

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Модернизация системы РЗА Майнской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»

тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М. А. Тухта
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Тухта Михаилу Александровичу
(фамилия, имя, отчество)
Группа ЗХЭн 19-01 (3-19) Направление 13.03.02
(код)
Электроэнергетика и электротехника
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы РЗА Майнской ГЭС
Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»

Утверждена приказом по институту № 260 от 07.05.2024

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры ЭМиАТ
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР план расположения оборудования, характеристики электроприемников, режим работы оборудования.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

1 Характеристика объекта

1.1 Майнская ГЭС

1.2 Системы РЗА до реконструкции (схемы, оборудование)

1.3 Постановка задачи модернизации

2 Выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики

3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

4 Выбор измерительных трансформаторов

5 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики

6 Выбор устройств автоматики и телемеханики

7 Расчет стоимости реконструкции

Перечень обязательных листов графической части

1. Однолинейная схема МГЭС

2. Схема расстановки защит блока генератор-трансформатор

3. Расчет токов КЗ

Руководитель ВКР

/ Е. В. Платонова
(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

/ М. А. Тухта
(подпись, инициалы и фамилия студента)

« ____ » _____ 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация системы РЗА Майнской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»» содержит 61 страницу текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, приложений нет.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ГЭС, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.

Объект исследования – Майнская ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного».

Предмет исследования – система релейной защиты и автоматики Майнской ГЭС.

Целью бакалаврской работы является модернизация системы РЗА Майнской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного».

В ходе выполнения работы была дана характеристика Майнской ГЭС, системы РЗА до реконструкции (схема, оборудование), а также выполнена постановка задачи модернизации системы РЗА на электростанции с указанием конкретных электроустановок, на которых устройства РЗА подлежат реконструкции.

Произведен выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики с учетом современных устройств, имеющих в настоящее время на рынке электрооборудования.

Для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики произведен расчет токов короткого замыкания.

Осуществлен выбор измерительных трансформаторов (трансформаторов тока и напряжения), посредством которых подключаются к сети устройства релейной защиты и автоматики.

Для выбранных видов релейной защиты и автоматики выполнен расчет уставок устройств РЗА: по току, по напряжению и другим параметрам срабатывания.

Для предотвращения аварийных ситуаций на электростанции в рамках автоматизированной системы управления Майнской ГЭС выбраны устройства противоаварийной автоматики и телемеханики.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды релейной защиты, автоматики и технические решения, касающиеся системы РЗА, могут быть использованы для реконструкции и проектирования систем релейных защит электроустановок подстанций и электростанций.

THE ABSTRACT

Final qualifying work on the topic “Modernization of the relay protection system of the Mainskaya HPP of the Branch of PJSC RusHydro - Sayano-Shushenskaya HPP named after. P. S. Neporozhniy” contains 61 pages of text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, no appendices.

MODERNIZATION, RELAY PROTECTION, HPP, MEASURING TRANSFORMER, SHORT CIRCUIT CURRENT, OPERATION SETPOINT, EMERGENCY AUTOMATION.

The object of study is the Mainskaya HPP of the Branch of PJSC RusHydro - Sayano-Shushenskaya HPP named after. P.S. Neporozhniy.”

The subject of the study is the relay protection and automation system of the Main hydroelectric power station.

The purpose of the bachelor's thesis is to modernize the relay protection system of the Mainskaya HPP of the Branch of PJSC RusHydro - Sayano-Shushenskaya HPP named after. P.S. Neporozhniy.”

In the course of the work, a characteristic was given of the Mainskaya HPP, the relay protection and automation system before reconstruction (diagram, equipment), and the task of modernizing the relay protection and automation system at the power plant was also formulated, indicating specific electrical installations at which the relay protection and automation devices are subject to reconstruction.

A selection of types and types of relay protection and automation terminals was made, taking into account modern devices currently available on the electrical equipment market.

To select the operation parameters of relay protection and automation devices, short-circuit currents were calculated.

A selection of instrument transformers (current and voltage transformers) has been made, through which relay protection and automation devices are connected to the network.

For selected types of relay protection and automation, the settings of relay protection and automation devices were calculated: by current, by voltage and other response parameters.

To prevent emergency situations at the power plant, emergency automation and telemechanics devices were selected within the automated control system of the Mainskaya HPP.

The practical significance of the research is due to the fact that the proposed types of relay protection, automation and technical solutions related to the relay protection and automation system can be used for the reconstruction and design of relay protection systems for electrical installations of substations and power plants.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Характеристика объекта	8
1.1 Майнская ГЭС	8
1.2 Системы РЗА до реконструкции (схемы, оборудование)	10
1.3 Постановка задачи модернизации	15
2 Выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики	16
3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики	21
4 Выбор измерительных трансформаторов	24
5 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики	25
6 Выбор устройств автоматики и телемеханики	49
7 Расчет стоимости реконструкции	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время имеется достаточное количество подстанций и электростанций, где используются комплекты релейной защиты и автоматики (РЗА) на основе применения электромеханических реле и других реагирующих органов. Поэтому актуальна модернизация различных видов релейной защиты и автоматики с учетом современных видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики, имеющихся в настоящее время на рынке электрооборудования.

Сама по себе релейная защита не может в полной мере справляться с эффективным обеспечением бесперебойности и надежности электроснабжения. Поэтому в электроэнергетических системах возникает необходимость в применении различных устройств автоматики. К основным из них можно отнести устройства автоматического включения резерва (УАВР), устройства автоматического включения (УАПВ) и устройства автоматической частотной разгрузки (УАЧР). Для восстановления нормального режима иногда предусматривается специальная противоаварийная автоматика (ПА), которая при возникновении качаний и возможном нарушении устойчивости работы осуществляет деление системы в определенных узлах на несинхронно работающие части.

Задачами данной ВКР являются:

- дать характеристику Майнской ГЭС, системы РЗА до реконструкции (схема, оборудование), а также выполнить постановку задачи модернизации системы РЗА на электростанции с указанием конкретных электроустановок, на которых устройства РЗА подлежат реконструкции;
- произвести выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики с учетом современных устройств, имеющихся в настоящее время на рынке электрооборудования;
- рассчитать токи короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- осуществить выбор измерительных трансформаторов (трансформаторов тока и напряжения), посредством которых подключаются к сети устройства релейной защиты и автоматики;
- для выбранных видов релейной защиты и автоматики выполнить расчет уставок устройств РЗА: по току, по напряжению и другим параметрам срабатывания;
- выбрать устройства противоаварийной автоматики и телемеханики для предотвращения аварийных ситуаций на электростанции в рамках автоматизированной системы управления Майнской ГЭС.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды релейной защиты, автоматики и технические решения, касающиеся системы РЗА, могут быть использованы для реконструкции и проектирования систем релейных защит электроустановок подстанций и электростанций.

1 Характеристика объекта

1.1 Майнская ГЭС

Майнский гидроузел (МГУ) расположен на юге Республики Хакасия, в верховьях р. Енисей, в 22,1 км ниже створа Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС). Саяно-Шушенская ГЭС и Майнский гидроузел образуют единый Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс на р. Енисей.

Майнский гидроузел является контррегулятором Саяно-Шушенской ГЭС и предназначен для сглаживания колебаний расходов и уровней Саяно-Шушенской ГЭС, для полного использования ее энергетических возможностей. Майнский гидроузел позволяет также в значительной мере снизить отрицательное влияние на окружающую среду, вызванное изменением водного режима р. Енисей на участке п. Майна – г. Минусинск, создает удовлетворительные условия для неэнергетических водопользователей и является энергетическим источником для ОЭС Сибири. Установленная мощность МГУ составляет 321 МВт.

Основным потребителем электрической энергии, вырабатываемой филиалом ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» является Федеральная Сетевая Компания (ФСК), из региональных потребителей – Саянский производственно-территориальный комплекс, г. Саяногорск.

Объемно-планировочное формирование пространства станционной площадки обусловлено основным функционально-технологическим объектом гидроузла, а именно:

- комплексом здания ГЭС с монтажной площадкой;
- планируемой электропристройкой с помещением КРУЭ 220 кВ;
- ОРУ 220 кВ с трансформаторной площадкой, расположенными на мосту с нижнего бьефа.

Гидростанция длиной 130 м занимает левую часть русла реки. Доминирующим сооружением гидроузла является плотина и примкнувшее к ней здание ГЭС со служебно-технологическим корпусом под единой крышей, что позволяет зрительно объединить два здания в единый объем, тем самым более просто и лаконично решив объемно-пространственную композицию гидроузла.

Элементом плотины является поверхностный водосброс, решенный четким ритмом бетонных устоев. Гребень плотины на отм. 329,000, по которому проходит автодорога, возвышается над основной отметкой земли пристанционной площадки со стороны нижнего бьефа на 13 м, над правобережной поймой на 19 м.

Планировочная организация территории гидроузла сформирована технологией его основных сооружений и разделена на конкретные функциональные зоны:

- бассейн водохранилища;
- грунтовые плотины: левобережная, русловая и правобережная;

- бетонная водосбросная плотина;
- зданием ГЭС с монтажной площадкой, корпусом электрических устройств и помещением КРУЭ 220 кВ;
- служебно-технологическим корпусом, примыкающим к зданию ГЭС через входной вестибюль;
- ОРУ 220 кВ с трансформаторной площадкой, расположенными на мосту с нижнего бьефа;
- ОРУ 35 кВ;
- территориями вспомогательных зданий и сооружений.

Присоединение к существующим токопроводам главных выводов генераторов 13,8 кВ, а также отпайка к оборудованию СН, осуществляется пофазными токопроводами с медной шиной круглого сечения в литой изоляции.

Выдача мощности Майнской ГЭС в энергосистему осуществляется глухими отпайками от КВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная I и II цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС. Техническое перевооружение и реконструкция в прилегающей сети 220 кВ была проведена ПАО «ФСК ЕЭС» в 2011 – 2012 годах по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220/110/35/10/6 кВ «Означенное – Районное» ГПП-1». В результате чего, было произведено деление каждой из двух линий 220 кВ, соединяющих ПС 500 кВ Означенное и ПС 220 кВ Шушенская-опорная (с глухими отпайками на Майнскую ГЭС и отпайками через отделители на ПС 220 кВ Означенное районная), на отдельные линии, КВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная I (II) цепь с отпайкой на Майнской ГЭС и ВЛ 220 кВ Означенное – Означенное-районная I (II) цепь, кроме этого в рамках работ по титулу была выполнена реконструкция ПС 220 кВ Означенное-районная. Подключение вновь образовавшихся линий к ПС 220 кВ Означенное-районная было выполнено через выключатели 220 кВ.

На Майнской ГЭС установлены три блока «генератор-трансформатор» без блочных выключателей на стороне 220 кВ. Блоки «генератор-трансформатор» объединены на напряжении 220 кВ и соединяются по схеме «мостика» с одним секционным выключателем и выключателями линий.

Гидрогенераторы Г1÷Г3 Майнской ГЭС подключены к блочным повышающим трансформаторам типа ТДЦ-125000/220 через комплексы элегазовые генераторных выключателей. Подключение блоков генератор-трансформатор ГТ1÷ГТ3 к энергосистеме осуществляется через комплектное распределительное устройство РУ-220 кВ, выполненное по схеме «модифицированного» мостика - с двумя выключателями на линиях 220 кВ и двумя выключателями в «плечах» присоединения блоков ГТ1, ГТ2, ГТ3.

На листе 1 графической части представлена схема электрических соединений Майнской ГЭС.

На станции применен вариант схемы собственных нужд (СН) с непосредственной трансформацией 13,8/0,4 кВ и 35/0,4 кВ.

По этой схеме к генераторам №1 и №3 подключаются по два сухих

трансформатора Т11, Т12 и Т31, Т33 типа ТСЗ-1000/15 мощностью по 1000 кВА каждый, напряжением 13,8/0,4 кВ. Электроснабжение распределительных щитов СН 0,4 кВ Н1, Н3 выполнено от двух трансформаторов.

К генератору №2 подключается один сухой трансформатор Т21 типа ТСЗ-1000/15 мощностью 1000 кВА, напряжением 13,8/0,4 кВ, который в паре с аналогичным трансформатором Т32, подключённым к генератору №3, питает распределительный щит потребителей СН плотины 0,4 кВ Н2.

На основные щиты станции Н1, Н2 и Н3 через щит Н заводится питание от резервного (масляного) трансформатора ОРУ 35 кВ, подключённого к сети 35 кВ местного района.

Таким образом на Майнской ГЭС основное (рабочее) электроснабжение щитов СН станции Н1, Н2, Н3 осуществляется от трансформаторов СН, присоединяемых к одиночным энергоблокам ГТ1...ГТ3 между генераторными выключателями и главными повышающими трансформаторами Т1...Т3.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) обеспечивают питанием агрегатные и общестанционные собственные нужды здания ГЭС, здания СТК, монтажной площадки, плотины, бычков, троллеев кранов и т.д.

1.2 Системы РЗА до реконструкции (схемы, оборудование)

Система релейной защиты и автоматики МГУ включает в себя:

- защиты блоков генератор – трансформатор;
- защиты ошиновки 220 кВ трансформаторов блока;
- управление выключателями ВЛ 220 кВ;
- защиты и управление секционными выключателями 220 кВ;
- защиты ВЛ 220 кВ;
- защиты резервного трансформатора собственных нужд 35/0,4 кВ;
- автоматика управления выключателями ОРУ-35 кВ.

Все устройства защиты и автоматики установлены и подключены на МГУ.

Силовое электрооборудование станции оснащено защитами от всех возможных видов повреждений с целью предотвращения развития повреждений оборудования, а также для исключения его излишних отключений. Объем защит элементов определен в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями и нормативными документами.

Схемы расстановки комплектов электрических защит элементов блока генератор-трансформатор и РУ-220 кВ (схемы распределения по ТТ и ТН устройств измерительно-технических средств (ИТС)) приведены на рисунках 1.1-1.2.

