

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы "Электроэнергетика"

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

На тему: Реконструкция Партизанской ГРЭС в Приморском крае в связи с увеличением мощности

Исполнитель

студент группы 842 об-1

подпись, дата

Д.С. Дорофеев

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дорофеева Дениса Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция Партизанской ГРЭС в Приморском крае в связи с увеличением мощности

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема станции, принятый вариант схемы выдачи мощности, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: СиПР, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района станции. 2. Обоснование темы ВКР. 3. Выбор оборудования. 4. Расчет ТКЗ. 5. Выбор электрических аппаратов. 6. Релейная защита. 7. Расчет заземления. 8. Расчет молниезащиты. 9. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема электрических соединений в районе проектирования. 2. Принципиальная схема ОРУ 220 кВ ПП Партизанск. 3. План и разрез ОРУ 220 кВ ПП Партизанск. 4. Заземление ОРУ 220 кВ ПП Партизанск. 5. Молниезащита ОРУ 220 кВ ПП Партизанск. 6. План-схема распределения релейных защит блока генератор-трансформатор

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алексей Александрович Казакул, доцент, канд.тех.наук

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 158 с., 24 рисунка, 52 таблицы, 149 формул, 1 приложение, 41 источник.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА,
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР
ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,
МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ.

Представленная работа выполнена в рамках проекта повышения генераторной мощности Партизанской ГРЭС, с увеличением вырабатываемой мощности, дополнительно, на 280 МВт.

В бакалаврской работе произведен следующий перечень работ:

- 1) обоснована актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы;
- 2) выполнен выбор оборудования и электрических аппаратов для предложенной (в программе развития Приморского края) схемы выдачи мощности Партизанской ГРЭС;
- 3) предложена принципиальная схема рассматриваемого участка реконструкции (ОРУ 220 кВ – ПП Партизанск);
- 4) построен план ОРУ 220 кВ с расстановкой выбранного оборудования;
- 5) рассчитана молниезащита и заземление
- 6) произведен расчет релейной защиты блока генератор-трансформатор
- 7) рассмотрен вопрос охраны труда, как при монтаже, так и при эксплуатации, предусмотренного реконструкцией оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1. Характеристика района электрической станции	11
1.1 Климатические и географические характеристики	11
1.1.1 Географическое положение Приморья	11
1.1.2 Климатические условия	12
1.2 Анализ существующего состояния электрической сети в районе размещения Партизанской ГРЭС	15
1.3 Описание Партизанской ГРЭС и существующего оборудования	16
1.4 Анализ предусмотренных проектом схем выдачи мощности	20
2. Выбор оборудования	22
2.1 Выбор генераторов	22
2.2 Выбор трансформаторов	23
2.2.1 Выбор рабочего трансформатора собственных нужд блока	23
2.2.2 Выбор блочных повышающих трансформаторов	26
3 Расчет токов короткого замыкания	27
3.1 Общие требования по расчету токов КЗ	27
3.2 Составление схемы замещения прямой последовательности и расчет её параметров	28
3.3 Расчёт токов КЗ для точки К1	29
4 Выбор электрических аппаратов	40
4.1 Выбор выключателей	40
4.1.1 Выбор генераторного выключателя	40
4.1.2 Выбор выключателей для ОРУ 220 кВ	43
4.2 Выбор шин и токопроводов	46
4.2.1 Выбор токопроводов генераторного напряжения	46
4.2.2 Выбор токопроводов на собственные нужды 6 кВ	48
4.2.3 Выбор гибких шин 220 кВ	50

4.2.4	Выбор жестких шин 220 кВ	53
4.3	Выбор разъединителей	54
4.3.1	Выбор разъединителей на генераторном напряжении 15,75 кВ	54
4.3.2	Выбор разъединителей на ОРУ 220 кВ	57
4.4	Выбор трансформаторов тока	59
4.4.1	Выбор трансформатора тока в цепи генератора	60
4.4.2	Выбор трансформатора тока на стороне 15,75 кВ трансформатора собственных нужд	65
4.4.3	Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ блочного трансформатора	69
4.4.4	Выбор трансформатора тока для ВЛ 220 кВ	72
4.5	Выбор трансформаторов напряжения	76
4.5.1	Выбор трансформатора напряжения для измерений и учета на генераторном напряжении 15,75 кВ	76
4.5.2	Выбор трансформатора напряжения для измерений и учета на стороне 220 кВ	78
4.6	Выбор изоляторов	80
4.6.1	Выбор опорных изоляторов на сборные шины 220 кВ	80
4.6.2	Выбор проходных изоляторов 220 кВ	82
4.7	Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	84
4.7.1	Выбор ОПН на генераторном напряжении	85
4.7.2	Выбор ОПН на ОРУ 220 кВ	85
4.8	Выбор аккумуляторных батарей	86
5	Релейная защита	88
5.1	Релейная защита блока генератор трансформатор	88
5.2	Принцип исполнения и расчет уставок защит	89
5.2.1	Продольная дифференциальная токовая защита генератора	89
5.2.2	Поперечная дифференциальная защита генератора	91
5.2.3	Защита от замыканий на землю в обмотке статора	92

5.2.4	Защита от замыканий на землю в обмотке ротора	93
5.2.5	Токовая защита обратной последовательности	93
5.2.6	Защита генератора от симметричных перегрузок	95
5.2.7	Защита ротора от перегрузки	95
5.2.8	Дистанционная защита от внешних симметричных КЗ	96
5.2.9	Защита от потери возбуждения	99
5.2.10	Защита от асинхронного режима без потери возбуждения	100
5.2.11	Защита от внешних КЗ на землю	100
5.2.12	Газовая защита трансформатора блока	101
5.2.13	Продольная дифференциальная защита трансформатора	102
5.2.14	Резервная дифференциальная защита блока	112
6	Расчет заземления	121
7	Защита от перенапряжений и расчет молниезащиты	125
7.1	Расчет параметров молниеотводов	127
8.	Безопасность и экологичность	130
8.1	Безопасность проекта	130
8.1.1	Реконструкция ВЛ, виды и правила проведения работ	130
8.1.2	Установка трансформаторов, виды и правила проведения работ	132
8.1.3	Установка генераторов, виды и правила проведения работ	134
8.1.4	Замена ошиновки на ПС 110 кв ХВЗ , виды и правила проведения работ	138
8.2	Экологичность проекта	140
8.2.1	Расчет допустимого уровня шума создаваемого трансформаторами	143
8.3	ЧС на территории проекта	146
8.3.1	Пожарная безопасность на объекте	147

8.3.2 Возможные аварийные ситуации и методы их устранения	148
Заключение	153
Библиографический список	154

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ГЗ – газовая защита;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

СВМ – схема выдачи мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Выполнение представленной работы, проекта повышения генераторной мощности Партизанской ГРЭС обосновано:

- 1) Необходимостью покрытия нагрузок тяговых подстанций, в южной части Приморского края.
- 2) Необходимостью повышения маневренной мощности на юге Приморского края.

Основной проблемой генерирующих мощностей ЭС Приморского края является недостаток маневренной мощности. Несмотря на избыточный баланс ОЭС Востока энергоснабжение отдельных районов Приморского края затруднено в связи с недостатком генерирующих мощностей на юге края и, как следствие, значительной перегруженностью электросетевых объектов распределительного комплекса. Частые аварийные ситуации приводят к отключениям электроэнергии.

Прибавок мощности в электрической системе Приморского края, в виде расширения Партизанкой ГРЭС на 280 МВт, поможет частично решить проблему недостатка маневренности системы.

Также повышение доступной мощности, открывает перспективы на дальнейшую модернизацию инфраструктуры Приморского края.

К примеру, такие работы позволят запитать тяговые подстанции, которые преобразовывают электроэнергию для подачи на путевую инфраструктуру, что в свою очередь обеспечит бесперебойное движение поездов и своевременную доставку грузов.

Цель данной работы: выбор оборудования и электрических аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики для предложенной проектно-изыскательским институтом «АО Ленгидпроект» схемы выдачи мощности Партизанской ГРЭС (далее СВМ) [22].

Рассмотрим задачи, которые необходимо решить в этой работе:

- 1) Выбор и проверка основного силового оборудования для предложенной СВМ;
- 2) Расчет токов короткого замыкания для участка реконструкции;
- 3) Выбор и проверка необходимых электрических аппаратов (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, изоляторы и т.д.);
- 4) Расчет релейной защиты блока генератор-трансформатор;
- 5) Расчет молниезащиты и заземления;
- 6) Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности на объекте реконструкции.

В процессе выполнения представленной работы были использованы программно-вычислительные комплексы, текстовые и графические редакторы, такие как: MS Word, MS Visio, MathCad, КОМПАС-3D.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатические и географические характеристики

1.1.1 Географическое положение Приморья

Приморский край является административной единицей Российской Федерации с 20 сентября 1938 года. Приморский край занимает юго-восточную окраину России [9].

Приморский край расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей. Протяженность государственной границы между Россией и Кореей невелика. Она проходит по реке Тумыньцзян от ее устья до района озера Хасан. А отсюда уже начинается граница между Россией и Китаем. Она пролегает по водоразделу Черных гор - отрогов хребта Чан-бо-шань, затем по реке Ушагоу - притоку реки Суйфуна, и по водоразделу хребта Пограничного до устья реки Тур. Здесь государственный рубеж по прямой линии пересекает озеро Хамка, достигает истоков вытекающей из этого озера реки Сунгачи, следует по ней до впадения в реку Уссури и, придерживаясь русла последней, достигает границы между Приморским и Хабаровским краями. Административная граница между Приморским и Хабаровским краями проходит в основном по водоразделу бассейнов рек Бикина и Хора (правых притоков реки Уссури), а затем - по водоразделу бассейнов рек Хора и Самарги, впадающей в Японское море. Северо-восточная часть этой границы проходит по водоразделам бассейнов Самарги и более мелких рек восточных склонов Сяхотэ-Алиня: Копни, Ботчи и Нельмы [9].

Территория Приморья на три четверти занята горами Сихотэ-Алинской и Восточно-Маньчжурской горных областей. Остальная часть территории имеет равнинный характер. Это Раздольнинско-Приханкайская равнина и некоторые внутригорные впадины [9].

Северо-восточный участок границы проходит по водоразделу бассейнов реки Самарги и более мелких рек, стекающих с восточного склона Сихотэ-Алиня: Ботчи, Нельмы и др., текущих в Хабаровском крае. С востока и юго-востока Приморье омывается водами Японского моря, являющегося окраинным морем Тихого океана [9].

Территория края - 165,9 тыс. км², что составляет около 1% (0,97%) площади Российской Федерации [9].

1.1.2 Климатические условия

Климатические условия края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана. Зимой здесь господствуют холодные континентальные воздушные массы, а летом прохладные океанические. При этом "смягчающее" воздействие, особенно на прибрежные территории оказывает муссонный климат: прохладная весна, дождливое и туманное лето, солнечная сухая осень и малоснежная с ветрами зима. В центральных и северных районах края климат более континентальный. Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом. Вдоль морского побережья с С-В на Ю-З проходит холодное Приморское течение, которое вызывает продолжительные туманы [25].

Весна в Приморье холодная и продолжается 2-3 месяца. Типичным весенним месяцем является апрель. Средняя температура апреля составляет +3-5^о. Снежный покров при значительной радиации сходит быстро, испаряясь и почти не образуя талой воды. Заморозки в предгорьях и горах Сихотэ-Алиня могут быть до середины июня, а на Приханкайской равнине - до первой половины мая [25].

Зима в Приморском крае продолжительная, с низкими температурами воздуха. В центральных и северных районах края продолжается 4-5, на юго-западе 3-3,5 месяца. Погода зимой преимущественно ясная, солнечная. В период выноса морского воздуха ветрами южных направлений возможны оттепели с повышением температуры воздуха до 3-4^о тепла и выпадение осадков, в том числе дождей. В пределах береговой зоны скорости ветра зимой

значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Большие скорости на вершинах хребтов Сихотэ-Алиня (свыше 10 м/сек), по скоростному напору ветра Приморская область имеет 4 район [25].

Карта районирования территории Приморского края по ветровому давлению представлена на рисунке 1.

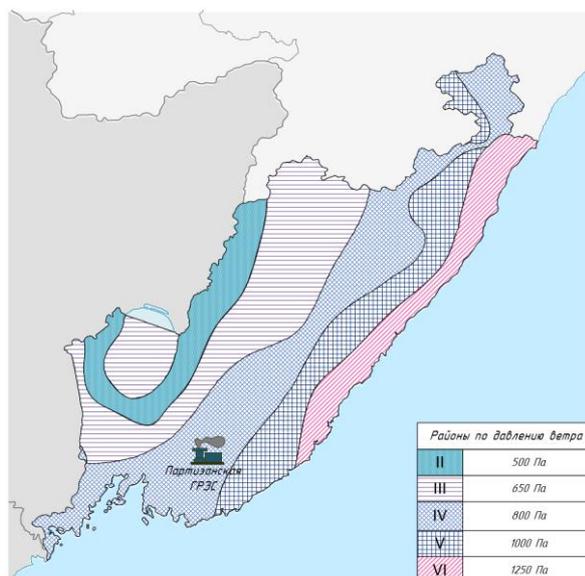


Рисунок 1 – Карта районирования территории Приморского края по ветровому давлению

Среднегодовые значения относительной влажности на всей территории Приморья достаточно велики и составляют 66–70 %,

Толщину стенки гололеда вблизи Партизанской ГРЭС наблюдаем на рисунке 2. Вблизи Партизанской ГРЭС район по гололеду – 4 [25].

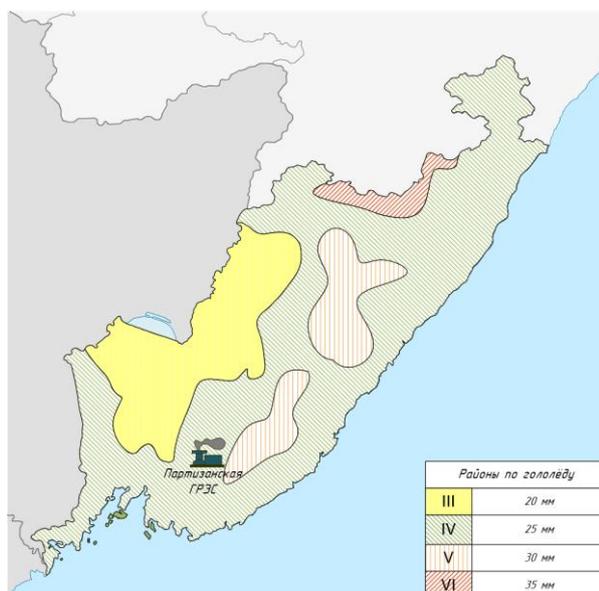


Рисунок 2 – Карта районирования территории Приморского края по толщине стенки гололеда

Толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли на проводе диаметром 10 мм, будет нормативная толщина стенки гололеда равная 25 мм [25].

Число грозových часов по приморскому краю можно наблюдать на рисунке 3.

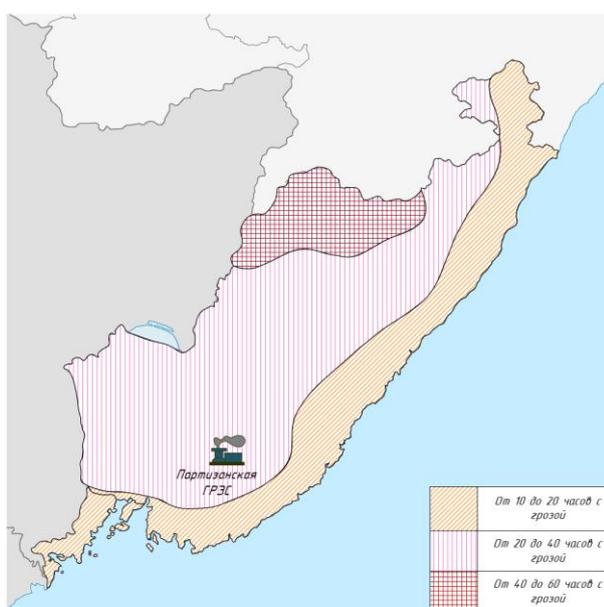


Рисунок 3 – Карта районирования территории Приморского края по среднегодовой продолжительности гроз в часах

1.2 Анализ существующего состояния электрической сети в районе размещения Партизанской ГРЭС

Партизанская ГРЭС расположена в южной части энергосистемы Приморского края. На станции установлено два энергоблока суммарной установленной мощностью 199,7 МВт.

Турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт (в составе: паровая турбина Т-97-90, генератор ТВФ-120-2УЗ), введён в 1980 году.

Турбоагрегат №2 мощностью 101,064 МВт (в составе: паровая турбина К-100-90, генератор ТВФ-110-2М), введён в 2010 году.

Блоки Партизанской ГРЭС коммутируются на шины 110 кВ через блочные трансформаторы Т-1. Т-2 (ТДЦ-125000/110).

Выдача мощности Партизанской ГРЭС (199,7 МВт) осуществляется:

в электрическую сеть 220 кВ через ПП 220 кВ Партизанск (АТ 220/110 кВ 120 МВА и АТ 220/110 кВ 125 МВА) по двум ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Партизанск - Лозовая;
- ВЛ 220 кВ Партизанск - Чугуевка-2.

в электрическую сеть 110 кВ и 35 кВ по пяти ВЛ 110 кВ и трем ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - Южная;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - Находка/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - Екатериновка;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ХФЗ № 1;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ХФЗ № 2;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС - Шторм;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС - Партизан № 1;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС - Партизан № 2.

Существующая схема выдачи мощности Партизанской ГРЭС представлена на рисунке 4

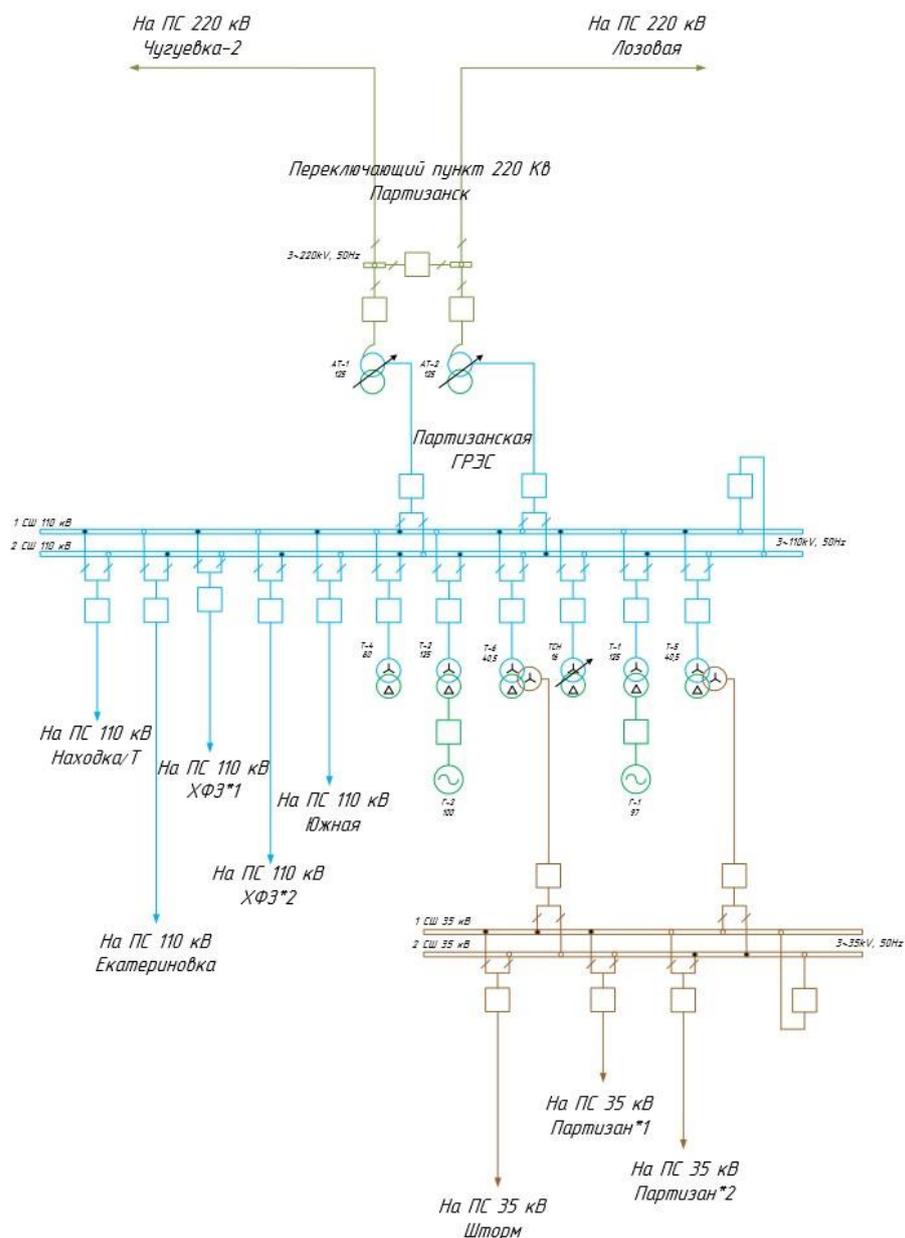


Рисунок 4 – Существующая схема Партизанской ГРЭС

1.3 Описание Партизанской ГРЭС и существующего оборудования

Партизанская ГРЭС наряду с Артемовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ-2 входит в состав филиала «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Структурная схема Партизанской ГРЭС представлена на рисунке 5.

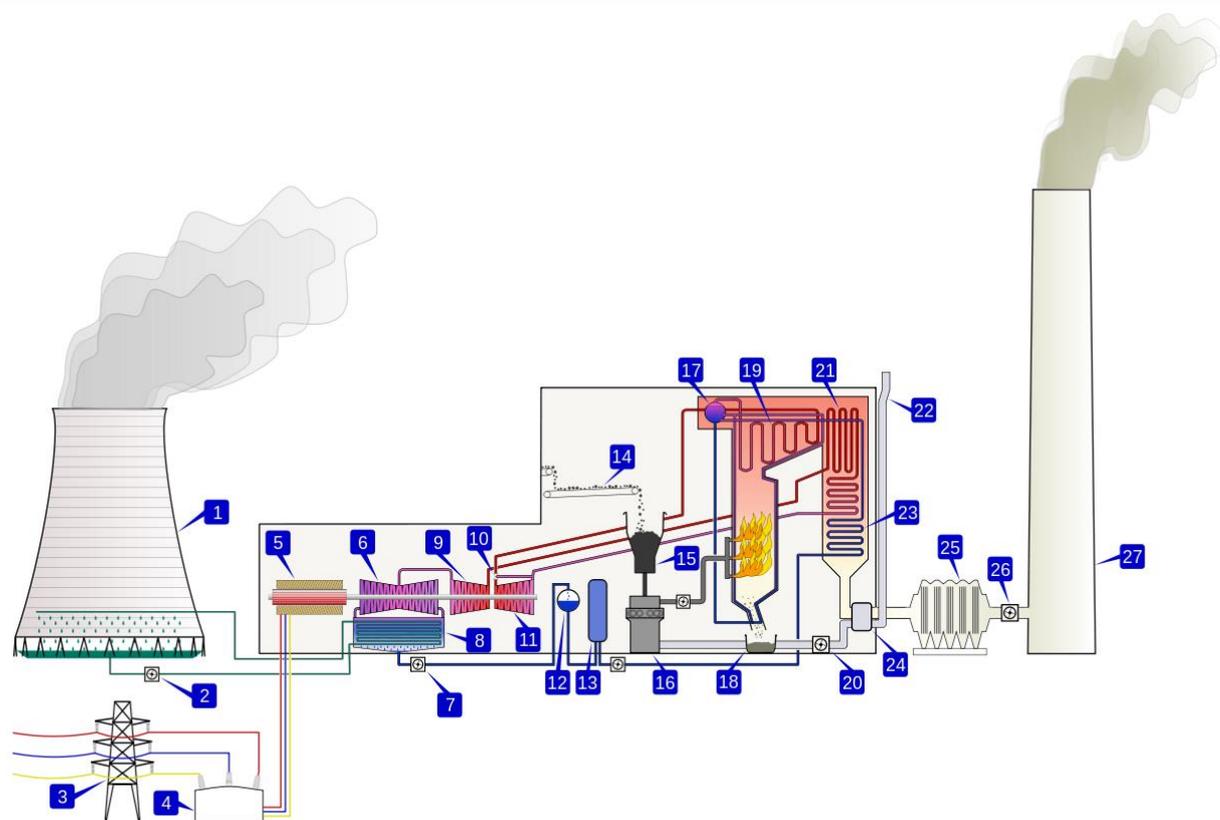


Рисунок 5 – Структурная схема Партизанской ГРЭС

1 – градирня; 2 – циркуляционный насос; 3 – линия электропередачи; 4 – повышающий трансформатор; 5 – турбогенератор; 6 – цилиндр низкого давления паровой турбины; 7 – конденсатный насос; 8 – поверхностный конденсатор; 9 – цилиндр среднего давления паровой турбины; 10 – стопорный клапан; 11 – цилиндр высокого давления паровой турбины; 12 – деаэратор; 13 – регенеративный подогреватель; 14 – транспортёр топливоподачи; 15 – бункер угля; 16 – мельница угля; 17 – барабан котла; 18 – система шлакоудаления; 19 – пароперегреватель; 20 – дутьевой вентилятор; 21 – промежуточный пароперегреватель; 22 – воздухозаборник; 23 – экономайзер; 24 – регенеративный воздухоподогреватель; 25 – фильтр; 26 – дымосос; 27 – дымовая труба.

Оборудование станции [19]:

– котельная установка. Располагается в котельном отделении главного корпуса, состоит паровых котлов (парогенераторов) и паропроводов. Пар от котлов передаётся турбинами по паропроводам;

– паротурбинная установка, располагается в машинном зале, в нее входят:

- паровые турбины с электрическим генератором на одном валу;
- конденсатор, в котором пар, прошедший турбину, конденсируется с образованием воды (конденсата);
- конденсатные и питательные насосы, обеспечивающие возврат конденсата (питательной воды) к паровым котлам;
- рекуперативные подогреватели низкого и высокого давления (ПНД и ПВД) – теплообменники, в которых питательная вода подогревается отборами пара от турбины;
- деаэратор (служит также ПНД), в котором вода очищается от газообразных примесей;
- трубопроводы и вспомогательные системы.

– топливное хозяйство. В состав его входят:

- размораживающее устройство (так называемый «тепльак» или «сарай»), служащее для оттаивания угля в открытых полувагонах;
- разгрузочное устройство (вагоноопрокидыватель);
- угольный склад, обслуживаемый краном-грейфером или специальной перегрузочной машиной;
- дробильная установка для предварительного измельчения угля;
- конвейеры для перемещения угля;
- система блокировки и другие вспомогательные системы;
- система пылеприготовления, включающая шаровые, валковые или молотковые углеразмольные мельницы.

– система золошлакоудаления. Зола и шлак – негорючие остатки угля, образующиеся непосредственно в топке котла. Шлак удаляется через отверстие в шлаковой шахте (лётку), а зола уносится с дымовыми газами и улавливается на выходе у котла;

– система технического водоснабжения. Обеспечивает подачу большого количества холодной воды для охлаждения конденсаторов турбин.

