

- в случае организации питания устанавливаемой аппаратуры от сети переменного тока, при разрядах молнии в элементы системы молниезащиты территории ОРУ-220 кВ, существует вероятность появления сбоев или отказов в работе оборудования;

- существующее взаимное расположение элементов сети питания аппаратуры постоянным током является не благоприятным с точки зрения обеспечения ЭМС аппаратуры;

- величина размаха пульсаций напряжения в сети постоянного тока не соответствует требованиям действующей НТД и представляет опасность

для аппаратуры, испытаний на устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока.

- система молниезащиты обследованной территории ОРУ-220 кВ удовлетворяет требованиям с надежностью не менее 0,95;
- расчетные импульсные разности потенциалов, прикладываемые к вторичным цепям устанавливаемой аппаратуры при разряде молнии в опору ВЛ-500 кВ, могут представлять опасность для оборудования при использовании не экранированных вторичных кабелей;
- уровни напряженности магнитного поля в релейном зале здания ППУ-220 кВ, в отсутствие мер по дополнительному экранированию, не представляют опасности для аппаратуры, испытанной по:
  - первой и выше степени жесткости испытаний на устойчивость к воздействию непрерывного МППЧ;
  - четвертой и выше степени жесткости испытаний на устойчивость к воздействию кратковременного магнитного поля;
  - четвертой и выше степени жесткости испытаний на устойчивость к воздействию импульсного магнитного поля;
  - появление импульсных помех во вторичных цепях устанавливаемой аппаратуры, при выполнении коммутационных операций в первичной сети (220 кВ), за исключением вторичных цепей аппаратуры ВЧ-защиты, маловероятно;
  - накапливание электростатических потенциалов, опасного для устанавливаемой аппаратуры уровня, в релейном зале здания ППУ-220 кВ маловероятно. [21]

Устанавливаемая на ОРУ-220 кВ Жигулевской ГЭС аппаратура РЗА и используемая для ее работы вспомогательная аппаратура должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 610-00-6-5:2001) и РД 34.35.310-97.

Выводы по разделу: определено и изучено возникновение и влияние блуждающих токов на конструкцию кабелей собственных нужд. Изучено



возникновение коррозии в результате влияния блуждающих токов, а также методы уменьшения воздействия блуждающих токов на кабельное хозяйство.

## **6 Аварийный дизельный источник питания**

Выбор дизельной электроустановки.

Дизельная установка выбрана исходя из мощности потребителя.

На площадке СУС устанавливается электростанция мощностью 1882 кВА на напряжение 10 кВ для питания насосов осушения потерны (НОП) в чрезвычайных ситуациях. [20]

Дизельная электростанция обеспечивает автоматическим вводом резерва (АВР).

Данные электростанции контейнерного типа, рассчитаны для работы на открытом воздухе. Для него выбрана следующая дизельная электростанция: 2350 ОНИТ - 10 кВ мощностью 1882 кВт, показана на рисунке 12, технические данные дизельной электростанции приведены в таблице 5.

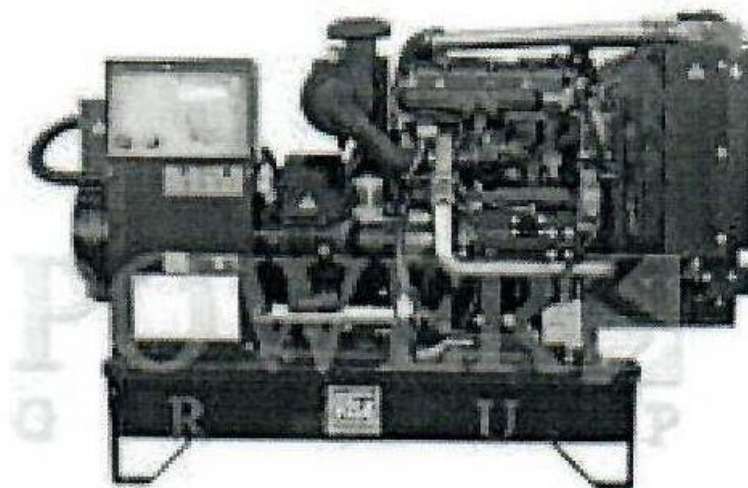


Рисунок 12 – Дизельная электростанция 2350 ОНИТ

Таблица 5 - Характеристика дизельной электростанции

Обозначение	Ед. измерения	Цифровое значение
-------------	---------------	-------------------

Мощность	кВт	1882
Напряжение на выходе	кВ	10,5
Частота	Гц	50

Продолжение таблицы 5

Обозначение	Ед. измерения	Цифровое значение
Количество фаз	Ф	3
Масса	т	4,23

Состав ДГУ 10кВ:

- 1 – ЗРУ-10кВ ДГУ;
- 2 – щит собственных нужд ДГУ;
- 3 – топливный бак;
- 4 – электрогенератор;
- 5 –аккумуляторные батареи для пуска установки и блокировки управления;

- 7 – двигатель внутреннего сгорания;

На рисунке 13 показана схема электрических соединений КРУН – 10 кВ.