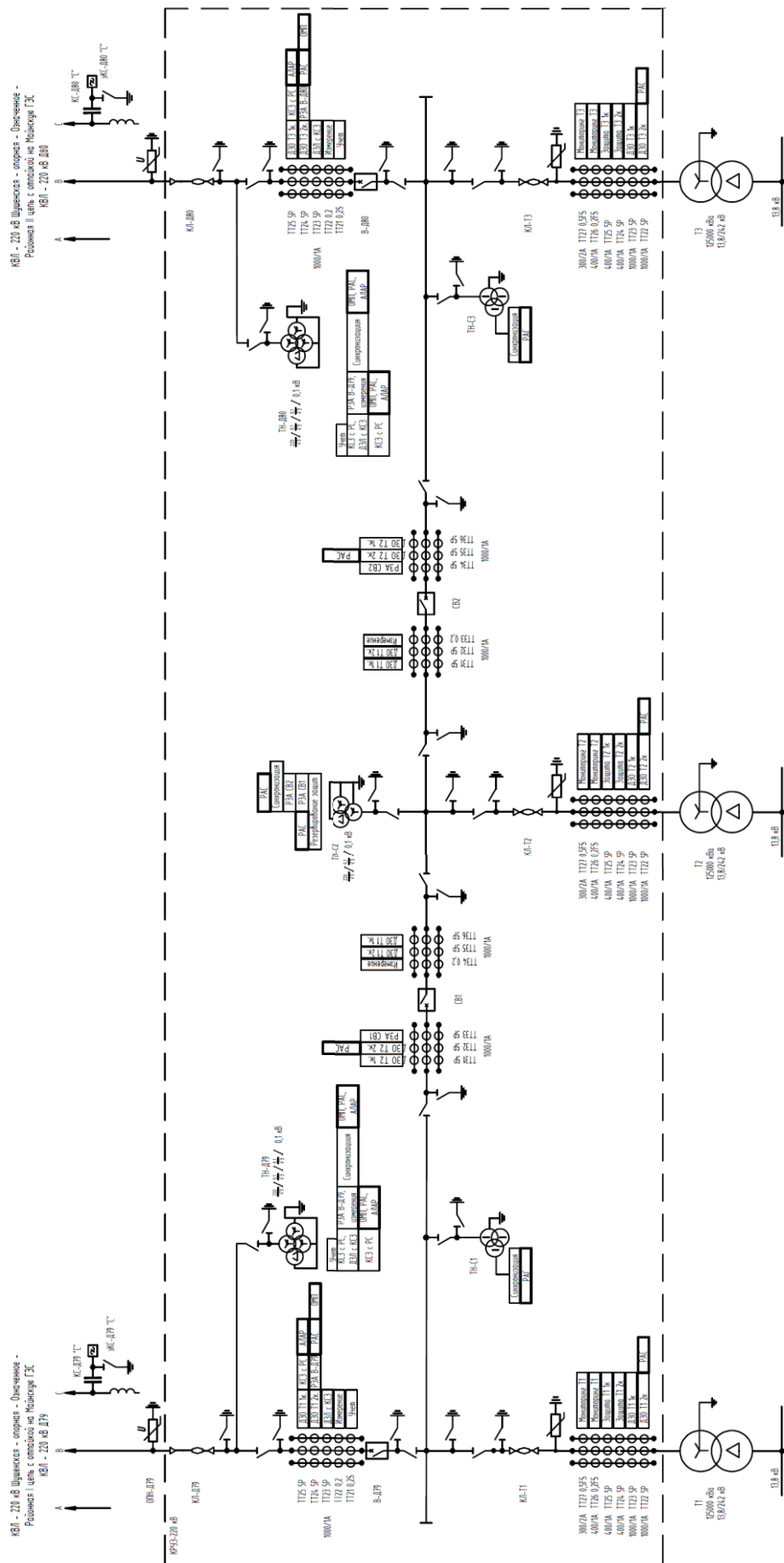


Рисунок 1.1 – Схема распределения по ТТ и ТН устройств измерительно-технических средств (ИТС)

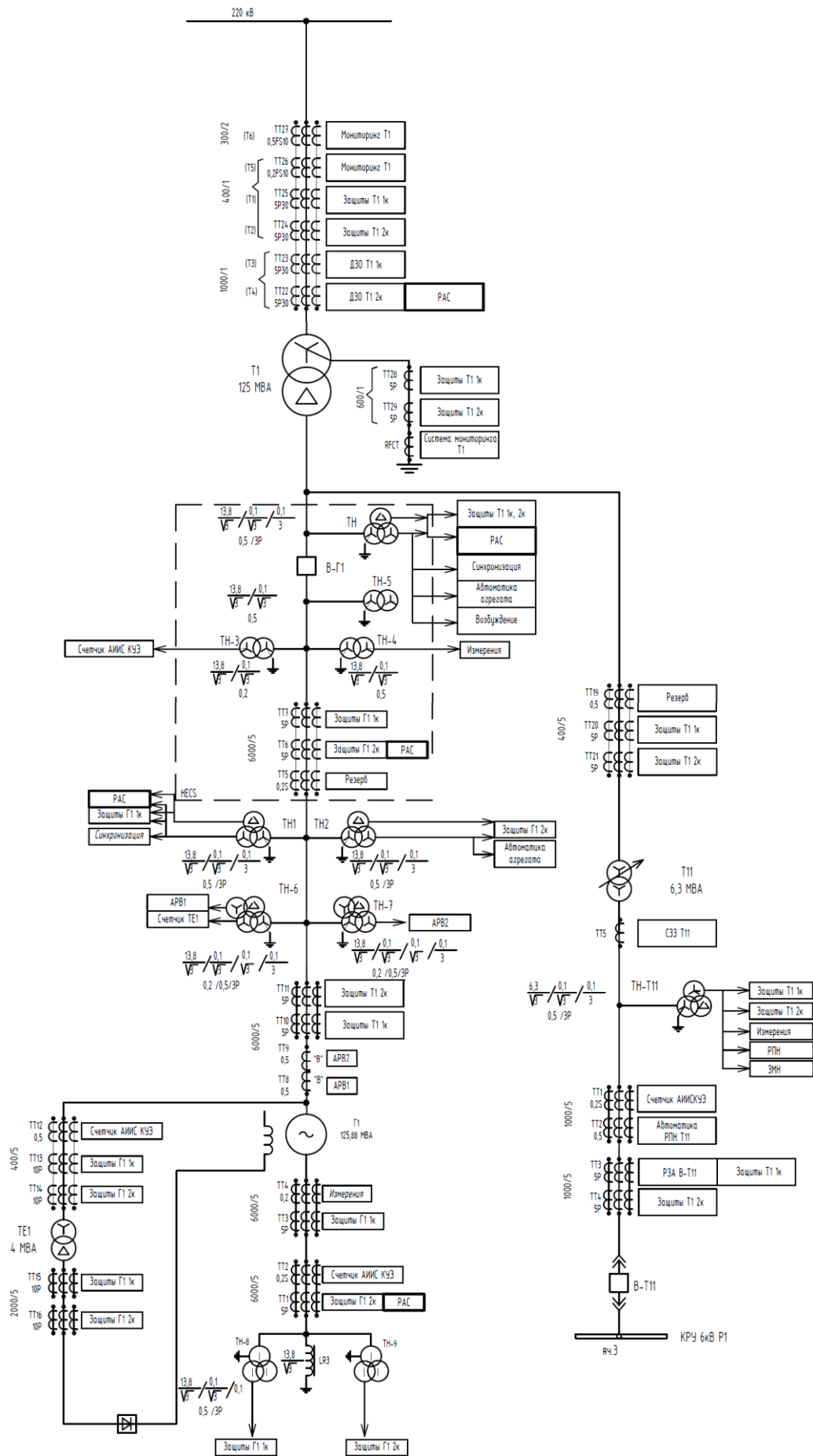


Рисунок 1.2 – Схема расстановки комплектов электрических защит элементов блока генератор-трансформатор

Микропроцессорный комплекс РЗА оборудования ОРУ-35 кВ и КРУЭ-220 кВ включает в себя:

- защиты резервного трансформатора собственных нужд 35/0,4 кВ;
- автоматика управления выключателем 35 кВ В/Т72;
- автоматика управления выключателем 35 кВ В/Т74;
- автоматика управления выключателем 220 кВ В/Т72;
- автоматика управления выключателем 220 кВ В/Т74.

Терминалы АУВ автоматики управления выключателями 35-220 кВ выполняет следующие функции:

- возможность трехфазного управления выключателем по внешнему сигналу (от переключателя ручного управления со щита управления, по управляющему сигналу от АСУ ТП, от терминалов защит своего и других присоединений), от АВР 35 кВ;

- блокировка от многократных включений выключателя;
- фиксация положения выключателя;
- сигнализация аварийного отключения выключателя;
- контроль исправности цепей электромагнитов управления;
- контроль наличия питания цепей оперативного тока управления выключателем;

- резервирование отказа выключателя (УРОВ).

Пуск УРОВ осуществляется при действии защит трансформатора с контролем наличия тока в цепи выключателя.

УРОВ выполняет следующие функции:

- контроль положения выключателя с помощью специального органа тока;

- трехфазное повторное воздействие (в соответствии с сигналами защит) на отключение без выдержки времени выключателя (действие «на себя»);

- при пуске УРОВ от защит и наличии тока по истечении выдержки времени, превышающей с запасом время отключения выключателя, формирует сигналы на выходные реле для отключения смежных выключателей;

- возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателей, определяемом по возврату токовых органов.

Защита общестанционных трансформаторов собственных нужд (СН) включает в себя:

- Токовая отсечка ($I >> T_{CH}$);
- Максимальная токовая защита ($I > T_{CH}$);
- Защита от перегрузки ($I_1 > T_{CH}$).

На ошиновках 220 кВ трансформаторов блоков предусмотрена установка двух комплектов дифференциальной токовой защиты с торможением на каждую ошиновку, расположенные в одном шкафу.

Дифференциальная токовая защита ошиновки:

- обеспечивает селективное отключение поврежденной ошиновки при всех видах коротких замыканий;

- обеспечивает надежное несрабатывание при внешних коротких замыканиях;
- обеспечивает достаточную чувствительность при всех видах коротких замыканий на ошиновке;
- обеспечивает автоматический постоянный пофазный контроль исправности токовых цепей и блокировку действия защиты при выявленной неисправности;
- имеет регулируемый ток срабатывания органа контроля исправности токовых цепей;
- имеет возможность оперативного вывода из работы контроля исправности цепей переменного тока для работы дифференциальной защиты ошиновки с открытым плечом;
- имеет регулируемые параметры характеристики срабатывания;
- имеет специальную логику «очувствления» дифференциальной защиты ошиновки при автоматическом или оперативном опробовании ошиновки трансформатора блока.

В терминале дифференциальной защиты ошиновки трансформатора блока предусматривается запрет автоматического повторного включения (АПВ) выключателей 220 кВ, а также пуск устройства резервирования отключения выключателя (УРОВ) выключателей при срабатывании дифференциальной защиты ошиновки.

Существующие регистраторы аварийных сигналов выполнены на базе устройств типа БЭ-2704 для КВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная I цепь с отпайкой на Майн-скую ГЭС и типа БЭ-2702 для КВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная II цепь с отпайкой на Майн-скую ГЭС производят регистрацию в электронную память аналоговых и дискретных сигналов аварийных и ненормальных режимов работы. Перезапись информации в виде файлов осциллограмм осуществляется на съемные носители памяти (карту памяти типа Compact Flash на БЭ-2704, дискету на БЭ-2702). РАС КВЛ I цепи введен в работу в 2004 г, РАС КВЛ II цепь – в 2000 году, оба предварительно эксплуатировались на СШГЭС. РАС к настоящему времени устарели морально и физически изношены, состав регистрируемых автономными РАС аналоговых и дискретных сигналов по электрооборудованию Майнской ГЭС не соответствует требованиям действующих НТД.

На МГЭС установлены устройства ОМП КВЛ – 220 кВ Шушенская – опорная – Означенное – Районная 1 цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС (КВЛ – 220 кВ Д79) и КВЛ – 220 кВ Шушенская – опорная – Означенное – Районная 2 цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС (КВЛ – 220 кВ Д80) типа ЛИФП-2А (ЛИФП-2В). Указанные устройства ОМП фиксируют в момент короткого замыкания значения тока $3 \cdot I_0$ (напряжения $3 \cdot U_0$) КВЛ 220 кВ в виде цифрового кода тока (напряжения), который через коэффициент умножения вручную пересчитывается в значение первичного тока (напряжения). Определение места короткого замыкания выполняется ХРДУ по результатам трехсторонней фиксации значений тока $3 \cdot I_0$ и напряжения $3 \cdot U_0$. ОМП введены в работу в

1984 – 1985 годах, устарели морально и физически изношены, отсутствует элементная база для проведения аварийно-восстановительных работ.

1.3 Постановка задачи модернизации

В объеме проекта реконструкции МГУ предлагается модернизация существующих устройств релейной защиты блоков генератор-трансформатор.

Ввод в эксплуатацию РЗА блоков генератор-трансформатор был осуществлен в 2011-2012гг. Исходя из нормативной эксплуатации шкафов РЗА не более 7-ми лет, в дальнейшей перспективе развития МГУ требуется замена существующих шкафов РЗА к моменту замены основного оборудования. Кроме того, в существующей системе РЗА блоков генератор-трансформатор было много таких элементов, как электромеханические реле, которые являются устаревшими.

Защита общестанционных трансформаторов собственных нужд (СН) является устаревшей и для ТСН потребуются расчеты для новой РЗА.

Для устройств РЗА используются существующие измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) и вторичные измерительные цепи. Замена/реконструкция существующих ТТ, ТН не предусматривается. Для измерений используются существующие ТТ с классами точности 5Р.

В связи с вышесказанным в п.1.2 предлагается выполнить полную замену существующего ПТК РАС (создание нового ПТК РАС) и существующих устройств ОМП с целью приведения ПТК РАС и устройств ОМП в соответствие с требованиями ГОСТ Р 58601-2019 и других актуальных нормативных документов.

В объеме проекта реконструкции МГУ предусматривается реконструкция существующих устройств противоаварийной автоматики ВЛ 220 кВ. Т.е. необходимо модернизировать систему противоаварийной автоматики (ПА) также с целью приведения устройств в соответствие с требованиями ГОСТ Р 58601-2019 и других актуальных нормативных документов.

В перспективе предлагается интеграция устройств РЗА и ПА в ПТК РАС.

Таким образом, главными объектами модернизации системы РЗА выступают:

- 1) РЗА трансформаторов (одинаковые Т1, Т2, Т3);
- 2) РЗА генераторов (одинаковые Г1, Г2, Г3);
- 3) РЗА общестанционного ТСН.

Для указанных систем защит в дальнейшем будет необходимо сделать соответствующие расчеты уставок всех защит.

2 Выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики

На МГУ для блоков генератор-трансформатор предусматривается применение оборудования релейной защиты и автоматики на базе современной микропроцессорной техники, обладающее всеми преимуществами цифровой техники. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики соответствуют ПУЭ, «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97) и удовлетворяют требованиям стандартов России по надежности, безопасности, электромагнитной совместимости, стойкости к вибрации и ударным нагрузкам, а также изоляционной и электрической прочности, воздействию импульсных и коммутационных напряжений, допустимым отклонениям напряжения питания.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и управления обеспечивают простоту их обслуживания, при этом используются стандартные модульные конструкции, что позволяет повысить ремонтпригодность прямой заменой отдельных блоков и свести к минимуму объем запчастей.