– силовые трансформаторы. Стоят сразу за генераторами и предназначены для повышения напряжения, в целях уменьшения потери энергии;

– переключающий пункт. Энергообъект, на котором, в отличие от подстанции, не предусмотрено силовое трансформаторное оборудование, он обеспечивает прием и распределение электроэнергии;

– выключатели. Являются важнейшими коммутационными аппаратами, способными соединять и разрывать электрическую цепь высокого напряжения, при номинальном токе и при токах короткого замыкания с образованием и гашением электрической дуги;

– разъединители наружной установки, предназначенные для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей;

– измерительные трансформаторы, предназначенные для преобразования напряжения и тока до значения, удобного для измерения и для питания электрических измерительных приборов и устройств РЗА в сетях переменного тока частотой 50 Гц;

По состоянию на 01.01.2021 г. из основного оборудования на Партизанской ГРЭС установлены[22]:

- пять котлов типа 5×ТП-170-1,
- три турбины 1×Т-80/97-90, 1×К-82/100-90, 1×К-50-3 (турбоагрегат К-50-3 выведен из эксплуатации, но пока не демонтирован),
- два генератора 1×ТВФ-120-2УЗ, 1×ТВФ-110-2М

Установленная электрическая мощность Партизанской ГРЭС составляет 199,744 МВт, тепловая – 160 Гкал/час.

Основным топливом электростанции является каменный уголь. Мазут применяется только для растопки котлов, допускается подсветка факела мазутом при ухудшении качества угля [19].

1.4 Анализ предусмотренной проектом схемы выдачи мощности

В рассматриваемой работе от проектно-изыскательского института «АО Ленгидпроект» для выдачи мощности Партизанской ГРЭС в объёме 479,7 МВт (с учетом расширения на два энергоблока мощностью по 140 МВт) выбран следующий вариант[22]:

Вариант СВМ-1 - подключение блоков через трансформаторы ТДЦ 200000/220 к РУ 220 кВ ПП 220 кВ Партизанск;

Выбранный вариант, обладает наименьшими суммарными капиталовложениями на реализацию мероприятий по схеме выдачи мощности Партизанской ГРЭС - 1322,04 млн.руб. (в текущих ценах без НДС) и обеспечивает подключение блоков к одному классу напряжения в целях унификации оборудования.

Для выбранного варианта предусмотрены следующие мероприятия:

Для реализации Варианта СВМ-1 необходимы следующие мероприятия:

- Расширение РУ 220 кВ ПП «Партизанск» с изменением схему РУ на схему - одна секционированная система шин;
- Установка двух повышающих трансформаторов марки ТДЦ для подключения блоков 140 МВт к РУ 220 кВ ПП «Партизанск»;
- Установка двух генераторов мощностью 160 МВт (максимально длительная мощность 140 МВт);
- Выбор электрических аппаратов и устройств релейной защиты для стороны 220 кВ, в цепи и для внешних выводов генератора 15,75 кВ, стороны собственных нужд 15,75 кВ.

Ниже на рисунке 6 представлена однолинейная схема Партизанской ГРЭС для Варианта СВМ-1.

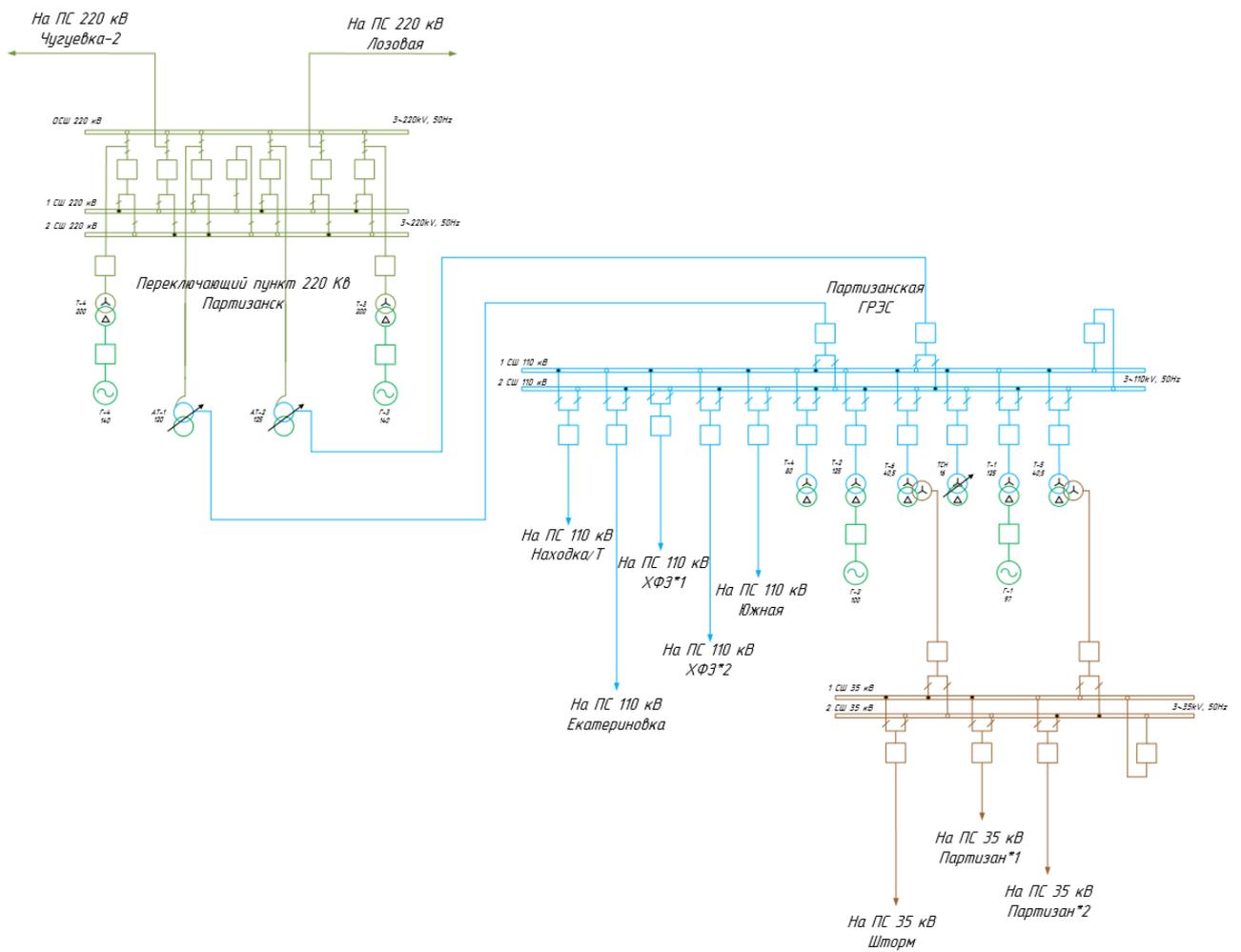


Рисунок 6 – Однолинейная схема Партизанской ГРЭС. Вариант СВМ-1

2 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор генераторов

Генератор – основной элемент электрической станции вырабатывающий и отдающий энергию в энергосистему.

Проектом предполагается установка двух турбогенераторов мощностью 160 МВт (максимально длительная мощность 140 МВт).

Выбираем два турбогенератора серии ТЗФ-160-2-УЗ-П [16].

Серия ТЗФ – турбогенераторы с воздушным охлаждением по трехконтурной схеме.

Надежность и перегрузочная способность достигаются за счет разделения потоков воздуха, охлаждающего статор и ротор, исключения их взаимного отрицательного влияния. Это позволяет снизить нагрев активных и конструктивных частей генератора при одновременном снижении расхода воздуха.

Буква «П» в маркировке генератора говорит о присоединении его к паровой турбине.

Технические параметры генератора ТЗФ-160-2-УЗ-П представлены в таблице 1 [16].

Таблица 1 – Технические характеристики генератора ТЗФ-160-2-УЗ-П

Параметр	Величина
1	2
Полная номинальная мощность $S_{Г.ном}$	188,2 МВ · А
Номинальное напряжение $U_{ном}$	15,75 кВ
Частота сети	50 Гц
Номинальная частота вращения n	3000 об / мин
Сверхпереходное сопротивление ротора x_d''	0,1805 Ом
Максимально длительная мощность и коэффициент мощности при этой нагрузке	140 МВт
	0,85

Статическая система возбуждения (СТС) типа СТС-2Е-250-2200-2,5-УХЛ4. Данная система со 100% резервированием преобразовательно-регулирующих каналов с возможностью перевода работающего генератора на резервное электромашинное возбуждение без потери возбуждения.

2.2 Выбор трансформаторов

2.2.1 Выбор рабочего трансформатора собственных нужд блока

При выборе мощности рабочего трансформатора с.н. блока необходимо подсчитать действительную нагрузку секций, питаемых этим трансформатором, с учетом блочной и общестанционной нагрузки, подключенной к секциям с.н. 6 кВ блока [1].

При этом должны быть учтены все резервные и не работающие нормально двигатели и трансформаторы 6/0,4 кВ, присоединенные к секциям с.н. блока. Большинство механизмов с.н. являются резервными в пределах собственного блока (например, конденсатные насосы, резервные питательные электронасосы). Есть механизмы, которые являются резервными для всех блоков (например, резервный возбудитель). Часть механизмов работает периодически: насос кислотной промывки

Нагрузки на трансформаторы собственных нужд блока в 160 МВт, при учете работы КЭС на пылеугольном топливе представлены в таблице 3 [1].

Таблица 2 – Нагрузка на ТСН блока 160 МВт, при работе КЭС на угле

Наименование механизма	Каталожная мощность, кВт	Присоединено, шт	Длительно работают, шт
1	2	3	4
Блочные элементы			
Конденсатный насос	150	3	2
Пусковой масляный насос	450	1	Период.
Питательный насос	2900	1	1
Шаровая мельница	100	2	2
Мельничный вентилятор	450	2	2
Дутьевой вентилятор	390	2	2
Дымосос	920	2	2
Циркуляционный насос	900	1	1
Рабочие ТСН главного корпуса	630	2	2

Продолжение таблицы 2

Наименование механизма	Каталожная мощность, кВт	Присоединено, шт	Длительно работают, шт
1	2	3	4
Рабочие ТСН машзала и котельного отделения	630	1	1
Резервный ТСН главного корпуса	630	1	1
Трансформатор электрофильтров	400	1	1
Общестанционные элементы			
<i>а) главный корпус</i>			
Насос багерный I и II подъема	320	2	1
Насос кислотной промки	500	1	Период
Резервный возбудитель	825	1	Период
Насос смывной воды низконапорный	260	1	1
Насос смывной воды высоконапорный	350	1	1
Сетевой насос бойлеров	200	1	1
Насос подачи воды на уплотнения багерных насосов	200	1	1
Насос для промывки золошлакопроводов	900	1	Период
Насос противопожарнотехнического водоснабжения	400	1	1
<i>б) вспомогательные сооружения</i>			
Нагнетатель общестанционного компрессора	400	1	1
Рабочий трансформатор химводоочистки	400	1	1
Рабочий трансформатор общестанционной компрессорной	320	1	1
Рабочий трансформатор вспомогательных сооружений на ОРУ	320	1	1
Рабочий трансформатор ЦРМ	320	1	1
Насос пожаротушения воздушно-механической пеной	290	1	1
<i>в) топливоподача</i>			
Молотковая дробилка	750	1	1
Дутьевой вентилятор размораживающего устройства	240	1	1
Мостовой кран-перегрузатель	750	1	1
Рабочий трансформатор разгрузочного устройства	400	1	1
Рабочий трансформатор угольного склада	400	1	1
Резервный трансформатор топливоподачи	400	1	1

Мощность трансформатора агрегатных нужд можно найти по формуле:

$$S_{mp} \geq K_C \cdot \left(\sum_1^{n_d} P_{d.ном} + \sum_1^{n_m} S_{T.6/0,4} \right); \quad (1)$$

$$S_{mp} \geq 0,9 \cdot \left(\begin{array}{l} 150 \cdot 3 + 450 + 2900 + 100 \cdot 2 + 450 \cdot 2 + 390 \cdot 2 + 920 \cdot 2 \\ + 900 + 630 \cdot 2 + 630 + 630 + 400 + 320 \cdot 2 + 500 + 825 \\ + 260 + 350 + 200 + 200 + 900 + 400 + 400 + 400 + 320 \\ + 320 + 290 + 750 + 240 + 750 + 400 + 400 + 400 \end{array} \right) = 20605 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

где $P_{д.ном}$ - номинальные мощности электродвигателей), кВт;

$S_{Т.6/0,4}$ - номинальная мощность трансформатора 6/0,4 кВ, кВА;

$n_д$, n_m - число всех присоединенных двигателей и трансформаторов 6/0,4 кВ к секциям с.н. 6 кВ блока (включая резервные и нормально не работающие);

$K_c = 0,9$ - усредненный коэффициент пересчета, позволяющий перейти от мощности в кВт к мощности трансформатора с.н. в кВА.

Выбираем трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДНС-25000/15,75/6,3-6,3У1.

ТРДНС-25000/15,75/6,3-6,3У1 – Это двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой на стороне НН, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. На трансформаторе установлен регулятор напряжения под нагрузкой (РПН).

А также выбираем резервный трансформатор с.н. ТРДНС-25000/220/6,3-6,3У1.

Резервный трансформатор служит для замены рабочего трансформатора с.н. в случае возможных аварий.

Технические параметры выбранных трансформаторов ТРДНС представлены в таблице 3

Таблица 3 – технические параметры трансформаторов ТРДНС [18]

Тип	$S_{Т.ном}$, МВА	Пределы регулирования	$U_{ном}$ обмоток		u_k , %	ΔP_K , кВт	P_x , кВт	I_x %
			ВН	НН				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДНС-25000/15	25	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	15,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	12,7	115	24,5	0,6
ТРДНС-25000/220	25	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	242	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7

2.2.2 Выбор блочных повышающих трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_{T.расч} \geq S_{T.ном} - S_{T.сн}; \quad (2)$$

$$S_{T.расч} \geq 188,2 - 25 = 163,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности можно выбрать силовой трансформатор марки ТДЦ-200000/220/15,75У1.

ТДЦ-200000/220/15,75У1 – это трехфазный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Размещается в районах с умеренным климатом на открытом воздухе.

Технические параметры трансформатора ТДЦ-200000/220/15,75У1 представлены в таблице 4 [32].

Таблица 4 – технические параметры трансформатора ТДЦ-200000/220/15,75У1

Тип	$S_{T.ном}$, МВА	Пределы регулирования	$U_{ном}$ обмоток		u_k , %	ΔP_K , кВт	P_x , кВт	I_x %
			ВН	НН				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общие требования по расчету токов КЗ

Расчет токов КЗ необходим для выбора проводников и аппаратов электроустановок.

Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В качестве расчетных точек КЗ принимаем точки в которых при КЗ проводники и электрические аппараты подвергаются наибольшему электродинамическому и термическому действию.

Расчет токов КЗ выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами ЭДС источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ.

Расчет выполним в относительных единицах. В качестве базисных величин принимаем мощность и напряжение. За базисную мощность принимаем мощность, равную мощностям имеющихся генераторов ($S_0 = 480 \text{ MVA}$). За базисное напряжение принимаем среднее напряжение ступени, где произошло короткое замыкание

При расчете токов КЗ необходимо вычислить следующие необходимые нам величины:

$I_{по}$ – периодическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени;

i_{ao} – аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени;

$I_{пт}$ – ток короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

$i_{ат}$ – апериодическую составляющую тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

$I_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания;

Расчет токов КЗ будем проводить для СВМ-1, линейная схема которой представлена на рисунке 1

3.2 Составление схемы замещения прямой последовательности и расчет её параметров

Для варианта выдачи мощности СВМ-1, схема замещения представлена на рисунке 7.

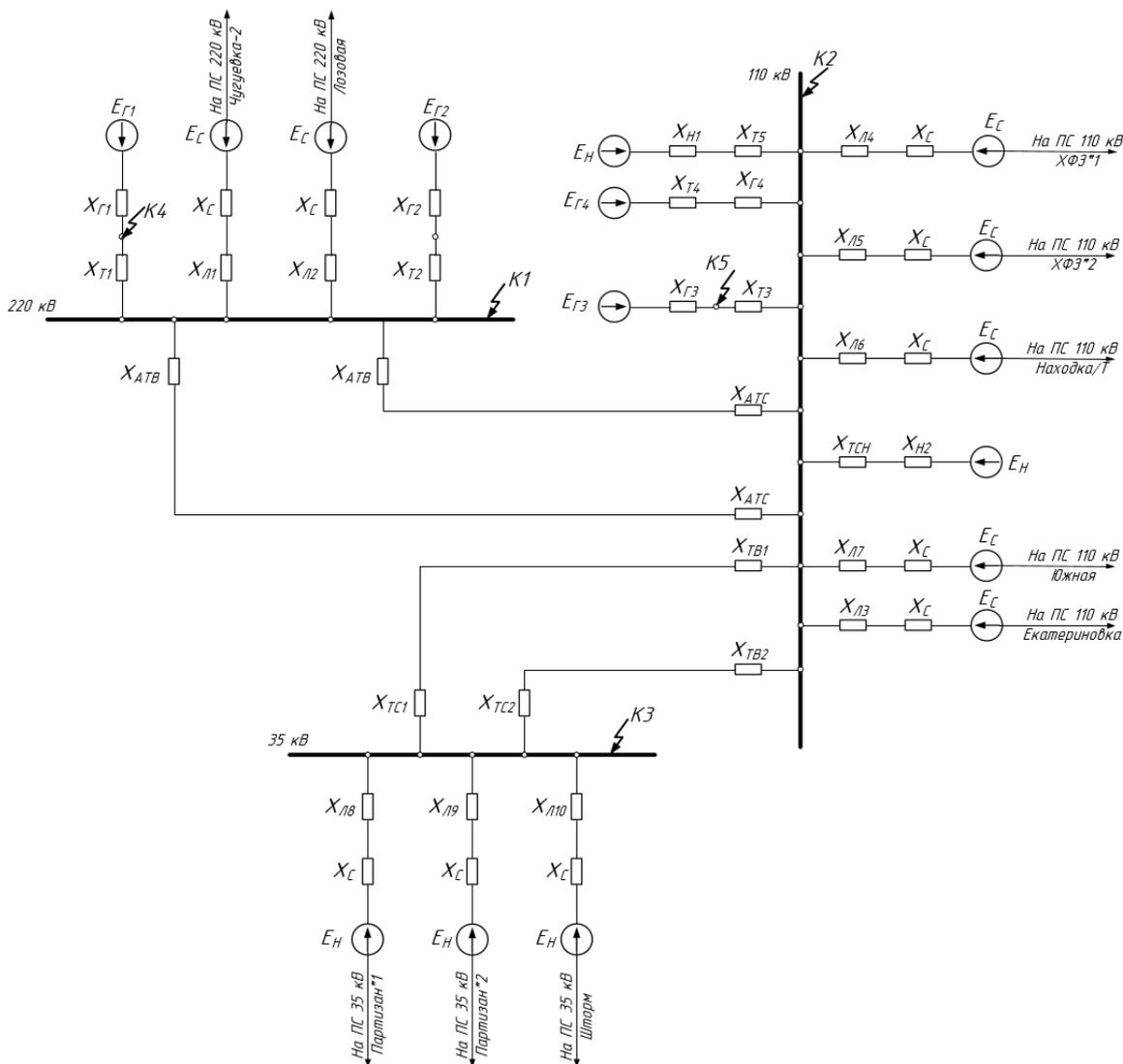


Рисунок 7 – Схема замещения прямой последовательности

3.3 Расчёт токов КЗ для точки К1

Расчет токов КЗ состоит из четырех этапов:

- составление схемы замещения;
- расчет параметров элементов схемы замещения;
- преобразование схемы замещения до места КЗ;
- непосредственно расчет токов кз.

Расчет сопротивлений линий.

Сопротивления ЛЭП рассчитывают по формуле:

$$X_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{cp}^2}; \quad (3)$$

где x_0 – погонное сопротивление, Ом/км;

l – протяженность линии в км;

U_{cp} – среднее напряжение на котором эксплуатируется линия.

$$X_{Л1} = 0,429 \cdot 22,322 \cdot \frac{480}{230^2} = 0,087 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2} = 0,429 \cdot 165,98 \cdot \frac{480}{230^2} = 0,646 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3} = 0,427 \cdot 2,088 \cdot \frac{480}{115^2} = 0,032 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л4} = 0,42 \cdot 8,11 \cdot \frac{480}{115^2} = 0,124 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л5} = X_{Л4} = 0,124 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л6} = (0,427 \cdot 9,27 + 0,341 \cdot 29) \cdot \frac{480}{115^2} = 0,503 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л7} = 0,413 \cdot 20,48 \cdot \frac{480}{115^2} = 0,307 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л8} = (0,414 \cdot 1,17 + 0,421 \cdot 3,53) \cdot \frac{480}{37^2} = 0,691 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л9} = 0,385 \cdot 8,7 \cdot \frac{480}{37} = 1,174 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л10} = X_{Л9} = 1,174 \text{ о.е.}$$

Сопротивления и ЭДС генераторов.

ЭДС турбогенератора можно рассчитать по формуле:

$$E_{Г} = \sqrt{\left(x_d'' \cdot \cos \varphi_H\right)^2 + \left(x_d'' \cdot \sin \varphi_H + 1\right)^2}; \quad (4)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$\cos \varphi_H$ – коэффициент активной мощности;

$\sin \varphi_H$ – коэффициент реактивной мощности.

$$E_{Г1} = \sqrt{(0,192 \cdot 0,8)^2 + (0,192 \cdot 0,6 + 1)^2} = 1,126 \text{ о.е.}$$

$$E_{Г2} = \sqrt{(0,1805 \cdot 0,85)^2 + (0,1805 \cdot 0,53 + 1)^2} = 1,106 \text{ о.е.}$$

Сопротивления генератора можно найти по формуле:

$$X_{Г} = x_d'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{Г.ном}}; \quad (5)$$

$$X_{Г1} = 0,192 \cdot \frac{480}{235,3} = 0,392 \text{ о.е.}$$

$$X_{Г2} = X_{Г1} = 0,392 \text{ о.е.}$$

$$X_{Г3} = 0,1805 \cdot \frac{480}{125} = 0,693 \text{ о.е.}$$

$$X_{Г4} = X_{Г3} = 0,693 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление и ЭДС системы.

Для системы рекомендуется принимать $E_C = 1 \text{ о.е.}$.

Сопrotивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_C}; \tag{6}$$

где S_C – мощность энергосистемы.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края на 01.01.2021 составила 2759 МВт $S_C = 2759 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ [22].

$$X_C = \frac{480}{2759} = 0,174 \text{ о.е.}$$

Сопrotивления трансформаторов и автотрансформаторов.

Сопrotивление автотрансформатора находим по следующим формулам:

– для высокой стороны:

$$X_{ATB} = \frac{u_{к.В}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.ном}}; \tag{7}$$

– для средней стороны:

$$X_{ATC} = \frac{u_{k.C}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{AT.ном}}; \quad (8)$$

где u_k напряжение КЗ в %

$S_{AT.ном}$ – мощность автотрансформатора

напряжения КЗ можно найти по формулам:

– для стороны ВН:

$$u_{k.B} = 0,5 \cdot (u_{k.BC} + u_{k.BH} - u_{k.CH}); \quad (9)$$

– для стороны СН:

$$u_{k.C} = 0,5 \cdot (u_{k.BC} + u_{k.CH} - u_{k.BH}); \quad (10)$$

$$u_{k.B} = 0,5 \cdot (11 + 45 - 28) = 14 \% .$$

$$u_{k.C} = 0,5 \cdot (11 + 28 - 45) = -3 = 0 \% .$$

$$X_{ATB} = \frac{14}{100} \cdot \frac{480}{125} = 0,538 \text{ о.е.}$$

$$X_{ATC} = \frac{0}{100} \cdot \frac{480}{125} = 0 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трехобмоточного трансформатора находят аналогично автотрансформатору.

$$u_{k.B} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \% .$$

$$u_{k,C} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 = 0 \% .$$

$$X_{TB} = \frac{14}{100} \cdot \frac{480}{40} = 1,29 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = \frac{0}{100} \cdot \frac{480}{40} = 0 \text{ о.е.}$$

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов можно найти по формуле 6.

$$X_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{480}{200} = 0,264 \text{ о.е.}$$

$$X_{T2} = X_{T1} = 0,264 \text{ о.е.}$$

$$X_{T3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{480}{125} = 0,403 \text{ о.е.}$$

$$X_{T4} = X_{T3} = 0,403 \text{ о.е.}$$

$$X_{T5} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{480}{16} = 3,15 \text{ о.е.}$$

$$X_{T6} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{480}{80} = 0,63 \text{ о.е.}$$

Приступаем к преобразованию схемы замещения.

Первый этап преобразований.

Первый этап преобразований схемы замещения представлен на рисунке 8.

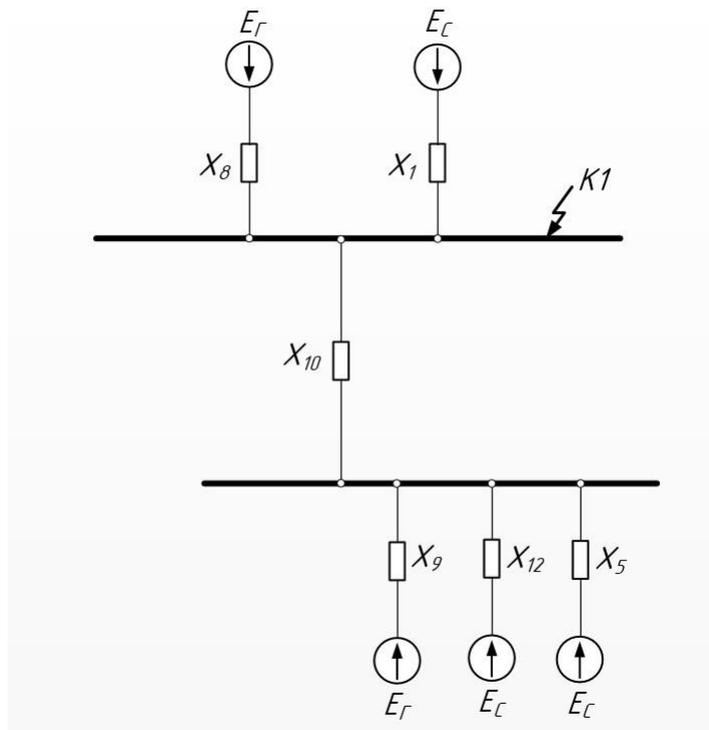


Рисунок 8 – Первый этап преобразований

$$X_1 = \frac{(X_C + X_{Л1}) \cdot (X_C + X_{Л2})}{X_C + X_{Л1} + X_C + X_{Л2}}; \quad (11)$$

$$X_1 = \frac{(0,174 + 0,087) \cdot (0,174 + 0,646)}{0,174 + 0,087 + 0,174 + 0,646} = 0,198 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{(X_C + X_{Л5}) \cdot (X_C + X_{Л6})}{X_C + X_{Л5} + X_C + X_{Л6}}; \quad (12)$$

$$X_2 = \frac{(0,174 + 0,123) \cdot (0,174 + 0,502)}{0,174 + 0,123 + 0,174 + 0,502} = 0,207 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{(X_C + X_{Л7}) \cdot (X_C + X_{Л4})}{X_C + X_{Л7} + X_C + X_{Л4}}; \quad (13)$$

$$X_3 = \frac{(0,174 + 0,307) \cdot (0,174 + 0,124)}{0,174 + 0,307 + 0,174 + 0,124} = 0,184 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}; \quad (14)$$

$$X_4 = \frac{0,207 \cdot 0,184}{0,207 + 0,184} = 0,092 \text{ o.e.}$$

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot (X_C + X_{J3})}{X_4 + X_C + X_{J3}}; \quad (15)$$

$$X_5 = \frac{0,092 \cdot (0,174 + 0,032)}{0,092 + 0,174 + 0,032} = 0,064 \text{ o.e.}$$

$$X_6 = \frac{(X_C + X_{J8}) \cdot (X_C + X_{J9})}{X_C + X_{J8} + X_C + X_{J9}}; \quad (16)$$

$$X_6 = \frac{(0,174 + 0,691) \cdot (0,174 + 1,174)}{0,174 + 0,691 + 0,174 + 1,174} = 0,527 \text{ o.e.}$$

$$X_7 = \frac{X_6 \cdot (X_C + X_{J10})}{X_6 + X_C + X_{J10}}; \quad (17)$$

$$X_7 = \frac{0,527 \cdot (0,174 + 1,174)}{0,527 + 0,174 + 1,174} = 0,379 \text{ o.e.}$$

$$X_8 = \frac{(X_{T1} + X_{T1}) \cdot (X_{T2} + X_{T2})}{X_{T1} + X_{T1} + X_{T2} + X_{T2}}; \quad (18)$$

$$X_8 = \frac{(0,392 + 0,264) \cdot (0,392 + 0,264)}{0,392 + 0,264 + 0,392 + 0,264} = 0,328 \text{ o.e.}$$

$$X_9 = \frac{(X_{T3} + X_{T3}) \cdot (X_{T4} + X_{T4})}{X_{T3} + X_{T3} + X_{T4} + X_{T4}}; \quad (19)$$

$$X_9 = \frac{(0,693 + 0,403) \cdot (0,693 + 0,403)}{0,693 + 0,403 + 0,693 + 0,403} = 0,548 \text{ o.e.}$$

$$X_{10} = \frac{X_{ATB}}{2}; \tag{20}$$

$$X_{10} = \frac{0,538}{2} = 0,269 \text{ o.e.}$$

$$X_{11} = \frac{X_{TB}}{2}; \tag{21}$$

$$X_{11} = \frac{1,29}{2} = 0,645 \text{ o.e.}$$

$$X_{12} = X_7 + X_{11}; \tag{22}$$

$$X_{12} = 0,379 + 0,645 = 1,024 \text{ o.e.}$$

$$X_{13} = \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5}; \tag{23}$$

$$X_{13} = \frac{1,024 \cdot 0,064}{1,024 + 0,064} = 0,06 \text{ o.e.}$$

Второй этап преобразований.

