

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ОРУ 110кВ Жигулевской ГЭС

Студент

Н.А. Кожевников
(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

к.т.н., профессор, А.А. Романов
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Целью данной выпускной квалификационной работы является оптимизация основной схемы собственных нужд Жигулёвской ГЭС на базе новых современных решений. Потребность определена новыми техническими требованиями, утверждёнными российской энергетической компанией ПАО «РусГидро».

Был проведён анализ электрических нагрузок гидростанции, нагрузки общестанционных силовых трансформаторов собственных нужд с уточнением необходимости регулирования их по нагрузке. Замена основного оборудования была выполнена ранее, поэтому в данной работе было обращено внимание на замену кабельной продукции. В связи с обновлением средств релейной защиты и автоматами на основном оборудовании, были рассмотрены вопросы перевода основных защит трансформаторов собственных нужд ГЭС на линию 10 кВ.

Работа состоит 47 листов формата А4. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 5 листах формата А1.

Abstract

The purpose of the final certification work is to optimize the basic schemes of the Zhigulevskaya Hydroelectric Power Plant own needs based on new modern solutions. The need is determined by new technical requirements approved by the Russian energy company Public Joint Stock Company RusHydro.

The analysis of the electrical loads of the hydroelectric power station, the load of general station power transformers for auxiliary needs was carried out, clarifying the need to regulate them according to the load. The replacement of the main equipment was performed earlier, therefore, in this work, attention was paid to the replacement of cable products. In connection with the renewal of relay protection and automatic devices on the main equipment, the issues of transferring the main protection of transformers for auxiliary needs of the HPP to the 10 kV line were considered.

The work consists of 47 sheets of A4 format. The graphic part of the final certification work is presented on 5 sheets of A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1.Характеристика рассматриваемого объекта.....	7
2.Технические данные ОРУ-110 кВ.....	9
3. Анализ технического состояния заземляющих устройств ОРУ.	11
4.Технические показатели оборудования ОРУ 110 кВ, требующего реконструкции.....	24
5. Компьютерные программы, задействованные в работе при выполнении расчётов и анализа конструктивных элементов.....	26
6. Вычисление значений токов КЗ.....	27
7. Выбор и проверка кабелей 10 кВ.....	37
Заключение.....	43
Список используемых источников.....	44

Введение

Основная цель сооружения ГЭС представляет собой выработку энергии. Это может выражаться в выработке только электроэнергии, либо может преследовать решение комплекса задач, которые приводят к улучшению таких отраслей, как судоходства, ирригации, мелиорации и т.п. Охарактеризовать сток реки Волги можно такими вещами, как весьма значимая не равномерность что в годовом, что в многолетнем разрезах, что приводит к необходимости в сооружение сразу многолетнего и сезонного хранилищ на большинстве ГЭС, находящихся на данной территории. На основе водохозяйственных расчётов, подкреплёнными статистическими данными многолетних наблюдений за стоками рек, для каждой ГЭС определяется её водоэнергетические характеристики. Из-за неоднородных природных условий, в энергетическом и технико-экономическом плане характеристики ГЭС чаще всего существенно различаются.

Для каждой ГЭС свойственны индивидуальные агрегаты, создающиеся на основе характеристик и особенностей каждой ГЭС. Из преимуществ ГЭС стоит выделить перекрытие полу-/пиковых нагрузок благодаря манёвренности оборудования, что позволяет использовать ГЭС для любого момента графика нагрузок. Также ГЭС отличается низкой себестоимостью энергии, поскольку нет необходимости в топливе, так как сток реки представляет собой возобновляемый источник необходимой энергии. Кроме того, сам процесс производства энергии на ГЭС значительно проще, чем на ТЭС. Это приводит к тому, что системы собственных нужд ГЭС также выделяются своей простотой на фоне ТЭС, как и ниже нагрузка, испытываемая системами. Однако стоит выделить, что ГЭС требует к себе более высоких материальных затрат на начальной стадии. Ещё одним преимуществом ГЭС можно считать факт того, что наличие водохранилища делает местный климат более умеренным.

Число часов потребления установленной мощности ГЭС в среднем от 1000-1500 до 5000-6500 часов, в зависимости от установок и окружающих природных условий.

Сейчас на территории Российской Федерации работают 185 гидроэлектростанций. В данный момент, ГЭС являются важной частью электроэнергетической отрасли страны. Это обусловлено тем, что на них идёт перенос значительной части мощности, поскольку тепловые электростанции не могут обеспечить бесперебойную и стабильную работу в условиях частого перебоя в поставках топлива (такого как уголь, газ, мазут и прочее).

Это, и указанные выше преимущества, в данный момент ставят ГЭС выше ТЭС по общей продуктивности, так как кроме выполнения задач по улучшению судоходства, ирригации, мелиорации и водоснабжения, не имеет выброса токсичных отходов в атмосферу, и, что самое главное, не зависят от поставок топлива (то есть являются автономными в этом плане).

Однако, подобная ситуация создаёт нетипичные для ГЭС условия работы. К примеру, Волжская ГЭС, как и многие другие предназначенная для перекрытия пиков нагрузок, в данный момент работает на в среднем 80% своей мощности в базисном режиме, что не являлось характерным для эксплуатации ГЭС ещё в конце XX-начале XXI веков.

Для улучшения производительности ГЭС в современных реалиях стоит произвести замену устаревшего оборудования и/или оптимизацию работы актуального посредством современных средств. Именно на этом сконцентрирована данная выпускная квалификационная работа на примере Жигулёвской ГЭС.

1 Характеристика рассматриваемого объекта

ОРУ-110 Жигулёвской ГЭС кВ состоит из двух секций сборных шин и обходной системы шин на 20 ячеек с воздушными выключателями типа ВВН-110. На сборные шины включены трансформаторные группы №1 и №4 ГЭС, семь линий и два трансформатора СН. На ОРУ-110 кВ установлены трансформаторы тока типа ТФНД-110, трансформаторы напряжения НКФ-110, разрядники РВС-110, силовые трансформаторы ТДН-10000/110. Управление элементами ОРУ-110 осуществляется с ППУ-110 кВ, в котором располагаются панели УРЗА, а также шкафы питания СН 0,4 кВ. Питание защит постоянным током на ППУ-110 кВ осуществляется со щита постоянного тока с аккумуляторной батареей, расположенной в здании ГЭС. Источником оперативного переменного тока на ППУ-110 кВ служит щит переменного тока сети СН 0,4 кВ. Прокладка существующих кабелей цепей вторичной коммутации от оборудования ОРУ-110 кВ до ППУ-110 кВ выполнена в системе кабельных каналов с кабельным тоннелем вдоль ОРУ-110 кВ.

По проекту реконструкции на ОРУ-110 кВ предусматривается замена основного оборудования с установкой элегазовых выключателей типа S1-145F фирмы ALSTOM, разъединителей D300 фирмы Areva T&D, отечественных элегазовых трансформаторов тока ТГФ-110, трансформаторов напряжения антирезонансных НАМИ-110, ограничителей перенапряжения ОПН-1Ю, современного оборудования обработки каналов связи. Предусматривается расширение ППУ-110 кВ и установка в пристрое нового щита управления с панелями управления и шкафами микропроцессорных защит серии ШЭ2607 производства НПП «ЭКРА». Силовые и контрольные кабели подлежат полной замене. Контрольные кабели полностью заменяются на экранированные.