Неисправность любого терминала не приводит к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным/излишним действиям исправных терминалов. Также обеспечивается независимая работа исправных модулей при отказах или неисправностях в соседних модулях.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики выполняются с программируемой логикой взаимодействия между различными функциями защиты, управления и контроля, обеспечивают необходимое количество различных логических функций в сочетании с таймерами и предусматривают возможность использования необходимого числа модулей дискретных входов (выходов).

Терминалы релейной защиты и автоматики обеспечивают:

- просмотр параметров настройки и задание логики работы и уставок защит, факторов пуска осциллографа в диалоговом режиме со встроенного терминала, с переносного компьютера, с АРМ релейщика и с верхнего уровня управления с защитой от несанкционированного доступа;

- местную светодиодную и контактную сигнализацию при действии каждой защиты с идентификацией ступени и каждого устройства или при возникновении неисправности;

- осциллографирование и архивацию, как текущих электрических параметров, так и аварийных значений параметров при аварийных ситуациях защищаемой электрической сети;

- сохранение всех параметров настройки в отдельном файле настройки, возможность экспорта/импорта файлов настройки, параметров из файла в файл в диалоговом режиме с АРМ релейщика с защитой от несанкционированного доступа;

- регистрацию срабатывания и регистрацию дискретных и аналоговых

событий;

- функцию программного выставления и перенастройки уставок в широком диапазоне;

- вывод из терминала необходимого объема информации для анализа действия защиты;

- минимальное количество переключений при изменении режимов эксплуатации для исключения ошибочных действий обслуживающего персонала;

- возможность передачи информации о состоянии защит, срабатывании защитных устройств и аварийных ситуациях в общестанционную систему управления и контроля оборудования ГЭС;

- возможность проверки защит от внешних специальных устройств.

Конструкция шкафов должна обеспечивать аппаратуре защиту от механических, сейсмических и климатических воздействий окружающей среды.

Объем оборудования систем защит также включает:

- центральную систему мониторинга защит, включая АРМ инженера - релейщика;

- переносной персональный компьютер с необходимым программным обеспечением и кабелями связи.

Перечисленные функции и возможности обеспечивают терминалы:

Терминал ШЭ2607 051 (рисунок 2.1) – применяются для защиты ошинок Т (АТ) напряжением 110–750 кВ, для защиты ошинок одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор напряжением 110 кВ и выше, а также для защиты сборных шин с фиксированным присоединением элементов. Число защищаемых присоединений – не более 4 [20].

Шкаф ШЭ2607 051 содержит один комплект, включающий ДЗО, трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении, индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей, реле минимального и максимального напряжений, реагирующее на междуфазные напряжения, реле минимального и максимального напряжений, реагирующее на напряжения обратной последовательности, реле контроля исправности токовых цепей, логику «очувствления» ДЗО, логику опробования, логику запрета АПВ, цепи отключения и пуска УРОВ, цепи для действия в защиты генератора, цепи запрета АПВ на отключение через две группы отключающих реле.

ДЗО имеет четыре входа для подключения к четырем трехфазным группам трансформаторов тока. Входные трансформаторы тока ДЗО выполнены универсальными. В шкафах обеспечивается возможность независимого обслуживания комплектов.

Для надежного отключения выключателей ошиновки при работе ДЗО, в том числе в цикле АПВ, предусмотрены пофазных реле чувствительного токового органа (ЧТО), включенные на дифференциальный ток.



Рисунок 2.1 – Терминал ШЭ2607 051

Защита выполнена пофазной и содержит реле ДЗО, действующие при всех видах КЗ. Реле ДЗО через промежуточные трансформаторы тока подключены к основным трансформаторам тока всех присоединений ошиновки. При срабатывании ДЗО сигналы отключения действуют на выходные реле, действующие на отключение выключателей.

Состав и количество применяемых терминалов ШЭ2607 051 в схеме МГЭС следующий:

- ДЗО 1 комплект Т1;
- ДЗО 2 комплект Т1;
- ДЗО 1 комплект Т2;
- ДЗО 2 комплект Т2;
- ДЗО 1 комплект Т3;
- ДЗО 2 комплект Т3.

Шкафы релейной защиты серии ШЭ1110(М), ШЭ1111, ШЭ1113(М) предназначены для комплексной защиты оборудования электрических станций. Шкаф ШЭ1111- 179GT1 (рисунок 2.2) по сравнению с другими указанными выше из этой же серии обладает максимальной комплектацией [21]:

- защита генератора;
- защита блока генератор-трансформатор;
- защита блока генератор-трансформатор-трансформатор ТСН;
- защиты трансформатора блока;
- защиты ТСН;

- автоматика управления выключателем;
- автоматическая синхронизация;
- защита системы возбуждения.



Рисунок 2.1 – Терминал ШЭ1111- 179ГТ1

На передней плите шкафа расположены: блоки испытательные, через которые к терминалу подводятся все аналоговые сигналы; переключатель, через который к терминалу подается напряжение питания оперативного постоянного тока; контрольные разъемы, предназначенные для оперативного отсоединения выходных цепей от клеммника шкафа.

Каждый комплект шкафа состоит из терминала типа ЭКРА 213 с модулем расширения типа ЭКРА 216.

Терминал комплекса защит типа ЭКРА 213 содержит блок питания и управления, блок логики, блок индикации, блок аналоговых входов, блок дискретных входов, блок дискретных выходов. Модуль расширения типа ЭКРА 216 дополняет терминал ЭКРА 213 при большом количестве входных и выходных сигналов и не имеет в своем составе блока логики и блока питания.

На лицевой панели терминала имеются: – графический дисплей 320x240 точек; – кнопки управления; – клавиатура; – светодиодные индикаторы; – интерфейс USB (Ethernet); – индикация приема-передачи данных по USB (Ethernet).

Состав и количество применяемых терминалов ШЭ1111- 179GT1 в схеме МГЭС следующий:

- 1 комплект РЗА Г1Т1 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР);
- 2 комплект РЗА Г1Т1 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР);
- 1 комплект РЗА Г2Т2 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР);
- 2 комплект РЗА Г2Т2 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР);
- 1 комплект РЗА Г3Т3 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР);
- 2 комплект РЗА Г3Т3 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР).

Шкаф ШЭ1111- 179GT1 имеют выходные цепи для действия на выключатели, цепи управления, сигнализации или регистратор, выполненные в виде независимых контактов с само-возвратом (замыкающих или переключающих).

Измерительный орган ДЗО состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов;
- реле ДЗО.

Формирователь дифференциального и тормозного сигналов Дифференциальный ток формируется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на вход реле ДЗО. Тормозной ток определяется как полу-сумма модулей всех токов, поступающих на вход реле ДЗО.

Для задания характеристики срабатывания ДЗО (см. п.5) вводится горизонтальный участок (ток начала торможения) и коэффициент торможения, равный отношению приращения дифференциального тока к приращению тормозного тока в условиях срабатывания.

3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

С учетом подпитки от внешней энергосистемы питание Майнской ГЭС осуществляется от генераторного напряжения. В схеме замещения будут участвовать следующие элементы схемы электрических соединений Майнской ГЭС (рисунок 3.1):

- сопротивление внешней энергосистемы на напряжении 220 кВ;
- генераторы мощностью 107 МВт и напряжением 13,8 кВ;
- повышающие трансформаторы мощностью 125 МВт и напряжением 13,8/220 кВ, каждый из которых расположен в блоке со своим генератором;
- шины КРУЭ-220 кВ, по которым могут протекать токи КЗ.

Упрощенная расчетная электрическая схема Майнской ГЭС с привязкой ее к внешней энергосистеме, для расчета токов трехфазного короткого замыкания и схема ее замещения приведены на рисунке 3.1.

На схеме (рисунок 3.2-3.3) активные сопротивления элементов в высоковольтных сетях могут не учитываться из-за малого их значения по сравнению с индуктивными сопротивлениями элементов (трансформаторов, генераторов). Т.е. элементы в сети 13,8-220 кВ представляются постоянным индуктивным сопротивлением, и пренебрегаются активные сопротивления элементов схемы [12]. Поэтому активные сопротивления генераторов и трансформаторов на схеме замещения рисунка 3.1 отсутствуют.

Все вычисления будем проводить согласно [7, 26, 39]. Расчет будем производить в относительных единицах при базисных условиях.

В качестве базисной мощности принимается мощность:

$$S_6 = 100 \text{ МВА.}$$

Т.е. сопротивления на схеме замещения даны в относительных единицах при данной базисной мощности.

Расчетные токи на рисунке 3.1 указаны в амперах и отнесены к той ступени напряжения, где они и указаны.

Составляющие энергосистемы рассчитаны на основании данных филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (письмо 011-200-20/1337 от 17.04.19).

Схема замещения прямой последовательности учитывает все входящие в расчетную схему элементы, а схема нулевой последовательности обусловлена путями протекания токов нулевой последовательности, поэтому за блочным трансформатором, обмотки которого соединены на стороне 13,8 кВ в треугольник такие токи не протекают.

Т.к. наибольший интерес представляют токи КЗ на шинах 220, 13,8 кВ, то базисные величины токов к.з. определяются, исходя из этих номинальных напряжений.

За базисные напряжения на соответствующих ступенях трансформации принимаются напряжения из шкалы средних номинальных напряжений [7]:

$$U_G = 13,8 \text{ кВ}; 230 \text{ кВ.}$$

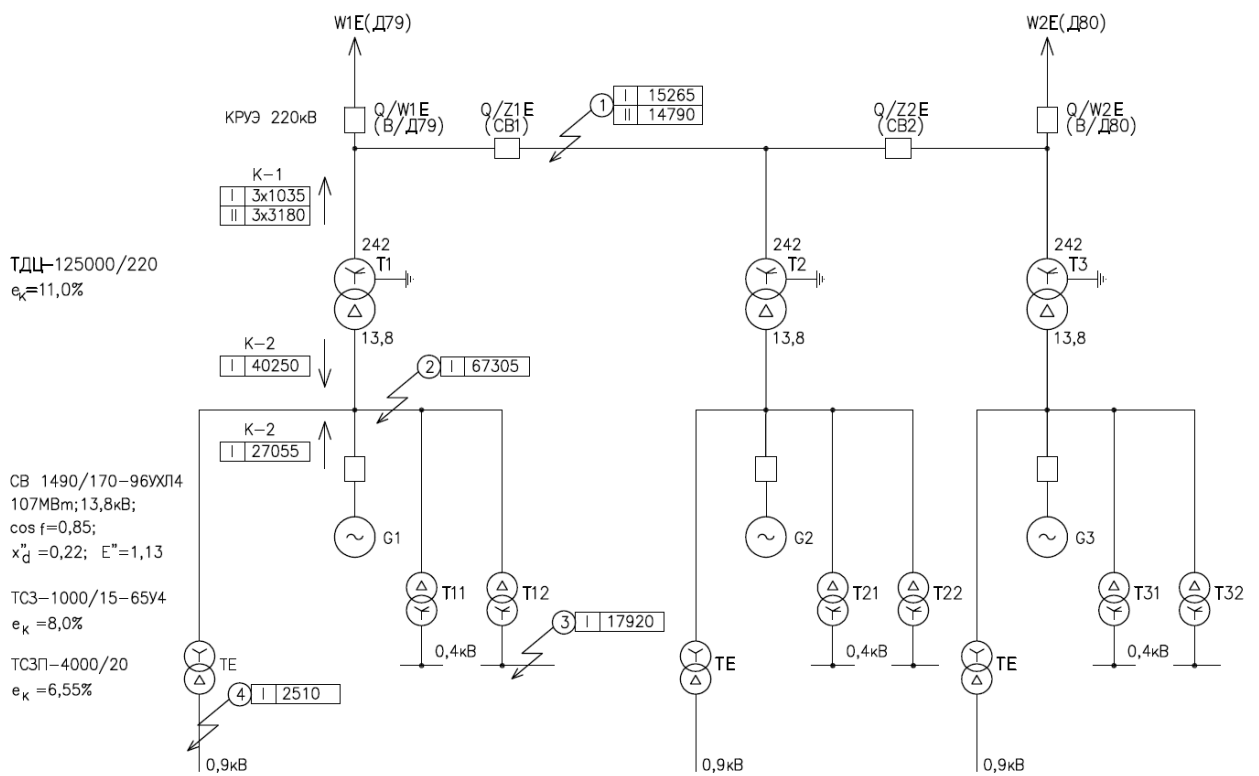


Рисунок 3.1 – Расчетная схема

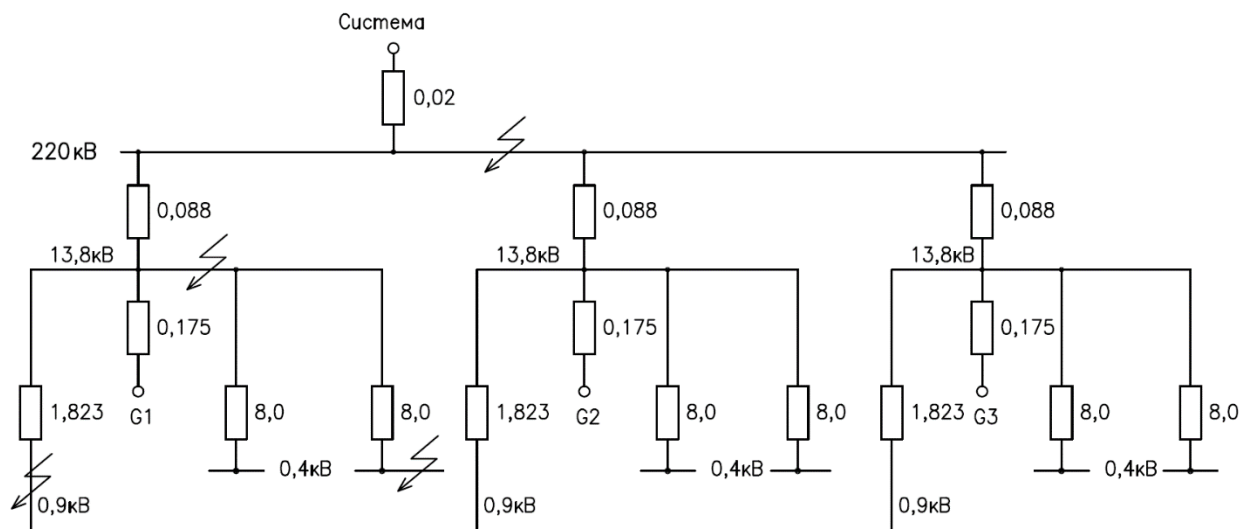


Рисунок 3.2 – Схема замещения прямой последовательности

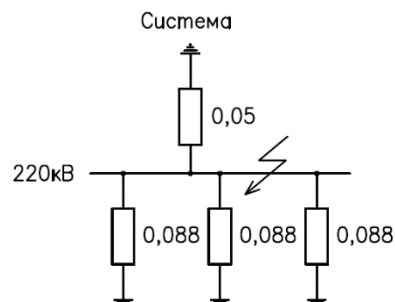


Рисунок 3.3 – Схема замещения нулевой последовательности

Параметры схемы замещения.