Второй этап преобразований схемы замещения представлен на рисунке 9.

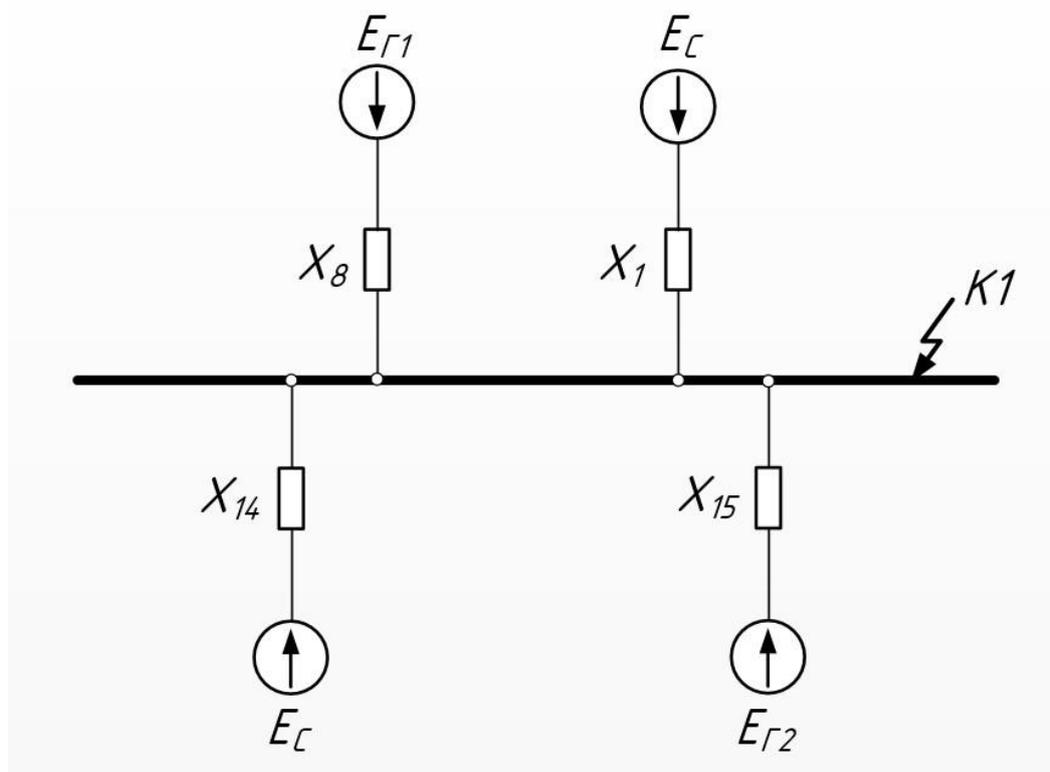


Рисунок 9 – Второй этап преобразований

$$X_{14} = X_{13} + X_{10} + \frac{X_{13} \cdot X_{10}}{X_9}; \quad (24)$$

$$X_{14} = 0,06 + 0,269 + \frac{0,06 \cdot 0,269}{0,548} = 0,358 \text{ о.е.}$$

$$X_{15} = X_9 + X_{10} + \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_{13}}; \quad (25)$$

$$X_{15} = 0,548 + 0,269 + \frac{0,548 \cdot 0,269}{0,06} = 3,278 \text{ о.е.}$$

Расчет токов КЗ.

Базисный ток для точки кз К1 можно определить по формуле:

$$I_{\bar{o}.K1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (26)$$

$$I_{\bar{\sigma}.K1} = \frac{480}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,205 \text{ кА}.$$

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{n0i} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (27)$$

$$I_{n0C1} = \frac{1}{0,198} \cdot 1,205 = 6,088 \text{ кА}.$$

$$I_{n0C2} = \frac{1}{0,358} \cdot 1,205 = 3,365 \text{ кА}.$$

$$I_{n0Г1} = \frac{1,126}{0,328} \cdot 1,205 = 4,137 \text{ кА}.$$

$$I_{n0Г2} = \frac{1,106}{3,278} \cdot 1,205 = 0,407 \text{ кА}.$$

Определим суммарный периодический ток кз по формуле:

$$I_{n0} = I_{n0C1} + I_{n0C2} + I_{n0Г1} + I_{n0Г2}; \quad (28)$$

$$I_{n0} = 6,088 + 3,365 + 4,137 + 0,407 = 13,998 \text{ кА}.$$

Определим суммарный ударный ток кз по формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{n0}; \quad (29)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент. Для точки К1 принимаем равным $k_{y\partial} = 1,965$.

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 13,998 = 38,898 \text{ кА}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока кз по формуле:

$$i_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}; \tag{30}$$

$$i_{ao} = \sqrt{2} \cdot 13,998 = 19,796 \text{ кА}.$$

Для оставшихся точек кз расчет ведем аналогично, результаты сносим в таблицу 5.

Расчет токов кз для оставшихся точек представлен в приложении А.

Таблица 5 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид тока	Точка КЗ				
	К1 (220 кВ)	К2 (110 кВ)	К3 (35 кВ)	К4 (15,75 кВ)	К5 (15,75 кВ)
1	2	3	4	5	6
I_{n0} , кА	13,998	19,851	30,719	62,294	39,638
$I_{y\partial}$, кА	38,898	55,164	85,366	154,17	110,153
i_{ao} , кА	19,796	28,073	43,443	88,097	56,057

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 Выбор выключателей

4.1.1 Выбор генераторного выключателя

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$15,75 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (31)$$

- по длительно допустимому току

$$I_{р. \max} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (32)$$

$$I_{р. \max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7331 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$7331 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (33)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать выключатель ВГГ-20-90-10000УЗ.

Генераторный элегазовый выключатель серии ВГГ-20 предназначен для отключения токов короткого замыкания генераторов и токов короткого замыкания, возникающих на шинах собственных нужд электростанций.

Выключатель представляет собой три полюса, состоящие из металлических корпусов и полых эпоксидных изоляторов, в которых установлены дугогасительные устройства. Полюса закреплены на общей раме и снабжены приводом.

Общий вид выключателя представлен на рисунке 10



Рисунок 10 – Выключатель элегазовый типа ВГГ-20-90-10000УЗ

Технические параметры выключателя типа ВГГ-20-90-10000УЗ представлены в таблице 6 [8].

Таблица 6 – Технические параметры выключателя ВГГ-20-90/10000УЗ

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	20
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	10000
Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$, кА	90
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	230
Собственное время выключения выключателя $t_{0,6}$, с	0,035

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам:

- по отключающей способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{н0}; \quad (34)$$

$$90 \geq 62,294 \text{ кА}.$$

- по включающей способности:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{уд}}; \quad (35)$$

$$230 \geq 154,17 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (36)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{о.в.}} + t_{\text{р.з.}}; \quad (37)$$

$$B_k = 62,294^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,4) = 9,449 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}; \quad (38)$$

$$9449 \leq 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчёту;

$I_{\text{мер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{\text{мер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$t_{\text{отк}}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{\text{отк}} = \tau$).

Результаты проверки выключателя сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты проверки выключателя ВГГ-20-90/10000У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 10000 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 7331 \text{ А}$	$I_{р.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 90 \text{ кА}$	$I_{n0} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл.ном} = 230 \text{ кА}$	$I_{yд} = 154,17 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{вкл.ном}$
$I_{вкл.ном} = 150 \text{ кА}$	$I_{n0} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{пр.скв} = 410 \text{ кА}$	$I_{yд} = 154,17 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 90 \text{ кА}$	$I_{n0} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{пр.скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 9449 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.1.2 Выбор выключателей для ОРУ 220 кВ

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (39)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{р.маx} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 524,864 \text{ А}. \quad (40)$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$524,864 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (41)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать выключатель ВГТ-220-40/4000У1.

ВГТ-220-40/4000У1 – Элегазовый выключатель предназначенный для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в

сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ с заземленной нейтралью.

Ниже на рисунке 11 представлен общий вид выключателя.



Рисунок 11 – Выключатель элегазовый типа ВГТ-220-40/4000У1

Технические параметры выключателя представлены ниже в таблице 8 [14].

Таблица 8 – Технические параметры ВГТ-220-40/3150У1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	220
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	3150
Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$, кА	40
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	102
Собственное время выключения выключателя $t_{o.в}$, с	0,035

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам:

- по отключающей способности (34):

$$40 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

- по включающей способности (35):

$$102 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (36):

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 13,998^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,4) = 477,124 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}; \tag{42}$$

$$477,124 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты проверки выключателя сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты проверки выключателя ВГТ-220-40/3150У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{р. max}} = 524,864 \text{ А}$	$I_{\text{р. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл. ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл. ном}}$
$i_{\text{вкл. ном}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{yд}} = 55,164 \text{ кА}$	$I_{\text{yд}} \leq I_{\text{д}}$
$I_{\text{вкл. ном}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{вкл. ном}}$
$i_{\text{пр. скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{yд}} = 55,164 \text{ кА}$	$I_{\text{yд}} \leq i_{\text{пр. скв}}$
$I_{\text{пр. скв}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{пр. скв}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 477,124 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

4.2 Выбор шин и токопроводов

Токопроводы используются при увеличении передаваемой мощности в комплексах электроснабжения промышленных предприятий требуется повышать сечение сетей. Данная мера предполагает постепенный переход на использование токопроводов взамен кабельных линий. Подобные конструкции обладают большей перегрузочной способностью и надежностью.

Токопроводы необходимы для питания подстанций, групп потребителей химического, металлургического и прочих электроемких производств. Конструктивно изделия отличаются по расположению фаз, типу изоляции, профилю, материалу шин.

4.2.1 Выбор токопроводов генераторного напряжения

Токопроводы генераторного напряжения предназначены для электрических соединений с силовыми повышающими трансформаторами, трансформаторами собственных нужд, преобразовательными трансформаторами и трансформаторами тиристорного возбуждения генераторов на электрических станциях, в цепях 3-фазного переменного тока частотой 50 Гц и 60 Гц турбогенераторов мощностью до 1500 МВт [35].

Выбор токопроводов проводится по номинальному напряжению и максимально допустимому рабочему току.

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$15,75 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (43)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{p.\max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7331 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$7331 \leq I_{ном} \text{ A}; \quad (44)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать токопровод марки ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1.

ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1 – это токопровод генераторного напряжения, пофазно-экранированный, с непрерывными кожухами-экранами, с естественным охлаждением.

Внешний вид прямолинейной секции токопровода представлен на рисунке 12

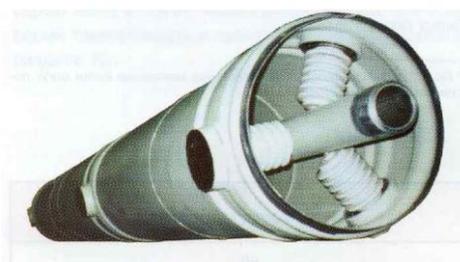


Рисунок 12 – Внешний вид токопровода марки ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Технические параметры токопровода приведены в таблице 10 [35].

Таблица 10 – Технические параметры токопровода ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	20
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	8000
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	120
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	300

Проверяют токопроводы по токам динамической и термической стойкости.

- по динамической стойкости:

$$I_{\sigma} \geq I_{уд}; \quad (45)$$

$$300 \geq 154,17 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер.ном}} \geq I_{\text{н0}}; \quad (46)$$

$$120 \geq 62,294 \text{ кА}.$$

Результаты проверки токопровода сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты проверки токопровода ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} = 7331 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{д}} = 300 \text{ кА}$	$I_{\text{yd}} = 154,17 \text{ кА}$	$I_{\text{yd}} \leq I_{\text{д}}$
$I_{\text{тер.ном}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{тер.ном}}$

4.2.2 Выбор токопроводов на собственные нужды 6 кВ

Выбор токопроводов проводится по номинальному напряжению и максимально допустимому рабочему току.

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$6 \leq U_{\text{уст}} \text{ кВ}; \quad (47)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$2406 \leq I_{ном} \text{ A}; \quad (48)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать токопровод марки ТЭНЕ-20-3150-128 УХЛ1.

Технические параметры токопровода приведены в таблице 12 [35].

Таблица 12 – Технические параметры токопровода ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	6
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	3150
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	50
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	128

Проверяют токопроводы по токам динамической и термической стойкости.

- по динамической стойкости (45):

$$128 \geq 59,336 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$50 \geq 21,352 \text{ кА}.$$

Результаты проверки токопровода сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты проверки токопровода ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 2406 \text{ А}$	$I_{р.маx} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 128 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 59,336 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 21,352 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$

4.2.3 Выбор гибких шин 220 кВ

Выбор гибких шин проводится по номинальному напряжению и максимально допустимому рабочему току.

- по напряжению

Номинальное напряжение провода должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{пров} \text{ кВ}; \quad (49)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{р.маx} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 524,864 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$524,864 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (50)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать сталеалюминевый провод марки АС240/32.

Погонные параметры провода АС240/32 представлены в таблице 14 [31].

Таблица 14 – Погонные параметры провода АС240/32

Параметр	Величина	
1	2	
Номинальное сечение, мм ²	240/32	
Длительно допустимый ток, А	Вне помещений	605
	Внутри помещений	505
Мощность, вне помещений, МВт	217	
Активное сопротивление на 1 км линии, Ом	0,121	
Индуктивное сопротивление на 1 км линии, Ом	0,435	
Емкостная проводимость на 1 км линии, 1/Ом	2,6·10 ⁻⁶	
Зарядная мощность на 1 км линии, Мвар	0,139	

Проверяют гибкие шины по токам динамической и термической стойкости.

- по условию коронирования:

условие проверки:

а) Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (51)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,8}} \right) = 30,383 \text{ кВ / см.}$$

где m – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода.

б) Определяем напряженность электрического поля около поверхности провода по формуле:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_{cp}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (52)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 242}{1,8 \cdot \lg \frac{38,7}{1,8}} = 15,513 \text{ кВ} / \text{см} .$$

Где $D_{cp} = 1,26 \cdot D$; (53)

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 387 \text{ мм} .$$

Где D – расстояние между соседними фазами, мм.

Расстояние между соседними фазами в установках 220 кВ принимается 20-30 см [7].

После расчёта напряженностей проверяем выбранный провод по условию коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (54)$$

$$16,598 \leq 27,345 \text{ кВ} / \text{см} .$$

Провод АС240/32 по условию короны проходит.

- на термическую стойкость [7]:

На термическую стойкость провод не проверяется, т.к. находится на открытом воздухе в нормальных условиях охлаждения.

- на схлестывание фаз [7]:

На схлестывание фаз провод не проверяется т.к. [7]:

$$I_{n0} \leq 20 \text{ кА};$$

(55)

$$13,998 \leq 20 \text{ кА}.$$

Провод АС240/32 удовлетворяет всем условиям проверки.

4.2.4 Выбор жестких шин 220 кВ

Жесткая ошиновка выбирается и проверяется аналогично гибкой.

Выбираем жесткую ошиновку марки ОЖК-220/3150УХЛ1. Технические параметры представлены в таблице 1

Ошиновка представляет собой систему жестких шин трубчатого сечения, изготовленных из алюминиевого сплава 1915Т. Наряду с шинами, основными элементами модуля жесткой ошиновки являются шинодержатели и контактные связи. Технические параметры ошиновки ОЖК-220/3150УХЛ1 представлены в таблице 15

Таблица 15 – Технические параметры ошиновки ОЖК-220/3150УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	220
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	3150
Длина пролета, мм	7000
Ток электродинамической стойкости I_0 , кА	125
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	50
Сечение трубы, мм	160x10
Материал	Аллюминий

Результаты проверки жесткой ошиновки марки ОЖК-220/3150УХЛ1 представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты проверки токопровода ТЭНЕ-20-8000-300 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 2406 \text{ А}$	$I_{р.маx} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 128 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 59,336 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 21,352 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$

4.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей проводится аналогично выключателям, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой.

4.3.1 Выбор разъединителей на генераторном напряжении 15,75 кВ

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$15,75 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (56)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{р.маx} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7331 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$7331 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (57)$$

Исходя из поставленных выше условий, можно выбрать разъединитель РРТЗ-20/8000УХЛЗ [33].

РРТЗ-20/8000УХЛЗ – разъединитель рубящего типа транспонированный с заземлителями.

Ниже на рисунке 13 представлен общий вид разъединителя РРТЗ-20/8000УХЛЗ

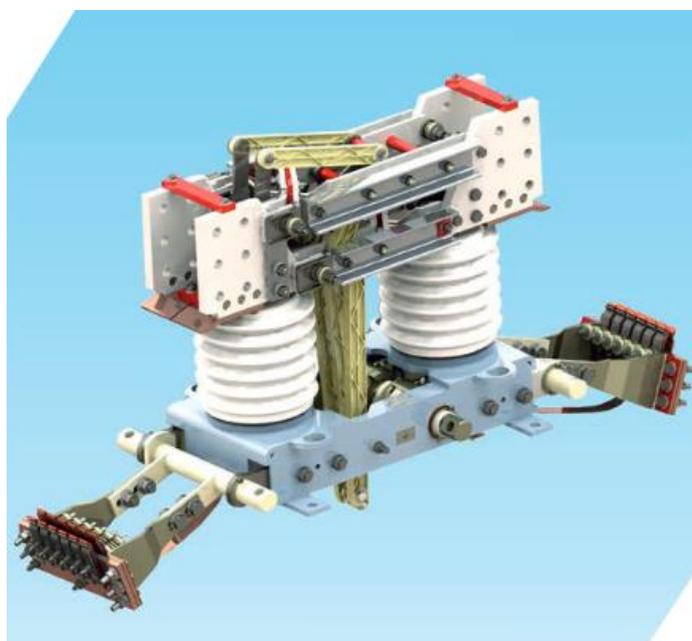


Рисунок 13 – Общий вид разъединителя РРТЗ-20/8000УХЛЗ

Технические параметры разъединителя РРТЗ-20/8000УХЛЗ представлены в таблице 17 [33].

Таблица 17 – Технические параметры разъединителя РРТЗ-20/8000УХЛЗ

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	20
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	8000
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	100
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	250

Управление главными ножами разъединителя и заземлителями осуществляется приводами ПД-11К-11УХЛ1 [14]. Общий вид представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Общий вид привода ПД-11КУХЛ1

ПД-11К-11УХЛ1 – Привод двигательный 11-ой модификации, имеет цифровой контролер.

Проверяют разъединители по токам динамической и термической стойкости.

- по динамической стойкости (45):

$$250 \geq 154,17 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$100 \geq 62,294 \text{ кА}.$$

Результаты проверки разъединителя сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты проверки разъединителя РРТЗ-20/8000УХЛЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 8000 \text{ А}$	$I_{р. max} = 7331 \text{ А}$	$I_{р. max} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 250 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 154,17 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 100 \text{ кА}$	$I_{n0} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$

4.3.2 Выбор разъединителей на ОРУ 220 кВ

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (58)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{p.\max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 524,864 \text{ А.}$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$524,864 \leq I_{ном} \text{ кА}; \quad (59)$$

Исходя из поставленных выше условий, можно выбрать разъединитель РГ-220/1000УХЛ1 [34].

РГ-220/1000УХЛ1 – разъединитель горизонтально-поворотного типа.

Ниже на рисунке 15 представлен общий вид разъединителя РГ-220/1000УХЛ1

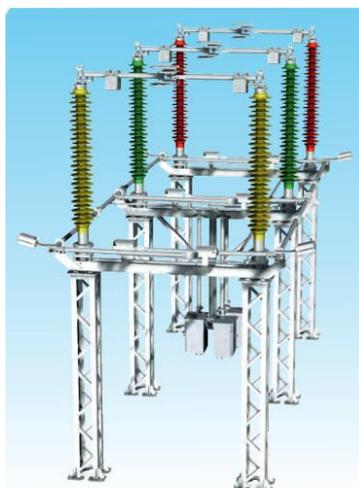


Рисунок 15 – Общий вид разъединителя РГ-220/1000УХЛ1

Технические параметры разъединителя представлены в таблице 19 [34].

Таблица 19 – Технические параметры разъединителя РГ-220/1000УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	220
Номинальный рабочий ток $I_{ном}$, А	1000
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости I_{σ} , кА	80

Управление разъединителями осуществляется приводами типа ПД-14–11КУХЛ1. Общий вид привода показан на рисунке 16.

ПД-14К-11УХЛ1 – Привод двигательный 11-ой модификации, имеет цифровой контролер.



Итого: медных проводников до - 6 шт.
волоконно-оптический кабель - 1 шт.

Рисунок 16 – Общий вид привода типа ПД-14К-11УХЛ1

Проверяют разъединители по токам динамической и термической стойкости.

- по динамической стойкости (45):

$$80 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$31,5 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

Результаты проверки разъединителя сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Результаты проверки токопровода РГ-220/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 524,864 \text{ А}$	$I_{р.маx} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 38,898 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения[6].

Трансформаторы тока выбираются[6]:

- по напряжению установки;
- по классу точности;
- по току:

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформаторы тока проверяются[6]:

- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке ($Z_2 \approx R_2$):

Вторичная нагрузка R_2 рассчитывается по формуле:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} ; \quad (60)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивления приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – переходное сопротивление контактов. Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при количестве приборов три и менее и 0,1 Ом при количестве приборов более трех.

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединительных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{пров}} = r_{\text{пров}}$

4.4.1 Выбор трансформатора тока в цепи генератора

Произведем выбор трансформатора тока, предназначенного для подключения измерительных приборов к цепи генератора. Подключаемые приборы представлены в таблице 21 [15].

Таблица 21 – Измерительные приборы и приборы учета в цепи генератора

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Варметр	Н 395	—	0,5	0,5
Регистрирующий амперметр	Н 344	—	10	—
Регистрирующий ваттметр	Н 348	10	—	10
Варметр в БЩУ	Д 335	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И680	2,5	—	2,5
Итого		14	11,5	14

Выбор трансформатора:

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$15,75 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (61)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{р. \max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7331 \text{ А.}$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$7331 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (62)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать трансформатор тока, встраиваемый в токопровод марки ТШЛ-20-8000/5УХЛ2.

ТШЛ-20-8000/5УХЛ2 – это трансформатор тока шинный с литой изоляцией [38].

Внешний вид трансформатора тока представлен на рисунке 17



Рисунок 17 – Трансформатор тока шинный марки ТШЛ-20-8000/5УХЛ2

Технические параметры трансформатора тока представлены в таблице 22 [38].

Таблица 22 – Технические параметры трансформатора тока марки ТШЛ-20-8000/5УХЛ2

Параметр		Значение
1		2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ		20
Номинальный ток первичной обмотки $I_{ном.1}$, А		8000
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{ном.2}$, А		5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2.ном}$, В·А		30
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2.ном}$, Ом		1,3
Ток термической стойкости первичной обмотки $I_{тер}$, кА		120
Ток электродинамической стойкости первичной обмотки I_{θ} , кА		300
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений и учета	0,2
	Для РЗиА	5Р

Проверка трансформатора тока:

- по динамической стойкости (45):

$$300 \geq 154,17 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$120 \geq 62,294 \text{ кА}.$$

- по вторичной нагрузке ($Z_2 \approx R_2$):

Вторичная нагрузка R_2 рассчитывается по формуле (70):

$$r_{приб} = \frac{14}{5^2} = 0,56 \text{ Ом}.$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{ном.2}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ.

Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выполнить условие:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \leq Z_{2,ном} ; \quad (63)$$

$$\text{откуда } r_{пров} = Z_{2,ном} - r_{приб} - r_{конт} ; \quad (64)$$

$$r_{пров} = 1,3 - 0,56 - 0,1 = 0,64 \text{ Ом} .$$

Зная сопротивление проводов, можно определить их сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}} ; \quad (65)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 2 \cdot 40}{0,64} = 2,188 \text{ мм}^2 .$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше применяются медные провода ($\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$);

$l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока. Для включения ТТ: в одну фазу $l_{расч} = 2l$, в неполную звезду $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, в полную звезду $l_{расч} = l$.

Длина соединительных проводов берется из таблицы 23 [6].

Таблица 23 – Длина соединительных проводов

Наименование присоединения	Длина соединительных проводов, м
1	2
Все цепи ГРУ 6 - 10 кВ, кроме линий к потребителям	40, 60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20, 40
Линии 6 , 10 кВ к потребителям	4, 6
Все цепи распределительных устройств	
35 кВ	60, 75
110 кВ	75, 100
220 кВ	100, 150
330 кВ и выше	150, 175

Для соединительных проводов выбираем кабель марки КРВГ с сечением токопроводящих жил, мм² 2,5 с числом жил 7 шт [6].