Предусматривается, что проведена полная реконструкция контура заземления и объединение его с контуром заземления ППУ-110 кВ.

Вывод к разделу 1

В следствии указанной выше информации назначением данной выпускной квалификационной работы является оптимизация основной схемы собственных нужд Жигулёвской ГЭС. Поставленная цель будет достигнута при помощи современных решений.

Будет проведён анализ технического состояния заземляющих проводников и электродов, а также оценено их качество соединения с оборудованием ОРУ-110 кВ. Будут оценены технические показатели ОРУ-110 кВ, нуждающиеся в реконструкции.

По итогу будет произведён выбор новых кабелей 10 кВ для перевода на них основных защит трансформаторов собственных нужд Жигулёвской ГЭС и достигнута цель данной выпускной квалификационной работы.

2 Технические данные ОРУ-110 кВ

Вычисленные показатели тока однофазного КЗ на шинах ОРУ-110 кВ- 48,2 кА. По требованиям СТО 56947007-29.130.15.105-2011 максимально возможной плотности токов по экранам контрольных кабелей следует равняться времени, необходимому устройству резервирования отказа выключателя для отключения при КЗ. Также из указанного выше СТО следует, что при прикосновении к рабочим местам допустимое значение напряжения является таковым в том случае, когда оно подходит по показателю времени, необходимого для приведения в действие резервной защиты. Параметр времени, по истечению которого запускается основная защита, относится к остальному оборудованию:

- время, необходимое на отключения КЗ УРОВ для ОРУ-110кВ- 0,34 с;
- время, требуемое для включения основной защиты 110кВ- 0,18 с;
- время, необходимое для срабатывания резервной защиты 110 кВ, составляет немногим больше 1 с.

Предельно допустимая плотность токов по контрольным кабелям ОРУ-110 кВ в течении 0,34 с составляет 447 А/мм*.

Для ОРУ-110 кВ:

- 65 В – максимально возможное напряжение в случае прикосновения к рабочим местам;
- 410 В – максимально возможное напряжения в случае прикосновение к любому другому оборудованию электроустановки.

На территории нахождения ОРУ находятся контрольные кабели, проложенные в заглубленных каналах. На порталах и находящихся отдельно молниеотводах находится молниезащита ОРУ-110 кВ, которую обеспечивают стержневые молниеприёмники. Материалом для горизонтальных электродов заземлителей, а также для проводников, заземляющих оборудование, служат полосовая и круглая стали сечением 78-200 мм².

Вывод к разделу 2

В данном разделе выпускной квалификационной работы были перечислены показатели, необходимые в соблюдении для выполнения поставленных задач. К ним относятся время срабатывания УРОВ, основной и резервной защит, значение предельно допустимой плотности токов и максимально возможное напряжение прикосновения в случае контакта с рабочими местами и остальным оборудованием ОРУ-110 кВ.

Соблюдение данных параметров поможет сделать правильно обоснованный выбор нового оборудования, установка которого поможет в достижении цели оптимизации основной схемы собственных нужд Жигулёвской ГЭС.

3 Анализ технического состояния заземляющих устройств ОРУ

Исполнительные схемы заземляющих устройств ОРУ-110 кВ были уточнены в ходе исследований, проведённых согласно с п. 8.3 56947007-29.130.15.105-2011. С данными уточнениями можно ознакомиться на чертежах «Жигулевская ГЭС. Заземляющее устройство ОРУ-10 кВ», приложенных к работе выпускной квалификационной работе.

Согласно сп. 8.2 СТО 56947007-29.130. 15.105-2011 были проведены уточнения оборудования ОРУ на наличия и качества связей с заземляющими устройствами. Диагностика привела к получению следующих результатов:

- 1) 210 обследуемых на ОРУ-110 кВ объектов не имеют заземления;
- 2) 43 обследуемых на ОРУ-110 кВ объектов имеют последовательное заземление;
- 3) ещё 52 объекта, обследуемых на ОРУ-110 кВ, заземляющее устройство не выходит за рамки требуемой нормы.

Описанные выше нарушения требований ПУЭ возникают в следствии процессов коррозии, приводящих к разрушению шин и заземляющих электродов. Смонтированы данные заземляющие устройства были в 1995 году.

При промерзании или высыхании грунта равносильные значения электрических параметров составляют:

$h_1=4,8$ м- толщина верхнего слоя;

$\rho_1 = 141$ Ом•м- показатель удельного электрического сопротивления для верхнего слоя;

$\rho_2= 19$ Ом•м- показатель удельного электрического сопротивления для нижнего слоя.

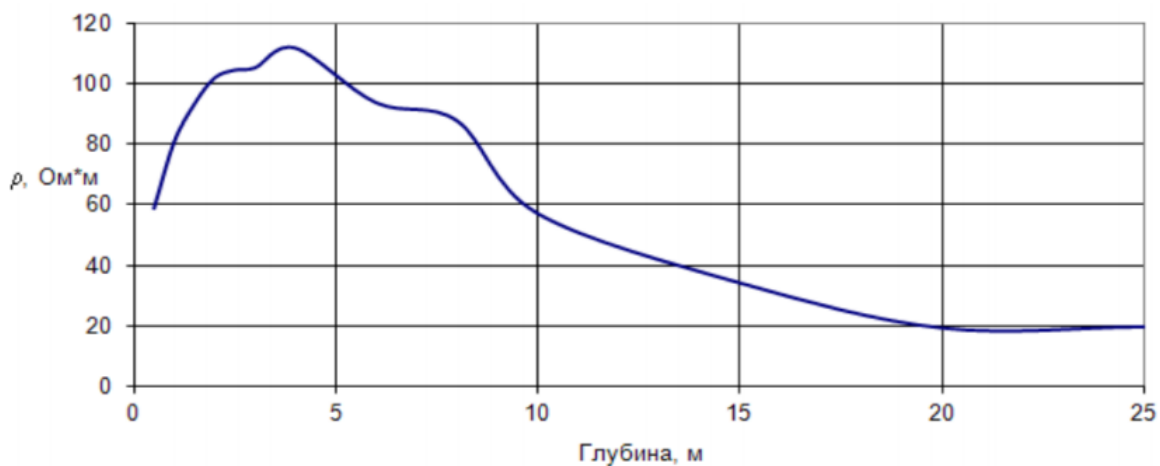


Рисунок 1 – График зависимости сопротивления грунта от глубины зондирования

С показателями грунта, представленными в этой работе, можно ознакомиться в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Удельное сопротивление грунта

Место измерений	Глубина слоя, м	Удельное сопротивление
ОРУ 110 кВ	0,5	59
	1	81
	1,5	93
	2	102
	2,5	105
	3	105
	4	112
	6	94
	8	88
	10	57
	15	34
	20	19
	25	20

Таблица 2 – Электрические параметры грунта

Наименование объекта	Сопротивление ЗУ, Ом		Пригодность к эксплуатации		Дата следующей проверки
ОРУ-110 кВ	0,15		Пригодно		2027 г.
Температура воздуха вне помещений	-1°С	Влажность воздуха	60%	Атмосферное давление	750 мм рт.ст.
Измерения проведены приборами типа	КДЗ-1	Заводской номер	11	Дата очередной проверки	02.04.2016 г.
Характер грунта: сухой, средней влажности, влажный		-средней влажности			
Количество осадков предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное		-небольшое			
Заземляющее устройство применяется для электроустановок выше 1000 В		-выше 1000 В			
Режим нейтрали		-эффективнозаземлённая			
Ток замыкания на землю	ОРУ-110 кВ	48200	А		
Время срабатывания защит	ОРУ-110 кВ	УРОВ- 0,34 сек, основная- 0,18 сек, резервная- >1 сек			
Удельное сопротивление грунта		ρ верхнего слоя- 135 Ом*м, ρ нижнего слоя- 17 Ом*м, толщина верхнего слоя- 4,6 м			

По результатам проведённых измерений, значение сопротивлений заземляющих устройств ОРУ-110 кВ равняется 0,15 Ом. Данный показатель проходит по требованиям, которые ставит ПУЭ, измерения проводились согласно с п. 8.5 СТО 56947007-29.130.15.105-2011.