Гидрогенераторы G1–G3 типа СВ 1490/170-96 УХЛ4 с номинальной активной мощностью 107 МВт:

$$E_1 = E_2 = E_3 = 1,13;$$
$$x_{G1} = x_{G2} = x_{G3} = x_d'' \frac{S_6 \cos \varphi_G}{P_{HG}} = 0,22 * \frac{100 * 0,85}{107} = 0,175.$$

Трансформатор Т1–Т3 типа ТДЦ-125000/220 У1 с номинальной мощностью 125 МВА:

$$x_{T1} = x_{T2} = x_{T3} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} * \frac{100}{125} = 0,088.$$

Трансформаторы ТСН ТС3-1000/15:

$$x_{ТСН} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{8,0}{100} * \frac{100}{1,0} = 8,0.$$

Трансформаторы ТЕ ТС3П-4000/20:

$$x_{ТС3П} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{6,55}{100} * \frac{100}{4,0} = 1,823.$$

Рассчитаем базисные токи по формулам:

$$I_{6(1)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K1)}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 251,0 \text{ А.}$$
$$I_{6(2)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K2)}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 4184 \text{ А;}$$
$$I_{6(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K2)}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 144338 \text{ А;}$$
$$I_{6(4)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K2)}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10^3} = 64150 \text{ А.}$$

Результаты расчета токов к.з. представлены на рисунке 3.1. Они будут в дальнейшем использованы для выбора уставок релейной защиты.

4 Выбор измерительных трансформаторов

Как указывалось, для устройств РЗА используются существующие измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) и вторичные измерительные цепи. Замена/реконструкция существующих ТТ, ТН не предусматривается. Для измерений используются существующие ТТ с классами точности 5Р.

Вычислим рабочие максимальные токи присоединений:

Для трансформаторов Т1–Т3:

$$I_{T1} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ A}; \quad (4.1)$$

Приняты трансформаторы тока ТОГФ-220 УХЛ1, класс точности 5Р, с параметрами (первичным и вторичным током):

$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ A}$, $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ A}$, коэффициент трансформации $K_I = 400/5=80$.

Для генератора:

$$I_{T1} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{125880}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5266 \text{ A}; \quad (4.2)$$

Приняты трансформаторы тока ТШВ-15, класс точности 5Р, с параметрами (первичным и вторичным током):

$I_{1\text{ном}} = 6000 \text{ A}$, $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ A}$, коэффициент трансформации: $K_I = 6000/5=1200$.

Для ТСН ТСЗ-1000/15:

$$I_{T11} = \frac{S_{T11}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,7 \text{ A}; \quad (4.3)$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения принимаются по каталогу в соответствии с напряжением места установки трансформатора. Выбор коэффициентов трансформации производится только для тех элементов сети, где устанавливаются устройства защиты и автоматики.

Приняты трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1, класс точности 5Р, при номинальном напряжении основных вторичных обмоток (фазном) $100/\sqrt{3} \text{ В}$. Номинальная мощность $S=1600 \text{ ВА}$, при этом коэффициент трансформации линейного напряжения $K_U = 220000/100 = 2200$.

На генераторном напряжении установлен ЗНОЛ-06-15У3 с напряжениями обмоток $13,8/3 / 0,1/3 / 0,1 \text{ кВ}$.

5 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики

Комплекс защит блока генератор-трансформатор предполагается выполнить в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит (1-ый и 2-ой комплекты). Каждый комплект защит блока генератор - трансформатор размещается в отдельном шкафу. В каждом комплекте защит блока реализуются защиты гидрогенератора, блочного трансформатора, трансформатора возбуждения, системы возбуждения и защиты двух трансформаторов собственных нужд.

В шкафах защит предполагается предусмотреть систему бесперебойного питания от двух источников напряжением 220 В постоянного тока с автоматическим включением резерва (АВР).

В шкафах защит должна обеспечиваться корректная работа основных защитных функций в расширенном диапазоне частот 3...80 Гц.

В каждом комплекте защит блока генератор-трансформатор предусмотрены следующие защиты и функции контроля:

Для гидрогенератора:

1 Продольная дифференциальная защита ($I_{\Delta G}$) от многофазных коротких замыканий в обмотке статора и на его выводах с током срабатывания не более $0,2I_n$.

2 Защита от замыканий на землю ($U_n(U_0)$), обеспечивающая 100% охват обмотки статора, выполненная с использованием органа напряжения основной составляющей напряжения нулевой последовательности и органа напряжения третьей гармоники с торможением.

3 Два реле контроля напряжения нулевой последовательности в сети 13,8 кВ (U_{01G} , U_{02G}). Первый орган U_{01G} с уставкой 5 В действует на сигнал, а второй орган U_{02G} с уставкой 10 В - на разгрузку гидрогенератора с последующим отключением его от сети.

4 Контроль напряжения обратной последовательности (U_2).

5 Защита от повышения напряжения ($U1>$, $U2>$) с двумя органами. Первый орган ($U1>$) служит для защиты от повышения напряжения при работе гидрогенератора или блока на холостом ходу с уставкой $1,2U_n$ и возможностью оперативного ввода/вывода первой ступени. Второй орган ($U2>$) срабатывает с уставкой $1,4U_n$.

6 Защита обратной последовательности (I_2) - защита от несимметричных перегрузок токами обратной последовательности и несимметричных коротких замыканий. Защита имеет сигнальный орган, орган с интегральной зависимой выдержкой времени в соответствии с тепловой характеристикой генератора $t_{доп} = A/I_2^2$ (величина A - задается заводом-изготовителем генератора) и два органа отсечки (отсечка I и II). Отсечка I осуществляет дальнейшее резервирование при несимметричных коротких замыканиях, выполняется с тремя выдержками времени и возможностью оперативного ускорения. Отсечка II используется для ближнего резервирования и автоматически выводится из работы через время Δt после срабатывания пускового органа защиты.

7 Двухступенчатая дистанционная защита от внешних коротких замыканий ($Z1<$, $Z2<$). Первая ступень осуществляет ближнее резервирование, выполняется с двумя выдержками времени и блокируется при неисправностях цепей напряжения и качаниях в системе (от реле блокировки при качаниях ΔZ). Вторая ступень осуществляет дальнее резервирование, выполняется с тремя выдержками времени и возможностью оперативного ускорения.

8 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора (I_1), имеющая сигнальный орган, орган с интегральной зависимой выдержкой времени в соответствии с перегрузочной способностью обмотки статора и орган отсечки. Отсечка выполняется с тремя выдержками времени с блокировкой по напряжению и возможностью оперативного ускорения.

9 Дополнительная максимальная токовая защита ($IG>$), выполненная с помощью сигнальных органов тока прямой и обратной последовательности и возможностью оперативного ввода/вывода из работы.

10 Защита от асинхронного режима (Φz) без потери возбуждения - определяет момент перехода гидрогенератора в режим асинхронного скольжения относительно частоты сети.

11 Контроль исправности цепей напряжения (КИН) с действием в предупредительную сигнализацию.

12 Контроль отсутствия активной мощности (Ракт) – дискретный сигнал в схему автоматики агрегата.

13 Устройство резервирования отказа генераторного выключателя 13,8 кВ (УРОВ G).

14 Контроль тока генератора (PT G).

15 Защита оперативного резерва ($I>>$) - действует при самопроизвольном или ошибочном включении генераторного выключателя, когда генератор находится в резерве.

16 Защита от повышения частоты ($F>$) с возможностью оперативного ввода/вывода из работы.

Для трансформатора возбуждения:

1 Токовая отсечка ($I>>TE$) от многофазных замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах.

2 Максимальная токовая защита ($I>TE$) от внешних коротких замыканий.

Для системы возбуждения:

1 Защита от потери возбуждения ($\Phi i<$) с контролем тока ротора и статора.

2 Защита от превышения допустимой длительности форсировки ($I_p>R_G$).

3 Защита ротора от перегрузки (I_p), имеющая сигнальный орган, орган с интегральной зависимой от тока выдержкой времени по соответствующей заводской перегрузочной характеристике обмотки ротора генератора и орган отсечки. На отсечке выполняется защита от отказа ограничителей системы возбуждения с уставкой $2,2I_{н.р.}$ и с выдержкой времени.

4 Контроль тока ротора генератора ($I_p>$) – дискретный сигнал в схему

автоматики агрегата.

5 Защита ротора от замыканий на землю ($R_{e<}$), основанная на принципе наложения на цепь ротора переменного напряжения непромышленной частоты.

6 Защита от понижения частоты в режиме холостого хода генератора ($F<x.x.$).

Кроме указанных выше защит, остальные защиты системы возбуждения поставляются комплектно с возбуждением.

Для блочного трансформатора:

1 Продольная дифференциальная защита ($I\Delta T$) от всех видов коротких замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах, включая витковые замыкания в обмотках трансформатора, с уставкой срабатывания не более $(0,3\div 0,5)I_n$.

2 Резервная максимальная токовая защита ($I>T$) для резервирования основных защит трансформатора, автоматически вводится в действие при отключении генератора.

3 Защита от перегрузки ($I_1 >T$) с действием в предупредительную сигнализацию.

4 Защита от потери охлаждения ($PO T1 T$).

5 Формирование команды на включение охлаждения.

6 Контроль тока охлаждения трансформатора ($PO T2 T$).

7 Контроль тока ВН трансформатора ($PT BH$).

8 Защита от замыканий на землю в сети 220 кВ ($I_0 T$). Защита имеет два органа: грубый с тремя выдержками времени и чувствительный с возможность оперативного ускорения.

9 Контроль изоляции на стороне НН трансформатора ($U_0 T$).

10 Контроль напряжения трансформатора ($U>T, U<T$).

11 Формирование команды на пуск пожаротушения трансформатора с контролем отсутствия тока и напряжения на трансформаторе.

12 Двухступенчатая газовая защита с устройством контроля изоляции цепей, каждой из ступеней газового реле, и возможностью оперативного перевода второй ступени на сигнал.

13 Приемные цепи от датчиков температуры масла трансформатора блока.

14 Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов с возможностью оперативного ввода действия на отключение трансформатора (КИВ).

В выбранных терминалах микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор предусматриваются функции регистрации сигналов и событий, формируемых микропроцессорными устройствами, осциллографирование аналоговых величин.

Комплектно с устройствами защит фирмой-изготовителем поставляется система мониторинга микропроцессорных защит (СММПЗ), представляющая комплекс программно-технических средств, объединяющих в сеть шкафы микропроцессорных защит и управления.

Система мониторинга обеспечивает:

1 Сбор и обработку всей информации от комплектов микропроцессорных защит элементов блока генератор-трансформатор в объеме – тип защиты, ее состояние, время срабатывания, параметры защит и уставок, неисправность защит;

2 Программирование любых необходимых блокировок и уставок;

3 Функции регистрации и осциллографирования;

4 Обмен с программно-техническим комплексом (ПТК) АСУ ТП станции, то есть весь объем информации должен передаваться в программно-технический комплекс ПТК АСУ ТП по интерфейсу. Вид интерфейсной связи и протоколы должны быть согласованы с поставщиком ПТК АСУ ТП.

Терминалы имеют интерфейс для подключения внешнего ПК (последовательный порт) с целью информационного обмена с технологическим персоналом.

В шкафах защит предусматривается вход для приема импульса синхронизации (метка времени) от системы единого времени на ГЭС, предназначенной для синхронизации часов всех ПТК ГЭС. Точность привязки к астрономическому времени определяет поставщик системы единого времени.

Произведем расчет параметров срабатывания защит блоков генератор-трансформатор и ТСН.

Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{ср} \leq 0,2 I_{н.г.}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

а) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{н.г.} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{н.г.} = 0,05 \cdot I_{н.г.},$$

где $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$I_{н.г.} = 5270$ А – номинальный ток генератора.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{н.г.} = 0,1 \cdot I_{н.г.},$$

где $K_N = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср.0} = 0,16 I_{н.г.}$

б) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}},$$

где $K_{\text{АП}}=2$ - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i=0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}}=0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}}{X_d} \cdot I_{\text{Н.Г.}}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 5270 = 2706,8 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T},$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности,

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2706,8 \cdot 2}{27055} = 0,2$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

в) Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

г) Уставка начального торможения принимается равной $I_{НТ} = 0,53 I_{Н.Г.}$ – увеличивает зону работы защиты без торможения.

д) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 6 I_{Н.Г.}$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

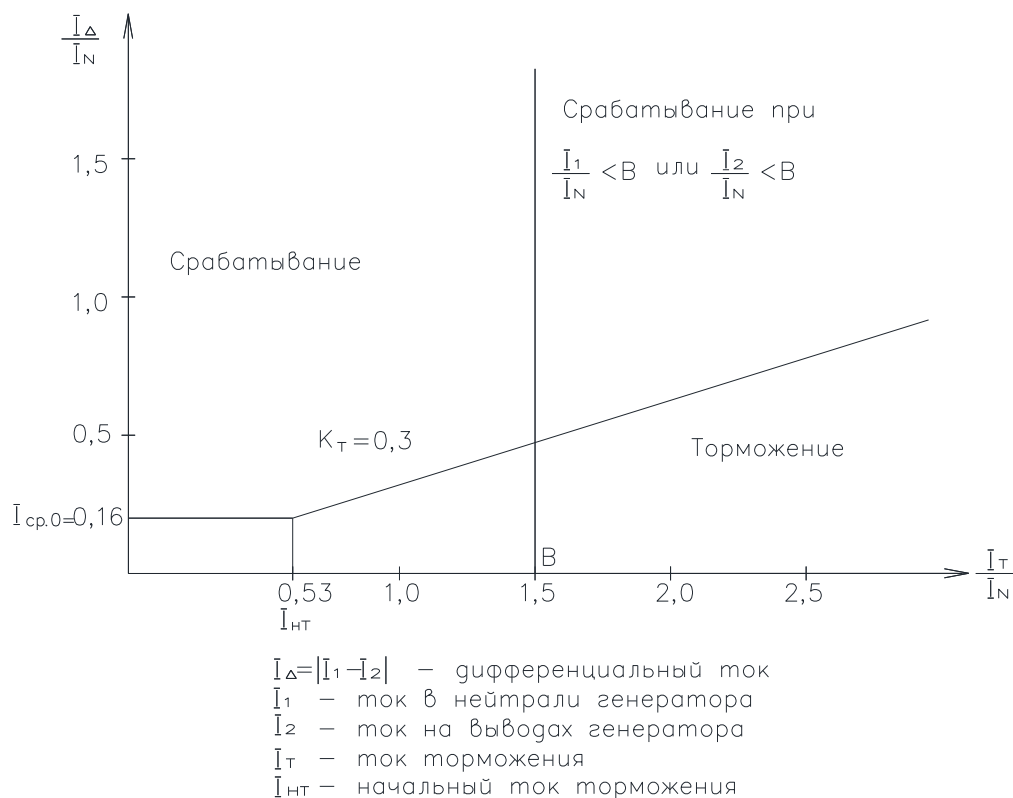


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок генератора и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2 / I_{Н.Г.},$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора, $I_{Н.Г.}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = A/I^2_{*2},$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

а) Сигнальный орган ($I_{2 \text{ СИГН.}}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания.