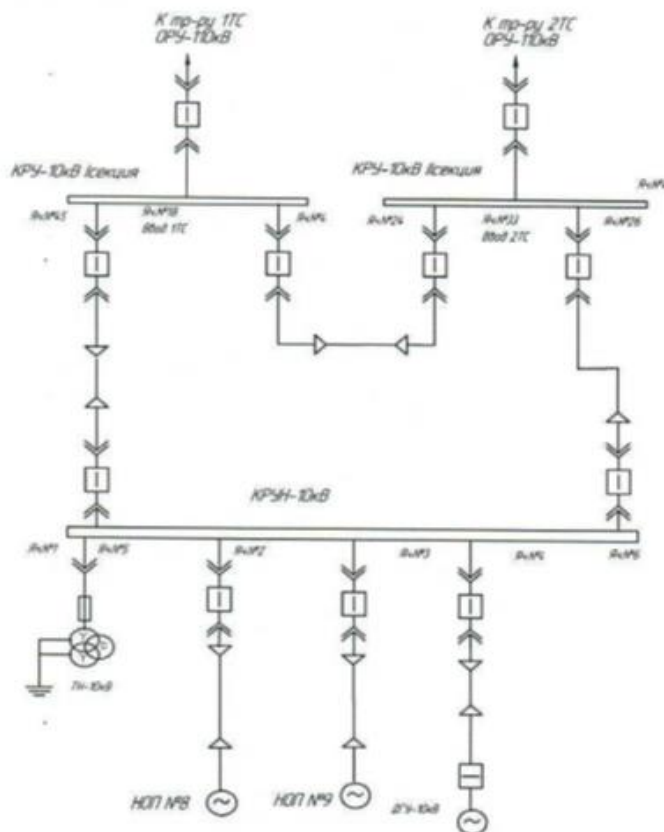


Рисунок 13 - Схема электрических соединений КРУН – 10 кВ [14]

На рисунке 14 показана схема ЗРУ – 10 кВ.

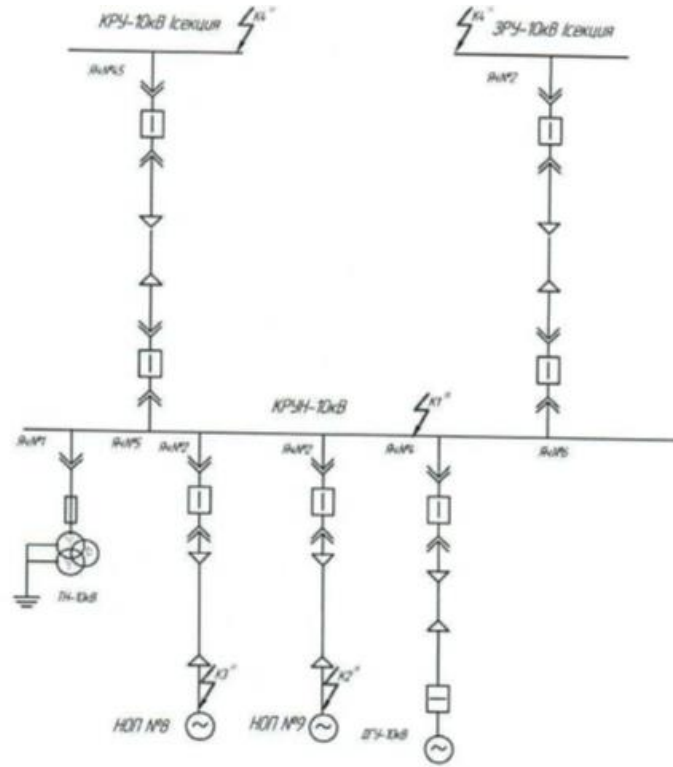


Рисунок 14 – Схема ЗРУ – 10 кВ

На рисунке 15 показана схема замещения для расчета ТКЗ.