Степень коррозии заземляющих проводников, а также электродов заземлителей ОРУ Жигулёвской ГЭС и шин составляет до 10%, что также является допустимым показателем согласно 8.11 СТО 56947007-29.130.15.105-2011.

С полученными в ходе проведения расчётов результатами напряжения прикосновений как с промёрзлой почвой, так и с почвой, находящейся в состоянии повышенной засушливости, можно ознакомиться в представленной ниже таблице 3.

Таблица 3 – Измерения напряжения прикосновения в контрольных точках

Оборудование и присоединение		Нормативное значение, В	Измеренное значение, В	Заключение
ЭВ	ОВ	410	420	Не соответствует требованиям ПУЭ
ТТ ф. «А»	ОВ	410	300	Соответствует требованиям ПУЭ
1 ТС		410	560	Не соответствует требованиям ПУЭ
ТТ ф. «А»	1 ТС	410	760	Не соответствует требованиям ПУЭ
ЭВ	1 ТС	410	560	Не соответствует требованиям ПУЭ
Р-1	1 ТС	65	490	Не соответствует требованиям ПУЭ
РО	ВЛ Жиг-2	65	300	Не соответствует требованиям ПУЭ
ТТ ф. «А»	ВЛ Жиг-2	410	190	Соответствует требованиям ПУЭ
ЭВ	ВЛ Жиг-2	410	870	Не соответствует требованиям ПУЭ
Р-1	ВЛ Жиг-2	65	480	Не соответствует требованиям ПУЭ

Данные значения напряжений прикосновения были получены в ходе измерений, проводимых согласно с п 8.5 СТО 569447007-29.130.15.105-2011. В соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 1996 года следует выделить максимально возможные значения напряжения прикосновения, равные временным рамкам отключения КЗ основной и резервной защит:

- На рабочих местах, где производятся оперативные переключения, это значение составляет 65 В;
- Для остального наличествующего оборудования ОРУ-110 кВ данное значение составляет 410 В.

По приведённым выше результатам можно сделать вывод, что на всех рабочих местах ОРУ-110 кВ происходит превышение допустимого значения напряжения прикосновения при КЗ. Также подобное нарушение относится к некоторой части остального оборудования.

С полученными в ходе расчётов результатами показателей сопротивления и напряжения можно ознакомиться в таблице 4.

Таблица 4 – Полученные показатели напряжения

Наименование объекта	Сопротивление ЗУ, Ом	Напряжение на заземляющем устройстве, кВ	Параметры грунта	Соответствие нормативным документам
Ору-110 кВ	0,12-0,2	5,8-9,6	ρ верхнего слоя- 135 Ом*м, ρ нижнего слоя- 17 Ом*м, толщина верхнего слоя- 4,6 м с учётом наибольшего высыхания или промерзания	Соответствует

Расчеты выполнены при помощи «ОРУ-М» версия 2.2.20 РАО «ЕЭС России», Роспатент рег.Ni2002611768 от 15.10.02.

Для расчётов был выбран режим однофазного КЗ.

По установленным ПУЭ требованиям, максимально возможные показатели напряжения для заземляющего устройства КЗ равняются:

- Если нет возможности защитить изоляцию отходящих кабелей связи и телемеханики, данное значение составляет 5кВ;
- В случае защиты изоляции кабелей телемеханики, данное значение составляет 10 кВ.

По результату расчета величина напряжения заземляющего устройства ОРУ-110 не превышает 9,6кВ при КЗ; величина сопротивления не превышает показателя в 0,2 Ом на протяжении всего года.

В таблице 5 предоставлены все полученные в ходе анализа данные минимально возможного сечения проводников.

Таблица 5 – Результаты расчёт термического нагрева заземляющих проводников

Наименование объекта	Время срабатывания защиты, с	Минимальное сечение заземляющих проводников на объекте, мм ² /с с учётом коррозии, мм ²		Допустимое сечение заземляющих проводников, мм ²		Соответствие нормативным документам
		Заземляющие проводники, подсоединённые к силовому оборудованию	Проводники горизонтального заземлителя	Заземляющие проводники, подсоединённые к силовому оборудованию	Проводники горизонтального заземлителя с учётом растекания в две стороны	
ОРУ-110 кВ	0,34 (УРОВ)	(78-200)/(70-180)	140/126	520	222	Не соответствует нормам ПУЭ

В соответствии с требованиями СТО 56947007-29.130.15.105-2011 для заземляющих проводников, а также для горизонтальных электродов был проведён расчёт температуры нагрева в момент взаимодействия с токами КЗ. За основу в расчётах были приняты показатели при однофазном КЗ.

Для расчёта показателя максимально возможной температуры нагрева используется следующая формула. Данный показатель необходим для расчёта максимально возможного для электродов заземлителей и заземляющих проводников значения тока КЗ и обязан не превышать 400°C согласно требованиям, указанным в ПУЭ п.1.7.114:

$$I_{\text{Доп}} = \frac{S}{S_{\text{Доп}} \times q} \quad (1)$$

где S – значение поперечного сечения рассматриваемого проводника, мм^2 ;

$S_{\text{Доп}}$ – соответствующее требованиям сечение для тока в I кА находящееся под воздействием в течении 1 секунды;

q – расчётное значение, учитывающее показатель продолжительности воздействия тока короткого замыкания.

$$q = \begin{cases} \sqrt{t + 0,09}, & t < 1\text{c} \\ 0,8\sqrt{t}, & t > 1\text{c} \end{cases} \quad (2)$$

По полученным от расчёта данным следует, что заземляющие проводники и горизонтальные электроды заземлителя имеют превышение допустимого значения температуры нагрева при коротком замыкании.

Расчёты, проводившиеся по 17 объектам согласно с п. 8.8 СТО S947007-29.130.15.105-2011, показывают, что по значениям напряжения промышленной частоты и токов, оказывающих воздействие на контрольные кабели при коротком замыкании, 4 объекта соответствуют нормам и 7 объектов им не удовлетворяют. Для расчёта был использован режим однофазного КЗ на шинах 110 кВ.

По полученным результатам измерений, величина напряжений промышленной частоты, действующего на устройства АСТУ и на контрольные кабели от оборудования 110 кВ достигает 2,5 кВ.

Измерения показывают, что уровень напряжения промышленной частоты, влияющий на изоляцию контрольных кабелей управления и ввода в устройство АСТУ, превышает максимально допустимое значение.