Ток срабатывания сигнального органа с учетом коэффициента возврата равен:

$$I_{2 \text{ СИГН.}} = \frac{0,1 \cdot I_{\text{н.г.}}}{K_{\text{в}}} = \frac{0,1 \cdot I_{\text{н.г.}}}{0,97} = 0,11 I_{\text{н.г.}},$$

где $K_{\text{в}}=0,97$ – коэффициент возврата.

б) Пусковой орган ($I_{2 \text{ ПУСК.}}$), срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{2 \text{ ПУСК.}} = K_{\text{н}} \cdot I_{2 \text{ СИГН.}} = 1,2 \cdot 0,11 \cdot I_{\text{н.г.}} = 0,132 \cdot I_{\text{н.г.}}$$

$$I_{*2 \text{ ПУСК.}} = 0,132 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания пускового органа с учетом коэффициента возврата будет равен:

$$I_{*2 \text{ ПУСК.}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{в}}} = \frac{0,132}{0,97} = 0,14 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, равный 1,2,

$K_{\text{в}}=0,97$ – коэффициент возврата

г) Орган токовой отсечки ($I_{2 \text{ ОТС.}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах 220 кВ и на отходящих ВЛ 220 кВ;

Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ 220 кВ.

Время действия отсечки должно быть отстроено от времени действия наиболее чувствительной ступени защиты ВЛ.

д) Ток срабатывания II-ой ступени отсечки $I_{2>}$ выбирается по выражению:

$$I_{2 \text{ с.з.п}} = \frac{I_2^{(2)}}{K \text{ ч}} = \frac{1}{1,2(X_d'' + X_2)} = \frac{1}{1,2(0,22 + 0,228)} = 1,8 \text{ о.е.},$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора.

Защита от симметричных перегрузок обмотки статора (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора.

Защита выполняется с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

а) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка сигнального органа равна: $I_{1 \text{ сигн.}} = 1,05 I_{н.г.}$

б) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна: $I_{1 \text{ пуск.}} = 1,1 I_{н.г.}$

в) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени по интегральной допустимой перегрузочной характеристике обмотки статора.

г) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1 \text{ отс.}} = \frac{1,2 \cdot I_{н.г.}}{0,98} = 1,22 I_{н.г.}$$

д) Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{Г<}$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср.}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.}}}{K_{\text{в}}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.}}}{1,03} = 0,66 U_{\text{ном.}}$$

Контроль активной мощности генератора (Ракт)

Для контроля отсутствия мощности используется орган измерения активной мощности, срабатывающий при минимальной уставке положительного значения активной мощности генератора (когда происходит нормальная остановка агрегата, разгружается машина, закрывается направляющий аппарат и подается команда на отключение выключателя без нагрузки).

Принимаем уставку, равную $P_{\text{ср.}} = 0,02 P_{\text{ном.ген.}}$

Сигнал отсутствия активной мощности генератора формируется для передачи в схему автоматики управления агрегатом.

Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)

а) Сопротивление срабатывания первой ступени $Z1<$ выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями дистанционных защит линий, отходящих от шин ГЭС.

$Z1$, приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

$$Z_1 \leq 0,8 Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 9,4 = 45 \text{ Ом},$$

где Z_T – сопротивление блочного трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ,

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом},$$

$Z'_{1Л} = 9,4 \text{ Ом}$ – уставка срабатывания 1-ой ступени дистанционной защиты ВЛ 220 кВ;

$K_T = 2$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора ($S_T = 125,88 \text{ МВА}$):

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{125,88}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{125,88}{242^2} \cdot 9,4 = 0,095 \text{ о.е.}$$

Принимается уставка равной: $Z1_{\text{о.е.}} = 0,095 \text{ о.е.}$

$Z1_{\text{С.З.}}$ в первичных величинах составит:

$$Z1_{\text{С.З.}} = Z1_{\text{о.е.}} \cdot Z_6 = 0,095 \cdot 1,513 = 0,143 \text{ Ом},$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{нг}} = \frac{13,8^2}{125,88} = 1,513 \text{ Ом}.$

б) Сопротивление срабатывания второй ступени $Z2<$ выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения. Сопротивление нагрузки равно:

$$Z_{\text{НАГР.}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5270} = 1,51 \text{ Ом},$$

где $I_{\text{НАГР.}} = 5270 \text{ А}$ – номинальный ток статора генератора.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 U_H$. Установившееся

значение тока статора I_{Φ} в таком режиме без учета насыщения составляет:

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.Н.}}{I_{В.Х.Х.}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1860}{1210} - 0,95}{0,8} = 2,65 I_{Н},$$

где $I_{В.Х.Х.}$ – ток ротора генератора холостого хода,

$I_{В.Н.}$ – номинальный ток ротора генератора,

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора Майнской ГЭС в режиме форсировки составит $2,297 I_{Н}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме равно:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_{Н}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,297} = 0,414 \text{ о.е.}$$

$$\cos \phi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \phi_{Н}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,297} = 0,39$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\phi_{НАГР.Ф} \approx 67^{\circ}$.

В относительных единицах сопротивление срабатывания защиты может быть принято по уравнению:

$$Z_2 = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_{Н}} = \frac{0,414}{1,1} = 0,376 \text{ о.е.},$$

где $K_{Н}=1,1$ – коэффициент надежности.

$Z_{2ср.}$ в первичных величинах составит:

$$Z_{2ср.} = Z_{2 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,376 \cdot \frac{13,8^2}{125,88} = 0,57 \text{ Ом.}$$

Время действия II ступени дистанционной защиты должно быть отстроено от наибольшей выдержки времени действия резервных защит линий 220 кВ.

Защита от повышения частоты генератора (F>)

Уставка частоты срабатывания F> принимается равной 50,5 Гц.

Защита от понижения частоты на холостом ходу генератора (F<x.x.)

Защита срабатывает при снижении частоты до 45 Гц в режиме холостого хода генератора.

Защита от повышения напряжения генератора (U1>), (U2>)

Защита выполнена с помощью двух органов максимального напряжения.

а) Первый орган U1> предназначен для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки с уставкой $1,2 U_H$

б) Уставка второго органа U2> выбирается: $U_{2\text{CP}} = 1,4 U_H$

Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения (КИН)

Устройство осуществляет контроль исправности цепей напряжения переменного тока измерительных трансформаторов напряжения с вторичными обмотками, соединенными в «звезду» (с линейным напряжением $U_H = 100\text{В}$) и в «треугольник» (с максимальным напряжением на выходе разомкнутого треугольника 100В).

Уставку по напряжению принимаем: $U_{с.з.} = 0,3 U_H$.

Устройство резервирования отказа выключателя генератора (УРОВ G)

Устройство резервирования (УРОВ) предназначено для ликвидации коротких замыканий в генераторе или его выводах, сопровождающихся отказом выключателя в цепи поврежденного генератора. Пуск УРОВ осуществляется от защит поврежденного генератора с контролем наличия тока в цепи генераторного выключателя.

Орган контроля тока статора генератора (РТ G) подключается к трансформаторам тока в главных выводах статора генератора.

Ток срабатывания органа контроля тока статора генератора (РТ G) принимается порядка $0,1 I_{н.г.}$

Выдержка времени УРОВ должна быть отстроена от суммарного времени отключения короткого замыкания выключателем генератора и времени возврата устройств защиты, пускающих УРОВ, и принимается порядка $0,3\text{ с.}$

Защита оперативного резерва (I>>)

Уставка токового органа принимается:

$$I_{\text{CP}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.}}}{0,95} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.}}$$

Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполняется с помощью двух органов напряжения:

1-ый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

U_0 включается на напряжение нейтрали генератора относительно земли.

2-ой орган (U_{03}) реагирует на соотношение напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжения нулевой последовательности на выводах генератора (U_{Δ}) и в его нейтрали (U_N), а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора (U_N).

а) Напряжение срабатывания органа основной составляющей (U_0) выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты, обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока (U_0 эл.ст.) при замыкании на землю на стороне ВН.

Расчет U_0 эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями (выпуск 5).

Расчетное значение $U_{0\text{эл.ст.}} = 92$ В (расчет см. на рисунке 5.3).

Напряжение срабатывания защиты в первичных величинах определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_N}{K_B} \cdot 3 \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot 3 \cdot 92 = 436 \text{ В ,}$$

Напряжение срабатывания защиты во вторичных величинах будет составлять:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_N}{K_B} \cdot \frac{3}{K_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 92}{\sqrt{3} \cdot 0,1 / 3} = 1,8 \text{ В ,}$$

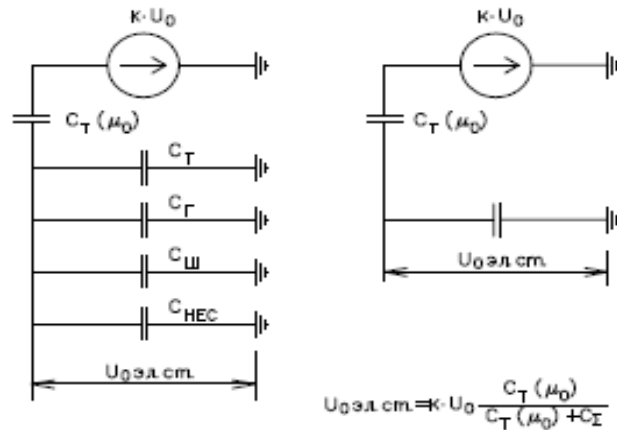
где $K_N = 1,5$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

Расчет напряжения $U_{0\text{эл.ст.}}$ для защиты генератора от замыканий на землю

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора $U_{0\text{эл.ст.}}$



U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора

Напряжение U_0 по методике ТЭПа принимается равным

$$U_0 = \frac{1}{3} U_{\text{ном ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46628 \text{ В}$$

k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, k принимается равным 0,5.

$C_T (\mu\text{Ф})$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

$$C_T (\mu\text{Ф}) = 0,0053 \text{ мкФ/фазу}$$

C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю

$$C_G = 1,07 \text{ мкФ/фазу (из проекта на генератор)}$$

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю

$$C_T = 0,01 \text{ мкФ/фазу}$$

$C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле

$$C_{\text{Ш уд}} = 80 \text{ пФ/м} \quad L_{\text{Ш}} \approx 30 \text{ м}$$

$$C_{\text{Ш}} = 80 \text{ пФ/м} \cdot 30 \text{ м} = 0,0024 \text{ мкФ/фазу}$$

$C_{\text{НЕС}(\Gamma)}$ – емкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ НЕС–805 со стороны трансформатора блока

$$C_{\text{НЕС}(\Gamma)} = 0,13 \text{ мкФ/фазу}$$

$C_{\text{НЕС}(\Gamma)}$ – емкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ НЕС–805 со стороны генератора

$$C_{\text{НЕС}(\Gamma)} = 0,13 \text{ мкФ/фазу}$$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{НЕС}(\Gamma)} + C_{\text{НЕС}(\Gamma)} = 0,01 + 1,07 + 0,0024 + 0,13 + 0,13 = 1,3424 \text{ мкФ/фазу}$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,3424 = 10,1 \text{ А}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46628 \cdot \frac{0,0053}{0,0053 + 1,3424} = 92 \text{ В}$$

Рисунок 5.3 – Расчет напряжения срабатывания органа основной составляющей $U_{0\text{эл.ст.}}$

Принимаем следующие уставки:

Uo1G с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;

Uo2G с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;

UoG с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов турбины.

б) Для органа Uoz уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Защита от асинхронного режима без потери возбуждения (Φz)

Защита выполняется на основе дистанционного измерительного органа (ИО Z) и подключается к трансформаторам тока в нейтральных выводах генератора и к трансформаторам напряжения на главных выводах генератора. ИО Z включается на междуфазное напряжение и соответствующую разность фазных токов и имеет два органа Z1 и Z2.

а) ИО Z1 имеет круговую характеристику срабатывания с уставкой $Z_{уст.1}$ и углом максимальной чувствительности $\varphi_{мч1}$.

Уставка выбирается по условию:

$$Z_{CP.1} = X_T + X_C,$$

где X_T – сопротивление блочного трансформатора,

X_C – эквивалентное сопротивление системы (уточняется службой РЗА энергосистемы и станции).

$Z_{CP.1}$, приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

$$Z_{CP.1} = X_T + X_C = 51,5 + 11,7 = 63,2 \text{ Ом},$$

где X_T – сопротивление блочного трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ,

$$X_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом},$$

Принято $X_C = 0,02$ о.е. В первичных величинах:

$$X_C = X_{C_{0.e}} \cdot Z_6 = 0,02 \cdot 584,64 = 11,7 \text{ Ом},$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_6} = \frac{242^2}{100} = 585,64 \text{ Ом}.$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора ($S_T = 125,88 \text{ МВА}$):

$$Z_{CP.1} = 0,11 \cdot \frac{125,88}{125} + \frac{125,88}{242^2} \cdot 11,7 = 0,135 \text{ о.е.}$$

Принимается уставка равной:

$$Z_{CP.1_{o.e.}} = 0,135 \text{ о.е.}$$

$Z_{CP.1}$ в первичных величинах составит:

$$Z_{CP.1} = Z_{CP.1_{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,135 \cdot 1,51 = 0,2 \text{ Ом},$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{HT}} = \frac{13,8^2}{125,88} = 1,51 \text{ Ом}.$

Уставка по сопротивлению смещения:

$$Z_{CM1} = X'_d = 0,472 \text{ Ом},$$

где X'_d – переходное сопротивление генератора и определяется:

$$X'_d = X'_{d*} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}} = 0,312 \cdot \frac{13,8^2}{125,88} = 0,472 \text{ Ом}.$$

Угол максимальной чувствительности принимается минимальным: $\varphi_{MЧ1} = 60^\circ$.