КРВГ – (К) контрольный кабель с (Р) резиновой изоляцией, (В) оболочка из поливинилхлоридного пластика, (Г) отсутствуют защитные покровы.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

Сопротивление выбранного провода по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (66)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 2 \cdot 40}{2,5} = 0,56 \text{ Ом} .$$

Вторичная нагрузка трансформатора с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}; \quad (67)$$

$$Z_2 = 0,56 + 0,56 + 0,1 = 1,22 \text{ Ом} .$$

$$Z_2 \leq Z_{2,\text{ном}}; \quad (68)$$

$$1,22 \leq 1,3 \text{ Ом} .$$

Результаты проверки трансформатора тока сносим в таблицу 24

Таблица 24 – Результаты проверки трансформатора тока марки ТШЛ-20-8000/5УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 8000 \text{ А}$	$I_{р. max} = 7331 \text{ А}$	$I_{р. max} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 300 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 154,17 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 120 \text{ кА}$	$I_{n0} = 62,294 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$
$Z_{2.ном} = 1,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,22 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.ном}$

4.4.2 Выбор трансформатора тока на стороне 15,75 кВ трансформатора собственных нужд

На стороне 15,75 кВ трансформатора собственных нужд предусматривается измерение электроэнергии приборами, представленными в таблице 25 [15].

Таблица 25 – Измерительные приборы на стороне 15,75 кВ ТСН

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Выбор трансформатора:

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$15,75 \leq U_{уст} \text{ кВ} ; \tag{69}$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{p.\max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 17,5} = 824,786 \text{ A.}$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$824,786 \approx I_{\text{ном.1}}; \quad (70)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать трансформатор тока встроенный в трансформатор марки ТВТ-20-800/504.

ТВТ-20-800/504 – это трансформатор тока встроенный для силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Внешний вид трансформатора тока представлен на рисунке 18



Рисунок 18 – Трансформатор тока встроенный в трансформатор марки ТВТ-20-800/504

Технические параметры трансформатора тока представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Технические параметры трансформатора тока марки ТВТ-20-800/504 [36]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	20
Номинальный ток первичной обмотки $I_{\text{ном.1}}$, А	800

Параметр		Значение
1		2
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{ном.2}$, А		5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2.ном}$, В·А		40
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2.ном}$, Ом		1,3
Ток термической стойкости первичной обмотки $I_{тер}$, кА		31,5
Ток электродинамической стойкости первичной обмотки I_{δ} , кА		80
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений	1
	Для РЗиА	10P

Проверка трансформатора тока:

- по динамической стойкости (45):

$$80 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$31,5 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

- по вторичной нагрузке ($Z_2 \approx R_2$):

Сопротивление приборов по формуле (63):

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Сопротивление провода по формуле (64):

$$r_{пров} = 1,3 - 0,02 - 0,1 = 1,18 \text{ Ом}.$$

Сечение провода по формуле (65):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,18} = 2,225 \text{ мм}^2.$$

Для соединительных проводов выбираем кабель марки КРВГ с сечением токопроводящих жил, мм² 2,5 с числом жил 7 шт [6].

КРВГ – (К) контрольный кабель с (Р) резиновой изоляцией, (В) оболочка из поливинилхлоридного пластика, (Г) отсутствуют защитные покровы.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

Сопротивление выбранного провода по формуле (66):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора с учетом выбранного сечения (67):

$$Z_2 = 1,05 + 0,02 + 0,1 = 1,17 \text{ Ом}.$$

$$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}; \tag{71}$$

$$1,17 \leq 1,3 \text{ Ом}.$$

Результаты проверки трансформатора тока сносим в таблицу 27

Таблица 27 – Результаты проверки трансформатора тока марки ТВТ-220-600/504

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} = 524,864 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\delta} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 38,898 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\delta}$
$I_{\text{тер.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{тер.ном}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,17 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

4.4.3 Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ блочного трансформатора

На стороне 220 кВ блочного трансформатора предусматривается измерение электроэнергии приборами, представленными в таблице 28.

Таблица 28 – Измерительные приборы на стороне 220 кВ трансформатора

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э 395	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Выбор трансформатора:

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (72)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{p, \max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 477,149 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$477,149 \approx I_{ном}. \quad (73)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать трансформатор тока встроенный в трансформатор марки ТВТ-220-500/504.

ТВТ-220-500/504 – это трансформатор тока встроенный для силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Технические параметры трансформатора тока представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Технические параметры трансформатора тока марки ТВТ-220-500/504 [36]

Параметр		Значение
1		2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ		220
Номинальный ток первичной обмотки $I_{ном.1}$, А		500
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{ном.2}$, А		5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2,ном}$, В·А		40
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2,ном}$, Ом		1,3
Ток термической стойкости первичной обмотки $I_{тер}$, кА		31,5
Ток электродинамической стойкости первичной обмотки I_{θ} , кА		80
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений	1
	Для РЗиА	10Р

Проверка трансформатора тока:

- по динамической стойкости (45):

$$80 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$31,5 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

- по вторичной нагрузке ($Z_2 \approx R_2$):

Сопротивление приборов по формуле (73):

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Сопротивление провода по формуле (74):

$$r_{\text{пров}} = 1,3 - 0,02 - 0,1 = 1,18 \text{ Ом} .$$

Сечение провода по формуле (75):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,18} = 2,225 \text{ мм}^2 .$$

Для соединительных проводов выбираем кабель марки КРВГ с сечением токопроводящих жил, $2,5 \text{ мм}^2$ с числом жил 7 шт [6].

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

Сопротивление выбранного провода по формуле (76):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом} .$$

Вторичная нагрузка трансформатора с учетом выбранного сечения (77):

$$Z_2 = 1,05 + 0,02 + 0,1 = 1,17 \text{ Ом} .$$

$$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}} ; \tag{74}$$

$$1,17 \leq 1,3 \text{ Ом} .$$

Результаты проверки трансформатора тока сносим в таблицу 30

Таблица 30 – Результаты проверки трансформатора тока марки ТВТ-220-600/504

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$I_{ном} = 600 \text{ A}$	$I_{p.max} = 524,864 \text{ A}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{\theta} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\theta} = 38,898 \text{ кА}$	$I_{y\theta} \leq I_{\theta}$
$I_{тер.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$
$Z_{2,ном} = 1,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,17 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2,ном}$

4.4.4 Выбор трансформатора тока для ВЛ 220 кВ

Выбираем трансформатор тока на стороне 220 кВ, предназначенный для подключения измерительных приборов к линии системы. Подключаемые приборы представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Измерительные приборы на стороне ВЛ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д 335	0,5	0,5	—
Варметр	Д335	—	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И680	2,5	2,5	—
Счетчик реактивной энергии	СА3-И680	2,5		2,5
ФИП	ФИП	—	3	3
Итого		6	7	6,5

Выбор трансформатора:

- по напряжению

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (75)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{p.\max} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 477,149 \text{ A}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$477,149 \leq I_{\text{ном}}; \quad (76)$$

Исходя из поставленных выше условий можно выбрать трансформатор тока встроенный в трансформатор марки ТОГ-220-500/5У1.

ТОГ-220-500/5У1 – это трансформатор тока опорный, газонаполненный элегазом.

Внешний вид трансформатора тока представлен на рисунке 19



Рисунок 19 – Трансформатор тока марки ТОГ-220-600/5У1

Технические параметры трансформатора тока представлены в таблице 32 [37].

Таблица 32 – Технические параметры трансформатора тока марки ТОГ-220-600/5У1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	220
Номинальный ток первичной обмотки $I_{\text{ном.1}}$, А	500
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{\text{ном.2}}$, А	5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2.\text{ном}}$, В·А	30
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2.\text{ном}}$, Ом	1,3

Параметр	Значение	
1	2	
Ток термической стойкости первичной обмотки $I_{тер}$, кА	63	
Ток электродинамической стойкости первичной обмотки I_0 , кА	161	
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений	0,2
	Для РЗиА	5Р

Проверка трансформатора тока:

- по динамической стойкости (46):

$$161 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (47):

$$63 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

- по вторичной нагрузке ($Z_2 \approx R_2$):

Сопротивление приборов по формуле (63):

$$r_{приб} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Сопротивление провода по формуле (64):

$$r_{пров} = 1,3 - 0,28 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}.$$

Сечение провода по формуле (65):

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 150}{0,92} = 4,94 \text{ мм}^2.$$

Для соединительных проводов выбираем кабель марки КРВГ с сечением токопроводящих жил, мм² 6 с числом жил 7 шт [6].

КРВГ – (К) контрольный кабель с (Р) резиновой изоляцией, (В) оболочка из поливинилхлоридного пластика, (Г) отсутствуют защитные покровы.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

Сопротивление выбранного провода по формуле (66):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 150}{6} = 0,76 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора с учетом выбранного сечения (67):

$$Z_2 = 0,28 + 0,76 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом}.$$

$$Z_2 \leq Z_{2,\text{ном}}; \tag{77}$$

$$1,14 \leq 1,3 \text{ Ом}.$$

Результаты проверки трансформатора тока сносим в таблицу 33

Таблица 33 – Результаты проверки трансформатора тока марки ТВТ-220-600/504

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} = 524,864 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{д}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{yd}} = 38,898 \text{ кА}$	$I_{\text{yd}} \leq I_{\text{д}}$
$I_{\text{тер.ном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{тер.ном}}$
$Z_{2,\text{ном}} = 1,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,14 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2,\text{ном}}$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки
- по классу точности

Трансформаторы напряжения проверяют:

- по вторичной нагрузке

4.5.1 Выбор трансформатора напряжения для измерений и учета на генераторном напряжении 15,75 кВ

Нагрузка приборов подключаемых к вторичной обмотке, а также число обмоток и приборов, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, Вт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	3	1	1	0	2	6	
Ваттметр	Д-355	1,5	2			2	6	
Варметр	Д-335	1,5	2		0	2	6	
Счетчик активный	И-680	1,5	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Датчик активный	Е-830	10	1	1	0	1	10	
Датчик реактивный	Е-830	10	1	1	0	1	10	
Ваттметр регистр.	Н-348	10	2	1	0	1	20	
Вольтметр регистр.	Н-344	10	1	1	0	1	10	
Частотомер	Э-372	1	1	1	0	1	1	
Синхроскоп	Э-327	10	2	1	0	1	20	
Итого							92	7,3

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (78)$$

$$S_2 = \sqrt{92^2 + 7,3^2} = 92,22 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-20/50УХЛ2.

Общий вид трансформатора напряжения ЗНОЛ-20/50УХЛ2. представлен на рисунке 20



Рисунок 20 – Трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-20/50УХЛ2

ЗНОЛ-20/50УХЛ2 – заземляющий трансформатор напряжения однофазный с литой изоляцией. Размещается такой трансформатор в районах умеренного и холодного климата под навесом.

Технические параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 35.

Таблица 35 – технические параметры ТН марки ЗНОЛ-20/50УХЛ2

Параметр		Значение
1		2
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1,ном}$, В		20000/3
Номинальное напряжение во вторичной обмотке $U_{2,ном}$, В		100/3
Номинальная мощность вторичной обмотки $S_{2,ном}$, В·А		50
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений и учета	0,2
	Для РЗиА	5Р

Проверим выбранный трансформатор по нагрузочной способности:

$$S_2 \leq S_{2,ном}; \quad (79)$$

$$92,22 \leq 3 \cdot 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

4.5.2 Выбор трансформатора напряжения для измерений и учета на стороне 220 кВ

Нагрузка приборов подключаемых к вторичной обмотке, а также число обмоток и приборов представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения [15]

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, Вт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-350	3	1	1	0	2	6	
Ваттметр	Д-335	1,5	2			2	6	
Варметр	Д-335	1,5	2		0	2	6	
Счетчик активный	И-670	0,5	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Счетчик реактивный	И-680	1,5	2	0,38	0,925	1	2,7	8
Частотомер	Э-362	1	1	1	0	1	1	
Итого							24,7	15,3

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна (85):

$$S_2 = \sqrt{24,7^2 + 15,3^2} = 29,055 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор напряжения марки НОГ-220/150У1.

НОГ-220/150У1 – трансформатор напряжения однофазный газонаполненный. Размещается такой трансформатор в районах умеренного климата на открытом воздухе.

Общий вид трансформатора напряжения марки НОГ-220/150У1 представлен на рисунке 21.



Рисунок 21 – Трансформатор напряжения марки НОГ-220/150У1

Технические параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 37.

Таблица 37 – технические параметры ТН марки НОГ-220/150У1.

Параметр		Значение
1		2
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1.ном}$, В		$220000\sqrt{3}$
Номинальное напряжение во вторичной обмотке $U_{2.ном}$, В		$100\sqrt{3}$
Номинальная мощность вторичной обмотки $S_{2.ном}$, В·А		150
Класс точности вторичной обмотки	Для измерений и учета	0,2
	Для РЗиА	3Р

Проверим выбранный трансформатор по нагрузочной способности:

$$S_2 \leq S_{2.ном}; \quad (80)$$

$$29,055 \leq 3 \cdot 150 = 450 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

4.6 Выбор изоляторов

Изоляторы выбираются:

- по напряжению;

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$U_{ном} \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (81)$$

- по допускаемой механической нагрузке;

Допустимая нагрузка на головку изолятора должна соответствовать условию:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (82)$$

- по роду установки.

Проходные изоляторы дополнительно выбираются по номинальному току

4.6.1 Выбор опорных изоляторов на сборные шины 220 кВ

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций.

Выбор изолятора:

- по напряжению;

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (83)$$

Выбираем изолятор марки ОСК10-220-24-2УХЛ1.

ОСК10-220-24-2УХЛ1 – это опорный стержневой полимерный изолятор наружной установки на напряжение 220 кВ.

Технические параметры изолятора ОСК10-220-24-2УХЛ1 представлены в таблице 38 [30].

Таблица 38 – Технические параметры изолятора ОСК10-220-24-2УХЛ1

Обозначение изолятора	Номинальное напряжение $U_{уст}$, кВ	Высота изолятора $H_{из}$, мм	Расстояние между соседними изоляторами одной фазы $L_{из}$, мм	Минимальная разрушающая сила при изгибе F_{min} , кН
1	2	3	4	5
ОСК10-220-24-2УХЛ1	220	2000 ± 3,5	1715	10

Проверка изолятора:

- по механической нагрузке

а) допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{min}; \quad (84)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН}.$$

б) расчетная нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{уд}^2}{a} \cdot L_{из} \cdot 10^{-7}; \quad (85)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{38,898^2}{1,8} \cdot 1,715 \cdot 10^{-3} = 2,497 \text{ кН}.$$

Условие выбора изолятора по допустимой перегрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (86)$$

$$2,497 \leq 6 \text{ кН}.$$

где l – расстояние между соседними изоляторами одной фазы, м [20];

a – расстояние между осями шин соседних фаз, м [20].

Выбранный изолятор проходит по условию допустимой нагрузки.

4.6.2 Выбор проходных изоляторов 220 кВ

Проходные изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи.

Выбор изолятора:

- по напряжению;

Номинальное напряжение установки должно соответствовать условию:

$$220 \leq U_{уст} \text{ кВ}; \quad (87)$$

- по длительно допустимому току (32):

$$I_{р.маx} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 524,864 \text{ А}.$$

длительно допустимый ток установки должен соответствовать условию:

$$524,864 \leq I_{ном} \text{ А}; \quad (88)$$

Выбираем линейный ввод марки ГКЛППШ-90-252/200001.

ГКЛППШ-90-252/200001 – это герметичный линейный ввод с твердой внутренней изоляцией типа «RIP» и полимерной внешней изоляцией.

Линейный ввод изображен ниже на рисунке 22.

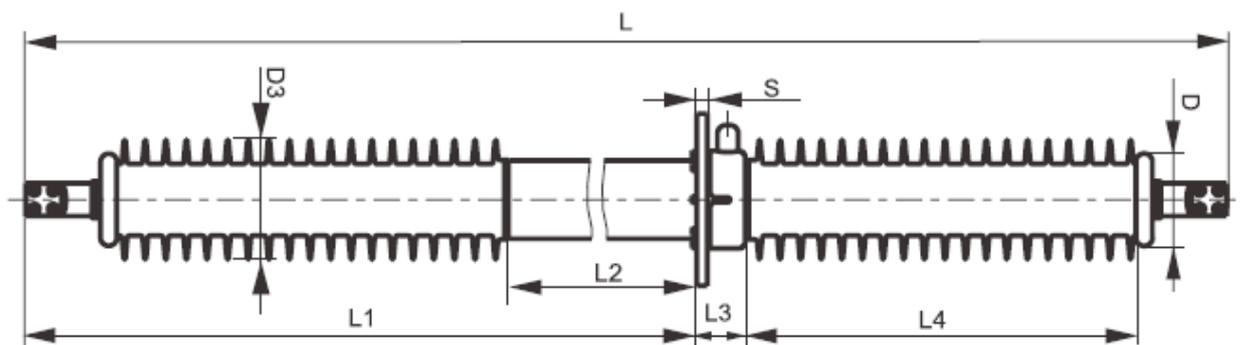


Рисунок 22 – Линейный ввод типа ГКЛПШ-90-252/2000О1

Высоковольтный ввод является конструктивно самостоятельным изделием и представляет собой проходной изолятор сложной конструкции с внешней и внутренней изоляцией, предназначенный для работы в самых неблагоприятных условиях окружающей среды.

Технические параметры ввода ГКЛПШ-90-252/2000О1 представлены в таблице 39 [4].

Таблица 39 – Технические параметры ввода ГКЛПШ-90-252/2000О1

Обозначение изолятора	Номинальное напряжение $U_{уст}$, кВ	Номинальный рабочий ток $I_{р. max}$, А	Ток термической стойкости, кА	Ток динамической стойкости, кА	Максимальная нагрузка, Н
1	2	3	4	5	6
ГКЛПШ-90-252/2000О1	252	2000	50	125	5000

Проверка изолятора:

- по динамической стойкости (45):

$$125 \geq 38,898 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость (46):

$$50 \geq 13,998 \text{ кА}.$$

- по механической нагрузке

а) допустимая нагрузка на головку ввода (64):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 5 = 3 \text{ кН}.$$

б) расчетная нагрузка на головку ввода (65):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{38,898^2}{1,8} \cdot 1,715 \cdot 10^{-3} = 2,497 \text{ кН}.$$

Условие выбора ввода по допустимой перегрузке (66):

$$2,497 \leq 3 \text{ кН}.$$

где l – расстояние между соседними вводами одной фазы, м [20];

a – расстояние между осями шин соседних фаз, м [20].

Результаты проверки разъединителя сведем в таблицу 40.

Таблица 40 – Результаты проверки токопровода РГ-220/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 524,864 \text{ А}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{\delta} = 125 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 38,898 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\delta}$
$I_{тер.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,998 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{тер.ном}$
$F_{доп} = 3 \text{ кН}$	$F_{расч} = 2,497 \text{ кН}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

4.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования ОРУ являются нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН). Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчёта грозозащиты ОРУ.

4.7.1 Выбор ОПН на генераторном напряжении

На генераторном напряжении выбираем ОПН марки ОПНп-15/680/17,5-10-III УХЛ1.

ОПНп-15/680/17,5-10-III УХЛ1 – Ограничитель перенапряжений нелинейный в полимерном корпусе(полимерной изоляции) с III степенью загрязнения изоляции.

Технические параметры ОПНп-15/680/17,5-10-III УХЛ1 представлены в таблице 41 [17].

Таблица 41 – Технические параметры ОПНп-15/680/17,5-10-III УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение	15 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Рабочее напряжение	17,5 кВ
Класс пропускной способности	2
Амплитуда импульса тока 4/10 мкс	100 кА
Наибольший ток взрывобезопасности	40 кА

4.7.2 Выбор ОПН на ОРУ 220 кВ

На ОРУ 220 кВ выбираем ОПН марки ОПНп-220/680/176-10-IV УХЛ1.

ОПНп-220/680/176-10-IV УХЛ1 – Ограничитель перенапряжений нелинейный в полимерном корпусе(полимерной изоляции) с IV степенью загрязнения изоляции.

Технические параметры ОПНп-220/680/176-10-IV УХЛ1 представлены в таблице 42 [17].

Таблица 42 – Технические параметры ОПНп-220/680/176-10-IV УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение	220 кВ
Рабочее напряжение	176 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Класс пропускной способности	2

Параметр	Значение
1	2
Амплитуда импульса тока 4/10 мкс	100 кА
Наибольший ток взрывобезопасности	65 кА

4.8 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными теристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток.

Аккумуляторные батареи согласно ПТЭ эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда от отдельного выпрямительного устройства, обеспечивающего напряжение 2,15 В на элемент [5].

При нормальной работе станции сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновении напряжения переменного тока в системе собственных нужд) преобразователь отключается и на грузку принимает на себя батарея [5].

Расчетную длительность аварийного режима для всех приемников постоянного тока электростанций, связанных с системой, принимают равной 0,5ч; для станций, не связанных с системой, - 1 час [5].

В соответствии с ПТЭ напряжение на шинах установки постоянного тока принимается на 5 % выше номинального, т.е. 230 В [5].

Число основных элементов аккумуляторной батареи, присоединяемых к шинам в нормальном режиме:

$$n_0 = \frac{U_{уст}}{U_{на}} ; \quad (89)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} \approx 108 \text{ шт.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_0 = \frac{230}{2,6} \approx 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n_0 = \frac{230}{1,75} \approx 130 \text{ шт.}$$

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

5.1 Релейная защита блока генератор трансформатор

Согласно седьмому изданию ПУЭ, для блоков генератор – трансформатор с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [24]:

- 1) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 3) замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора;
- 4) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 5) однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
- 6) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- 7) внешних КЗ;
- 8) перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);
- 9) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- 10) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения (для турбогенераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток и для гидрогенераторов);
- 11) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока (для блоков с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более и для всех блоков с гидрогенераторами);
- 12) замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- 13) замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенератора мощностью менее 160 МВт;

- 14) асинхронного режима с потерей возбуждения;
- 15) понижения уровня масла в баке трансформатора;

5.2 Принцип исполнения и расчет уставок защит

5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита генератора

Назначение: от внутренних многофазных к.з.

Эта защита с тормозным действием, имеет трехфазное, трехрелейное исполнение на реле типа ДЗТ-11/5 с процентным торможением, что обеспечивает быстрое отключение двойных замыканий на землю, одно из которых находится в генераторе. Также обеспечивает отстройку от максимального тока небаланса при токе срабатывания, меньшем номинального тока генератора. У генератора ТЗФ-160-2УЗ-П обмотки статора каждой фазы и со стороны нулевых выводов встроены 2 трансформатора тока с коэффициентом трансформации 8000/5.

Определение наиболее тяжелого аварийного режима.

$$I_{\text{кз.К-4}} = 62,294 \text{ кА}.$$

Асинхронный ход генератора:

Расчетным является ток короткого замыкания.

Максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.расч.}} = k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кз.К-4}}; \tag{90}$$

$$I_{\text{нб.расч.}} = 1 \cdot 0,1 \cdot 62,294 = 6,229 \text{ кА}.$$

где $k_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности ТТ $k_{\text{одн}} = 1$;

ε - относительное значение погрешности ТТ $\varepsilon = 0,1$.

Ток срабатывания защиты без торможения:

$$I_{cp.min} = \frac{F_{cp}}{W_p}; \quad (91)$$

где $F_{cp} = 100 \text{ А}$ - МДС срабатывания реле;

$W_p = 144$ - число витков рабочей обмотки.

$$I_{cp.min} = \frac{100}{144} = 0,694 \text{ А}.$$

Ток срабатывания первичный:

$$I'_{сз} = I_{cp.min} \cdot K_{ГГ}; \quad (92)$$

$$I'_{сз} = 0,694 \cdot \frac{8000}{5} = 1110,4 \text{ А}.$$

Уставка срабатывания:

$$\frac{I_{сз}}{I_{ном}} = \frac{1110,4}{6044,8} = 0,184.$$

$$\text{где } I_{Г.ном} = \frac{P_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.ном} \cdot \cos \varphi_{Г.ном}}; \quad (93)$$

$$I_{Г.ном} = \frac{140}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85} = 6038 \text{ кА}.$$

Проверка сходится, так как данное соотношение по требованиям ПУЭ 0,1-0,2.

Необходимое число тормозных витков $w_{\text{торм}}$ определяется по следующей формуле:

$$W_{расч} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб.расч} \cdot W_p}{I_{торм} \cdot tg\alpha}; \quad (94)$$

$$W_{расч} = \frac{1,5 \cdot 6,229 \cdot 144}{62,294 \cdot 0,75} = 28,798 \text{ витков}.$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{торм} = I_{кз.К-4}$ – первичный тормозной ток при внешнем КЗ;

$tg\alpha$ – тангенс угла срабатывания реле.

Таким образом, число витков тормозной обмотки реле $w_{торм} = 29$ витков.

Так как производилась отстройка от внешних КЗ, то необходимая селективность и чувствительность обеспечена.

5.2.2 Поперечная дифференциальная защита генератора

Назначение: между витковых замыканий в обмотке статора.

Выполнение защиты: Защита выполняется на реле РТ-40/Ф с фильтром высших гармоник. Это реле присоединяется к ТТ с коэффициентом трансформации от 1500/5 до 2500/5, врезанному в перемычку между нейтральными параллельных обмоток статора. Защита основана на сравнении токов одноименных фаз параллельных цепей с мало отличающимися параметрами.

Чем меньше число замкнувшихся витков, тем больше будет ток внутри этих витков. Этот режим опасен так же как и междуфазные короткие замыкания. Такой процесс может вызвать нагрев изоляции. Витковый ток большой, а ток от генератора с уменьшением числа витков уменьшается. Таким образом, на выводах генератора токовые изменения могут быть небольшими и тем сложнее их обнаружить.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 0,2 \cdot I_{Г.ном};$$

$$I_{сз} = 0,2 \cdot 6038 = 1207,6 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты:

$$I_{\text{втор.ном}} = \frac{I_{сз}}{k_{ТТ}}; \quad (95)$$

$$I_{\text{втор.ном}} = \frac{1207,6}{\frac{1500}{5}} = 4,03 \text{ А.}$$

5.2.3 Защита от замыканий на землю в обмотке статора

На генераторах энергоблоков в качестве защиты от замыканий на землю, как правило, устанавливается блок-реле БРЭ1301, состоящее из органов напряжения 1-й и 3-й гармоник и охватывающее всю обмотку статора без зоны нечувствительности.

Блок реле БРЭ1301 производят в двух исполнениях (защиты БРЭ1301.01 и БРЭ1301.02). Орган первой гармоники в обоих исполнениях называется "реле напряжения" и выполняется одинаково. Он реагирует на напряжение нулевой последовательности 1-й гармоники; его установки могут регулироваться в пределах 5-20 В. В блок реле БРЭ1301 предусмотрена блокировка этого органа при однофазных КЗ на стороне ВН блока с помощью реле напряжения обратной последовательности.

При выборе исполнения защиты следует учитывать, что для защиты БРЭ1301.02 не требуется установка ТН в нейтрали генератора. Однако эта защита неэффективна при отсутствии переходного процесса. С учетом этого, для мощных генераторов выбирают БРЭ1301.01.

Опираясь на вышесказанное в качестве основной защиты принимаем БРЭ1301.01.

В защите БРЭ1301.01 реле напряжения включается на ТН со стороны нейтрали, а к реле сопротивления (реле с торможением) подается

выпрямленная сумма напряжений 3-й гармоники от ТН в нейтрали U_H и на выводах генератора U_B - рабочее напряжение $|U_H+U_B|$ и тормозное выпрямленное напряжение 3-й гармоники со стороны нейтрали $|U_H|$.

Орган 3-й гармоники в защите БРЭ1301.01 реагирует на относительное результирующее сопротивление срабатывания (в относительных единицах) могут изменяться в пределах 0,3-3 (этому соответствуют коэффициенты торможения $K_{торм} = 1 / Z_{*cp}$).

Для отстройки от возможных кратковременных срабатываний защиты в переходных режимах на её выходе должна быть выдержка времени около 0,5 с.