По разделу 1.7.6 ПУЭ следует, что в случае отсутствия значения температуры из таблицы, максимально допустимая температура нагрева экранов следует принимать значение в 160°C для протекающего через экраны кабелей вторичных цепей тока. Данное значение является оптимальным для использования в работе, а также для применения в расчётах.

Измерения, проводившиеся с использованием режима однофазного короткого замыкания, показывают, что по экранам кабелей показатели плотности тока доходит достигает отметки в 1300 А/мм^2 , что выходит за установленный показатель в 447 А/мм^2 рассчитанного на шинах 10 кВ. При данном результате, значение температуры нагрева экранов кабелей нарушает установленный выше показатель в 160°C .

С полученными в ходе расчётов результатами измерений воздействия импульсных напряжений в момент удара молнии можно ознакомиться в таблице 7.

Таблица 6 – Полученные результаты измерений импульсных напряжений

Трасса прокладки кабелей	Ток молнии, кА	Длительность фронта, мкс	Наибольшее напряжение между ЗУ и кабелем, кВ	Допустимый уровень воздействия, кВ	Выводы
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	360	20	Не соответствует. Возможен вынос опасного потенциала в сеть СН-0,4 кВ
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	170	20	
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	140	20	
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	120	180	Соответствует
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	60	180	Соответствует
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	80	180	Соответствует
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	40	180	Соответствует
ОРУ-110 кВ – ППУ-110 кВ	100	10	80	180	Соответствует

По результатам измерений, проведённых согласно с п. 8.10 СТО 56947007-29.130.15.105-2011, следует превышение максимально возможного показателя напряжения на изоляции для находящихся рядом кабелей во время процесса растекания тока молнии по заземляющим устройствам в следствии ударов молний в молниеприемники. По данным, полученным в ходе анализа заземляющих устройств ОРУ-110, была получена группа наблюдений, перечисленных ниже:

1. На электроустановке наличествует не заземлённое оборудование;
2. Часть оборудования электроустановки последовательно заземлено;
3. Остальное оборудование ОРУ-110 кВ по пункту качества связи с заземляющими устройствами проходит по требованиям, выдвигаемым ПУЭ;
4. 0,2 Ом- показатель сопротивления растеканию тока в любое время года заземляющего устройства ОРУ-110;
5. По требованиям ПУЭ, 10% показатель коррозии заземляющих проводников и электродов заземлителей на электроустановке соответствует установленному минимально возможному значению;
6. Показатели напряжения прикосновений к рабочим местам разъединителей ОРУ-110 при КЗ согласно установленными ПУЭ требованиями не проходят, так как значения превышают допустимые нормы;
7. Также из-за превышения допустимых значений, по требованиям ПУЭ не проходят показатели напряжений прикосновений при КЗ в случае остального оборудования ОРУ-110;
8. Максимальное номинальное напряжение заземлителя ОРУ-110 с КЗ не превышает 9,6 кВ, что является соответствующим требованиям ПУЭ показателем. В этом случае для отходящих кабелей связи и телемеханики необходимо принять дополнительные меры по защите изоляции.
9. Значения допустимой температуры нагрева при КЗ заземляющих проводников и электродов заземлителя ОРУ-110 не соответствуют ПУЭ;

10. Превышение максимально возможного показателя напряжения, воздействующего на изоляцию кабелей оборудования ОРУ-110 при КЗ;

11. Превышение максимально возможного показателя токов промышленной частоты при КЗ по экранам кабелей оборудования ОРУ-110;

12. Превышение максимально возможного показателя импульсных напряжений, воздействующих на изоляцию кабелей оборудование ОРУ-110 кВ при ударах молнии.

Из указанных выводов следует необходимость в оптимизации заземляющих устройств ОРУ-110 для соответствия требованиям электромагнитной совместимости и электробезопасности, из чего были составлены указанные ниже рекомендации:

1. Согласно прилагаемым чертежам Жигулёвской ГЭС для заземлителей ОРУ-110 кВ необходимо произвести дополнительные горизонтальные электроды.

2. В зависимости от имеющегося у оборудования электроустановки заземляющего проводника добавить:

– в случае одного заземляющего проводника произвести дополнительный проводник заземления;

– в случае наличия у оборудования двух заземляющих проводников произвести дополнительный заземляющий проводник из стали.

В обоих случаях оптимальным сечением проводников является 50х5.

3. Около рабочих мест на ОРУ-110 кВ добавить на поверхность и соединить посредством уравнивающих проводников с местами нахождения приводов разъединителей стальные площадки.

Вывод к разделу 3.

В данном разделе был проведён анализ заземляющих устройств ОРУ-110 кВ, на основе которого были установлены выше перечисленные факты не соответствия рекомендациям ПУЭ и стандартам электробезопасности.

Составлен список рекомендаций для заземляющих устройств ОРУ-110 кВ нацеленный на исправления нарушений.

4. Технические показатели оборудования ОРУ 110 кВ, требующего реконструкции

Для Жигулёвской ГЭС учтена возможность замены отдельных видов оборудования, замена трансформаторов, а также реконструкция блоков 1ТС и 2ТС для обеспечения основных нужд ГЭС.

Для производства замены трансформаторов 1ТС и 2ТС требуется:

- 1) Замена двух силовых трансформаторов 1ТС и 2ТС;
- 2) Замена ошиновки 110кВ и 10кВ;
- 3) Реконструкция маслоприёмников 1Т и 2ТС;
- 4) Произвести полную замену кабельных конструктива, связи и трасс, а также в создании новых схем привязки для основных и резервных сигнализаций и защит, существующих на ОРУ-110 кВ.

В представленной ниже таблице 8 можно ознакомиться с техническими показателями заменяемых трансформаторов 1ТС и 2ТС.

Таблица 7 – Технические данные ОРУ-110 кВ

Показатель	Значение по проекту
Наименование проекта	Открытое распределительное устройство 110 кВ филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулёвская ГЭС», ячейки 1ТС, 2ТС
Номинальное напряжение	110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-110 кВ-ОРУ РУ-10 кВ-КРУ
Тип схемы каждого РУ	110 кВ-13Н (две рабочие и обходная система шин); 10 кВ-10-1 (две рабочие секционированные выключателями системы шин);

Продолжение таблицы 7

Показатель	Значение по проекту
Количество линий, подключаемых к ОРУ-110 кВ	РУ-110 кВ- 7 ВЛ; РУ-10 кВ- 30 КЛ
Количество резервных ячеек по каждому РУ	РУ-110 кВ- нет; РУ-10 кВ- 8
Количество и мощность существующих силовых трансформаторов	ТС-1 10000 кВА ТС-2 10000 к ВА

Для разрабатываемого оборудования решено применить изоляцию, показатели удельной эффективной длинной пути утечки которой равняется не меньше 2,5 см/кВ. Обусловлено данное решение III степенью загрязнения, принимаемой для региона, в котором находится Жигулёвская ГЭС.

В случае прямого удара молнии по новому оборудованию для защиты используются уже существующие молниеотводы, расположенные:

- на порталах (высота 24 м);
- на мачтах (высота 30 м);
- а также на отдельно стоящих молниеотводах (высота 20 м).