б) ИО Z2 имеет круговую характеристику срабатывания с уставкой $Z_{уст.2}$ и углом максимальной чувствительности $\varphi_{MЧ2}$.

В первичных величинах уставка определяется:

$$Z_{CP.2} = 1,2 \cdot X_d = 1,26 \text{ Ом},$$

где X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора и определяется:

$$X_d = X_{d*} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}} = 0,694 \cdot \frac{13,8^2}{125,88} = 1,05 \text{ Ом}.$$

Уставка по сопротивлению смещения в первичных величинах:

$$Z_{CM,2} = X_T = 0,17 \text{ Ом}.$$

$$X_T = \frac{0,11 \cdot 13,8^2}{125} = 0,17 \text{ Ом}.$$

Угол максимальной чувствительности принимается: $\varphi_{мч2} = 270^\circ$.

При асинхронном ходе возбужденного генератора с электрическим центром качаний в генераторе или в трансформаторе защита действует по I ступени на отключение выключателя генератора, гашение поля генератора при достижении 1-ого полного проворота ($N_{сч.1} = 1$).

При асинхронном ходе возбужденного генератора с электрическим центром качаний в линии связи защита действует по II ступени на отключение выключателя генератора, гашение поля генератора при достижении 1-ого полного проворота ($N_{сч.2} = 1$).

Защита от потери возбуждения ($\Phi_i <$)

Защита предназначена для ликвидации асинхронного режима генератора при потере возбуждения и содержит следующие токовые органы:

а) Орган минимального тока ротора ($I_r <$) с минимальной уставкой $0,1 I_{ном.}$, т.е. 10% от номинального тока возбуждения холостого хода.

$$I_{ср.р} = \frac{0,1 \cdot I_{в.х.х.}}{K_B} = \frac{0,1 \cdot 1210}{1,05} = 115,2 \text{ А},$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равно-го $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

б) Орган контроля тока статора на нейтральных выводах генератора ($I_1 >$)

$$I_{ср.ст.} = \frac{1,08 \cdot I_{ном.ст.}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_{ном.ст.}}{0,95} = 1,14 I_{ном.ст.}$$

Контроль напряжения обратной последовательности (U_2)

Уставка органа напряжения обратной последовательности (U_2) должна быть отстроена от напряжения небаланса нормального режима и принимается:

$$U_{2\text{CP}} = 0,1 \cdot U_{\Phi} = 0,1 \cdot 57,73 = 5,77 \text{ В.}$$

Защита ротора от перегрузки (I_p)

Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

а) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{p\text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{НОМ.Р.}}$$

б) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{p\text{ ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 I_{\text{НОМ.Р}}$$

в) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, в соответствии с допустимой перегрузочной характеристикой обмотки ротора.

г) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{p\text{ ОТС}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 I_{\text{НОМ.Р}}$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равно-го $K_{сх}=0,816$ (по переменному току).

Защита от превышения допустимой длительности форсировки ($I_p > R_G$)

Уставка срабатывания по току выбирается равной:

$$I_{\text{СР.}} = \frac{1,8 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,95} = 1,89 I_{\text{НОМ.Р}}$$

Выдержка времени защиты принимается равной 50 с.

Контроль тока ротора ($I_r >$)

Уставка выбирается минимальной $0,1 I_{ном.р.}$

Токовая отсечка трансформатора возбуждения ТЕ ($I >> TE$)

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального тока короткого замыкания при повреждении на стороне НН трансформатора возбуждения (точка К-4) и выбирается:

$$I_{ср} = \frac{K_H \cdot I_{к.з.макс}^{(3)}}{n_{тт}} = \frac{1,2 \cdot 2610}{400 / 5} = 39,15 \text{ А},$$

где $K_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$I_{к.з.макс}^{(3)} = 2610 \text{ А}$ – максимальный ток в месте установки защиты при трехфазном коротком замыкании за ТЕ (точка К-4);

$n_{тт}=400/5$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Максимальная токовая защита трансформатора возбуждения ТЕ ($I > TE$)

Ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока трансформатора в режиме форсировки возбуждения гидрогенератора:

$$I_{ср} = \frac{K_H \cdot I_{ТВ(\Phi)}}{K_B \cdot n_{тт}} = \frac{K_H \cdot 0,816 \cdot I_{р(\Phi)}}{K_B \cdot n_{тт} \cdot K_{тт ТВ}} = \frac{1,25 \cdot 0,816 \cdot 2,5 \cdot 1860}{0,95 \cdot 400 / 5 \cdot 13,8 / 0,9} = 4,1 \text{ А}$$

Защита ротора от замыкания на землю ($R_{e <}$)

Защита выявляет замыкания на землю в одной точке возбуждения и выполняется двухступенчатой. Первая ступень защиты с уставкой срабатывания 10 кОм действует на сигнал, вторая ступень с уставкой 2,5 кОм действует на отключение выключателя генератора и на гашение поля.

Дифференциальная защита трансформатора блока (ΔT)

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от междуфазных коротких замыканий в трансформаторе и на его выводах.

а) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{нт} = 1,0 \cdot 0,1 \cdot I_{нт} = 0,1 \cdot I_{нт},$$

где $f_i=0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{одн}=1,0$ – коэффициент разнотипности трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 0,1 \cdot I_{нт} = 0,2 \cdot I_{нт},$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 0,3 I_{н.т.}$

б) Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания. На наклонном участке характеристики обеспечивается устойчивость функционирования защиты при сквозном коротком замыкании с насыщением трансформаторов тока (при тормозном токе более В).

При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6$$

где K_T - коэффициент торможения.

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

Коэффициент торможения K_T определяется из условия:

$$K_T > \frac{I_{нб(к.з.)} \cdot K_H}{I_T},$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности,

I_T - тормозной ток (максимальный ток короткого замыкания на стороне 13,8 кВ),

$I_{нб(к.з.)}$ - максимальный ток небаланса при внешних коротких замыканиях, равный:

$$I_{нб(к.з.)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{к.з.макс} = 2 \cdot 0,1 \cdot 1,0 \cdot 40250 = 8050 \text{ А},$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока.

$I_{к.з.макс.} = 40250 \text{ А}$ – максимальный ток при внешних коротких замыканиях (от системы) (точка К-2, режим I).

Тогда:

$$K_T \geq \frac{2 \cdot 8050}{40250} = 0,4$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

в) Уставка начального торможения принимается равной $I_{нт} = 0,6 I_{н.т.}$ – увеличивает зону работы защиты без торможения.

На рисунке 5.2 показана характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора блока.

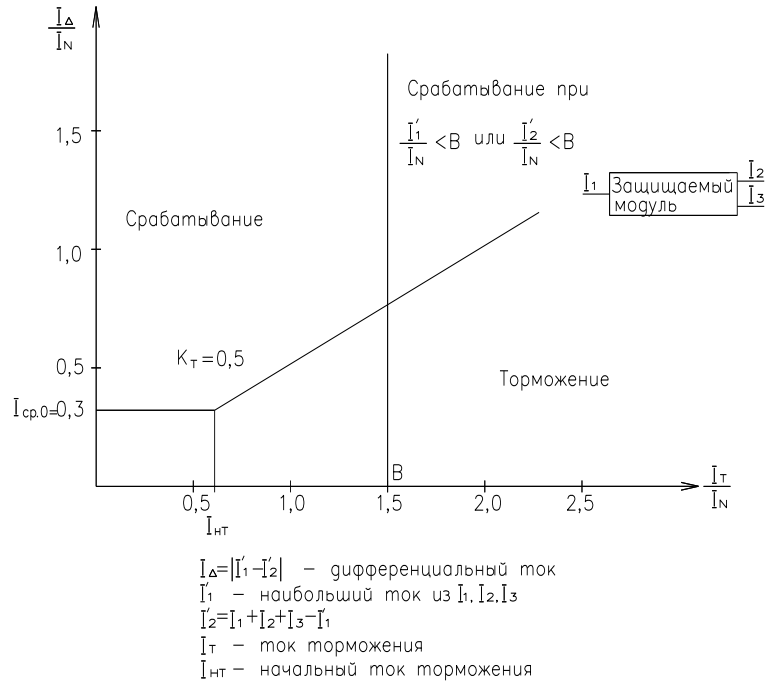


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора блока

г) Дифференциальная отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних коротких замыканиях и больших токах. Уставка $I_{отс.}$ должна быть отстроена от броска тока намагничивания.

Уставка дифференциальной отсечки, регулируемая в пределах $2 \dots 12 I_{нт.}$, может быть принята с учетом отстройки от броска тока намагничивания $I_{отс.} = 6 I_{нт.}$

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению второй гармонической составляющей и основной гармонической составляющей (это соотношение принимается 10%). Действие функции обнаружения броска тока намагничивания длится в течение времени включения $t_{вкл.}$. Принимается $t_{вкл.} = 1,0$ с. При действии функции обнаружения броска тока намагничивания начальный ток срабатывания принимаем $I_{ср.вкл.} = 0,8 I_{нт.}$

Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора (КИВ)

Принцип действия КИВ основан на измерении составляющей основной частоты суммарного емкостного тока ввода трех фаз при рабочем напряжении на них в предположении, что наиболее вероятно повреждение одного ввода в трехфазной группе.

На начальной стадии повреждения ввода происходит пробой между отдельными слоями конденсаторной изоляции, эквивалентная емкость ввода на землю возрастает и увеличивается составляющая основной частоты емкостного неисправного ввода. Влияние высших гармонических составляющих в емкостном токе ввода подавляется с помощью цифрового фильтра.

Выделенный из суммы токов трех фаз приращенный ток ввода ΔI_c сравнивается с величиной уставки органов $I_{\text{сигн.}}$ и $I_{\text{откл.}}$.

При увеличении тока одного из вводов в процессе развития повреждения срабатывает $I_{\text{сигн.}}$.

Уставка срабатывания сигнального органа, $I_{\text{сигн.}}$ определяет чувствительность защиты в относительных единицах по отношению к величине номинального тока неповрежденного ввода.

Ток срабатывания сигнального органа принимается 5-7% номинального емкостного тока неповрежденного ввода:

$$I_{\text{сигн.}} = 0,07 I_{\text{ном.с}},$$

где $I_{\text{ном.с}}$ – емкостной ток высоковольтного ввода.

Сигнальный орган КИВ действует в предупредительную сигнализацию.

Ток срабатывания отключающего органа должен быть порядка $I_{\text{откл.}} = 3 I_{\text{сигн.}}$.

$$\text{Принимаем } I_{\text{откл.}} = 0,21 I_{\text{ном.с}}.$$

Для исключения ложной работы отключающего органа при обрывах в цепях соединения согласующего трансформатора с вводами 220 кВ имеется блокирующий орган.

Уставка блокирующего органа в соответствии с нормативами принимается равной $0,65 I_{\text{ном.с}}$.

Защита от замыканий на землю в сети 220 кВ (I_0T)

Защита предназначена для резервирования отключения замыканий на землю на отходящих линиях 2210 кВ, а также резервирования основных защит трансформатора при замыканиях на землю на стороне ВН блока. Защита выполняется в виде двух токовых органов нулевой последовательности: грубого $I_0(\text{груб})$ и чувствительного $I_0(\text{чувств.})$.

а) Ток срабатывания токового грубого органа $I_0(\text{груб})$ выбирается по условию согласования с чувствительными ступенями защит от замыканий на землю линий 220 кВ.

Уставка срабатывания в первичных величинах определяется:

$$I_{\text{ср.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{от}} \cdot I_{\text{с.з.ол}}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 1,0 \cdot 125}{0,98} = 153 \text{ А},$$

где $K_n = 1,2$ – коэффициент надежности.

$K_{\text{от}} = 1,0$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока $3I_0$ в защите трансформатора к току в линии, с которой производится согласование.

$I_{\text{с.з.ол.}} = 125 \text{ А}$ – ток срабатывания чувствительной 4-ой ступени токовой защиты нулевой последовательности линии.

Выдержка времени выбирается на ступень больше времени срабатыва-

ния чувствительной степени защиты от замыканий на землю ВЛ 220 кВ и должна быть уточнена службой РЗА энергосистемы и станции.

б) Уставка чувствительного органа I_0 (чувств.) принимается по условию отстройки от токов небаланса при близких коротких замыканиях:

$$I_{CP} = K_H \cdot I_{НБ} (К.З.) = K_H \cdot K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{К.З.МАКС} = 1,5 \cdot 2 \cdot 0,01 \cdot 0,5 \cdot 1035 = 15,5 \text{ А} ,$$

где $I_{К.З.МАКС}=1035 \text{ А}$ – максимальный ток при внешних коротких замыканиях (точка К-1, режим I).

$$i_{CP} = \frac{I_{CP}}{n_T} = \frac{15,5}{600} = 0,03 \text{ А} .$$

Принимаем минимальную уставку $0,05 I_{ном}$.

Резервная максимальная токовая защита ($I>T$)

Со стороны ВН трансформатора блока предусмотрена резервная токовая защита для резервирования основных защит трансформатора, которая автоматически вводится в действие при отключении генераторного выключателя.

Для исключения действия защиты при замыканиях на землю в сети 220 кВ токовый орган защиты подключается на разность токов, т.е. на «виртуальный» треугольник.

Ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки защиты от номинального тока трансформатора блока.

Уставка защиты:

$$I_{CP} = K_H \cdot K_{СХ} \cdot I_{н.т.} = 1,2 \cdot 1,73 \cdot I_{н.т.} = 2,1 \cdot I_{н.т.},$$

где $K_H=1,2$ – коэффициент надежности,

$K_{СХ}=1,73$ – коэффициент схемы,

$I_{н.т.}=300 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН трансформатора.

Ток срабатывания в первичных величинах с учетом коэффициента возврата составляет:

$$I_{CP} = \frac{K_H \cdot K_{СХ} \cdot I_{н.т.}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 1,73 \cdot 300}{0,95} = 655 \text{ А} ,$$

где $K_B=0,95$ – коэффициент возврата.