В качестве резервной защиты от замыканий в обмотке статора на землю принимаем блок-реле БРЭ1301.02.

Резервный комплект защиты подключается только к трансформатору напряжения, установленному на внешних выводах генератора и выполняется на устройстве типа БРЭ1301.02 (AKV1).

К органам защиты подается напряжение нулевой последовательности от трансформаторов напряжения (ТН) соответственно через фильтры 1-й и 3-й гармоник.

5.2.4 Защита от замыканий на землю в обмотке ротора

Для сигнализации замыканий на землю в обмотке ротора и в цепях возбуждения устанавливается защита, выполняемая с наложением на цепь возбуждения переменного тока частотой 25 Гц.

5.2.5 Токовая защита обратной последовательности

Назначение:

Защита генераторов мощностью 63-1000 МВт от внешних несимметричных КЗ (отсечки) и от несимметричной перегрузки (интегральный орган).

Выполнение защиты:

Применяется блок защиты генератора от перегрузки токами обратной последовательности типа БЭ1101 с зависимой интегральной характеристикой

выдержки времени, соответствующей принятому уравнению тепловой характеристики генератора.

$$I_{*(2)}^2 \cdot t_{\text{доп}} = A; \quad (96)$$

где A - постоянная, установленная заводом-изготовителем, численно равная допустимой длительности несимметричного режима при $I_{*(2)}^2 = 1$;

$t_{\text{доп}}$ - допустимая длительность тока в генераторе; $I_{*(2)}^2$ - значение протекающего по генератору тока обратной последовательности (в долях от номинального тока генератора).

Диапазон уставок устройства БЭ1101 по A - от 5 до 10; от 10 до 20 и от 20 до 40.

Блок защиты генератора БЭ1101 содержит:

преобразователь входных сигналов Д1340, состоящий из датчика тока (ДТ), фильтра токов обратной последовательности (ФТОП), активного фильтра (АФ) и устройства тестового контроля (ТК);

блок напряжения Н1282, состоящего из сигнального органа (СО), пускового органа (ПО) и отсечки (О);

блок независимой выдержки времени ВО133, состоящей из двух реле времени РВ1 и РВ2;

блок интегральной выдержки времени (ИВВ) В1120 и т.д.

Замеренные трансформаторами тока ТТ (с номинальным вторичным током 5 или 10А - при включении в "нуле" генератора на сумму токов двух ТТ) токи поступают на датчики тока ДТ защиты и преобразуются в величины, удобные для использования в полупроводниковой части. Сигнал на выходе ФТОП пропорционален току обратной последовательности. Активный фильтр низких частот АФ не пропускает на последующие блоки высокочастотные составляющие поступающего на него сигнала.

Сигнальный орган через реле РВ1 предупреждает персонал о появлении перегрузки генератора токами обратной последовательности. Уставка СО по току составляет $I_{*(2)}^2$ от 0,05 до 0,35 о.е.

Отключение генератора по цепи отсечки О происходит только при одновременном срабатывании пускового органа и может быть выставлена в пределах 0,08-0,53 о.е. Уставка отсечки при постоянной А от 5 до 10 устанавливается в пределах 0,4-1,6 о. е. Если А лежит в пределах 10-40, уставка отсечки может быть равна 0,4-1,9 о. е.

5.2.6 Защита генератора от симметричных перегрузок

Назначение:

Сигнализировать о возникновении симметричной перегрузки.

Защита выполняется на устройстве БЭ1103, включенном в цепь одного из трансформаторов тока. В устройстве БЭ1103 используются принципы действия, близкие к заложенным в основу действия интегрального органа защиты БЭ1101.

Защита имеет "токозависимую" выдержку времени, представленную ниже в таблице 44.

Таблица 44 - Характеристики срабатывания защиты БЭ1103

Относительный ток статора в о.е.	1,15	1,2	1,3	1,4	1,5
Время срабатывания, с	333	228	126	80	55

Время полного охлаждения принимается равным 600 ± 90 с.

5.2.7 Защита ротора от перегрузки

Назначение:

Предотвращение повреждений генератора мощностью 63-1000 МВт при перегрузке обмотки ротора (при длительных форсировках возбуждения в случаях аварийного снижения напряжения в энергосистеме или при неисправностях в системе возбуждения).

Для осуществления защиты применяется блок БЭ1102.

Блок может включаться в одну фазу вторичных цепей трансформаторов тока выпрямительного трансформатора или вспомогательной системы возбуждения. Входная цепь блока БЭ1102 подключается в цепь переменного тока датчика И514 (И528), а также с номинальным значением выходного переменного тока частоты 50Гц, равным 0,005А или 2,5А, средневывпрямленное значение которого пропорционально первичному току ротора.

В устройстве БЭ1102 используются принципы действия, близкие к заложенным в основу действия органа защиты БЭ1101.

Имеется сигнальный орган, ток срабатывания которого рекомендуется устанавливать на уровне 1,05 от номинального тока ротора.

Есть в составе БЭ1102 интегральный орган, принцип действия аналогичен описанному применительно к устройству БЭ1101. Характеристика срабатывания интегрального органа приведена в таблице 45

Таблица 45 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Ток ротора, в о.е.	1,1	1,2	1,5	2,0
Время срабатывания на развозбуждение, с	485	215	54	16

Время полного охлаждения ротора при моделировании его охлаждения принимается равным 600±90 с. Или 1200±180 с.

5.2.8 Дистанционная защита от внешних симметричных КЗ (БРЭ-2801)

Для дальнего и ближнего резервирования при симметричных КЗ применяют дистанционную защиту.

Защита выполняется с помощью одного из 3-х реле сопротивления в блок-реле типа БРЭ-2801. Имеет три выдержки времени. Номинальный ток цепей защиты 5 или 1 А.

$$Z_{наг.мин} = \frac{U_{ген.мин}}{\sqrt{3} \cdot I_{наг.макс}}; \quad (97)$$

$$Z_{наг.мин} = \frac{0,95 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 6,038} = 0,954 \text{ Ом}.$$

где $U_{ген.мин}$ - минимальное напряжение на выводах генератора, принимается $0,95 \cdot U_{Г.ном}$;

$I_{наг.макс}$ - максимальное значение рабочего тока генератора в условиях перегрузки, принимается $1,5 \cdot I_{Г.ном}$.

Угол нагрузки $\varphi_{наг}$ в условиях перегрузки можно определить, исходя из номинального $\cos \varphi_{Г.ном}$ для выбранного генератора, установленного заводом-изготовителем, и неизменности активной мощности на валу генератора, используя выражение:

$$\varphi_{наг} = \arccos \frac{\cos \varphi_{НОМ.ГЕН}}{I_{H \max} \cdot U_{Г \min}}; \quad (98)$$

$$\varphi_{наг} = \arccos \frac{0,85}{1,5 \cdot 0,954} = 53,559 \text{ град}.$$

Сопротивление срабатывания защиты с реле сопротивления, имеющем круговую характеристику, определяется по выражению:

$$Z_{с.з.} = \frac{Z_{нагр}}{k_{отс} \cdot k_{возвр} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{наг})}; \quad (99)$$

$$Z_{с.з.} = \frac{1,09}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 53,559)} = 0,967 \text{ Ом}.$$

где $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$k_{возвр}$ - коэффициент возврата, для реле БРЭ-2801 равный 1,05;

$\varphi_{мч}$ - угол максимальной чувствительности, рекомендуется принимать 80 град;

$\varphi_{наг} = 53,559$ град - угол нагрузки.

Уставку реле рассчитываем по формуле:

$$Z_{c.p.} = Z_{c.з.} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} ; \quad (100)$$

$$Z_{c.p.} = 0,967 \cdot \frac{8000 / 5}{20000 / 5} = 8,595 \text{ Ом} .$$

где n_{TA} - коэффициент трансформации трансформаторов тока (ранее выбран ТТ типа ТШЛ-20 с коэффициентом трансформации 8000/5);

n_{TV} - коэффициент трансформации трансформатора напряжения, в нашем случае 20000/100.

Чувствительность защиты при использовании круговой характеристики (расчётным является случай КЗ на выводах ВН трансформатора блока, точка К1 на рисунке 7):

$$k_{ч} = \frac{k_{T \min} \cdot Z_{c.з.}}{Z_{T.бл}} ; \quad (101)$$

$$k_{ч} = \frac{1 \cdot 0,967}{0,1701} = 5,684 > 1,3 .$$

где $k_{T \min} = 1$ - минимальное значение коэффициента токораспределения

$$Z_{T.бл} = X_* \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} ; \quad (102)$$

где $Z_{T.бл}$ - сопротивление трансформатора блока, приведённое к генераторному напряжению.

$$Z_{T.бл} = 0,105 \cdot \frac{15,75^2}{200} = 0,130 \text{ Ом.}$$

Чувствительность в данном режиме обеспечивается.

5.2.9 Защита от потери возбуждения

Назначение.

Выявление потери возбуждения и перевод генератора в допустимый асинхронный режим (разгрузка генератора, торможение турбины и шунтирование обмотки ротора гасительным сопротивлением) или отключение блока, если асинхронный режим недопустим.

Выполнение защиты.

Защита выполняется на реле сопротивления в блок-реле БРЭ 2801.

На защиту подается разность токов двух фаз от ТТ на выводах или в нейтрали генератора и междуфазное напряжение от ТН на выводах генератора. Реле включается так, чтобы его круговая характеристика размещалась в III и IV квадрантах комплексной плоскости сопротивлений.

Уставки.

Угол максимальной чувствительности $\varphi_{ч.мах} = 265 \text{ град}$. Диаметр окружности характеристики $Z_{уст} = 1,1 \cdot x_d$; смещение в III квадрант $Z_{см} = 0,4 \cdot x_d'$ (для генераторов с тиристорной системой возбуждения), выдержка времени 1-2 с.

Для предотвращения запрета ресинхронизации генератора и ограничения длительности разгрузки блока воздействие защиты на гашение поля и на разгрузку выполняется импульсным. Для обеспечения возможности самосинхронизации генератора защита автоматически вводится в действие примерно через 1 с после появления тока в статоре генератора.

Генератор имеет тиристорную систему возбуждения и реле подключено к трансформаторам тока, установленным на линейных выводах генератора. Тогда уставки реле сопротивления:

$$Z_{c.p} = 1,1 \cdot x_d \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} ; \quad (103)$$

$$Z_{c.p} = 1,1 \cdot 2,106 \cdot \frac{8000 / 5}{20000 / 100} = 18,533 \text{ Ом}.$$

$$Z_{c.p} = 0,4 \cdot x_d \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} ; \quad (104)$$

$$Z_{c.p} = 0,4 \cdot 0,272 \cdot \frac{8000 / 5}{20000 / 100} = 0,87 \text{ Ом}.$$

5.2.10 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения

Для предотвращения асинхронного режима возбужденного генератора обычно используются средства противоаварийной автоматики (устройства автоматического прекращения асинхронного хода - АПАХ), воздействующие на разгрузку турбин либо на деление энергосистемы. В дальнейшем целесообразна установка более совершенных устройств (после завершения их разработок и освоения производства) на каждом мощном генераторе.

5.2.11 Защита от внешних КЗ на землю

Выполнение защиты.

Токовая защита нулевой последовательности выполняется с помощью двух токовых реле РТ-40, включенных на ток нейтрали трансформатора блока.

Одно из реле предназначено для резервирования защит от КЗ на землю смежных элементов сети ВН. С помощью второго, более чувствительного, реле осуществляется деление шин ВН и ускоренная ликвидация неполнофазных режимов.

Уставки защиты.

Установка более грубого реле (резервной защиты) $I_{сз.рез}$ выбирается по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защиты от замыканий на землю отходящих линий.

Уставка более чувствительного реле деления шин выбирается по меньшему из двух значений:

- Согласования с уставкой более грубого реле

$$I_{сз} = \frac{I_{сз.рез}}{1,05}; \quad (105)$$

- Надежного действия в режиме неполнофазного отключения блока при минимальной нагрузке

$$I_{сз} \leq \frac{I_{\min}}{k_q} = \frac{0,4 \cdot I_{ном}}{1,2}. \quad (106)$$

Где $I_{ном}$ - номинальный ток генератора блока, приведенный к стороне высшего напряжения.

5.2.12 Газовая защита трансформатора блока

Корпус газового реле встраивается в маслопровод между крышкой бака и расширителем. Газовая защита реагирует на:

- Пузырьки газа, которые перемещаются от бака трансформатора к расширителю (при витковых замыканиях в обмотках трансформатора и пожаре железа);
- Интенсивный поток масла бака трансформатора к расширителю при междуфазных КЗ в обмотках или КЗ на землю в баке трансформатора (для этого предназначено струйное реле);
- Снижение уровня масла.

Фирмой ОРГРЭС совместно с ОАО "ВНИИР" разработаны отечественные газовые реле типов РГТ 50, РГТ 80 и струйные реле РСТ 25.

Основные электрические параметры реле РГТ50 и РГТ80 приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Основные электрические параметры реле РГТ50 и РГТ80

Номинальное напряжение постоянного или переменного тока частотой 50-60Гц, В	220
Диапазон коммутируемых напряжений, В	1-300
Минимальный коммутируемый ток, мА	1
Номинальная коммутируемая мощность при работе на активную нагрузку, Вт	50

Сигнальные контакты газовых реле срабатывают при понижении уровня масла (уменьшении его объема на 100-250 см³) в реле, отключающие - при понижении уровня масла до нижнего края отверстия фланца реле.

Предусмотрены следующие уставки срабатывания по скорости потока масла [м/с]: 0,65; 1,0; 1,5 (для газовых реле); 0,9; 1,2; 1,5; 2,0 (для струйных реле). Реле поставляются с заданной заказчиком уставкой.

Реле позволяют выполнить по две независимых отключаемых и сигнальных цепи. Кнопкой опробования можно проверить работу реле при опускании поплавков и отдельно - при действии напорной пластины.

5.2.13 Продольная дифференциальная защита трансформатора (БЭ-2104)

Дифференциальная защита предусматривается на трансформаторах блоков в качестве основной защиты от всех видов КЗ. В качестве защиты применяем устройство типа БЭ-2104, который обладает высокой чувствительностью благодаря дифференциальному принципу в сочетании с торможением и дополнительной отстройкой от токов небаланса с помощью время-импульсного способа. В цепи дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) блока должны включаться трансформаторы тока ответвлений на собственные нужды и на питание потребителей, если при минимальном токе срабатывания защита не отстроена от КЗ за трансформатором (или реактором) ответвления.

В части формирования отключающих импульсов защита типа БЭ-2104 выполнена пофазной и содержит три измерительных органа, каждый из которых содержит, в свою очередь два канала, действующих по логической схеме ИЛИ. Первый канал - чувствительный орган. Второй канал - орган дифференциальной отсечки. С помощью промежуточных трансформаторов тока обеспечивается выравнивание токов присоединений. Дифференциальная защита трансформатора оборудована системой автоматического тестового контроля и системой непрерывного тестового контроля.

Со стороны высшего напряжения защита подключается к трансформатору тока, установленному возле выключателя стороны высшего напряжения. Со стороны отпайки ТСН защита подключается через два ТТ.

Рассматриваемый трансформатор трёхфазный, поэтому на стороне НН защита будет включаться на трансформаторы тока, установленные за пределами "треугольника" и соединённые в "звезду".

Выбор трансформаторов тока:

Расчет первичных номинальных токов сторон защищаемого трансформатора.

Ранее в подпункте 3.3.3 были выбраны и проверены трансформаторы тока

- для стороны 1: Трансформатор тока марки ТВТ-220-500/5, с коэффициентом трансформации $n_{ТТ1} = 500 / 5$

- для стороны 2 Трансформатор тока марки ТШЛ-20-8000/5 с коэффициентом трансформации $n_{ТТ2} = 8000 / 5$

- для стороны 3 Трансформатор тока марки ТВТ-20-800/5 с коэффициентом трансформации $n_{ТТ1} = 800 / 5$

Для каждого из плеч выбираем ТТ, схему их соединения и определяем вторичные номинальные токи плеч по формуле:

$$I_{НОМ.В.Ј} = \frac{I_{НОМ.Ј} \cdot K_{СХ.Ј}}{n_{ТТ.Ј}} ; \quad (107)$$

На стороне 1 (220 кВ) схема соединения обмоток «Δ». Вторичный ток на этой стороне:

$$I_{НОМ.В.1} = \frac{524,864 \cdot \sqrt{3}}{500 / 5} = 8,26 \text{ А}.$$

На стороне 2 (генератор) - ТТ типа ТШЛ-20-У3 с коэффициентом трансформации $n_{ТТ2}=8000/5$.

Схема соединения обмоток "звезда".

Вторичный ток на этой стороне:

$$I_{НОМ.В.2} = \frac{7331 \cdot 1}{8000 / 5} = 4,132 \text{ А}.$$

На стороне 3 (ТСН) используем ТТ типа ТВТ-20-800/5 с коэффициентом трансформации $n_{ТТ1} = 800 / 5$ схема соединения "звезда".

Вторичный ток на этой стороне:

$$I_{НОМ.В.3} = \frac{824,786 \cdot 1}{800 / 5} = 5,154 \text{ А}.$$

Выбор выравнивающих трансформаторов во всех плечах защиты.

Внутренние цепи устройства типа БЭ2104 рассчитаны на входные номинальные токи в токовых цепях, равные 10 мА. Для выравнивания номинальных токов в плечах защиты и трансформации их до необходимого значения 10 мА используются выравнивающие трансформаторы.

Во всех плечах защиты по значениям вторичного тока выбираем ответвления $I_{ОТВ}$ выравнивающих трансформаторов тока для ДЗТ так, чтобы значению $I_{НОМ.В.j}$, А соответствовало ближайшее значение $I_{ОТВ.НОМ}$, А. (таблица 47).

Таблица 47 – Номинальные токи ответвлений выравнивающих трансформаторов тока

Плечо	$I_{\text{ОТВ.НОМ.В.}j}, A$	$I_{\text{ОТВ.НОМ}}, A$	$\Delta I_{\text{ОТВ.В.}j}$
Плечо 1 (ВН)	8,26	8,00	0,26
Плечи 2 (НН)	4,132	4	0,132
Плечи 3 (ТСН)	5,154	5	0,154

Ту сторону (плечо защиты), для которой погрешность выбора выравнивающих трансформаторов минимальна, будем считать основной, и все токи небаланса, срабатывания защиты и т.д. будем дальше приводить к напряжению основной стороны.

За основную сторону принимаем сторону низкого напряжения, так как её вторичный ток в плече ближе к номинальному значению ответвления ТЛ.

На стороне 2 (основной) используем номинальный ток ответвления 4 А.

Выбираем ответвления выравнивающих трансформаторов для неосновных сторон $I_{\text{ОТВ.НОМ}2}$ и $I_{\text{ОТВ.НОМ}3}$, исходя из выбранного ответвления ТЛ для основной стороны $I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН}}$ и номинальных вторичных токов в плечах защит на неосновных сторонах по выражению:

$$I_{\text{РАСЧ.НЕОСН.}i} = I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}; \quad (108)$$

Сторона 1:

$$I_{\text{ОТВ.РАСЧ.ГЕН}} = 4,00 \cdot \frac{8,26}{4,132} = 8,23 \text{ A}.$$

принимаем ближайшее $I_{\text{ОТВ.НОМ.ВН}} = 8 \text{ A}.$

Сторона 3:

$$I_{\text{ОТВ.РАСЧ.ТСН}} = 4 \cdot \frac{5,154}{4,132} = 4,989 = 5 \text{ A}.$$

Определение тока начала торможения.

Ток начала торможения в рассматриваемом случае принимается равным $1,25 \cdot I_{C3 \min}$ от номинального первичного тока защищаемого трансформатора, приведенного к основной стороне.

Уставка тока начала торможения $I_{ТОРМ.НАЧ*}$ по отношению к номинальному току $I_{ОТВ.НЕОСН.Л}$ принятого ответвления выравнивающего трансформатора ТЛ выполняется равной $I_{ТОРМ.НАЧ*} = 1,25 A$ и не регулируется. Торможение осуществляется от токов всех групп ТТ, к которым подключается рассматриваемая дифференциальная защита трансформатора. При такой уставке тока "начала торможения" и принятых ответвлениях ТЛ при токах, меньших начального первичного тока торможения $I_{ТОРМ.НАЧ.П}$, обеспечивается отсутствие торможения.

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П} = \frac{I_{ТОРМ.НАЧ.П*} \cdot K_{ТТ} \cdot I_{ОТВ.НОМ}}{K_{СХ}}; \quad (109)$$

Все величины, входящие в это выражение, принимаем для стороны, обуславливающей наибольшее загроуление защиты (выбираем сторону ВН).

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П} = \frac{1,25 \cdot 500 / 5 \cdot 8}{\sqrt{3}} = 577,35 A.$$

где $K_{ТТ} = 500 / 5$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, рассматриваемого плеча защиты;

$I_{ОТВ.НОМ} = 8 A$ - принятое значение первичного тока выравнивающего трансформатора рассматриваемого плеча защиты;

$K_{СХ} = \sqrt{3}$ - коэффициент схемы для принятой группы трансформаторов на рассматриваемой стороне.

Приведем начальный первичный ток торможения к основной стороне:

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П.ОСН} = 577,35 \cdot \frac{121}{17,5} = 3991,96 \text{ А}.$$

Первичный ток небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения» $I_{НБ.НАЧ.ТОРМ.}$ содержит три составляющие:

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} + I''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} + I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.}; \quad (110)$$

$$I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.П.}; \quad (111)$$

$$I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 3991,96 = 388,567 \text{ А}.$$

$I''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = 0 \text{ А}$ - ток, обусловленный регулированием напряжения в блоке, равен нулю, т.к. в блочных трансформаторах не применяется РПН.

В третьей составляющей небаланса учитывается неточность выбора токов выравнивающих трансформаторов тока только для неосновных сторон защиты. Поэтому в следующей формуле записываются только две составляющие, а защита имеет три плеча.

$$I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = \left| -\frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН} - I_{ОТВ.НОМ.ВН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН}} \cdot K_{ТОК.НН} - \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ТЬ.ТСН} - I_{ОТВ.НОМ.ТЬ.ТСН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ТЬ.ТСН}} \cdot K_{ТОК.ТЬ.ТСН} \right| \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.П.}; \quad (112)$$

$$I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = \left| -\frac{8,23 - 8}{8,23} \cdot 0,9 - \frac{3,2 - 3,11}{3,2} \cdot 0,1 \right| \cdot 7771,35 = 216,043 \text{ А}.$$

где $K_{ТОК.НН} = 0,9$ - коэффициент для цепи трансформатора;

$K_{ТОК.ТЬ.ТСН} = 0,156$ - коэффициент для цепи ТСН, равный

$\frac{S_{ТСН}}{S_{ГЕН}} = \frac{25}{160} = 0,156$, (принимается с минусом, так как оставшаяся часть мощности генератора вытекает из зоны защиты в систему).

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = 388,567 + 0 + 216,043 = 604,61 \text{ A}.$$

$$I_{С.З.МІN} \geq K_{отсрп} \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = 1,5 \cdot 604,61 = 906,915 \text{ A}.$$

5) Определение первичного минимального тока срабатывания защиты (её чувствительного органа) по следующим условиям:

отстройка от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора:

$$I_{С.З.МІN} \geq 0,2 \cdot K \cdot I_{НОМ.П.}; \quad (113)$$

где $K = 1,65$ при соединении групп ТТ к которым подключается рассматриваемая защита на высокой стороне, в «треугольник»;

$I_{НОМ.П.}$ - первичный номинальный ток защищаемого трансформатора, приведенный к основной стороне защиты.

$$I_{С.З.МІN} \geq 0,2 \cdot 1,65 \cdot 6422 = 2119,26 \text{ A}.$$

отстройка от тока небаланса «начала торможения»:

$$I_{С.З.МІN} \geq K_{отсрп} \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ.}; \quad (114)$$

$$I_{С.З.МІN} \geq 1,5 \cdot 604,61 = 906,915 \text{ A}.$$

В качестве расчетного значения принимаем большее из двух рассчитанных выше значений, т.е. 2119 А.

Определим относительный минимальный ток срабатывания ИО защиты при отсутствии торможения по выражению:

$$I_{C.3.MIN*} = \frac{I_{C.3.MIN} \cdot K_{CX}}{K_I \cdot I_{OTB.HOM}}; \quad (115)$$

На стороне ВН:

$$I_{CP.MIN.VH*} = \frac{2119,26 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{500 \cdot 8} \cdot \frac{17,5}{121} = 0,664 \text{ A}.$$

На стороне НН (генератор):

$$I_{CP.MIN.HH*} = \frac{2119,26 \cdot 1 \cdot 5}{8000 \cdot 4} = 0,331 \text{ A}.$$

На стороне ТСН:

$$I_{CP.MIN.TCH} = \frac{2119,26 \cdot 1 \cdot 5}{800 \cdot 5} = 2,65 \text{ A}.$$

Принятая уставка минимального тока срабатывания ИО защиты $I_{C3.MIN.(IP)}$ должна быть ближайшей большей. Принимаем $I_{C3.MIN.(IP)} = 2,65 \text{ A}$.

Соответствующее $I_{C3.MIN.(IP)}$ принятое значение первичного минимального тока:

$$I_{C3.MIN.(IP)} = \frac{I_{CP.MIN.(IP)*} \cdot K_I \cdot I_{OTB.HOM}}{K_{CX}}; \quad (116)$$

$$I_{C3.MIN.(IP)} = \frac{2,65 \cdot 800 / 5 \cdot 5}{1} = 2120 \text{ A}.$$

Выбор коэффициента торможения защиты K_m .

Для того чтобы обеспечить несрабатывание защиты в режимах внешних КЗ и при асинхронном ходе необходимо правильно выбрать уставку коэффициента торможения защиты K_m .

Для дальнейших расчетов определим первичный максимальный ток, проходящий через трансформатор при внешнем КЗ и качаниях и соответствующий большему из них максимальный расчетный ток небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П}$.

КЗ на стороне НН трансформатора:

- Ток КЗ со стороны генератора: $I_{КЗ.ГЕН} = 25,696 \text{ кА}$.
- Ток КЗ со стороны системы: $I_{КЗ.СИСТ} = 36,598 \text{ кА}$.

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

Ток трехфазного КЗ через трансформатор, приведенный к стороне НН:

$$I_{КЗ.СИСТ} = 13,998 \text{ кА}.$$

Определим первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при качаниях.

Максимальный ток, протекающий через обмотки трансформатора, будет в режиме КЗ на выводах генератора: $I_{МАХ} = 36,598 \text{ кА}$.

Расчетный максимальный первичный ток небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П}$ при расчетном внешнем КЗ или качаниях может быть рассчитан по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ.П} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ} + I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС} + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН} - I_{ОТВ.НОМ.ВН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН}} \cdot K_{ТОК.ВН} \right| \cdot I_{К.МАКС}; \quad (117)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.П} = 1,5 \cdot 1 \cdot 0,15 \cdot 25696 + \left| \frac{8,23 - 8}{8,23} \right| \cdot 36598 = 6804,39 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ}$, удовлетворяющий указанному условию, определяется, исходя из характеристики срабатывания ИО защит:

$$K_{ТОРМ} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.П.} - I_{СЗ.МИН.(ПР)}}{0,5 \cdot \sum I_{ТОРМ.РАСЧ.П} - I_{ТОРМ.НАЧ.П}}; \quad (118)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot 6804,39 - 2120}{36598 - 3991,96} = 0,248.$$

где $K_{ОТС} = 1,5$ - коэффициент отстройки;

Все первичные значения токов (минимального тока срабатывания защиты и тока начала торможения) приведены к основной стороне, т.е. НН.