Предусмотрен разрядник перенапряжения (ОПЧ) с регулятором тока утечки под рабочим напряжением, установленным в цепи трансформатора для защиты оборудования ОРУ-110 кВ от грозовых перенапряжений с ЛЭП и от коммутационных напряжений опасного уровня.

Вывод к разделу 4

В данной ВКР будет проведён анализ установленных в данный момент заземляющих устройств ОРУ-110 кВ, всей электромагнитной обстановки, а также будут выведены рекомендации для сетей 13,8 кВ с целью снижения уровня перенапряжения. Вновь установленное оборудование будет заземлено согласно с ПУЭ изд.7 (глава 1.7).

5 Компьютерные программы, задействованные в работе при выполнении расчётов и анализа конструктивных элементов

При выполнении проектной документации по замене трансформаторов СН ГЭС 1ТС, 2ТС специализированные программы не использовались, так как в строительстве заложено типовое оборудование.

При подготовке графической части:

AutoCAD 2008 LT Commercial New SLMRU- Русский, приложение «СПДС Graphics 5.x SLM», лицензионный сертификат Autodesk; Microsoft Office Visio.

Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel были использованы для создания текстовой части.

Вывод к разделу 5

В данном разделе были приведены программы, используемые на разных стадиях работы с выпускной квалификационной работой.

6 Вычисление значений токов КЗ

Для выбора подходящих новых проводников схем, а также электрических аппаратов, необходимо провести анализ для получения показателей токов короткого замыкания. Как покажут нижеследующие расчёта, уменьшения показателей тока КЗ зависит от удаления шин 10 кВ от места, на котором случается короткое замыкание.

На рассчитанных показателях токов КЗ также опираются расчётные показатели для установок фидеров. Для расчётов максимальным показателем тока КЗ были приняты значения трёхфазного короткого замыкания на землю.

Расчётные формулы и базисные условия.

$S_6 = 100 \text{ МВА}$	Ступени напряжения
	115 кВ
$U_6 = 10,5 \text{ кВ.}$	13,8 кВ
	10,5 кВ
$I_6 = \frac{S_6}{1.73 U_6}$	6,3 кВ
	0,525 кВ
$U = 115 \text{ кВ}$	

Формула расчёта электродов сопротивления трансформатора:

$$X = \frac{I_k S_6 1}{100 S_n n} \quad (3)$$

где n- число параллельно включённых трансформаторов.

Формула расчёта кабельных линий электропередач:

$$X = X_{уд} * L \frac{S6}{U6n} \quad (4)$$

где n- число параллельно подключённых кабелей.

Сопротивление реакторов рассчитывается по формуле:

$$X = \frac{x}{100} \frac{S6}{SН} = \frac{x}{100} \frac{S6}{3 \cdot IН \cdot UН} \quad (5)$$

где x- падение напряжения на реакторе в процентах.

Для расчета т. к.з. начальное значение периодической составляющей тока КЗ в относительных единицах:

$$I = \frac{E''}{X} \quad (6)$$

где E'' - результирующая ЭДС в относительных единицах =1,05,

X - суммарное сопротивление до места КЗ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в месте короткого замыкания:

$$I_{кз} = I(6) * Iб \quad (7)$$

Формула расчёта для базисных токов:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6} \quad (8)$$

Для напряжения на 10,5 кВ используется формула:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6} = \frac{100}{1,73 * 10} = 5,72 \text{ кА} \quad (9)$$

Для напряжения на 0,4 кВ используется формула:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6} = \frac{100}{1,73 * 0,4} = 144 \text{ кА} \quad (10)$$

Для напряжения на 6,3 кВ используется формула:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6} = \frac{100}{1,73 * 6,3} = 9,18 \text{ кА} \quad (11)$$

Для напряжения на 13,8 кВ используется формула:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 U_6} = \frac{100}{1,73 * 13,8} = 4,18 \text{ кА} \quad (12)$$

Для вычисления значения двухфазного тока КЗ используется формула:

$$I_{\delta} = \frac{1,73 * I_{кз(3)}}{2} \quad (13)$$

Формула для вычисления тока срабатывания отсечки:

$$I_{со} = K_{н} * I_{кз} \quad (14)$$

Формула для вычисления тока однофазного КЗ:

$$I_{кз} = 3 * U_{ф} * C_{уд} * I \quad (15)$$

Чувствительность ТО проверяется по $I_{кз(2)}$ в т. КЗ

$$K_{ч} = \frac{I_{кз \text{ мин}}}{I_{со}} \quad (16)$$

Таблица 8 – Параметры трансформаторов

Наименование оборудования	Тип	Рном (кВА)	Ином (А)	Uном (кВ)	U КЗ, Uк %
Трансформатор 1ТС, 2ТС	ТНД-10000/110	10000	50,2/525	121(+2-2,5%)/10,5	10,96
Трансформатор 3ТС-6ТС	ТС-750/10	750	41,2/1085	10,5/0,4	7,4
Трансформатор блока 1-8ТБ	ТС-560/10	560	23,4/808	10,5/0,4	8
Трансформатор СУС 17ТС-18ТС	ТМ-1000/10	1000	51/1445	10,5/0,4	5,42
Трансформатор отм. 50 15ТС	ТМ-1 000/10	1000	51/1445	10,5/0,4	5,42
Трансформатор отм. 46 16ТС	ТМ-1000/10	1000	51/1445	10,5/0,4	5,42
Трансформатор КРУ ОРУ-500 7ТС, 8ТС	ТС-560/10	560	32,3/808	10,5/0,4	6
Трансформатор КРУ ОРУ-220 9ТСДОТС	ТМ-180/10	180	10,4/260	10,5(+2-5%)	5,7(5,18)
Трансформатор КРУ ОРУ-110 11ТС, 12ТС	ТМ-180/10	180	10,4/260	10,5(+2-5%)	5,7
Трансформатор освещения 1-4ТО	ТС-180/10	180	10,4/260	10,5(+2-2,5%)	5,2
Трансформатор монт.пл.отм.28 13ТС, 14ТС	ТМ-750/10	750	41,2/1085	10,5(+2-2,5%)	7,1
Трансформатор плотины 19ТС, 22 ТС	ТМ-560/10	560	32,3/808	10,5	5,67
Трансформатор освещения 5ТО	ТМ-180/10	180	10,4/260	10,5/0,4	5,7
Трансформатор ОПУ 27ТС, 28ТС	ТМ-250/10	250	14,4/380	10,5/0,4	4,5
Трансформатор здания ВОХР 29ТС, 30ТС	ТМ-630/10	630	36,3/909	13,8	6
Реактор	РБ-1 5-1 00-2,5	L=6,886 Гн	100	6-10-0,4 кВ	X=2,5%
Кабельные линии				C=0,184мкФ/км	0,08Ом/км