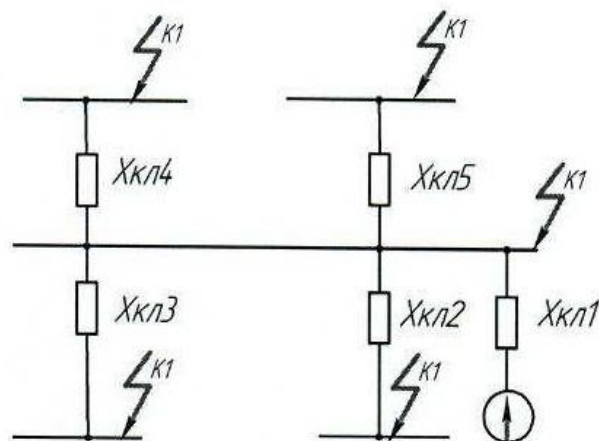


Рисунок 15 – Схема замещения

Характеристика дизель-генераторной установки (ДГУ): [16]

$$P_{\text{НОМ}} = 1882 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{НОМ}} = 2352 \text{ кВа};$$

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ};$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$X_d = 6,094 \text{ Ом.}$$

Базисные величины:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{б}} = 10,5 \text{ кВ};$$

Номинальное напряжение – 10 кВ.

Определения базисного тока:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}, \quad (30)$$
$$I_{\text{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5},$$

где  $S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВА.

$U_{\text{б}}$  – средне-номинальное напряжение, кВ.

Рассчитываем сопротивление элементов схемы.

Сверхпереходное сопротивление генератора:

$$X_*'' = \frac{X_d \cdot S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{6,094 \cdot 2,352}{10,5^2} \text{ о. е.} \quad (31)$$

Базисное сопротивление генератора в о.е.:

$$X_*'' d_{\text{б}} = \frac{X_*'' \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{0,13 \cdot 10,5^2}{2,352} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,53 \text{ о. е.} \quad (32)$$

Расчет сопротивлений:

$$X_{*кЛi} = X_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (33)$$

где  $X_0$  - удельное индуктивное сопротивление кабелей, Ом/км;

$L_i$  – протяженность кабелей, км;

$S_6$  - базисная мощность, МВА;

$U_6$  - напряжение кабельной линии, МВА;

$$X_{*кЛ1} = 0,103 \cdot 0,015 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,00145 \text{ о. е.}$$

где  $L1=15$  м – длина линии кабелей от ДГУ – 10 кВ до ячейки № 4 КРУН – 10 кВ. [15]

$$X_{*кЛ2} = 0,113 \cdot 0,355 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03638 \text{ о. е.}$$

где  $L2=355$  м – длина линии кабелей от ячейки № 3 КРУН – 10 кВ до НОП № 9.

$$X_{*кЛ3} = 0,113 \cdot 0,355 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03638 \text{ о. е.}$$

где  $L3 = 355$  м – длина линии кабелей от ячейки № 2 КРУН – 10 кВ НОП №8.

$$X_{*кЛ4} = 0,113 \cdot 0,355 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03638 \text{ о. е.}$$

где  $L4 = 330$  м – длина линии кабелей от ячейки № 5 КРУН.

$$X_{*кЛ5} = 0,103 \cdot 0,680 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06352 \text{ о. е.}$$

где  $L5 = 680$  м – длина линии кабелей от ячейки № 6 КРУН.

Следовательно, полное сопротивление

$$X_{*6\Sigma} = X_{*d_6}'' + X_{*кЛi}, \quad (34)$$

где  $X_{*d_6}''$  – базисное сопротивление относительно генератора, о.е.;

где  $X_{*кЛi}$  – сопротивление относительно линии кабелей, о.е.;

$$X_{*\SigmaкЛ1} = 5,53 + 0,00145 = 5,53145 \text{ о. е.};$$

$$X_{*\SigmaкЛ2} = 5,53 + 0,03638 = 5,56638 \text{ о. е.};$$

$$X_{*\SigmaкЛ3} = 5,53 + 0,03638 = 5,56638 \text{ о. е.};$$

$$X_{*\SigmaкЛ4} = 5,53 + 0,03382 = 5,56382 \text{ о. е.};$$

$$X_{*\SigmaкЛ5} = 5,53 + 0,06352 = 5,59352 \text{ о. е.};$$

Сверхпереходная ЭДС в о.е. к его номинальным параметрам определяется по формуле: [18]

$$E''_{*НОМ} = \sqrt{(U_{*НОМ} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{*НОМ} \cdot \sin \varphi + I_{*НОМ} \cdot X''_d)^2}; \quad (35)$$

$$E''_{*НОМ} = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 0,13)^2} = 1 \text{ о.е.};$$

Формула определения силы тока трехфазного короткого замыкания  $I_{*Ki}^{(3)}$  в относительных единицах (о.е.): [17]

$$I_{*Ki}^{(3)} = \frac{E''_{*НОМ}}{X_{*\Sigma Ki}}, \quad (36)$$

где  $E''_{*НОМ}$  – ЭДС генератора, о.е.;

$X_{*\Sigma Ki}$  – полное сопротивление в  $i$  – точке, о.е.