Полученное значение уставки по коэффициенту торможения округлим до ближайшего большего значения, т.е.: $K_{ТОРМ} = 0,3$.

Проверим коэффициент торможения при КЗ на ТСН.

Ток КЗ со стороны генератора: $I_{КЗ.ГЕН} = 25,696 \text{ кА}$.

Ток КЗ со стороны системы: $I_{КЗ.СИСТ} = 36,598 \text{ кА}$.

Суммарный ток протекающий к месту КЗ (точка К4): $I_{КЗ.К4} = 62,294 \text{ кА}$

Ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ.П.} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} + I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{КЗ.ТСН} + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НН} - I_{ОТВ.НОМ.НН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НН}} \cdot I_{К.НН} - \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ТСН} - I_{ОТВ.НОМ.ТСН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ТСН}} \cdot I_{К.ТСН} \right|; \quad (119)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.П.} = 1,5 \cdot 1 \cdot 0,15 \cdot 62294 + \left| \frac{8,23 - 8}{8,23} \cdot 36598 - \frac{5,154 - 5}{5,154} \cdot 62294 \right| = 13177,61 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения равен:

$$K_{ТОРМ} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.П.} - I_{СЗ.МИН.(ПР)}}{0,5 \cdot \sum I_{ТОРМ.РАСЧ.П} - I_{ТОРМ.НАЧ.П}}; \quad (120)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot 13177,61 - 2120}{62294 - 3991,96} = 0,302.$$

Полученное значение уставки по коэффициенту торможения округлим до ближайшего большего значения, т.е.: $K_{ТОРМ} = 0,4$.

Из двух полученных значений коэффициента торможения принимаем в качестве уставки на устройстве защиты большее значение, т.е. $K_{ТОРМ} = 0,4$.

Расчет тока срабатывания отсечки:

Первичный ток срабатывания отсечки определяется отстройкой от броска намагничивающего тока ($6,5 \cdot I_{ОТВ.НОМ}$) и отстройкой от максимального первичного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П.}$:

$$I_{СР.ОТС.П} = \frac{6,5 \cdot I_{ОТВ.НОМ} \cdot K_I}{K_{СХ}}; \quad (121)$$

$$I_{СР.ОТС.П} = \frac{6,5 \cdot 4 \cdot 8000 / 5}{1} = 41600 \text{ А}.$$

Проверка отстройки от максимального первичного тока небаланса при КЗ на выводах ТСН:

$$I_{СР.ОТС.П} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.П}; \quad (122)$$

$$I_{СР.ОТС.П} \geq 0,15 \cdot 13177,61 = 1976,64 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты не проверяется поскольку при токе срабатывания порядка $0,35 \cdot I_{НОМ}$ защищаемого трансформатора она гарантирована.

5.2.14 Резервная дифференциальная защита блока (БЭ-2104)

Для защиты выбираются трансформаторы тока, установленные возле выключателей стороны высшего напряжения (или встроенные в них, если такие имеются), и комплект ТТ в нейтрали генератора.

Зона защиты включает в себя ошиновку стороны высшего напряжения, трансформатор блока и генератор.

В цепи трансформатора собственных нужд уставка трансформаторов тока, используемых в защите блока, обычно не предусматривается.

При КЗ на генераторе могут одновременно подействовать его собственная дифференциальная защита и резервная дифференциальная защита блока. Отключать блок целиком в рассматриваемом режиме не следует. Надо отключить только генератор, а собственные нужды оставить в работе. Для этого в резервной дифференциальной защите предусматривается выдержка времени порядка 0,3-0,4с.

Расчет уставок защиты ведется аналогично расчету уставок дифференциальной защиты трансформатора:

- Выбираются основные трансформаторы тока всех плеч защиты и схемы их соединения;
- Рассчитываются их вторичные номинальные токи;
- Выбираются выравнивающие трансформаторы тока;
- Определяется минимальный ток срабатывания защиты;
- В случае необходимости уточняется схема расстановки трансформаторов тока (может появиться необходимость установить ТТ в цепи отпайки ТСН) и повторяются предыдущие расчеты;
- Рассчитывается ток срабатывания отсечки.

Произведем расчет дифференциальной защиты на двух плечах (без ТСН):

Ранее в пункте 7.2.13 были рассчитаны первичные и вторичные токи ТТ:

Для стороны 1 (ВН): Трансформатор тока марки ТВТ-220-500/5, с коэффициентом трансформации $n_{ТТ1} = 500 / 5$.

- первичный максимальный ток $I_{\max.перв} = 477,149 \text{ A}$;

- вторичный максимальный ток $I_{\max.втор} = 8,26 \text{ A}$.

Для стороны 2 (НН) Трансформатор тока марки ТШЛ-20-8000/5 с коэффициентом трансформации $n_{ТТ2} = 8000 / 5$.

- первичный максимальный ток $I_{\max.перв} = 7331 \text{ A}$;

- вторичный максимальный ток $I_{\max.втор} = 4,132 \text{ A}$.

Выбор выравнивающих трансформаторов во всех плечах защиты.

Во всех плечах защиты по значениям вторичного тока выбираем ответвления $I_{отв}$ выравнивающих трансформаторов тока для ДЗТ так, чтобы значению $I_{НОМ.В. j}$ соответствовало ближайшее большее значение $I_{отв.НОМ}$ (таблица 48).

Таблица 48 – Номинальные токи ответвлений выравнивающих трансформаторов тока

Плечо	$I_{НОМ.В. j}, \text{ A}$	$I_{НОМ.В}, \text{ A}$	$\Delta I_{отв.В. j}, \%$
Плечи 1	8,26	8,0	0,26
Плечи 2	4,132	4	0,132

Плечо 2 защиты (на стороне 15,75 кВ), для которого погрешность выбора выравнивающего трансформатора оказалась минимальна, будем считать основным, и все токи небаланса, срабатывания защиты и т.д. будем дальше приводить к напряжению этого плеча.

На стороне 2 (основной) используем номинальный ток ответвления 4,132 А.

Пересчитываем ток неосновной стороны с учётом неточного выбора выравнивающих трансформаторов основной стороны по выражению

$$I_{РАСЧ.НЕОСН. j} = I_{отв.НОМ.ОСН} \cdot \frac{I_{НОМ.В.НЕОСН. j}}{I_{НОМ.В.ОСН}}; \quad (123)$$

Сторона 1:

$$I_{\text{ОТВ.РАСЧ.ВН}} = 4,132 \cdot \frac{8,26}{8} = 4,266 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НН}} = 4,75 \text{ А}$.

4. Первичное значение тока начала торможения:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}} = \frac{I_{\text{ТОРМ.НАЧ.*}} \cdot n_{\text{ТТ.1}} \cdot I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН}}}{K_{\text{СХ.1}}}; \quad (124)$$

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}} = \frac{1,25 \cdot 8000 / 5 \cdot 4,75}{1} = 9500 \text{ А}.$$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока:

$$I'_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}; \quad (125)$$

$$I'_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 9500 = 475 \text{ А}.$$

Ток небаланса $I''_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}}$, обусловленный регулированием напряжения в блоке, равен нулю.

Ток небаланса, обусловленный неточностью выбора токов выравнивающих трансформаторов:

$$I''_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = \left| \frac{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.2}} - I_{\text{ОТВ.НОМ.2}}}{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.2}}} \cdot K_{\text{ТОК.2}} \right| \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}; \quad (126)$$

$$I''_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = \left| \frac{4,266 - 4,75}{4,266} \cdot 0,5 \right| \cdot 9500 = 538,91 \text{ А}.$$

где коэффициенты токораспределения:

$K_{\text{ТОК.2}} = 0,1$ (так как в укрупнённом блоке два генератора).

Первичный ток небаланса в режиме, соответствующем "началу торможения":

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ} + I''_{НБ.НАЧ.ТОРМ} + I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ} ; \quad (127)$$

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = 475 + 0 + 538,91 = 1013,91 \text{ А.}$$

Определим первичный минимальный ток срабатывания защиты (ее чувствительного органа) по следующим условиям:

по условию отстройки от тока небаланса «начала торможения»:

$$I_{СЗ.МИН} \geq K_{ОТСТР.} \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} ; \quad (128)$$

$$I_{СЗ.МИН} \geq 1,5 \cdot 1013,91 \cdot \frac{17,5}{242} = 109,98 \text{ А.}$$

где $K_{ОТСТР.} = 1,5$ - коэффициент отстройки.

по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{СЗ.МИН} \geq 0,2 \cdot K \cdot I_{НОМ.Т\bar{б}л} ; \quad (129)$$

$$I_{СЗ.МИН} \geq 0,2 \cdot 1,65 \cdot 7331 \cdot \frac{17,5}{242} = 174,94 \text{ А.}$$

где $K = 1,65$ при соединении группы ТТ стороны ВН, к которой подключается рассматриваемая защита, в «треугольник»,

$I_{НОМ.Т\bar{б}л} = 7331 \text{ А}$ - номинальный ток трансформатора.

Проверим, является ли защита отстроенной от КЗ за трансформатором собственных нужд. Минимальный ток срабатывания защиты по этому условию:

$$I_{СЗ.МИН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{КЗ.ТСН} = K_{ОТС} \cdot (I_{КЗ.СИСТ} + I_{КЗ.ГЕН}); \quad (130)$$

$$I_{СЗ.МИН} \geq 0,15 \cdot (25,696 + 36,598) = 934 \text{ А.}$$

где $I_{КЗ.ТСН}$ величина тока КЗ за ТСН.

Отстройка от тока КЗ за ТСН приводит к загрузлению защиты, поэтому принимаем решение подключать защиту к трансформаторам тока в цепях ТСН

$$\text{(т.к. } I_{СЗ.МИН*} = \frac{934 \cdot 1}{8000 / 5 \cdot 4,75} = 1,57 \text{.)}$$

Теперь условие отстройки от тока КЗ за ТСН можно не учитывать, зато при расчете коэффициента торможения защиты придется в качестве одного из внешних КЗ рассмотреть короткое замыкание на отпайке ТСН.

Т.к. параметры всех приборов и схемы их соединения при расчете минимального тока срабатывания полностью совпадают с параметрами при расчете диф. защиты трансформатора, то принимаем $I_{СЗ.МИН.ПР} = 0,35 \text{ А}$, $I_{СЗ.МИН.(ПР)} = 209,27 \text{ А}$. Выбор коэффициента торможения защиты K_m .

Для того чтобы обеспечить несрабатывание защиты в режимах внешних КЗ и при асинхронном ходе необходимо правильно выбрать уставку коэффициента торможения защиты K_m .

Для дальнейших расчетов определим первичный максимальный ток, проходящий через трансформатор при внешнем КЗ и качаниях и соответствующий большему из них максимальный расчетный ток небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П}$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

Ток трехфазного КЗ через трансформатор, приведенный к стороне ВН:

$$I_{КЗ.ТР} = 4,137 \text{ кА.}$$

Максимальный ток, протекающий через обмотки трансформатора, будет в режиме КЗ на выводах генератора: $I_{МАХ} = 4,137 \text{ кА}$.

Расчетный максимальный первичный ток небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П}$ при расчетном внешнем КЗ или качаниях может быть рассчитан по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ.П} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} + I''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС} + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН} - I_{ОТВ.НОМ.ВН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ВН}} \cdot K_{ТОК.ВН} \right| \cdot I_{К.МАКС}; \quad (131)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.П} = 1,75 \cdot 1 \cdot 0,15 \cdot 4137 + \left| \frac{4,582 - 4,75}{4,582} \right| \cdot 4137 = 939,39 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ}$, удовлетворяющий указанному условию, определяется, исходя из характеристики срабатывания ИО защит:

$$K_{ТОРМ} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.П.} - I_{СЗ.МИН.(ПР)}}{0,5 \cdot \sum I_{ТОРМ.РАСЧ.П} - I_{ТОРМ.НАЧ.П}}; \quad (132)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot 939,39 - 209,27}{3140 - 772,86} = 0,507.$$

где $K_{ОТС} = 1,5$ - коэффициент отстройки;

Все первичные значения токов (минимального тока срабатывания защиты и тока начала торможения) приведены к основной стороне, т.е. ВН.

Полученное значение уставки по коэффициенту торможения округлим до ближайшего большего значения, т.е.: $K_{ТОРМ} = 0,7$.

Проверим коэффициент торможения при КЗ на ТСН.

Ток в защите со стороны ВН: $I_{РАСЧ.ВН} = 9,861 \text{ кА}$ (приведен к основной стороне, т.е. ВН). Ток в защите со стороны генератора: $I_{РАСЧ.НН} = 4,137 \text{ кА}$.

Суммарный ток протекающий к месту КЗ: $I_{РАСЧ.ТСН} = 13,998 \text{ кА}$.

Ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ.П.} = I'_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} + I'''_{НБ.НАЧ.ТОРМ.} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{КЗ.ТЧН} + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НН} - I_{ОТВ.НОМ.НН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НН}} \cdot I_{К.НН} - \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.ТЧН} - I_{ОТВ.НОМ.ТЧН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.ТЧН}} \cdot I_{К.ТЧН} \right| ; \quad (133)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.П.} = 1,75 \cdot 1 \cdot 0,15 \cdot 7745 + \left| \frac{4,582 - 4,75}{4,582} \cdot 4137 - \frac{4,582 - 4,75}{4,582} \cdot 13998 \right| = 2187 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения равен:

$$K_{ТОРМ} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.П.} - I_{СЗ.МИН.(ПР)}}{0,5 \cdot \sum I_{ТОРМ.РАСЧ.П} - I_{ТОРМ.НАЧ.П}} ; \quad (134)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot 2187 - 209,27}{13998 - 772,86} = 0,232.$$

Полученное значение уставки по коэффициенту торможения округлим до ближайшего большего значения, т.е.: $K_{ТОРМ} = 0,3$.

Из двух полученных значений коэффициента торможения принимаем в качестве уставки на устройстве защиты большее значение, т.е. $K_{ТОРМ} = 0,7$.

Расчет тока срабатывания отсечки:

Первичный ток срабатывания отсечки определяется отстройкой от броска намагничивающего тока ($6,5 \cdot I_{ОТВ.НОМ}$) и отстройкой от максимального первичного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ.П.}$:

$$I_{СР.ОТС.П} = \frac{6,5 \cdot I_{ОТВ.НОМ} \cdot K_I}{K_{СХ}} ; \quad (135)$$

$$I_{СР.ОТС.П} = \frac{6,5 \cdot 8,26 \cdot 500 / 5}{\sqrt{3}} = 3886,4 \text{ А.}$$

Проверка отстройки от максимального первичного тока небаланса при качаниях:

$$I_{\text{ср.отс.л}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.л}}; \quad (136)$$

$$3816,57 \text{ A} \geq 1,5 \cdot 2187 = 3280,5 \text{ A}.$$

Неравенство выполняется, то есть обеспечивается правильное действие отсечки при внешних КЗ.

Чувствительность защиты не проверяется, поскольку при токе срабатывания порядка $0,35 \cdot I_{\text{ном}}$ защищаемого трансформатора она гарантирована.

6 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Различают три вида заземлений: рабочее заземление, защитное заземление и заземление грозозащиты, причем в ряде случаев один и тот же заземлитель может выполнять два или три назначения одновременно.

К рабочему заземлению относятся заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, дугогасящих аппаратов, измерительных трансформаторов напряжения, реакторов, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода и пр.

Защитное заземление выполняется для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электрическую установку, путем заземления металлических частей установки (например, баков трансформаторов), которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

Заземления грозозащиты служат для отвода тока молнии в землю от защитных разрядников, стержневых и тросовых молниеотводов или других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Основная цель заземления – это снижение напряжения прикосновения.

Для всех видов заземления выполняется один общий заземлитель, который может быть естественным или искусственным.

В качестве естественных заземлителей могут выступать:

- металлические трубы проложенных в земле трубопроводов;
- железобетонные и металлические конструкции, которые соприкасаются с землей. В эту группу входят и находящиеся в неагрессивных средах, покрытые гидроизоляцией железобетонные фундаменты;
- водоводы, шпунты гидротехнических сооружений, выполненные из металла и т.п.;
- если между рельсами неэлектрофицированных железных дорог и подъездных путей имеется преднамеренное устройство перемычек,

рельсовые пути также могут использоваться в качестве естественного заземлителя;

- любые другие металлические сооружения, находящиеся в толще земли;

- оболочки проложенных в земле бронированных металлических кабелей (кроме алюминиевых). Этот вариант заземлителя может использоваться только в том случае, если кабелей имеется больше одного.

Искусственные заземлители, как правило, изготавливаются из меди или черной или оцинкованной стали. Они не должны быть окрашенными.

Заземлителями не могут выступать трубопроводы взрывоопасных газов и горючих жидкостей, канализации и центрального отопления.

Цель расчета заземляющего устройства в том, что исходя из выбранного грунта, размеров подстанции и количества продольных и поперечных полос, необходимо определить количество вертикальных заземлителей для обеспечения требуемого R .

Для проектирования произведем расчет искусственного заземлителя состоящего из 21 продольных полос длиной 132 м. и 15 поперечных длиной 93,3 м, выравнивающих потенциал и образующих сетку.

И вертикальных заземлителей, устанавливаемых по периметру на ОРУ.

Сначала определяем сопротивление одной продольной полосы:

$$R_{n01} = \frac{0,366 \cdot \rho_n}{l} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}\right); \quad (137)$$

где l – длина полосы (14500 см);

b – ширина полосы (3 см);

t – глубина заложения (80 см);

ρ_n – удельное сопротивление грунта на глубине закладке полосы.

$$\rho_n = K_1 \cdot \rho; \quad (138)$$

где K_1 – коэффициент учитывающий просыхание и промерзание почвы для $t = 80$, $K_1 = 1,6$;

ρ – среднее удельное сопротивление грунта.

Принимаем грунт суглинок, $\rho = 1,5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$.

$$R_{no1} = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{14500} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 14500^2}{3 \cdot 80}\right) = 3,78 \text{ Ом}.$$

Определяем сопротивление всех продольных полос с учетом коэффициента использования:

$$R_{m1} = \frac{R_{no1}}{\eta \cdot \eta_u}; \quad (139)$$

где η_u – коэффициент использования (0,5 – 0,6).

$$R_{m1} = \frac{3,78}{11 \cdot 0,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Аналогично определяем сопротивление одной поперечной полосы R_{no2} и всех поперечных полос R_{m2} .

$$R_{no2} = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{10000} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 10000^2}{3 \cdot 80}\right) = 5,2 \text{ Ом}.$$

$$R_{m2} = \frac{5,2}{15 \cdot 0,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Далее находим общее сопротивление сетки полос:

$$R_c = \frac{R_{m1} \cdot R_{m2}}{R_{m1} + R_{m2}} \cdot \frac{1}{\eta}; \quad (140)$$

где η – коэффициент использования (0,8).

$$R_c = \frac{0,7 \cdot 0,7}{0,7 + 0,7} \cdot \frac{1}{0,8} = 0,44 \text{ Ом}.$$

Условие выполняется, т.к. $R_c \leq R_{з.треб} \Rightarrow 0,44 \leq 0,5 \text{ Ом}.$

7 ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Перенапряжение – любое увеличение напряжённости электрического поля, в какой-либо части установки или линии электропередачи, достигающее величины, опасной для состояния изоляции установки.

Перенапряжения разделяют на две группы: (в зависимости от причины появления) – внешние (атмосферное) и внутренние (коммутационное).

Первые появляются при прямых ударах молнии в электроустановку, или непосредственно близко к ней. Они являются наиболее опасными, так как сопровождаются напряжением до 1000 кВ и током сотни кА.

Вторые появляются при различных переключениях в сети – отключение тока короткого замыкания, переключение с холостого хода на нагрузку. Они считаются не опасными, так как изоляция электроустановок на них рассчитана.

В проблему молниезащиты входят:

- Мероприятия по защите отдельных элементов электроустановок от прямых ударов молнии;
- Мероприятия по защите изоляции электрических машин и аппаратов от пробоя;
- Защита от импульса набегающих с линии волны перенапряжения.

Эти мероприятия сводят к установке защитных аппаратов устройств, которые отводят импульс перенапряжения в землю до того как волна достигнет какого либо элемента установки и выведет его из строя, поэтому главной частью всех защитных аппаратов является заземление.

Для защиты от перенапряжений используют аппараты, которые надёжно соединяют защищаемую часть с землей при увеличении напряжения выше номинального (в нормальном режиме их сопротивление стремится к бесконечности, при перенапряжениях уменьшается до номинального).

Для защиты от прямых ударов молнии используются молниеотводы, которые называют: стержневые или тросовые.

Стержневые молниеотводы используются для сосредоточенных объектов, состоят из мачты и шпиля (шпиль надежно заземляется в трех местах, часто эти молниеотводы устанавливают на линейных порталах).

Рассчитать молниезащиту – это значит определить тип защиты, ее зону, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год.

По типу молниезащита может быть:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

По степени надежности защиты различают два типа зон:

- А – степень надежности защиты $\geq 99,5\%$, $U \leq 500 \text{ кВ}$;
- Б – степень надежности защиты $\geq 95-99,5\%$, $U > 500 \text{ кВ}$.

Для защиты изоляции силовых и измерительных трансформаторов используют комплекты ограничителей перенапряжений: ОПН – 220, ОПН – 15,75.

Произведем расчет зон защиты многократного стержневого молниеотвода.

Зоны защиты, образуемые двумя молниеотводами, показаны на рисунке 23.

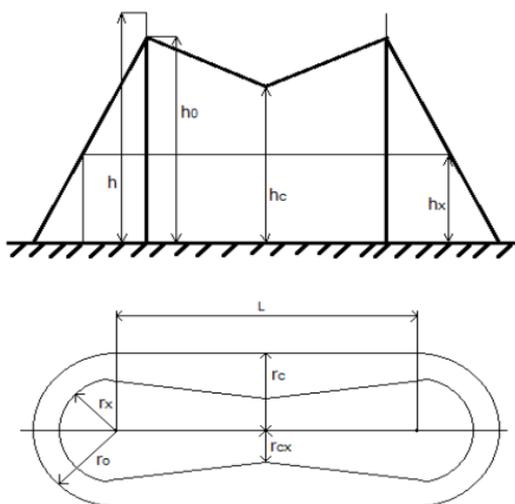


Рисунок 23 – Зоны защиты двух молниеотводов

Размеры изображенные на рисунке 8, описаны ниже:

h – полная высота молниеотвода, м;

h_0 – высота вершины конуса молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого сооружения, м;

h_c – высота средней части молниеотвода, м;

r_0 – радиус защиты на уровне земли, м;

r_x – радиус защиты на высоте защищаемого сооружения, м;

r_{cx} – параметр зоны защиты на средней линии, м;

L – расстояние между двумя молниеотводами, м.

7.1 Расчет параметров молниеотводов

Для зоны А – 220 кВ.

1) параметры одиночных стержневых молниеотводов:

$h = 29$ м, $h_{x1} = 16$ м, $h_{x2} = 11$ м.

Высота вершины конуса молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h; \quad (141)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 29 = 24,65 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h; \quad (142)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot 29 = 30,22 \text{ м.}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого сооружения:

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_{x1}); \quad (143)$$

$$r_{x(16)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot (29 - 1,2 \cdot 16) = 10,2 \text{ м.}$$

$$r_{x(11)} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot (29 - 1,2 \cdot 11) = 16,46 \text{ м.}$$

Расстояния между молниеотводами, представлены в таблице 49

Таблица 49 – Расстояния между молниеотводами

Участок	Расстояние L, м
1	2
М1-М7	56,53
М7-М5	59,276
М5-М4	57,631
М4-М3	53,933
М3-М2	53,775
М2-М1	75,267

Выполняется условие: $h < L \leq 4h \Rightarrow 29 < 75,267 \leq 116$, а значит, дальнейший расчет пойдет следующим образом [26]:

Высота средней части молниеотвода:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h); \quad (144)$$

$$h_{c1} = 24,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 29)(56,53 - 29) = 19,68 \text{ м}.$$

Параметр зоны защиты на средней линии:

$$r_c = r_0 [1 - 0,2(L - 2h) / h]; \quad (145)$$

$$r_{c1} = 30,22 [1 - 0,2(56,53 - 2 \cdot 29) / 29] = 30,526 \text{ м}.$$

$$r_{cx} = r_c (h_c - h_x) \frac{1}{h_c}; \quad (146)$$

$$r_{cx1(16)} = 30,526(19,68 - 16) \frac{1}{19,68} = 5,709 \text{ м}.$$

$$r_{cx1(11)} = 30,526(19,68 - 11) \frac{1}{19,68} = 13,464 \text{ м}.$$

Для остальных участков расчет ведется аналогично. Результат расчетов снесен в таблицу 50.

Таблица 50 – Результат расчетов параметров молниезащиты

Участок	Искомые параметры			
	h_c , м	r_c , м	$r_{cx(16)}$, м	$r_{cx(11)}$, м
1	2	3	4	5
М1-М7	19,68	30,526	5,709	13,464
М7-М5	19,19	29,954	4,979	12,784
М5-М4	19,484	30,297	5,417	13,192
М4-М3	20,144	31,068	6,392	14,103
М3-М2	20,176	31,105	6,438	14,147
М2-М1	16,332	26,621	0,541	8,691

Графическая часть расчета молниезащиты представлена на листе формата А1.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность проекта

Выбранный вариант схемы выдачи мощности предполагает следующие мероприятия:

- расширение РУ 220 кВ ПП Партизанск с изменением схему РУ на схему – одна секционированная система шин;
- установка двух трансформаторов ТДЦ 200000/220 для подключения блоков 140 МВт к РУ 220 кВ ПП Партизанск;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС-Находка/т с заменой провода М-70 на АС-120;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ХФЗ № 1, 2 с заменой провода АС- 150 на АС-185;
- замена ошиновки ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ХФЗ №1,2 на ПС 110 кВ ХФЗ, выполненной проводом АС-150, на ошиновку, выполненную проводом АС-185.

При выполнении данных видов работ необходимо руководствоваться правилами и нормами ТБ.

8.1.1 Реконструкция ВЛ, виды и правила проведения работ

Реконструкцию ВЛ следует производить в соответствии с указаниями документа: [27] РД 153-34.3-03.285-2002.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002.

Разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Реконструкция ВЛ 110 кВ «Партизанская ГРЭС – Находка/т» с заменой старого провода М-70 на новый АС-120. предполагает выполнение следующих технических мероприятий:

- 1) Отключение линии;
- 2) проверка отсутствия напряжения на линии, наложение заземления;
- 3) ограждение места производства работ и вывешивание разрешающих работу плакатов;
- 4) демонтаж провода М-70 и расчистка трассы;
- 5) установка провода АС-120;
- 6) снятие защитного заземления;
- 7) ввод линии в эксплуатацию.

Рассмотрим некоторые правила ТБ при работе на ЛЭП [27]:

1) Запрещается выполнять работы на опорах и воздушных линиях при скорости ветра, превышающей 15 м/с, снежных буранах, во время грозы или при ее приближении, а также при температуре наружного воздуха ниже -15 °С.

2) Перед началом работы на опоре необходимо проверить исправность средств защиты от падения с высоты.

3) Запрещается подниматься и работать на опоре:

- без применения средств индивидуальной защиты от падения с высоты;
- одновременно двум работникам.

4) Поднявшись на опору воздушной линии, необходимо с помощью указателей напряжения убедиться в отсутствии на проводах постороннего напряжения. Проверять отсутствие постороннего напряжения следует сначала индикатором высокого напряжения, а после этого - индикатором низкого напряжения.