Таблица 9 – Перечисление сопротивлений

Объект	Расчетная формула	Расчет	Сопр. в относ. ед.
Трансформатор 1ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{10,71 \cdot 100}{100 \cdot 9}$	1,298
Кабель L=150	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,150$	0,013
Трансформатор 15ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,42 \cdot 100}{100 \cdot 0,86}$	6,21
Кабель L=1250	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 1,25$	0,12
Трансформатор 8ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{6 \cdot 100}{100 \cdot 0,49}$	11,2
Кабель L=1000	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 1,0$	0,08
Кабель L=700	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,7$	0,056
Трансформатор 11ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,3 \cdot 100}{100 \cdot 0,23}$	32,5
Кабель L=125	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,125$	0,012
Трансформатор 1ТО	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,2 \cdot 100}{100 \cdot 0,21}$	29,5
Кабель L=15	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,015$	0,0013
Кабель L=215	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,215$	0,0163
Трансформатор 4ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{7,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,61}$	9,64
Кабель L=245	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,245$	0,0196
Кабель L=15	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,015$	0,0013
Трансформатор 3ТО	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,2 \cdot 100}{100 \cdot 0,23}$	32,5
Кабель L=225	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,225$	0,019
Трансформатор 6ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{7,4 \cdot 100}{100 \cdot 0,61}$	9,64
Кабель L=115	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,115$	0,0095
Кабель L=600	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,6$	0,049
Трансформатор 18ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,42 \cdot 100}{100 \cdot 0,92}$	5,37
Кабель L=50	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,05$	0,004
Кабель L=485	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 4,85$	0,376
Трансформатор 19ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,67 \cdot 100}{100 \cdot 0,61}$	11,2
Кабель L=540	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,54$	0,0443
Кабель L=480	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,48$	0,0391
Кабель L=150	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,15$	0,013

Продолжение таблицы 9

Реактор	$(X/100) \cdot X_{уд} X_L$	$(2,5/100) \cdot ((100/(1,73 \cdot 0,1 \cdot 13,8))$	1,048
Трансформатор 1ТБ	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{8 \cdot 100}{100 \cdot 0,61}$	15,2
Кабель L=4800	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 4,8$	0,391
Трансформатор 2ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{10,96 \cdot 100}{100 \cdot 10}$	1,2
Кабель L=970	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,97$	0,0785
Кабель L=1100	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 1,1$	0,089
Трансформатор 14ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{7,1 \cdot 100}{100 \cdot 0,69}$	9,56
Кабель L=500	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,5$	0,04
Трансформатор 12ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,19}$	32,1
Кабель L= 750	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,75$	0,07
Трансформатор 5ТО	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,19}$	32,1
Кабель L=200	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,2$	0,016
Кабель L=350	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,35$	0,031
Трансформатор 24ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{6 \cdot 100}{100 \cdot 0,64}$	9,61
Кабель L=260	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,26$	0,0218
Трансформатор 25ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,9 \cdot 100}{100 \cdot 0,63}$	12,7
Кабель L=520	$X_0 \cdot L$	$0,08 \cdot 0,52$	0,0424
Трансформатор 29ТС	$\frac{U_K \cdot S_{\Sigma}}{100 \cdot S_H}$	$\frac{5,58 \cdot 100}{100 \cdot 0,71}$	8,961

Вывод к разделу 6

В данном разделе выпускной квалификационной работы были проведены расчёта токов КЗ для оборудования

ОРУ-110 кВ Жигулёвской ГЭС. Рассчитанные значения будут использованы в следующем разделе при выборе кабелей 10 кВ.

Таблица 10 – Результаты расчётов

Место КЗ	Общее сопротивление X, Ом	X, Ом	I _к , о.е.	I _к ⁽³⁾ , кА	I _к ⁽²⁾ , кА	Коэф. чувст.	Ис.о., кА	Уставка Ис.о., А	Длина линии, м	I _к ^(1,1) , А
Шины КРУ 10,5 кВ котельн.	0,075+1,205+0,078	1,358	0,773	4,421	3,824		7,073		850	1,473
Шины КРУ 0,4 кВ отм.46.	0,075+1,205+0,028+ 5,42+0,007+ 0,078	6,815	0,154	0,881	0,762	2,7	1,41	1180- 1020	150	0,26
Шины 0,4 кВ 1 сек. КРУ ОРУ- 110	0,075+1,205+0, 1 +31,7+0,078	33,157	0,0316	0,1807	0,156	12,07	0,299	243-210	100	0,173
Шины 0,4 кВ КРУ отм.28	0,075+1,205+0,01 +9,47+0,078	10,838	0,0969	0,554	0,479	4,2	0,886	780-675	125	0,217
Сторона НН тр- ра 1ТО	0,075+1,205+0,004 +28,9+0,078	30,258	0,0347	0,198	0,171	12,03	0,317	260-225	50	0,1
Яч.40 КРУ 10,5 кВ	0,075+1,205+0,004 +0,0012+0,078	1,362	0,771	4,41	3,814		2,646		65	0,113
Шины 0,4 кВ 3 сек. КРУ 1ТБ	0,075+1,205+0,004 +0,0012+9,87+ 0,078	11,228	0,0935	0,535	0,463	4,4	0,856	375	65	0,113
Яч.43 КРУ 10,5 кВ	0,075+1,205+0,004 +0,078+ +0,0012+0,0018	1,365	0,769	4,398	3,804		7,037		280	0,485
Шины 0,4 кВ 3 сек. КРУ 3ТБ	0,075+1,205+0,004+ 0,0012+ 0,078+0,0018+9,87	11,235	0,0934	0,534	0,462	4,4	0,854	375	280	0,485

Продолжение таблицы 10

Яч.46 КРУ 10,5 кВ КРУ 5ТБ	0,075+1,205+0,004+ 0,0012+0,078+ +0,0018+0,02	1,385	0,758	4,335	5,999		6,936		540	0,936
Шины 0,4 кВ 3 сек.	0,075+1,205+0,004+ 0,0012+0,078+ +0,0018+0,02+9,87	11,264	0,0932	0,533	0,461	7,03	0,853	375	540	0,936
Сторона ВН тр-ра 17ТС	0,075+1,205+0,0092+0,078	1,46	0,719	4,112	3,557		6,579		115	0,199
Сторона НН тр-ра 17ТС	0,075+1,205+ 0,0092+5,42+0,078	6,87	0,153	0,875	0,757	2,54	1,4	870-750	115	0,199
Сторона ВН тр-ра 18ТС	0,075+1,205+ 0,0092+0,048+0,078	1,498	0,701	4,009	3,568		6,414		715	1,24
Сторона НН тр- ра 18ТС	0,075+1,205+0,0092 +0,048+5,42+ 0,078	6,918	0,152	0,869	0,751	5,5	1,39	870-750	715	1,24
Шины РУ 10,5"плотина"	0,075+1,205+0,388+0,078	1,746	0,601	3,4377	2,973		5,5		4850	8,405
Сторона НН 19ТС	0,075+1,205+0,388+0,012 +10,1 + 0,078	11,678	0,0899	0,514	0,444	3,63	0,823	720	5000	8,865
Сторона НН 22ТС	0,075+1,205+0,388+ 0,04+0,078+0,0776+10,1	11,963	0,0878	0,502	0,434	3,7	0,803	720	5830	10,1
Сторона НН 20ТС	0,075+1,205+0,388+0,078+ +0,04+10,1	11,888	0,0883	0,505	0,437	3,6	0,808	720	5350	9,27
Сторона НН 23ТС	0,075+1,205+0,388+0,078	1,746	0,601	3,437	2,973	5,9	5,355		4850	8,405

Продолжение таблицы 10

Шины 0,4 кВ 1сек КРУ блок	0,075+1,205+1,048 +14,3+0,078	15,428	0,068	0,389	0,336	3,4	0,622		10550	0,113
Сторона ВН тр- ра 13ТС	0,075+1,205+0,01+0,078	1,368	0,767	4,387	3,795		7,019	Н.Н. 243-210	150	0,217
Вывода двиг.НО N1	0,075+1,205+0,012+0,078	1,37	0,766	4,381	3,789		7,009		825	0,269
Вывода двиг.НО N5	0,075+1,205+0,07+0,078	1,428	0,735	4,204	3,636		6,726		1600	1,43

7 Выбор и проверка кабелей 10 кВ

Таблица 11 – существующая нагрузка

КЛ 10 кВ	Фактическая нагрузка, А
1ТС	167
2ТС	167

Фактическая нагрузка, значения которой приведены в таблице 12, взяты из паспорта на кабельную линию трансформаторов ОРУ-110 кВ.