$$X_{*K1}^{(3)} = \frac{1}{5.53145} = 0.1807 \text{ о.е.}$$

$$X_{*K2}^{(3)} = \frac{1}{5.56638} = 0.1796 \text{ о.е.}$$

$$X_{*K3}^{(3)} = \frac{1}{5.56638} = 0.1796 \text{ о.е.}$$

$$X_{*K4}^{(3)} = \frac{1}{5.56382} = 0.1797 \text{ о.е.}$$

$$X_{*K5}^{(3)} = \frac{1}{5.59352} = 0.1788 \text{ о.е.}$$

Формула определения сила тока 3-х фазного короткого замыкания  $I_K^{(3)}$  в именованных единицах:

$$I_K^{(3)} = I_{Ki}^{(3)} \cdot I_{\sigma}, \quad (37)$$

где  $I_K^{(3)}$  – сила тока 3-х фазного короткого замыкания в  $i$  – точке, о.е.

$I_{\sigma}$  – базисная сила тока.

Выводы по разделу: рассчитан и выбран дизельный генератор, который служит для подпитки собственных потребителей станции в случае аварии.

## Заключение

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы реконструкции системы собственных нужд 10 кВ, поскольку она гарантирует работу всей ГЭС обеспечивая высокую надежность, при этом необходимо было учесть существующие систем работающим более 50 лет с физическим и моральным износом.

Произведен разбор и замена коммутационного оборудования.

Произведена полная замена аналоговых защит на микропроцессорную технику типа SPAC для потребителей КРУ-10 и КРУ-6 кВ.

В записке показан расчет по выбору кабелей 10 и 6 кВ и при этом использованы современные кабели из сшитого полиэтилена. Также важной частью записки является обследование кабельных трасс Жигулевской ГЭС, где кабели уложены в разных климатических условиях. Кабели, снабжающие потребителей ОРУ-500, ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ проложенных в кабельных туннелях, а кабели, снабжающие внутренних потребителей в кабельных трубах.

В здании ГЭС, часть кабелей, питающих насосы откачки потерны приходят по вертикальным шахтам, протяженностью до 50 м. Для насосов был рассчитан дизельный генератор для автоматического ввода резерва, установленного на площадке СУС.

В записке представлен анализ влияния блуждающих токов на кабельные трассы, проложенные неподалеку, возникающих от железнодорожного электрифицированного транспорта, проходящего на сооружениях Жигулевской ГЭС.

Был рассмотрен источник внешних электромагнитных воздействий, которые оказывают негативное влияние на оборудование станции. А также было рассмотрено протекание аварийных режимов в сетях свыше 1 кВ ГЭС.

В целом задание на проектирование сети электроснабжения основных потребителей Жигулевской ГЭС выполнено.



## Список используемых источников

1. Вакуумная коммутационная техника. - М.:Таврида Электрик, 2003 г
2. ГОСТ 28249 - 93. Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ. - М.: Издательство межгосударственных стандартов, 1994.
3. ГОСТ Р 552735 - 2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках напряжением выше 1 кВ. - М.: Стандартиформ, 2007
4. Инструкция по эксплуатации комплектных распределительных устройств (КРУ). - Жигулевск: ВоГЭС им.Ленина» - ОАО ВоГЭС им.Ленина, 2001 г.
5. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2009
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Изд. центр «Академия», 2012.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - РД 153-34.0 - 03.150-00.
8. Овчаренко, Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. - М.: НТФ Энергопрогресс, «Энергетик», 1999 г.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энерготомиздат, 2005.
10. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пиратов; под ред. И.П. Крючкова. - М.: Изд. дом МЭИ, 2012.
11. Рабочая документация (Основной комплект рабочих чертежей электротехнической части и прилагаемые документы. Принципиальные схемы и конструктивные чертежи). - Самара: ЗАО Самарский электропроект, 2000г.
12. Руководящие указания по релейной защите. Защита понижающих

трансформаторов и автотрансформаторов. - М: Энергоатомиздат, 1985

13. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной подстанции: учеб.пособие/ О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2007.

14. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: методические указания к курсовому проектированию. - Тольятти: Издательство ТГУ, 2007.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007.

16. Справочник структурных показателей для формирования свободных цен на энергоремонт в условиях перехода к рыночной экономике. Часть V Ремонт электрооборудования - М.: 1992 г.

17. Техника безопасности в электроэнергетических установках/ Под ред. П.А. Долина. - М.: Энергоатомиздат, 2009.

18. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле. - Учебное пособие ПЭИ, С.-Петербург., 2001 г.

19. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - М.: Энергоатомиздат, 2008.

20. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. - М.: Изд-во МЭИ, 2002.

21. Сайт производителя оборудования. URL [www.electroshield.ru](http://www.electroshield.ru) (дата обращения 10.08.2021)