5) Подъем на опору арматуры, проводов следует производить при помощи веревки и после того, как работник устойчиво и надежно укрепится на опоре. К середине веревки привязывают необходимые предметы, второй конец

веревки находится в руках у стоящего внизу работника, который удерживает поднимаемые предметы от раскачивания.

6) Запрещается при подъеме на опору поднимать с собой провода, траверсы, трансформаторы и другие тяжелые предметы.

7) При подвеске проводов в населенных пунктах и на пересечениях дорог для предупреждения водителей транспортных средств и пешеходов (на тротуарах) по обе стороны навстречу движению транспорта на расстоянии 15 - 20 м от места производства работ должны устанавливаться предупредительные знаки "Дорожные работы". При плохой видимости дополнительно устанавливаются световые сигналы.

8) Запрещается нахождение людей вблизи натягиваемых проводов.

9) При демонтаже проводов, подвешенных под линией электропередачи, после выполнения обозначенных выше требований провода развязываются постепенно, начиная с нижнего провода. Развязанный провод разрезается и опускается на землю. Работать следует в защитных очках.

10) При спиливании опоры необходимо с боков и со стороны спиливания поддерживать ее баграми или рогачами.

Запрещается приближение посторонних к месту спиливания опоры на расстояние менее полуторной длины спиливаемой опоры.

8.1.2 Установка трансформаторов, виды и правила проведения работ

Требования к подготовке площадки под монтаж трансформатора и его монтаж должны соответствовать СНиП 3.05.06-85.

Разгрузка и перемещение трансформатора должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.009-76* и технологических карт перемещения с указанием мер безопасности и инструкций охраны труда (ПОТ). Место производства погрузочно-разгрузочных работ должно быть оборудовано знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-76.

Монтаж силовых трансформаторов предполагает следующие мероприятия [39]:

1) *Монтаж трансформатора*

2) Принятие мер пожарной безопасности трансформатора.

Трансформатор оборудуется пожарными перегородками и автоматической системой водяного пожаротушения, поставляемой по отдельному Лоту.

3) Установка устройств релейной защиты и автоматики.

Должна быть обеспечена возможность передачи основной информации о работе трансформатора в систему АСУТП.

4) Проведение необходимых испытаний и проверок.

При вводе трансформаторов в эксплуатацию они должны пройти испытания и проверки в соответствии с РД 34.45-51.300-97, ГОСТ 11677-85 и инструкциями завода-изготовителя.

5) Ввод в эксплуатацию.

Включение трансформатора под напряжение необходимо проводить с защитами, в том числе сигнальными, задействованными на отключение. Включения можно производить не ранее, чем через 12 часов после последней доливки маслом для трансформаторов 110—500 кВ и не ранее 20 часов для трансформаторов 750 кВ.

Рассмотрим некоторые правила охраны труда (ПОТ) при монтаже силовых трансформаторов [39]:

1) Запрещается выполнение работ по монтажу трансформаторов на открытых трансформаторных подстанциях в тумане, при ветре более 6 баллов (12 м/с), во время грозы.

2) Выводы первичных и вторичных обмоток трансформаторов необходимо закоротить и заземлить на все время проведения электромонтажных работ. К началу сушки трансформаторов электрическим током корпуса (баки) трансформаторов следует заземлить (занулить).

3) Работать на трансформаторе следует с лесов, помостов или стремянки с площадками, огороженными перилами.

5) Не разрешается освобождать грузоподъемные механизмы (тали, домкраты и т.п.), удерживающие монтируемое оборудование до окончания установки прокладок и закрепления его на опорах или фундаменте.

6) Во время остановок при перемещении трансформатора следует подставлять под катки упоры (клинья).

7) Запрещается вставлять пальцы рук между поднятым трансформатором и фундаментом (опорой) во время его нивелирования.

8) Запрещается выполнять любые работы и находиться на трансформаторе или его частях во время их перемещения.

9) Работать под поднятой крышкой трансформатора разрешается только при условии, что между крышкой и баком трансформатора установлены предохранительные прокладки, которые надежно удерживают активную часть трансформатора.

10) Запрещается выполнять работы, если активная часть бака трансформатора находится в подвешенном состоянии.

11) Возле входного люка должен находиться наблюдающий для контроля за работой внутри трансформатора и для поддержания связи с работающими внутри людьми.

12) При осмотре бака трансформатора изнутри в карманах одежды не должно быть никаких предметов.

13) Выполнять работы внутри бака трансформатора необходимо после продувки его воздухом для удаления инертных газов.

14) Во время работ внутри трансформатора следует применять ручные взрывозащищенные электрические светильники с лампами напряжением не выше 12 В.

8.1.3 Установка генераторов, виды и правила проведения работ

Электрические машины, поступающие для монтажа, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.1-75.

При отсутствии упаковочной документации следует вырезать проем в обшивке упаковки и осмотреть крепление узлов и деталей в целях избежания опрокидывания частей внутри упаковки.

Монтаж машин следует производить в соответствии с требованиями СП 76.13330.2016 по монтажным чертежам завода-изготовителя и технологическим картам монтажа с указанием средств безопасности труда и схем строповки изделия при подъеме, перемещении и монтаже.

До начала работы по опробованию машин представители подрядных организаций, участвующих в монтаже и наладке данной группы машин, обязаны сделать в журнале заявок некоторые записи.

Опробование машины совместно с электроприводом разрешается только при наличии соответствующих записей в журнале заявок ответственных представителей подрядных организаций, согласования даты опробования и наличии разрешения ответственного представителя эксплуатационного предприятия (с записью в журнал заявок).

Установка турбогенераторов предполагает следующие мероприятия [39]:

- 1) *Установка фундаментных плит.*
- 2) *Установка статора на фундамент.*
- 3) *Установка выводов статорной обмотки*
- 4) *Проверка газовой плотности статора и охлаждения обмотки*
- 5) *Проверка газовой плотности ротора.*
- 6) *Установка ротора в статор и центрирование его к ротору турбины*
- 7) *Обработка отверстий соединительных муфт роторов*
- 8) *Окончательная установка статора по ротору,*
- 9) *Монтаж возбuditелей.*
- 10) *Монтаж системы охлаждения статорной обмотки.*

Рассмотрим некоторые правила охраны труда (ПОТ) при монтаже генераторов [39]:

- 1) Весь персонал должен на рабочем месте быть в спецодежде, застегнутой на все пуговицы без развивающихся частей, пользоваться

рукавицами, индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ, знать телефоны здравпункта, скорой помощи и пожарной охраны.

2) В турбинном цехе весь персонал должен быть в застегнутой подбородным ремнем защитной каске. Волосы должны убираться под каску.

3) Весь персонал должен уметь освободить человека, попавшего под напряжение от действия электрического тока, а так же оказать ему доврачебную помощь и знать, уметь применять приемы доврачебной помощи пострадавшему при других несчастных случаях, периодически пополнять, уметь пользоваться аптечками выданными на БЩУ.

4) К месту работы персонал должен приходить по утвержденным безопасным маршрутам следования по территории предприятия.

5) Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающей среды 25°С должна быть не выше 45°С.

6) При обтирке оборудования запрещается наматывать на руку обтирочный материал.

7) Особую осторожность следует соблюдать при влажной уборке оборудования, при этом не допускать попадания воды на электрооборудование и оборудование ЦТАИ.

8) В турбинном цехе недопустимо:

- загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами;
- убирать помещения и оборудование с применением бензина, керосина и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;
- оставлять без постоянного надзора действующее оборудование;
- отогревать замерзшие трубы паяльными лампами или другим способом с применением открытого огня;

- выполнять в помещениях и на оборудовании работы, не связанные с заданием и не предусмотренные технологическими инструкциями;

9) На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели направления выхода персонала. Двери на пути эвакуации должны открываться наружу.

10) Курение разрешается только в специально отведенных местах, у которых должна быть надпись "Место для курения", и оборудованных урной из негорячего материала или пепельницей.

11) На рабочих местах разрешается хранить только такое количество смазочных материалов, которое не превышает сменную потребность, при этом емкости должны применяться из небьющейся тары и плотно закрываться.

- Пролитые горюче-смазочные материалы и горючие жидкости следует немедленно убирать, а пол вытирать досуха.

- Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно, ежедневно, удалять для утилизации.

- Уборку оборудования разрешается производить стиральным порошком, горячей водой, мыльным или фосфатным растворами.

12) Проведение огнеопасных работ на оборудовании турбинного цеха должны проводиться по письменному наряду допуску, выданному начальником цеха, или лицами имеющими право выдачи нарядов в КТЦ-2, с соблюдением всех требований пожарной безопасности при проведении огневых работ. Обязательно наблюдение оперативным персоналом за местом проведения огневых работ после их окончания в течении 3х часов.

13) Огневые работы на расстоянии менее 10 м от участков газо-масляной системы, содержащих водород, должны производиться по наряду с выполнением мер, обеспечивающих безопасность работы (установка ограждений, проверка воздуха на отсутствие водорода и др.).

14) Огневые работы непосредственно на корпусе генератора, трубопроводах и аппаратах газо-масляной системы до полного перевода генератора на воздух запрещается.

15) Около генератора и устройств масляной системы должны быть вывешены предупреждающие знаки ОТ «Осторожно! Опасность взрыва».

16) Турбинное отделение цеха должно быть оборудовано стационарными системами охлаждения ферм перекрытия машзала.

17) Приступать к пуску паротурбинной установки разрешается только после окончания всех работ на основном и вспомогательном оборудовании, уборки рабочих мест, восстановления изоляции паропроводов и корпусов установки, после выполнения мероприятий по пожарной безопасности и охраны труда.

18) Перед пуском паротурбинной установки персонал должен проверить готовность средств пожаротушения.

8.1.4 Замена ошиновки на ПС 110 кВ ХВЗ , виды и правила проведения работ

Реконструкцию ВЛ следует производить в соответствии с указаниями документа: [27] РД 153-34.3-03.285-2002».

Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ХФЗ №1,2 на ПС 110 кВ ХФЗ, выполненной проводом АС-150, на ошиновку, выполненную проводом АС-185 предполагает выполнение следующих технических мероприятий:

- 1) обесточивание ячеек ОРУ на которых требуется замена ошиновки
- 2) демонтаж старого провода АС-150
- 3) установка нового провода АС-185
- 4) подача напряжения и ввод ячеек ОРУ в эксплуатацию

Рассмотрим некоторые правила охраны труда (ПОТ) при монтаже ошиновки на ОРУ [29]:

1) Пакеты сборных шин и ошиновки, заготовленные в мастерской, в зависимости от размеров и массы, следует поднимать на конструкции с

помощью талей, блоков и лебедок. Оставлять инструмент на верхних частях конструкций распределительных устройств запрещается.

2) Соприкосновение временных проволок и сварных проводов с токоведущими частями аппаратов и шинами, равно как и крепление ими запрещены. При наступлении грозы работы на открытых подстанциях, на вводах воздушных линий в закрытые подстанции, а также на линейных разъединителях этих вводов (установленных внутри зданий) должны быть немедленно прекращены.

3) Монтаж ошиновки открытых распределительных устройств должен быть выполнен до монтажа оборудования.

4) К работам по монтажу распределительных устройств допускаются лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, прошедшие обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

5) При производстве монтажных работ на ОРУ подстанции необходимо:

- убрать предметы, мешающие работе;
- подготовить и проверить защитные и предохранительные средства; работу производить с огражденных лесов, принятых по акту прорабом, телескопических вышек или люлек, с ограждениями.

6) В открытых распределительных устройствах напряжением 110 кВ и выше, разрешается применение переносных металлических лестниц при соблюдении следующих условий[2]:

- лестница должна переноситься в горизонтальном положении под непрерывным надзором производителя работ, дежурного или лица с группой по электробезопасности IV из оперативно-ремонтного персонала;
- к лестнице должна быть прикреплена металлическая цепь, касающаяся земли.

7) Испытание лестниц должно осуществляться в соответствии с требованиями технической документации организации-изготовителя. Если изготовитель в технической документации указывает необходимость проведения испытаний эксплуатирующей организацией, он должен указать и

методику (к примеру, «в соответствии с ГОСТ Р 58758-2019»). Данное требование указано в п.24 Правил по охране труда при работе с инструментом и приспособлениями», утвержденных приказом Минтруда от 27 ноября 2020 г. N 835н) [2].

8.2 Экологичность проекта

Монтаж двух генераторных блоков, предполагает также установку [19]:

- котельной установки
- топливного хозяйства
- системы золо- и шлакоудаления, очистки дымовых газов
- электрической части
- технического водоснабжения (для отвода избыточного тепла)
- системы химической очистки и подготовки воды

Воздействие на атмосферу [19]:

При горении топлива потребляется большое количество кислорода, а также происходит выброс значительного количества продуктов сгорания таких как: летучая зола, газообразные окислы углерода, серы и азота, часть которых имеет большую химическую активность, и радиоактивные элементы, содержащиеся в исходном топливе. Также выделяется большое количество тяжёлых металлов, в том числе ртуть и свинец.

Воздействие на гидросферу [19]:

Прежде всего, сброс воды из конденсаторов турбин, а также промышленные стоки.

Воздействие на литосферу [19]:

Для захоронения больших масс золы требуется много места. Данные загрязнения снижаются использованием золы и шлаков в качестве строительных материалов. Шлакоблоки излучают радиацию, поэтому в помещениях, построенных, из них запрещено длительное нахождение людей.

Воздействие на человека

Одно из негативных воздействий на человека – шум. Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. Долгое нахождение

на ОРУ может привести к ухудшению слуха, сильным головным болям, нарушению сердцебиения. [28]

Для защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами (ч. первая ст. 221 ТК РФ).

Рабочий персонал на ОРУ экипируется, всеми необходимыми средствами индивидуальной защиты от шума [23]:

- противошумными наушниками, закрывающими ушную раковину снаружи;
- противошумными вкладышами, перекрывающими наружный слуховой проход;
- противошумными шлемами и касками;
- противошумными костюмами.

Противошумные наушники [23]. По способу крепления на голове они подразделяются на:

- независимые, имеющие жесткое и мягкое оголовье;
- встроенные в головной убор или в другое защитное устройство.

Защита слуха с использованием наушников снижает шумовую нагрузку на работника на 20–30 дБ.

Противошумные вкладыши [23]. Такая защита органов слуха может быть многократного или однократного использования. В зависимости от применяемого материала они подразделяются на твердые, эластичные и волокнистые. Такая защита слуха снижает шумовую нагрузку на 10–20 дБ.

Противошумные шлемы и каски [23] используют при высоких уровнях шумов в комбинации с наушниками и вкладышами. Их применение снижает шумовую нагрузку на 30–50 дБ.

По природе различают следующие шумы [23]:

- аэродинамические;
- гидродинамические;
- механические;

- электромагнитные.

Одним из источников шума на ОРУ является силовой трансформатор. На ПП Партизанск планируют установку двух силовых трансформаторов ТДЦ–200000/220/15,75-У1 в блоках с генераторами.

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест.

ТДЦ-200000/220/15,75-У1 – это силовой трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла, предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом, с размещением на открытом воздухе.

Для трансформаторов марки ТДЦ характерны следующие шумы [28]:

- электромагнитный шум;
- аэродинамический шум;
- гидродинамический шум.

Электромагнитный шум в силовом трансформаторе возникает по следующим причинам [28]:

- магнитострикционный эффект;
- силы, действующие на витки обмотки Т в магнитном поле;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника Т.

Шум трансформаторов в своей основе (в сердечнике) может быть снижен при использовании листов железа с возможно малой магнитострикцией. Магнитострикция резко уменьшается в случае повышенного содержания (более 4 %) кремния в металле. Холоднокатаный лист имеет значительно более низкую магнитострикцию, чем горячекатаной [28].

Вибрации стенок бака, излучение которых является основной причиной шума больших трансформаторов, можно уменьшить установкой на них антивибраторов [28].

Аэродинамический шум в силовом трансформаторе возникает по причине работы вентиляторов охлаждения [28].

Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей [28].

Гидродинамический шум в силовом трансформаторе возникает по причине работы питательных насосов циркулирующих масло по трансформатору. Основной причиной шума является кавитация. Последняя представляет собой формирование и лопание пузырей пара в потоке. Такой процесс начинается, когда давление падает до уровня давления пара в жидкости. Высвобождаемая в рамках этого процесса энергия преобразуется во флуктуации давления, которые, в свою очередь, создают звуковые волны. Создаваемый при этом шум имеет широкий частотный спектр и зачастую описывается как звук падающего по трубе щебня [28].

8.2.1 Расчет допустимого уровня шума создаваемого трансформаторами

По таблице 51, колонка № 13 [29], определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС.

Таблица 51 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и на территории жилой застройки

№ п/п	Назначение территорий	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука L_A и эквивалентные уровни звука $L_{Aэкв}$, дБА	Максимальные уровни звука L_{Amax} , дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ	с 7 да 23 ч	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
		с 23 до 7ч	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

Определение шумовых характеристик источника шума

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора. Для трансформаторов со значениями типовой мощности, которые отличаются от ряда мощностей, приведенных в таблице 52

Таблица 52 – Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и масла

Типовая мощность трансформатора, МВ·А	Корректированный уровень звуковой мощности L_{pA} , дБА, для классов напряжения, кВ		
	110;150	220;330	500;750
63	—	105	—
80	103	107	—
125	106	108	110
200	108	110	112
250	109	112	113
400	110	114	115
500	—	115	116

Определение минимального расстояния от ПС до границы жилой застройки.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле (1) необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его корректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} ; \quad (147)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^2 10^{(0,1 \cdot 110)} \right) = 113,01 \text{ дБА}.$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука

$$DV_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} ; \quad (148)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} ; \quad (149)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(113,01 - 45)}}{2\pi}} = 1003 \text{ м}.$$

Заключение по расчету:

Расстояние от партизанской ГРЭС до ближайшего жилого района больше 1 км, а значит монтаж трансформаторов соответствует соблюдению санитарных норм по шуму на прилегающей к ОРУ территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Ниже на рисунке 24 представлена карта местности в районе Партизанской ГРЭС с обозначением источника шума на ПП Партизанск в центре.



Рисунок 24 – Карта местности в районе партизанской ГРЭС с источником шума в центре

8.3 ЧС на территории проекта [13]

Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативно-техническим документом.

Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечив безопасность для людей и оборудования.

При несрабатывании технологических защит оперативный персонал немедленно выполняет операции, предусмотренные данной защитой.

8.3.1 Пожарная безопасность на объекте

При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения [28].

Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы [28].

До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать [28]:

- - удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- - установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- - проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение;
- - выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- - тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
- - встречу подразделений ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта.

После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого

подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала согласно указаниям РТП [28].

Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

8.3.2 Возможные аварийные ситуации и методы их устранения [13]:

Повреждение турбины из-за разгона роторов

Разгон турбины до частоты вращения, превышающей значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и дополнительной защиты приводит к разрушению лопаточного аппарата, поломке валопровода.

Разрушение валопровода приводит к повреждению подшипников турбины и генератора, загоранию масла и водорода, выводу из строя турбоагрегата на длительное время.

Наиболее опасными режимами с точки зрения возможности разгона роторов являются:

- испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, сопровождающееся неправильными действиями персонала;
- неконтролируемый пуск турбины с самопроизвольным набором частоты вращения из-за неисправности систем парораспределения, регулирования и ошибок персонала;

- внезапный сброс нагрузки с отключением генератора и динамическим "забросом" частоты вращения ротора, неудержанием холостого хода и несрабатыванием автомата безопасности.

Случай ЧС 1. Заедание и недозакрытие стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и пара промперегрева.

Методы устранения аварийной ситуации. Принимаются меры, обеспечивающие безопасный останов турбины. Решение о необходимости немедленного отключения турбины или об оставлении ее кратковременно в работе принимается главным инженером электростанции в зависимости от конкретных условий.

Перед остановом турбины понижают давление пара в паропроводах свежего пара, полным закрытием главного сервомотора системы регулирования разгружают турбину до значения, которое допускает неисправный клапан, полностью закрывают ГПЗ, затем, убедившись в том, что нагрузка генератора отрицательная, отключают турбину автоматом безопасности и генератор от сети.

Случай ЧС 2. Внезапное отключение генератора и разгон роторов.

Методы устранения аварийной ситуации.

- турбину отключают автоматом безопасности по месту и с БЩУ, вращением маховика регулятора скорости турбины выводят его в положение "ноль" по лимбу;

- закрывают ГПЗ и открывают все предохранительные клапаны на паропроводах, обеспечивая продувку паропроводов и аварийный сброс пара в атмосферу, обеспаривание линий промперегрева;

- срывают вакуум открытием задвижек срыва вакуума и прекращением подачи пара на эжекторы и уплотнения турбины;

- производится вручную обтяжка арматуры.

Нарушение топливоснабжения

Подача твердого топлива может быть прекращена или ограничена вследствие:

- повреждения элементов конвейеров и дробилок, вагоноопрокидывателей;
- поступления угля с повышенной влажностью (забивание течек), а при низких температурах наружного воздуха - смерзания угля;
- отключение электродвигателей механизмов, осуществляющих транспорт сырого угля и пыли;
- отключения одного или нескольких ленточных конвейеров топливоподачи;
- разрыва конвейерной ленты в тракте топливоподачи;
- зависания топлива в бункерах сырого угля и бункерах пыли;
- пожаров в системе топливоподачи и пылеприготовления;
- ошибочных действий эксплуатационного персонала.

О всех нарушениях в системе топливоподачи и пылеприготовления оперативный персонал котлотурбинного цеха получает информацию от оперативного персонала топливоподачи или по светозвуковой сигнализации.

Случай 1. Подача в топку сырого угля.

Методы устранения аварийной ситуации.

При нарушениях в подаче сырого угля котлы некоторое время могут работать на запасном топливе, находящемся в угольных и пылевых бункерах. В этом случае у оперативного персонала имеется время на выяснение причины нарушения и на принятие оперативного решения, направленного на удержание в работе оборудования и предотвращение сброса нагрузки электростанцией.

При частичных нарушениях в подаче твердого топлива оперативный персонал по указанию НСС:

- разгружает котлы, работающие на основном топливе;
- организует подсветку пылеугольного факела резервным топливом.

Одновременно принимаются меры по восстановлению подачи угля к системе пылеприготовления.

Случай 2. Прекращение подачи угля в топку.

Методы устранения аварийной ситуации.

При прекращении подачи твердого топлива:

- котел отключается защитой.
- персонал занимается поиском и по возможности устранением

причины прекращения подачи топлива.

При нарушениях в подаче топлива на одном или нескольких котлах электростанции остальные нормально работающие котлы должны быть загружены до максимально возможной нагрузки с целью поддержания заданного суточного графика электрической нагрузки.

Случай 3. Срыв работы мазутных насосов.

Срыв работы мазутных насосов может произойти из-за недостаточного уровня мазута в мазутных баках, а также в случаях, когда не обеспечено удаление воздуха из насосов перед их пуском.

Методы устранения аварийной ситуации.

При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса жидкого топлива на электростанции, приведшем к останову котлов из-за понижения давления мазута, следует:

- сосредоточить остатки жидкого топлива в одной из емкостей;
- включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удастся на газомазутных и пылегазовых котлах, необходимо перейти на растопку котла на газе).

Случай 4. Разрыв газопровода.

Характерным признаком разрыва газопровода является внезапное появление сильного шума истекающего газа, падение давления газа в газопроводе.

Методы устранения аварийной ситуации.

В случае разрыва газопровода внутри котельной отключается поврежденный участок газопровода ближайшими задвижками с обеих сторон, открываются имеющиеся на поврежденном участке газопровода продувочные свечи, проверяется надежность отключения участка от газовых коллекторов

(при необходимости устанавливаются заглушки, если их установка возможна в сложившейся аварийной ситуации).

При разрыве газопровода немедленно останавливаются котлы, находящиеся в зоне выхода природного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была рассмотрена предполагаемая схема выдачи мощности Партизанской ГРЭС.

В ВКР был осуществлен расчет токов короткого замыкания, необходимых для осуществления выбора оборудования и расчета параметров срабатывания релейной защиты.

В рамках исследуемого проекта произведен выбор и проверка оборудования и электрических аппаратов на стороне 220 кВ (ПП Партизанск), стороне 15,75 кВ (выводы генератора и ТСН блока).

Заземляющее устройство принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов.

Защита от разного рода перенапряжений выполнена с помощью ОПН и молниеотводов, непосредственно подключенных к заземляющей сетке.

Релейная защита блока трансформатор-генератор выполнена на основе блоков БРЭ1301, БЭ1101, БЭ1102.

Так же были рассмотрены вопросы охраны труда, безопасности и экологичности на объекте реконструкции. Рассчитан шум монтируемых трансформаторов, и минимально-безопасное расстояние до жилой зоны.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Артюх, С.Ф. Собственные нужды тепловых электростанций. Учебно-методическое пособие / С.Ф. Артюх, О.А. Данилова. – Харьков: ХПТИ 2014. – 93 с. [Электронный ресурс]. URL: http://sites.kpi.kharkov.ua/es/data/_uploaded/file/Methods/48_Artuech.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

2 Блог. Охрана труда при работе с лестницами [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ucrazvitie.ru/blog/okhrana-truda-pri-rabote-s-lestnitsami/> (Дата обращения 16.04.2022).

3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : метод. указ. к прак. занятиям для студ. по спец 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во Амур. Гос ун-та, 2014. – 100 с.

4 Ввод линейный конденсаторного типа с внутренней RIP и полимерной наружной изоляцией [Электронный ресурс]. URL: https://mosizolyator.ru/files/nodus_items/0000/0481/document-481-1631102949.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

5 Выбор аккумуляторных батарей на ТЭС [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/knigi/ucheba/vybor-akkumulyatornyh-batarey-na-tes.html> (Дата обращения 16.04.2022).

6 Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств. Выбор трансформаторов тока [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/knigi/ucheba/vybor-kommutacionnyh-apparatov-i-tokoveduschih-chastey-raspredelitelnyh-ustroystv-4.html> (Дата обращения 16.04.2022).

7 Выбор шин распределительных устройств и силовых кабелей. Выбор жестких шин [Электронный ресурс]. URL: <http://laiz.ru/doc/other/1.htm> (Дата обращения 16.04.2022).

8 Выключатели. Элегазовый выключатель ВГГ-20 [Электронный ресурс]. URL: http://ruselectro.su/shop/vikl/index.php?ELEMENT_ID=4728 (Дата обращения 16.04.2022).

9 География Приморья [Электронный ресурс]. URL: <https://www.geografia.ru/primor.html> (Дата обращения 16.04.2022).

10 ГОСТ Р 7.0.5-2008. Издания. Выходные сведения. Общие требования и правила оформления. М., 2008. II, 43 с. (Система стандартов по информ., библиотеч. и изд. делу).

11 Инструкция по охране труда. Инструкция по охране труда при монтаже распределительных устройств, щитов, электрических машин, трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://электротехнический-портал.рф/instrukcii-po-ohrane-truda/250-montag-raspredilitelnyh-ustroistv.html> (Дата обращения 16.04.2022).

12 Инструкция по охране труда при монтаже силовых трансформаторов работ [Электронный ресурс]. URL: <http://trudova-ohrana.ru/primery-dokumentov/primery-instrukcij-po-ohrane-truda/4427-instrukcija-po-ohrane-truda-pri-montazhe-silovyh-transformatorov.html> (Дата обращения 16.04.2022).

13 Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034741> (Дата обращения 16.04.2022).