Таблица 12 – показатели расчётных токов трансформаторов 1ТС и 2ТС

КЛ 10 кВ	Расчётный ток, А
1ТС	167
2ТС	167

На основе нижеприведённых расчётов были выбраны сечение и марка КЛ.

Таблица 13 – Марка и сечение проектируемых КЛ 10 кВ

КЛ 10 кВ	Расчётный ток, А	Марка и сечение КЛ 10 кВ	Длительно допустимый ток (каталожные данные), А
1ТС	167	ПвБВнг(А)-LS 3x185	479
2ТС	167		479

Используемые в таблице показатели длительного допустимого тока были выбраны соответственно с техническими данными кабеля, рассматриваемого в данной части ВКР.

Для проведения исследования экономической плотности тока применяется следующая формула:

$$F_{э} = \frac{I_p}{j_{э}} \leq F \quad (17)$$

где I_p - расчётное значение тока кабельной линии, А;

$j_{э}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², принятое согласно ПУЭ-7 изд., табл. 1.3.36, равное 2,0 А/мм².

Таблица 14 – Подбор сечения, выгодного в экономическом плане

КЛ 10 кВ	I_p , А	Сечение по условию экономической плотности $F_{э}$, А/ мм ²	Принятое сечение F , мм ²
1ТС	167	83,5	185
2ТС	167	83,5	185

Так как сечение выбранного КЛ превышает минимально требуемое сечение, условие выполнено.

Для проведения расчётов термической стойкости используется формула:

$$S_{тер\ min} \leq S$$

$$S_{тер\ min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{(I^{(3)}_{кз})^2 \cdot t_{пз}}}{C_T} \quad (18)$$

где B_k - величина, характеризующая тепловое действие тока КЗ на рассматриваемый элемент электроустановки, кА²•с.

$I_{кз}^3$ - для данного значения используется показатель тока КЗ трёхфазного, 5094А. Был принят исходя из требований ПЭУ, значение взято из таблица токов КЗ ЕИ-032.14-06-РЗА.

$t_{рз}$ - расчётная продолжительность КЗ, полученная при сложении времени срабатывания релейной защиты с временем отключения выключателя.

St - параметр, учитывающий показатель t° кабеля в момент нахождения под действием токов короткого замыкания. Согласно таблице 8.3 РД 153-34.0-20.527-98 было принято значение $103 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

Таблица 15 – результаты расчётов на термическую стойкость

КЛ 10 кВ	$I_{кз}$ на шинах 10 кВ, А	$I_{кз}$ на шинах 10 кВ, А	$S_{\text{тер min}}$, мм ²	Принятые сечения КЛ, S, мм ²
1ТС	5094	4411	13,98	3х185 ПвБВнг(А)-LS
2ТС	5094	4411	13,98	

Рассматриваемые сечения КЛ термически устойчивы, так как значение сечения больше минимально возможного показателя по термической стойкости.

Формула для расчёта показателя падения напряжения:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \quad (19)$$

где L- длина линии, км;

R_0, X_0 - коэффициент, учитывающий удельные сопротивления линии. В него входят как сопротивление реактивное, так и сопротивление активное, Ом/км;

$\cos\varphi$ - коэффициент отношения потребляемой активной мощности к полной мощности мощность нагрузки, принятый 0,8; $\sin\varphi=0,6$.

Таблица 16 – расчётные значения падения напряжения

КЛ-10 кВ	Uном	P, кВт	cos	Ip, А	L линии, км	sin	R0	X0	Падение напряже- ния, %
1ТС	10000	1336	0,80	167	0,050	0,60	0,099	0,082	0,02
2ТС	10000	1336	0,80	167	0,050	0,60	0,099	0,082	0,02

Рассматриваемые кабельные линии соответствуют требованиям, поскольку показатель падение напряжения меньше $\pm 5\%$, требуемых по ГОСТ 32144-2013.

По требованию циркуляра циркуляру «Ц-02-98 (Э)» проводится проверка на сопротивление кабелей процессу горения при воздействии короткого замыкания.

Значение начальной температуры жилы до КЗ, °С:

$$Q_n = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{окр}) \left(\frac{I_{раб}}{I_{\partial\partial}} \right)^2 \quad (20)$$

где Q_0 - температура окружающей среды во время КЗ; для кабелей в земле 20 °С, на воздухе 30 °С;

$Q_{\partial\partial}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

$Q_{окр}$ - температура окружающей среды, для кабелей на воздухе 25 °С и 15 °С для кабелей в земле.

$I_{раб}$ - рабочий ток, А;

$I_{дд}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А. Принято в соответствии с конструктивными возможностями кабеля.

$Q_{кат}$ - максимальная температура жил при КЗ (каталожные данные), °С.

Формула расчёта значения К:

$$K = \frac{bl^2t}{S^2} \quad (17)$$

где b - константа, дающая характеристику для какого-либо материала, используемого для жилы, $\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$

I^2t - суммарный тепловой импульс (I - действующее значение тока КЗ, кА; t - длительность тока КЗ, с. Расчётная продолжительность КЗ при проверке КЛ на невозгораемость складывается из времени действия резервной релейной защиты и полного времени отключения выключателя (0,05-0,06с);

S - значение сечения КЛ, используемого в проверке, мм^2 .

Расчётная формула, используемая для нахождения значения температуры жилы в конце КЗ, °С:

$$Q_k = Q_{не} e^{\kappa} + a(e^{\kappa} - 1) < Q_{кат} \quad (18)$$

где $Q_{не}$ - температура жилы до КЗ, °С;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С, °С; $a=228^\circ\text{С}$.

Таблица 17 – Анализ кабельных линий на сопротивление процессу горения

Исходные данные	1ТС	2ТС
Ikз, кА	5,094	5,094
t КЗ, с	4	4
b, мм ⁴	19,58	19,58
a, °C	228,00	228,00
eo, °C	30,00	30,00
oδδ, °C	90,00	90,00
oокр, °C	25,00	25,00
Ip, А	167	167
Iδδ КЛ, А	479	479
S КЛ, мм ²	185	185
en до КЗ, °C	37,90	37,90
K	0,07	0,07
en после КЗ, °C	58,39	58,39
Qккат, °C	250	250

Температура жил в конце КЗ Qк не превышает каталожного значения максимальной температуры жил при КЗ Qккат.

Вывод к разделу 7

После проведённых выше расчётов, был сделан выбор в сторону кабелей 2хПвБВнг(А)-LS-3х185.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена тема оптимизации основной схемы собственных нужд Жигулёвской ГЭС с разработкой мероприятий по электромагнитной обстановке.