Защита трансформатора блока от перегрузки ($I_1>T$)

Уставка определяется:

$$I_{\text{ср.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н.т.}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н.т.}}}{0,95} = 1,1 I_{\text{н.т.}}$$

Контроль изоляции на стороне НН трансформатора блока (U₀T)

При отключении генераторного выключателя предусматривается дополнительная защита от замыканий на землю на стороне НН трансформатора, выполненная по напряжению нулевой последовательности дополнительных обмоток ТН 13,8 кВ. Защита подключается к вторичным обмоткам трансформатора напряжения со стороны трансформатора блока 13,8 кВ, соединенных в «треугольник».

Уставка органа напряжения принимается во вторичных величинах 20 В по условию отстройки от третьей гармоники напряжения нулевой последовательности.

Защита с выдержкой времени действует на сигнал.

Контроль тока на стороне ВН трансформатора блока (РТ ВН)

Контроль тока осуществляется с помощью трехфазного токового органа, подключенного к трансформаторам тока на стороне ВН трансформатора блока.

Уставка срабатывания принимается: $I_{\text{ср.}} = 0,1 I_{\text{н.т.}}$

Контроль тока для защиты от потери охлаждения трансформатора блока (РОТ1Т) и для пуска охлаждения (РОТ2Т)

Уставка срабатывания токового органа РОТ1Т выбирается равной $0,99 I_{\text{ном.т.}}$

Уставка срабатывания токового органа РОТ2Т выбирается равной $0,8 I_{\text{ном.т.}}$

Контроль напряжения трансформатора блока (U>T, U<T)

Уставка срабатывания органа максимального напряжения U>T выбирается равной 10 В (во вторичных величинах).

Уставка срабатывания органа минимального напряжения U<T выбирается равной 40 В (во вторичных величинах).

Токовая отсечка общестанционного ТСН (I>>ТСН)

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального тока к.з. при повреждениях за трансформатором (точка К-3):

$$I_{\text{ср.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{макс.кз}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,3 \cdot 520}{0,95} = 711,6 \text{ А}$$

Максимальная токовая защита общестанционного ТСН (I>ТСН)

Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от максимальных рабочих токов с учетом запуска электродвигателей и по условию

согласования по току и времени с отсечками автоматических выключателей наиболее мощных присоединений 0,4 кВ.

а) Ток срабатывания по первому условию (в первичных величинах):

$$I_{CP} \geq \frac{K_H \cdot K_{CX} \cdot K_{ЗАП} \cdot I_{P,MAX}}{K_B} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 41,7}{0,95} = 82,3 \text{ А} ,$$

где $K_H=1,25$ – коэффициент надежности,

$K_{CX}=1$ – коэффициент схемы,

$K_{ЗАП}$ – коэффициент запуска, принимается равным 1,5,

K_B – коэффициент возврата,

$I_{P,MAX}=41,7 \text{ А}$ – максимальный рабочий ток, принимается равным номинальному току ТСН на стороне 13,8 кВ.

б) Ток срабатывания по второму условию (в первичных величинах):

$$I_{CP} \geq \frac{K_H \cdot K_{CX} \cdot I_{ОТС}}{K_B} = \frac{1,15 \cdot 1,25 \cdot 5000 \cdot (0,4 / 13,8)}{0,95} = 220 \text{ А} ,$$

где $K_H=1,25$ – коэффициент надежности,

$K_{CX}=1,15$ – коэффициент схемы,

K_B – коэффициент возврата,

$I_{ОТС}=5000 \text{ А}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя секционного выключателя 0,4 кВ.

Уставка МТЗ ТСН выбирается наибольшей, по второму условию.

Защита ТСН от перегрузки ($I_1 > I_{ТСН}$)

Уставка определяется:

$$I_{CP} = \frac{K_H \cdot I_{Н ТСН}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{Н ТСН}}{0,95} = 1,1 \cdot I_{Н ТСН}$$

Защита с выдержкой времени действует на предупредительный сигнал.

6 Выбор устройств автоматики и телемеханики

Майнская ГЭС входит в зону оперативного управления Хакасского районного диспетчерского управления объединенной энергосистемы Сибири и находится в ведении диспетчерской службы Красноярского РДУ и ОДУ Сибири. В соответствии со структурой диспетчерского управления, в проекте предусматривается обмен информации, необходимой для диспетчерского контроля и управления Майнской ГЭС, с Хакасским РДУ, ОДУ Сибири и Саяно-Шушенской ГЭС.

Саяно-Шушенская ГЭС и Майнская ГЭС образуют единый Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс. Майнская ГЭС является контррегулятором СШГЭС и наряду с выработкой электроэнергии предназначена для сглаживания колебаний расходов и уровней Саяно-Шушенской ГЭС и полного использования ее энергетических возможностей. Регулирование водотока через Майнский гидроузел обеспечивается с помощью трех гидроагрегатов и пяти водосливных затворов водосброса. В этой связи, задача управления водосливными затворами Майнской ГЭС является не менее ответственной, чем выработка электроэнергии, и ей уделяется особое внимание.

Гидросиловое и гидромеханическое оборудование Майнской ГЭС имеет сложный алгоритм работы и требует постоянного контроля и управления. На Майнской ГЭС предусматривается круглосуточное дежурство оперативного персонала, который осуществляет управление режимами работы станции, контролирует состояние оборудования и выполняет все оперативные переключения. Проектом предусматривается контроль состояния оборудования Майнской ГЭС с ЦПУ Саяно-Шушенской ГЭС.

Проектом предусматривается комплексная автоматизация управления основным и вспомогательным оборудованием ГЭС. Автоматизация должна обеспечивать надежную и эффективную работу оборудования, а также высокое качество вырабатываемой электроэнергии. Для решения этих задач на ГЭС создается автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП).

С целью централизации дистанционного управления основным оборудованием на Майнской ГЭС предусматривается центральный пост управления (ЦПУ), оборудованный:

- средствами контроля и управления основным оборудованием в составе АСУТП;
- устройствами аварийной и предупредительной сигнализации;
- средствами связи.

На ЦПУ устанавливаются:

1. Два программно-технических комплекса автоматизированного рабочего места дежурного оператора станции (ПТК АРМ НСС) и автоматизированного рабочего места дежурного электромонтера (ПТК АРМ ДЭМ).
2. Резервный щит управления, размещаемый напротив стола дежурного оператора, на котором устанавливаются измерительные приборы, ключи

управления основным оборудованием, обобщенная сигнализация состояния основного оборудования, аварий и неисправностей. Резервный щит управления предназначен для управления режимами ГЭС в случае потери связи с нижними уровнями или отказа верхнего уровня АСУТП.

В процессе реконструкции, ранее установленные на ЦПУ средства управления демонтируются, и на их месте производится установка и монтаж новых средств автоматизации и управления.

Предусматривается также реконструкция существующих устройств противоаварийной автоматики ВЛ 220 кВ.

Устройства противоаварийной автоматики на ВЛ 220 кВ устанавливаются по проектной документации института автоматизации энергетических систем - ЗАО «ИАЭС» г. Новосибирск.

Согласно проектным решениям система противоаварийной автоматики МГУ включает в себя:

1. Устройство автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
2. Устройство защиты от асинхронного хода при неполнофазных режимах (ЗНПФ).

Микропроцессорные устройства ПА соответствуют «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-97.

Устройство автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР)

В объеме проекта предусматривается замена существующих резервных устройств АЛАР на МГУ, выполненных на электромеханических реле, на устройства АЛАР, выполненные с использованием микропроцессорной техники, с сохранением функции резервных комплектов АЛАР.

Устройства АЛАР для ВЛ 220 кВ устанавливаются с обеих сторон линий.

АЛАР предназначен для автоматического выявления и ликвидации асинхронных режимов в электрических сетях в случае отказа основных и резервных комплектов АЛАР, установленных на смежных объектах 220-110 кВ или отказа выключателей 220-110 кВ при действии устройств АЛАР. Устройства АЛАР при фиксации асинхронного режима должны действовать на отключение контролируемых ВЛ. Резервный комплект АЛАР действует с заданной выдержкой времени, требуемой для отстройки от действия основных комплектов.

АЛАР должен селективно выявлять двухмашинный асинхронный режим и фиксировать наличие электрического центра качаний на контролируемом участке ЭЭС, а также фиксировать знак скольжения несинхронно движущихся частей ЭЭС.

Первая ступень устройства должна выявлять асинхронный режим на его первом цикле с учетом знака относительного скольжения.

Действие второй ступени должно осуществляться после заданного чис-

ла циклов асинхронного режима (2-4 цикла) при наличии электрического центра качаний в контролируемой устройством зоне.

В АЛАР должен быть предусмотрен контроль длительности циклов асинхронного режима для второй и третьей ступеней. Если длительность цикла ($T_{ц}$) превышает заданное уставкой значение $T_{доп}$ (до 20 с), происходит возврат устройства в исходное состояние.

В АЛАР должны быть предусмотрены блокировки для исключения неправильных действий при коротких замыканиях в ЭЭС и при неисправности в цепях напряжения.

Защита от асинхронного хода при неполнофазных режимах (ЗНПФ).

В связи с применением выключателей с пофазным приводом в КРУЭ 220 кВ МГУ, предусматриваемые к установке устройства АЛАР должны содержать функцию защиты от асинхронного хода при неполнофазных режимах (ЗНПФ). ЗНПФ применяется только при неработоспособности АЛАР в неполнофазном режиме. При действии АЛАР и отказе фазы линейного выключателя в устройстве ЗНПФ формируется сигнал на отключение линии с противоположного конца (телеотключение) и передается по каналам противоаварийной автоматики или релейной защиты.

Передача команд телеотключения ВЛ 220 кВ от устройств ЗНПФ на МГУ предусматривается с помощью существующих каналов релейной защиты с подключением к существующим сигналам телеотключения.

Передачу сигналов от устройств противоаварийной автоматики на отключение требуемого количества генераторов предусматривается осуществлять через исполнительное устройство отключения генераторов (ИУ ОГ).

Устройства ПА обеспечивают передачу информации, включая осциллограммы, в АСУ ТП по интерфейсу. Вид интерфейсной связи и протоколы должны быть согласованы с поставщиком ПТК АСУТП.

В устройствах ПА предусматриваются функции регистрации событий с возможностью их хранения, а также функции контроля и самодиагностики с возможностью передачи информации о неисправности по каналу связи.

Устройства ПА имеют интерфейс для подключения внешнего ПК (последовательный порт) с целью информационного обмена с технологическим персоналом.

В устройствах ПА предусматривается вход для приема импульса синхронизации (метка времени) от системы единого времени на ГЭС, предназначенной для синхронизации часов всех ПТК ГЭС. Точность привязки к астрономическому времени определяет поставщик системы единого времени.

Таблица 6.1 – Перечень устанавливаемых устройств ПА

№ п.п.	Наименование	Параметры	Ед. изм.	Колич.
1 1	Микропроцессорное локальное устройство ПА, содержащее алгоритмы АЛАР, ЗНПФ для ВЛ 220кВ W1E(Д79) и W2E(Д80)	Микропроцессорное исполнение	Комплекс (шкаф)	2
2	Исполнительное устройство отключения генераторов		Комплекс (шкаф)	1
3	Автоматизированное рабочее место (АРМ) на базе переносного компьютера для работы с программируемыми устройствами ПА		Комплект	1
4	ЗИП		Комплект	1

Проектом реконструкции на МГУ предусматривается замена существующего регистратора аварийных сигналов на новую систему регистрации аварийных сигналов и событий (РАС) с функцией определения места повреждения ВЛ 220 кВ (ОМП).

Для выполнения функций РАС и ОМП предполагается установка системы регистрации аварийных событий, состоящей из:

- МП информационно-измерительных модулей;
- специального вычислительного сервера.

Информационно-измерительные модули предназначены для приема аналоговых и дискретных сигналов и передачи информации в вычислительный центр. Модули предполагается рассредоточить по двум шкафам.

Вычислительный сервер собирает информацию от измерительных модулей, затем осуществляет ее обработку, накопление в энергонезависимой памяти, отображение на мониторе и передачу данных РАС и ОМП в АСУ ТП и Хакасское РДУ. При помощи сервера возможно конфигурирование измерительных модулей. Сервер поддерживает единое системное время в информационно-измерительных модулях.

Система регистрации аварийных событий РАС совместно с системой регистрации, реализованной в АСУ ТП, должна обеспечивать решение следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА, ПА, других систем;
- регистрацию состояния оборудования и событий, в том числе аварийных ситуаций;
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- осциллографирование аварийных процессов;
- определение места повреждения на линии;
- автоматическую передачу данных РАС и ОМП в Хакасское РДУ.

Все эти функции РАС позволят осуществить оперативный и ретроспек-

тивный анализ работы оборудования, персонала и средств автоматизации.

Пуск устройства РАС при аварийном нарушении должен осуществляться пусковыми органами, реализуемыми в РАС:

1) По изменению расчетных значений симметричных составляющих напряжений:

- увеличение (выше уставки) напряжения нулевой последовательности $U_{0>}$;

- увеличение (выше уставки) напряжения обратной последовательности $U_{2>}$;

- понижение (ниже уставки) напряжения прямой последовательности $U_{1<}$;

- увеличение (выше уставки) напряжения прямой последовательности $U_{1>}$;

2) По понижению (ниже уставки) любого из фазных напряжений $U_{A<}$, $U_{B<}$, $U_{C<}$;

3) По увеличению (выше уставки) напряжения нулевой последовательности $3U_{0>}$, взятого от «разомкнутого треугольника» ТН;

4) По изменению расчетных значений симметричных составляющих фазных токов присоединения:

- увеличение (выше уставки) тока нулевой последовательности $I_{0>}$;

- увеличение (выше уставки) тока обратной последовательности $I_{2>}$;

- увеличение (выше уставки) тока прямой последовательности $I_{1>}$;

5) По увеличению (выше уставки) любого из фазных токов $I_{A>}$, $I_{B>}$, $I_{C>}$;

6) По увеличению (выше уставки) тока нулевой последовательности $3I_{0>}$ в нулевом проводе схемы ТТ;

7) По изменению значения (выше, ниже уставки) любого аналогового сигнала;

8) По изменению состояния любого дискретного сигнала. При этом фиксируется:

- замыкание контакта;

- размыкание контакта;

- изменение состояния контакта;

9) Пуск внешним сигналом (контактом).

Система РАС обеспечивает запись и сохранение процессов полного цикла аварийного режима, включая предаварийный и послеаварийный режимы. Времена записи предаварийного и послеаварийного режимов должны составлять порядка 2...3 сек. для предаварийного режима и 5 сек. для послеаварийного. Учитывая, что в большинстве случаев время записи непосредственно аварийного режима не превышает 1...2 сек., РАС должен обеспечивать общее время записи аварийного процесса около 12 сек. При длительных пусковых сигналах предусматривается возможность ограничения записи до 10 сек. с возможностью автоматической блокировки (до возврата) этих пусковых сигналов.

Диапазон записи максимально возможной величины тока принимается

(30...40)хIном. Для напряжения максимально возможная величина принимается равной 3Uном. Максимально возможное значение напряжения полюсов аккумуляторной батареи относительно земли принимается 1,5Uном.

Система РАС подключается к системе синхронизации по сигналам точного времени от внешнего источника.

Результаты работы регистратора аварийных событий передаются и фиксируются в архиве АСУ ТП, отображаются на автоматизированном рабочем месте оперативного персонала и автоматически передаются в диспетчерский пункт регионального диспетчерского управления (Хакасское РДУ).

В шкафу РАС предполагается организовать контроль цепей питания с передачей дискретного сигнала о потере оперативного тока в АСУ ТП.

В системе РАС реализована система самодиагностики с возможностью передачи дискретного сигнала о собственной неисправности в АСУ ТП.

Одной из функций системы регистрации аварийных событий является функция определения места повреждения на линии методом двустороннего замера. На случай неисправности канала передачи данных или одного из модулей ОМП (определитель места повреждения), каждый терминал ОМП должен иметь функцию расчета места повреждения по результатам одностороннего замера.

В качестве резервных ОМП используются функции, реализованные в терминалах основных и резервных защит линий.

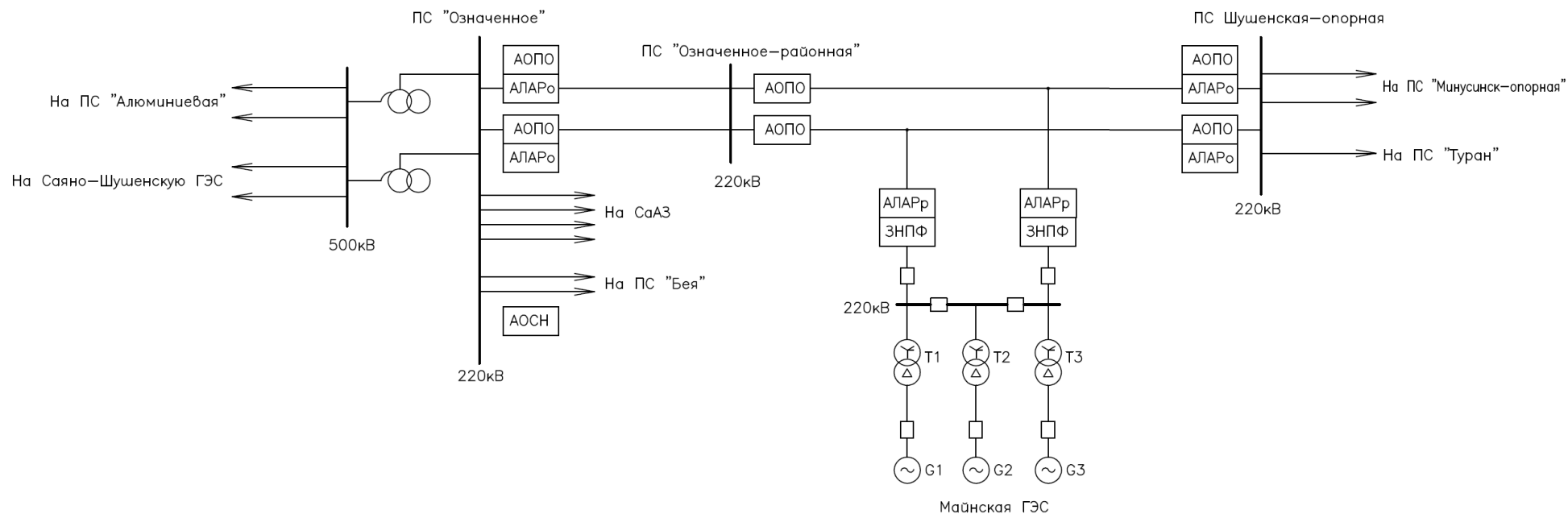
Для учёта взаимоиנדукции параллельных линий при определении места повреждения устройства ОМП дополнительно контролируют ток нулевой последовательности параллельной линии.

Передача информации с сервера РАС в Хакасское РДУ и АСУ ТП предполагается осуществить с использованием протокола МЭК 61850 по интерфейсу Ethernet.

Таблица 6.2 – Перечень устанавливаемых устройств РАС

№ п.п.	Наименование	Параметры	Ед. изм.	Количество
1	РАС с функцией ОМП	Микропроцессорное исполнение	Комплект	2
2	Сервер передачи данных		Комплект	1

Структурная схема размещения устройств ПА представлена на рисунке 6.1.



1 Схемы станции и подстанций показаны упрощенно.

2 Условные обозначения:

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АЛАР_о – основное устройство АЛАР

АЛАР_р – резервное устройство АЛАР

ЗНПФ – автоматика ликвидации асинхронного хода в неполнофазном режиме

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

Рисунок 6.1 – Структурная схема размещения устройств ПА

7 Расчет стоимости реконструкции

Стоимость реконструкции складывается из затрат на оборудование, вспомогательные материалы, транспортировку и монтаж оборудования.

В таблице 7.1 приведена общая стоимость оборудования (терминалов защит).

Таблица 7.1 – Общая стоимость оборудования (терминалов защит)

№ п/п	Марка	Назначение и место установки	Стоимость по прайсу, руб.
1	ШЭ2607 051	ДЗО 1 комплект Т1	156000
2	ШЭ2607 051	ДЗО 2 комплект Т1	156000
3	ШЭ2607 051	ДЗО 1 комплект Т2	156000
4	ШЭ2607 051	ДЗО 2 комплект Т2	156000
5	ШЭ2607 051	ДЗО 1 комплект Т3	156000
6	ШЭ2607 051	ДЗО 2 комплект Т3	156000
7	ШЭ1111- 179GT1	1 комплект РЗА Г1Т1 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
8	ШЭ1111- 179GT1	2 комплект РЗА Г1Т1 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
9	ШЭ1111- 179GT1	1 комплект РЗА Г2Т2 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
10	ШЭ1111- 179GT1	2 комплект РЗА Г2Т2 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
11	ШЭ1111- 179GT1	1 комплект РЗА Г3Т3 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
12	ШЭ1111- 179GT1	2 комплект РЗА Г3Т3 (ДЗ, ТЗНП, ЗАР)	184000
		Итого оборудование	2040000
		Вспомогательные материалы, 5%	102000
		Транспортировка оборудования и материалов, 15%	306000
		Монтаж и пуско-наладочные работы	1020000
		ВСЕГО	3468000

Таким образом, стоимость модернизации системы РЗА в части защиты блоков генератор-трансформатор составит 3468 тыс. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы над ВКР выполнена модернизация системы РЗА Майнской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного».

В ходе выполнения работы была дана характеристика Майнской ГЭС, системы РЗА до реконструкции (схема, оборудование), а также выполнена постановка задачи модернизации системы РЗА на электростанции с указанием конкретных электроустановок, на которых устройства РЗА подлежат реконструкции.

Произведен выбор видов и типов исполнения терминалов релейной защиты и автоматики с учетом современных устройств, имеющихся в настоящее время на рынке электрооборудования.

Для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики произведен расчет токов короткого замыкания.

Осуществлен выбор измерительных трансформаторов (трансформаторов тока и напряжения), посредством которых подключаются к сети устройства релейной защиты и автоматики.

Для выбранных видов релейной защиты и автоматики выполнен расчет уставок устройств РЗА: по току, по напряжению и другим параметрам срабатывания.

Для предотвращения аварийных ситуаций на электростанции в рамках автоматизированной системы управления Майнской ГЭС выбраны устройства противоаварийной автоматики и телемеханики.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды релейной защиты, автоматики и технические решения, касающиеся системы РЗА, могут быть использованы для реконструкции и проектирования систем релейных защит электроустановок подстанций и электростанций.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматика включения резерва;
АЛАР - автоматика ликвидации асинхронного режима;
АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения
АПВ – автоматическое повторное включение;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АРОЛ - автоматика разгрузки при отключении линии;
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ – автотрансформатор;
АУВ – автоматика управления выключателем;
ВЛ – воздушная линия;
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ – высокочастотный канал связи;
ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;
ДЗ – дистанционная защита;
ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
ДО – дистанционный орган;
ЗИП – запасные части, инструменты и принадлежности;
ЗНФР – защита от неполнофазного режима;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИБП – источник бесперебойного питания;
КЗ – короткое замыкание;
КРУЭ – комплектно-распределительное устройство элегазовое;
КТС – комплекс технических средств;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
МГЭС – Майнская ГЭС;
МП – микропроцессорные (устройства);
МСЭ – межсетевой экран;
МТЗ – максимальная токовая защита;
ОМП – определитель места повреждения;
ОНМ – орган направления мощности;
ОНМНП – орган направления мощности нулевой последовательности;
ОПУ – оперативный пункт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАК – программно-аппаратный комплекс;
ПД – проектная документация;
ПМИ – программа и методика испытаний;
ПНР – пусконаладочные работы;
ПО – программное обеспечение;
ПТК – программно-технический комплекс;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РАС – регистратор аварийных сигналов;
РД – рабочая документация;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РПВ – реле положения включено;
РПО – реле положения отключено;
РУ – распределительное устройство;
РЩ – релейный щит;
СПП – система гарантированного питания;
СММПЗ – система мониторинга микропроцессорных защит;
СМР – строительно-монтажные работы;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СПО – специальное программное обеспечение;
СРЗА – служба релейной защиты и автоматики;
ССНТИ – система сбора неоперативной технологической информации;
СШГЭС – филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»;
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
ТЛВС – технологическая ЛВС;
ТН – трансформатор напряжения;
ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности
ТО – телеотключение;
ТТ – трансформатор тока;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
ХРДУ – Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ;
ЭМВ – электромагнит включения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 2006. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах : учеб. пособие / В. А. Андреев. – М. : Высш. шк., 2008. – 252 с.
3. Булычев В.А. Основные защиты линий. Рекомендации по выбору параметров срабатывания. Учебное пособие / Булычев В.А., Бычков Ю.В., Ясина З.В. – Чебоксары: ИПК РЗА, 2019. – 160 с.
4. Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. – М. : МЭИ, 2008. – 335 с.
5. ЕСКД. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения : ГОСТ 2.755–87. – Введ. 01.01.1988. – URL: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.755-87 (дата обращения 10.06.2024).
6. ЕСКД. Правила выполнения схем : ГОСТ 2.710–81. – Введ. 01.07.1981. – URL: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.710-81 (дата обращения 10.06.2024).
7. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. для вузов / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. – М. : Издательский центр «Академия», 2010. – 288 с.
8. Копьев, В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения : учеб. пособие / В. Н. Копьев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2009. – 153 с.
9. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для студ. вузов, обуч. по курсу "Электроснабжение промышлен. предприятий" / Б. И. Кудрин. – М. : Интернет Инжиниринг, 2005. – 671 с.
10. Лопухова, Т. В. Особенности конструкции трансформаторов с элегазовой изоляцией / Т. В. Лопухова, Ю. Н. Зацаринная, Р. Н. Балобанов // Вестник Казанского технологического университета, 2013: сайт. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-konstruktsii-transformatorov-s-elegazovoy-izolyatsiey>(дата обращения 10.06.2024).
11. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2019. – 701 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 1998. – 131 с. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200031256> (дата обращения 10.06.2024).
13. Реле электрические. Термины и определения : ГОСТ 16022-83. – Введ. 01.01.1985. – URL: <http://gostexpert.ru/gost/gost-16022-83> (дата обращения 10.06.2024).
14. Соколова, В. Н. Электрические схемы электростанций и подстанций : лабораторный практикум / В. Н. Соколова, М. Д. Богатырев ; Мини-

стерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Поволжский государственный технологический университет". - Йошкар-Ола : ПГТУ, 2018. – 124 с.

15. Трансформаторы тока. Общие технические условия : ГОСТ 7746-2001. – Введ. 01.01.2003. – URL: <http://standartgost.ru/en/129191> (дата обращения 10.06.2024).

16. Шабад М. А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле : учеб. пособие / М. А. Шабад. – СПб. : ПЭИПК, 2011. – 56 с.

17. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : учеб. для вузов / М. А. Шабад. – 5-е изд., испр. и доп. – СПб. : ПЭИПК, 2012. – 350 с.

18. Шкафы релейной защиты и автоматики: сайт / Каталог. – URL: <https://iicom.kz/production/shkafy-releynoy-zashchity-i-avtomatiki/shkafy-releynoy-zashchity-i-avtomatiki-shelt/> (дата обращения 10.06.2024).

19. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита : производственно-практическое издание / Э. М. Шнеерсон. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

20. ШЭ2607 051. НПП ЭКРА. Технические характеристики : сайт / Каталог. – URL: ekra.nt-rt.ru/images/manuals/ShE2607-051_200.pdf (дата обращения 10.06.2024).

21. Шкафы релейной защиты серии ШЭ1110(М), ШЭ1111, ШЭ1113(М) НПП ЭКРА. Технические характеристики: сайт / Каталог. – URL: <https://ekra.ru/product/rza-og/sh-rza-st-ob/she111x/> (дата обращения 10.06.2024).

22. Шкаф защиты ошиновки типа ШЭ2607 051051, ШЭ2607 051 (версия ПО 051_306) Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.027 РЭ: сайт / Каталог. – URL: https://ekra.ru/upload/iblock/0e7/%D0%A0%D0%AD%20%D0%A8%D0%AD2607%20051%20%D0%9F%D0%9E%20051_306.pdf

23. Шкафы типов ШЭ1110, ШЭ1110М, ШЭ1111, ШЭ1112, ШЭ1113 комплекса унифицированных защит генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор электростанций. Руководство по эксплуатации ЭКРА.650323.001 РЭ : сайт / Каталог. – URL: <https://k-energo.com/documents/rukovodstva/apparatura-rza-stantsionnaya/%D0%A0%D0%AD%20%D1%88%D0%BA%D0%B0%D1%84%D0%BE%D0%B2%20%D0%A8%D0%AD111%D0%A5.pdf>

24. ШЭЛТ-КСЗ : сайт / Каталог. – URL: <https://eltranssib.ru/shelt-ksz> (дата обращения 10.06.2024).

25. Цифровая станция РусГидро : сайт / Каталог. – URL: <https://eltranssib.ru/shelt-ksz> (дата обращения 10.06.2024).

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 25 » 06 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Модернизация системы РЗА Майнской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»

тема

Руководитель Е.В. Платонова доцент, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник М. А. Тухта
подпись, дата

М. А. Тухта
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024