В ходе работы было проведено знакомство с характеристиками объекта и его техническими данными, используемыми для выполнения работы. После чего был проведён анализ технического состояния заземляющих устройств ОРУ-110 кВ, а именно электродов заземлителей и заземляющих проводников. По результатам анализа был составлен перечень нарушений Правил установки электроустановок и стандартов электробезопасности. Для исправления нарушений мною был выведен список предложений рекомендательного характера.

Далее был проведён разбор оборудования, нуждающегося в реконструкции, по окончании которого было принято решение о необходимости полной замены кабельного конструктива, связи и трасс, а также в создании новых схем привязки для основных и резервных сигнализаций и защит, существующих на ОРУ-110 кВ.

Было проведено вычисление значений токов КЗ, основанный на анализе показателей сопротивления трансформаторов и кабелей.

Посредством результатов, полученных в разделе 6, были проведены выбор и проверка кабелей 10 кВ. Было принято решение для полной замены кабельной составляющей ОРУ-110 кВ использовать кабели марки и сечения 2хПвБВнг(А)-LS-3х185.

По итогу работы был проведён анализ ОРУ-110 кВ с установлением отрицательных фактов в работе, составлением рекомендаций и полной заменой кабелей на территории распределительного устройства. Цели и задачи ВКР достигнуты.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. М.: Высш. Шк., 2008. 640 с. URL:<http://venec.ulstu.ru/lib/disk/2012/Andreev.pdf>
2. Бурдин Е. А. Волжский каскад ГЭС: триумф и трагедия России. М.: РОССПЭН, 2011. 398 с. URL:<http://73history.ru/doc/publikacii/burdin-voljskii-kaskad-ges.pdf>
3. Вахнина В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов. Тлт.: ТГУ, 2011. 68 с. URL:https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf
4. Вахнина В. В., Самолина О. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. - метод. пособие для студентов 140200 "Электроэнергетика". Тлт.: ТГУ, 2009. 15 с. URL:<https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/107/1/%D0%92%D0%B0%D1%85%D0%BD%D0%B8%D0%BD%D0%B0%202-21-09.pdf>
5. Герасимов В.Г. Общие вопросы. Электротехнические материалы. Электротехнический справочник: в 4-х т. М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т.1. URL:https://www.htbook.ru/ehlektrotehnika/obshhie_napravlenija/elektrotehnicheskiiy_spravochnik_gerasimov
6. Дрозд В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. М.: Изд-во Альвис, 2012, Т.13. 8 с. URL:<https://docplayer.ru/33838487-Po-elektricheskim-setyam-0-4-35-kv-i-kv-tom-xiii.html>
7. Дрозд В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. М.: Изд-во Альвис, 2013, Т.14. 9 с. URL:<https://docplayer.ru/33838487-Po-elektricheskim-setyam-0-4-35-kv-i-kv-tom-xiii.html>

8. Дрозд В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. М.: Изд-во Альвис, 2013, Т.15. 9 с.
URL:<https://docplayer.ru/33838487-Po-elektricheskim-setyam-0-4-35-kv-i-kv-tom-xiii.html>

9. Дрозд В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. М.: Изд-во Альвис, 2014, Т.16. 8 с.
URL:<https://docplayer.ru/33838487-Po-elektricheskim-setyam-0-4-35-kv-i-kv-tom-xiii.html>

10. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: Изд-во Энергия, 2013. 64 с.
URL:<https://files.stroyinf.ru/Data1/41/41350/index.htm>

11. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. М.: Интернет Инжиниринг, 2007. 670 с.
URL:<https://www.elec.ru/library/nauchnaya-i-tehnicheskaya-literatura/elektrosnabzhenie-predpriyatij-kudrin/>

12. Неклепаева Б. Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013.
URL:<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf>

13. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 2013. 398 с.
URL:https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/250783

14. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат, 2013. 369 с.
URL:<https://www.elec.ru/library/direction/pue.html>

15. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»: утвержденное от 13.11.2009 г. М, 270 с.
URL:<https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/96681/>

16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2014. 448 с. URL:<http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkova.pdf>

17. Слива И. В. История гидроэнергетики России. Т.: Тверская Типография, 2014. 302 с. http://lib.hydropower.ru/books/doc_00001010.pdf
РОССПЭН, 2011. 398 с. URL:<http://73history.ru/doc/publikacii/burdin-voljskii-kaskad-ges.pdf>

18. Степкина Ю.В. Электропитающие системы и сети: метод. Указание к выполнению лаб. работ. Тлт.: ТГУ, 2006. 26 с. URL:http://edu.tltsu.ru/sites/sites_content/site3109/html/media72389/140211_65%20ESiES.pdf

19. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие. Тлт.: ТГУ, 2006. 70 с. URL:<https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/87/1/1%2004%2009%20%20%D0%A1%D0%A2%D0%95%D0%9F%D0%9A%D0%98%D0%9D%D0%90%20%D0%AE%20%D0%92%20%D0%92%D0%90%D0%A5%D0%9D%D0%98%D0%9D%D0%90%20%D0%92%20%D0%92%20%D0%AD%D0%9B%D0%95%D0%9A%D0%A2%D0%A0%D0%9E%D0%9E%D0%91%D0%9E%D0%A0%D0%A3%D0%94%D0%9E%D0%92%D0%90%D0%9D%D0%98%D0%95%20%D0%A1%D0%A2%D0%90%D0%9D%D0%A6%D0%98%D0%99%20%D0%98%20%D0%9F%D0%9E%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%90%D0%9D%D0%A6%D0%98%D0%99.pdf>

20. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newnes, 2012. 1180 с. URL:<https://pdfcoffee.com/transmission-and-distribution-electrical-engineering-by-colin-bayliss-2nd-edition-pdf-free.html>

21. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 с. URL:<https://www.semanticscholar.org/paper/Protection-of-Electricity-Distribution-Networks-Gers-Holmes/e5963199517d532eb0ca05567b3a308364923848>

22. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books). Newnes, 2005. 290 c. URL:<https://www.worldcat.org/title/practical-power-systems-protection/oclc/77501587>

23. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook, Holon McGraw-Hill book company 2012, 656 p. 46. URL: https://xdevs.com/doc/_Books/Switchmode%20Power%20Supply%20Handbook.pdf

24. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 c. URL:https://docuri.com/download/iee-power-engineering-series-21-lakervi-erikki-holmes-e-j-electricity-distribution-network-design-p-peregrinus-on-behalf-of-the-institution-of-electrical-engineers-1995_59c1d1f9f581710b2864c7f4_pdf

25. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering. Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. 593c. URL:http://www.pce-fet.com/common/library/books/78/2784_ElectricPowerSubstationsEngineering.pdf

26. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City : McGraw-Hill Professional Publishing, 2016. 306 p. URL:<https://www.semanticscholar.org/paper/McGraw-Hill%27s-handbook-of-electrical-construction-McPartland/4dbda377b95dc49c671a0559fbfcb106b328f5e1>

27. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., GonzalezPerez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System: Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol. 6, No. 5, 2016. 1517 p. URL: <https://www.etasr.com/index.php/ETASR/article/view/776>

28. Sivanagaraju, S. Electric Power Transmission and Distribution/ Pearson Education, Mc/Graw-Hil, 2010, p. 736. URL:https://www.academia.edu/9287820/Transients_in_Electrical_Systems_Analysis_Recognition_and_Mitigation