14 Каталог. Выключатели элегазовые серии ВГГ на 35,110 и 220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://dv-electro.ru/images/opros/VGT-35,110,220.pdf> (Дата обращения 16.04.2022).

15 Каталог. Измерительные приборы и счетчики [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elpribor.ru/catalog/51/938/> (Дата обращения 16.04.2022).

16 Каталог продукции группы компаний «Силовые машины» [Электронный ресурс]. URL: https://power-m.ru/upload/iblock/5d0/SM_product_cataloge_2020.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

17 Каталог продукции «Полимер-Аппарат». Ограничители перенапряжений [Электронный ресурс]. URL: http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20180823/20180823091120_97428.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

18 Каталог. Трансформаторы силовые масляные до 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://lider-energo.ru/uploads/oil-trans/transformatori-tm-1600-tm-4000-tm-6300.pdf> (Дата обращения 16.04.2022).

19 Конденсационная электростанция. [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Конденсационная_электростанция (Дата обращения 16.04.2022).

20 Минимальные расстояния для ЗРУ и КРУ [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/info/podstancii/minimalnye-rasstoyaniya-dlya-zru-i-kru.html> (Дата обращения 16.04.2022).

(21)6. Министерство энергетики и газоснабжения Приморского края. Структура. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период [Электронный ресурс]. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/energy/structure/sipr.php> (Дата обращения 16.04.2022).

22 Отчёт по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестируемого проекта «Расширение Партизанской ГРЭС» [Электронный ресурс]. URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dfb/Otchet-TTsA---02.08.2021_Vh-14047.NK_02_08_2021ver1.PDF (Дата обращения 16.04.2022).

23 Охрана труда и производственная безопасность. Защита от шума [Электронный ресурс]. URL: <https://srg-eco.ru/article/zashchita-ot-shuma/> (Дата обращения 16.04.2022).

24 Правила устройства электроустановок. Издание 7. Глава 3.2. Релейная защита блоков генератор-трансформатор [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-3-2-4.html> (Дата обращения 16.04.2022).

25 Правила устройства электроустановок. Издание 7. п.2.5.38-2.5.45. Климатические условия и нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <http://pue7.ru/pue7/punkt.php?n=2.5.38&k=2.5.45> (Дата обращения 16.04.2022).

26 Расчет молниезащиты [Электронный ресурс]. URL: https://studopedia.ru/11_196697_rpz--raschet-molniezashchiti.html (Дата обращения 16.04.2022).

27 РД 153-34.3-03.285-2002 Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031656> (Дата обращения 16.04.2022).

28 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007590> (Дата обращения 16.04.2022).

29 СанПиН 2.1.3684-21. Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573536177> (Дата обращения 16.04.2022).

30 Справочник опорных изоляторов. Опорные стержневые изоляторы на напряжение 220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.izolyator.ru/opor/opornye-izolyatory-na-napryazhenie-220-kv> (Дата обращения 16.04.2022).

31 Справочник проводов для ЛЭП. Сталеалюминовые провода [Электронный ресурс]. URL: <https://lemzspb.ru/spravochnik-provodov-dlya-lep/> (Дата обращения 16.04.2022).

32 Справочные данные. Трансформаторы. Технические характеристики, обозначения трансформаторов [Электронный ресурс]. URL:

https://eti.su/articles/spravochnik/spravochnik_1734.html (Дата обращения 16.04.2022).

33 Технический каталог. Разъединители внутренней установки [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/wp-content/uploads/2021/11/ZYETO_RVU_26.07.17.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

34 Технический каталог. Разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/wp-content/uploads/2021/11/ZYETO_RG_35-500_2016.pdf (Дата обращения 16.04.2022).

35 Токопроводы. Токопроводы комплектные генераторного напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://moselectro.ru/production/tokoprovody/tokoprovody-komplektnye-eneratornogo-napryazheniya-tene-i-tenp-10-20-24-35-kv/> (Дата обращения 16.04.2022).

36 Трансформаторы серии ТВТ. Технические трансформаторов серии ТВТ [Электронный ресурс]. URL: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tvt.html> (Дата обращения 16.04.2022).

37 Трансформаторы тока. Технические характеристики трансформатора ТОГ 220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000626/attfile/tehnicheskoe-opisanie-transformatorov-toka-tog-220-ii-i-u1.pdf> (Дата обращения 16.04.2022).

38 Трансформаторы серии ТШЛ-20. Характеристики трансформаторов серии ТШЛ-20 [Электронный ресурс]. URL: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tshl-20.html> (Дата обращения 16.04.2022).

39 Эксплуатация паровых турбин. Статьи на тему эксплуатации. Требования охраны труда и пожаробезопасности при обслуживании турбоагрегата [Электронный ресурс]. URL: <http://par-turbina.ucoz.net> (Дата обращения 16.04.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$S_6 := 480 \quad U_{110} := 115 \quad U_{220} := 230 \quad U_{35} := 37 \quad U_{15.75} := 15.75$$

Длина линий в км:

$$l_1 := 22.322 \quad l_2 := 165.98 \quad l_3 := 2.088 \quad l_4 := 8.11 \quad l_5 := 8.11 \quad l_{6.1} := 9.27$$
$$l_{6.2} := 29 \quad l_7 := 20.48 \quad l_{8.1} := 1.17 \quad l_{8.2} := 3.53 \quad l_9 := 8.7 \quad l_{10} := 8.7$$

Погонные параметры линий 35 кв:

$$\text{AC-95:} \quad r_{35_95} := 0.306 \quad x_{35_95} := 0.421$$
$$\text{AC-120:} \quad r_{35_120} := 0.249 \quad x_{35_120} := 0.414$$
$$\text{АСО_240:} \quad r_{35_240} := 0.12 \quad x_{35_240} := 0.385$$

Погонные параметры линий 110 кв:

$$\text{AC-120:} \quad r_{110_120} := 0.249 \quad x_{110_120} := 0.427 \quad b_{110_120} := 2.66 \cdot 10^{-6}$$
$$\text{AC-150:} \quad r_{110_150} := 0.198 \quad x_{110_150} := 0.42 \quad b_{110_150} := 2.7 \cdot 10^{-6}$$
$$\text{АСК-185:} \quad r_{110_185} := 0.162 \quad x_{110_185} := 0.413 \quad b_{110_185} := 2.75 \cdot 10^{-6}$$
$$\text{M-70:} \quad r_{110_70} := 0.267 \quad x_{110_70} := 0.341 \quad b_{110_70} := 2.51 \cdot 10^{-6}$$

Погонные параметры линий 220 кв:

$$\text{AC-300:} \quad r_{220_300} := 0.098 \quad x_{220_300} := 0.429 \quad b_{220_300} := 2.64 \cdot 10^{-6}$$

Продолжение Приложения А

Расчёт токов КЗ

Для начала определим параметры схемы замещения

Расчёт сопротивлений линий:

$$X_{Л1} := x_{220_300} \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{220}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.429 \cdot 22.322 \cdot \frac{480}{230^2} = 0.087$$

$$X_{Л2} := x_{220_300} \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_{220}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.429 \cdot 165.98 \cdot \frac{480}{230^2} = 0.646$$

$$X_{Л3} := x_{110_120} \cdot l_3 \cdot \frac{S_6}{U_{110}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.427 \cdot 2.088 \cdot \frac{480}{115^2} = 0.032$$

$$X_{Л4} := x_{110_150} \cdot l_4 \cdot \frac{S_6}{U_{110}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.42 \cdot 8.11 \cdot \frac{480}{115^2} = 0.124$$

$$X_{Л5} := X_{Л4} = 0.124$$

$$X_{Л6} := (x_{110_120} \cdot l_{6.1} + x_{110_70} \cdot l_{6.2}) \cdot \frac{S_6}{U_{110}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow (0.427 \cdot 9.27 + 0.341 \cdot 29) \cdot \frac{480}{115^2} = 0.503$$

$$X_{Л7} := x_{110_185} \cdot l_7 \cdot \frac{S_6}{U_{110}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.413 \cdot 20.48 \cdot \frac{480}{115^2} = 0.307$$

$$X_{Л8} := (x_{35_120} \cdot l_{8.1} + x_{35_95} \cdot l_{8.2}) \cdot \frac{S_6}{U_{35}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow (0.414 \cdot 1.17 + 0.421 \cdot 3.53) \cdot \frac{480}{37^2} = 0.691$$

$$X_{Л9} := x_{35_240} \cdot l_9 \cdot \frac{S_6}{U_{35}^2} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.385 \cdot 8.7 \cdot \frac{480}{37^2} = 1.174$$

$$X_{Л10} := X_{Л9} = 1.174$$

Сопротивления и ЭДС генераторов:

параметры генераторов:

$$\Gamma_1: \quad x''_{d.1} := 0.192 \quad \cos\varphi_{H1} := 0.8 \quad \sin\varphi_{H1} := 0.6 \quad P_{\Gamma_1} := 100$$

$$\Gamma_2: \quad x''_{d.2} := 0.1805 \quad \cos\varphi_{H2} := 0.85 \quad \sin\varphi_{H2} := 0.53 \quad P_{\Gamma_2} := 200$$

Продолжение Приложения А

ЭДС по формуле:

$$E_{Г1} := \sqrt{(x''_{d.1} \cdot \cos\varphi_{H1})^2 + (x''_{d.1} \cdot \sin\varphi_{H1} + 1)^2} = 1.126$$

$$E_{Г2} := \sqrt{(x''_{d.2} \cdot \cos\varphi_{H2})^2 + (x''_{d.2} \cdot \sin\varphi_{H2} + 1)^2} = 1.106$$

Сопротивления генераторов:

$$X_{Г1} := x''_{d.1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{235.3} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.192 \cdot \frac{480}{235.3} = 0.392$$

$$X_{Г2} := X_{Г1}$$

$$X_{Г3} := x''_{d.2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{125} \text{ explicit, ALL} \rightarrow 0.1805 \cdot \frac{480}{125} = 0.693$$

$$X_{Г4} := X_{Г3}$$

Сопротивление и ЭДС системы:

$$S_{КЗ} := 1200$$

$$E_C := 1$$

$$X_C := \frac{S_{\sigma}}{2759} = 0.174$$

Сопротивления и ЭДС нагрузок:

$$E_H := 0.85 \quad X''_H := 0.35 \quad S_{H1} := 16 \quad S_{H2} := 80$$

$$X_{H1} := X''_H \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{H1}} = 10.5$$

$$X_{H2} := X''_H \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{H2}} = 2.1$$

Сопротивления Трансформаторов и автотрансформаторов:

Продолжение Приложения А

Автотрансформатора:

$$U_{kBC_A} := 11 \quad U_{kBH_A} := 45 \quad U_{kCH_A} := 28 \quad S_{AT_ном} := 125$$

$$U_{kB_A} := 0.5 \cdot (U_{kBC_A} + U_{kBH_A} - U_{kCH_A}) = 14$$

$$U_{kC_A} := 0.5 \cdot (U_{kBC_A} + U_{kCH_A} - U_{kBH_A}) = -3$$

$$U_{kH_A} := 0.5 \cdot (U_{kCH_A} + U_{kBH_A} - U_{kBC_A}) = 31$$

$$X_{ATB} := \frac{U_{kB_A}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT_ном}} = 0.538$$

$$X_{ATC} := \frac{U_{kC_A}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT_ном}} = -0.115$$

Трансформаторы:

для ТДЦ-200000:

$$U_{K_1} := 11 \quad S_{Тном1} := 200$$

$$X_{T1} := \frac{U_{K_1}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Тном1}} = 0.264$$

$$X_{T2} := X_{T1} = 0.264$$

для ТДЦ-125000:

$$U_{K_2} := 10.5 \quad S_{Тном2} := 125$$

$$X_{T3} := \frac{U_{K_2}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Тном2}} = 0.403$$

$$X_{T4} := X_{T3} = 0.403$$

для ТДН-16000

$$U_{K_3} := 10.5 \quad S_{Тном3} := 16$$

$$X_{T5} := \frac{U_{K_3}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Тном3}} = 3.15$$

для ТДЦ-80000

$$U_{K_4} := 10.5 \quad S_{Тном4} := 80$$

$$X_{T6} := \frac{U_{K_4}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Тном4}} = 0.63$$

Продолжение Приложения А

$$U_{kBC} := 10.5 \quad U_{kBH} := 17 \quad U_{kCH} := 6 \quad S_{T_ном} := 40$$

$$U_{kB} := 0.5 \cdot (U_{kBC} + U_{kBH} - U_{kCH}) = 10.75$$

$$U_{kC} := 0.5 \cdot (U_{kBC} + U_{kCH} - U_{kBH}) = -0.25$$

$$U_{kH} := 0.5 \cdot (U_{kCH} + U_{kBH} - U_{kBC}) = 6.25$$

$$X_{TB} := \frac{U_{kB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T_ном}} = 1.29 \quad S_{T_ном} = 40$$

$$X_{TC} := \frac{U_{kC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T_ном}} = -0.03$$

Точка К1

Преобразование схемы замещения до кз1

$$X_1 := \frac{(X_C + X_{J11}) \cdot (X_C + X_{J12})}{X_C + X_{J11} + X_C + X_{J12}} = 0.198$$

$$X_2 := \frac{(X_C + X_{J15}) \cdot (X_C + X_{J16})}{X_C + X_{J15} + X_C + X_{J16}} = 0.207$$

$$X_3 := \frac{(X_C + X_{J17}) \cdot (X_C + X_{J14})}{X_C + X_{J17} + X_C + X_{J14}} = 0.184$$

$$X_4 := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = 0.092$$

$$X_5 := \frac{X_4 \cdot (X_C + X_{J13})}{X_4 + (X_C + X_{J13})} = 0.064$$

$$X_6 := \frac{(X_C + X_{J18}) \cdot (X_C + X_{J19})}{X_C + X_{J18} + X_C + X_{J19}} = 0.527$$

$$X_7 := \frac{X_6 \cdot (X_C + X_{J110})}{X_6 + X_C + X_{J110}} = 0.379$$

Продолжение Приложения А

$$X_8 := \frac{(X_{Г1} + X_{Т1}) \cdot (X_{Г2} + X_{Т2})}{X_{Г1} + X_{Т1} + X_{Г2} + X_{Т2}} = 0.328$$

$$X_9 := \frac{(X_{Г3} + X_{Т3}) \cdot (X_{Г4} + X_{Т4})}{X_{Г3} + X_{Т3} + X_{Г4} + X_{Т4}} = 0.548$$

$$X_{10} := \frac{X_{АТВ}}{2} = 0.269$$

$$X_{11} := \frac{X_{ТВ}}{2} = 0.645$$

$$X_{12} := X_7 + X_{11} = 1.024$$

Преобразование 2

$$X_{13} := \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5} = 0.06$$

$$X_{14} := X_{13} + X_{10} + \frac{X_{13} \cdot X_{10}}{X_9} = 0.358$$

$$X_{15} := X_9 + X_{10} + \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_{13}} = 3.278$$

Расчёт токов КЗ

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{6_220} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{220}} \text{ explicit, ALL} \rightarrow \frac{480}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1.205$$

$$I_{н0с1} := \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{6_220} \text{ explicit, ALL} \rightarrow \frac{1}{0.1979113232222153} \cdot 1.2049049096131321 = 6.088$$

Продолжение Приложения А

$$I_{п0с2} := \frac{U_C}{X_{14}} \cdot I_{б_220} \text{ explicit, ALL} \rightarrow \frac{1}{0.35803395999371057} \cdot 1.2049049096131321 = 3.365$$

$$I_{п0г1} := \frac{E_{Г1}}{X_8} \cdot I_{б_220} \text{ explicit, ALL} \rightarrow \frac{1.1257282087608891}{0.32783510412239691} \cdot 1.2049049096131321 = 4.137$$

$$I_{п0г2} := \frac{E_{Г2}}{X_{15}} \cdot I_{б_220} \text{ explicit, ALL} \rightarrow \frac{1.1063548358686737}{3.2778935729970731} \cdot 1.2049049096131321 = 0.407$$

Определим суммарный периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{п0} := I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2} = 13.998$$

Определим суммарный ударный ток кз

для точки К1 ударный коэффициент будет:

$$k_{уд} := 1.965$$

$$I_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 38.898$$

Определим аperiodическую составляющую тока кз

$$i_{а0} := \sqrt{2} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 19.796$$

точка К2 110 кВ

Преобразование схемы замещения до кз2

$$X_{\text{кз2}} := \frac{(X_C + X_{Л1}) \cdot (X_C + X_{Л2})}{X_C + X_{Л1} + X_C + X_{Л2}} = 0.198$$

Продолжение Приложения А

$$X_{2w} := \frac{(X_C + X_{Л15}) \cdot (X_C + X_{Л16})}{X_C + X_{Л15} + X_C + X_{Л16}} = 0.207$$

$$X_{3w} := \frac{(X_C + X_{Л17}) \cdot (X_C + X_{Л14})}{X_C + X_{Л17} + X_C + X_{Л14}} = 0.184$$

$$X_{4w} := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_2} = 0.092$$

$$X_{5w} := \frac{X_4 \cdot (X_C + X_{Л13})}{X_4 + (X_C + X_{Л13})} = 0.064$$

$$X_{6w} := \frac{(X_C + X_{Л18}) \cdot (X_C + X_{Л19})}{X_C + X_{Л18} + X_C + X_{Л19}} = 0.527$$

$$X_{7w} := \frac{X_6 \cdot (X_C + X_{Л10})}{X_6 + (X_C + X_{Л10})} = 0.379$$

$$X_{8w} := \frac{(X_{Г1} + X_{Т1}) \cdot (X_{Г2} + X_{Т2})}{X_{Г1} + X_{Т1} + X_{Г2} + X_{Т2}} = 0.328$$

$$X_{9w} := \frac{(X_{Г3} + X_{Т3}) \cdot (X_{Г4} + X_{Т4})}{X_{Г3} + X_{Т3} + X_{Г4} + X_{Т4}} = 0.548$$

$$X_{10w} := \frac{X_{АТВ}}{2} = 0.269$$

$$X_{11w} := \frac{X_{ТВ}}{2} = 0.645$$

$$X_{12w} := X_{12} + X_8 = 1.352$$

Преобразование 2

$$X_{13w} := X_1 + X_{10} + \frac{X_1 \cdot X_{10}}{X_8} = 0.629$$

Продолжение Приложения А

$$X_{14} := X_8 + X_{10} + \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_1} = 1.042$$

Преобразование 3

$$X_{13} := \frac{X_{13} \cdot X_{12}}{X_{13} + X_{12}} = 0.429$$

Расчёт токов КЗ

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{6_110} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} = 2.41$$

$$I_{п0с1} := \frac{E_C}{X_{15}} \cdot I_{6_110} = 5.614$$

$$I_{п0с2} := \frac{E_C}{X_5} \cdot I_{6_110} = 6.769$$

$$I_{п0г1} := \frac{E_{Г1}}{X_{14}} \cdot I_{6_110} = 2.604$$

$$I_{п0г2} := \frac{E_{Г2}}{X_9} \cdot I_{6_110} = 4.864$$

Определим суммарный периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{п0} := I_{п0с1} + I_{п0г1} + I_{п0с2} + I_{п0г2} = 19.851$$

Определим суммарный ударный ток кз

для точки К1 ударный коэффициент будет:

$$k_{уд} := 1.965$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot (I_{\text{п0с1}} + I_{\text{п0с2}} + I_{\text{п0г1}} + I_{\text{п0г2}}) = 55.164$$

Определим апериодическую составляющую тока кз

$$i_{\text{аав}} := \sqrt{2} \cdot (I_{\text{п0с1}} + I_{\text{п0с2}} + I_{\text{п0г1}} + I_{\text{п0г2}}) = 28.073$$

точка К3

Преобразование схемы замещения до кз3

$$X_{\text{кз1}} := \frac{(X_{\text{C}} + X_{\text{Л1}}) \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л2}})}{X_{\text{C}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{C}} + X_{\text{Л2}}} = 0.198$$

$$X_{\text{кз2}} := \frac{(X_{\text{C}} + X_{\text{Л5}}) \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л6}})}{X_{\text{C}} + X_{\text{Л5}} + X_{\text{C}} + X_{\text{Л6}}} = 0.207$$

$$X_{\text{кз3}} := \frac{(X_{\text{C}} + X_{\text{Л7}}) \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л4}})}{X_{\text{C}} + X_{\text{Л7}} + X_{\text{C}} + X_{\text{Л4}}} = 0.184$$

$$X_{\text{кз4}} := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = 0.092$$

$$X_{\text{кз5}} := \frac{X_4 \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л3}})}{X_4 + (X_{\text{C}} + X_{\text{Л3}})} = 0.064$$

$$X_{\text{кз6}} := \frac{(X_{\text{C}} + X_{\text{Л8}}) \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л9}})}{X_{\text{C}} + X_{\text{Л8}} + X_{\text{C}} + X_{\text{Л9}}} = 0.527$$

$$X_{\text{кз7}} := \frac{X_6 \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{Л10}})}{X_6 + X_{\text{C}} + X_{\text{Л10}}} = 0.379$$

Продолжение Приложения А

$$X_{9} := \frac{(X_{Г1} + X_{Т1}) \cdot (X_{Г2} + X_{Т2})}{X_{Г1} + X_{Т1} + X_{Г2} + X_{Т2}} = 0.328$$

$$X_{9} := \frac{(X_{Г3} + X_{Т3}) \cdot (X_{Г4} + X_{Т4})}{X_{Г3} + X_{Т3} + X_{Г4} + X_{Т4}} = 0.548$$

$$X_{10} := \frac{X_{АТВ}}{2} = 0.269$$

$$X_{11} := \frac{X_{ТВ}}{2} = 0.645$$

Преобразование 2

$$X_{12} := X_1 + X_{10} + \frac{X_1 \cdot X_{10}}{X_8} = 0.629$$

$$X_{13} := X_8 + X_{10} + \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_1} = 1.042$$

$$X_{14} := \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5} = 0.058$$

Преобразование 3

$$X_{Э} := \frac{1}{\frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_9}} = 0.05$$

$$X_{рез} := X_{Э} + X_{11} = 0.695$$

$$C_1 := \frac{X_{Э}}{X_{14}} = 0.861 \quad C_2 := \frac{X_{Э}}{X_{13}} = 0.048 \quad C_3 := \frac{X_{Э}}{X_9} = 0.091$$

$$X_{рез1} := \frac{X_{рез}}{C_1} = 0.806 \quad X_{рез2} := \frac{X_{рез}}{C_2} = 14.549 \quad X_{рез3} := \frac{X_{рез}}{C_3} = 7.654$$

Продолжение Приложения А

Расчёт токов КЗ

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{\text{б}_35} := \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{35}} = 7.49$$

$$I_{\text{п0с1}} := \frac{E_{\text{C}}}{X_{\text{рез1}}} \cdot I_{\text{б}_35} = 9.287$$

$$I_{\text{п0с2}} := \frac{E_{\text{C}}}{X_7} \cdot I_{\text{б}_35} = 19.77$$

$$I_{\text{п0с1г}} := \frac{E_{\Gamma 1}}{X_{\text{рез2}}} \cdot I_{\text{б}_35} = 0.58$$

$$I_{\text{п0с2г}} := \frac{E_{\Gamma 2}}{X_{\text{рез3}}} \cdot I_{\text{б}_35} = 1.083$$

Определим суммарный периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{\text{п0с}} := I_{\text{п0с1}} + I_{\text{п0с2}} + I_{\text{п0с1г}} + I_{\text{п0с2г}} = 30.719$$

Определим суммарный ударный ток кз

для точки К1 ударный коэффициент будет:

$$k_{\text{уд}} := 1.965$$

$$I_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot (I_{\text{п0с1}} + I_{\text{п0с2}} + I_{\text{п0с1г}} + I_{\text{п0с2г}}) = 85.366$$

Определим аperiodическую составляющую тока кз

$$i_{\text{апер}} := \sqrt{2} \cdot (I_{\text{п0с1}} + I_{\text{п0с2}} + I_{\text{п0с1г}} + I_{\text{п0с2г}}) = 43.443$$

точка К4

Преобразование схемы замещения до кз4

$$\underline{X}_{11w} := \frac{(X_C + X_{Л11}) \cdot (X_C + X_{Л12})}{X_C + X_{Л11} + X_C + X_{Л12}} = 0.198$$

$$\underline{X}_{12w} := \frac{(X_C + X_{Л15}) \cdot (X_C + X_{Л16})}{X_C + X_{Л15} + X_C + X_{Л16}} = 0.207$$

$$\underline{X}_{13w} := \frac{(X_C + X_{Л17}) \cdot (X_C + X_{Л14})}{X_C + X_{Л17} + X_C + X_{Л14}} = 0.184$$

$$\underline{X}_{14w} := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_2} = 0.092$$

$$\underline{X}_{15w} := \frac{X_4 \cdot (X_C + X_{Л13})}{X_4 + (X_C + X_{Л13})} = 0.064$$

$$\underline{X}_{16w} := \frac{(X_C + X_{Л18}) \cdot (X_C + X_{Л19})}{X_C + X_{Л18} + X_C + X_{Л19}} = 0.527$$

$$\underline{X}_{17w} := \frac{X_6 \cdot (X_C + X_{Л10})}{X_6 + X_C + X_{Л10}} = 0.379$$

$$\underline{X}_{18w} := X_{Г2} + X_{Т2} = 0.656$$

$$\underline{X}_{19w} := \frac{(X_{Г3} + X_{Т3}) \cdot (X_{Г4} + X_{Т4})}{X_{Г3} + X_{Т3} + X_{Г4} + X_{Т4}} = 0.548$$

$$\underline{X}_{10w} := \frac{X_{АТВ}}{2} = 0.269$$

$$\underline{X}_{11w} := \frac{X_{ТВ}}{2} = 0.645$$

$$\underline{X}_{12w} := X_{11} + X_7 = 1.024$$

Продолжение Приложения А

$$X_{12a} := \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5} = 0.06$$

Преобразование 2

$$X_{14a} := X_9 + X_{10} + \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_{13}} = 3.278$$

$$X_{15a} := X_{13} + X_{10} + \frac{X_{13} \cdot X_{10}}{X_9} = 0.358$$

Преобразование 3

$$X_{16} := \frac{X_1 \cdot X_{15}}{X_1 + X_{15}} = 0.127$$

$$X_{2a} := \frac{1}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_{14}}} = 0.103$$

$$X_{резa} := X_{2a} + X_{T1} = 0.367$$

$$C_{1a} := \frac{X_{2a}}{X_{16}} = 0.811 \quad C_{2a} := \frac{X_{2a}}{X_8} = 0.158 \quad C_{3a} := \frac{X_{2a}}{X_{14}} = 0.032$$

$$X_{резa1} := \frac{X_{резa}}{C_1} = 0.453 \quad X_{резa2} := \frac{X_{резa}}{C_2} = 2.331 \quad X_{резa3} := \frac{X_{резa}}{C_3} = 11.651$$

Расчёт токов КЗ

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{6_15.75} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{15.75}} = 15.613$$

Продолжение Приложения А

$$I_{п0с} := \frac{E_C}{X_{рез1}} \cdot I_{б_15.75} = 21.565$$

$$I_{п0г1} := \frac{E_{Г1}}{X_{Г1}} \cdot I_{б_15.75} = 25.696$$

$$I_{п0г2} := \frac{E_{Г1}}{X_{рез2}} \cdot I_{б_15.75} = 7.541$$

$$I_{п0г3} := \frac{E_{Г2}}{X_{рез3}} \cdot I_{б_15.75} = 1.483$$

Определим суммарный периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{п0с} := I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2} = 62.294$$

Определим суммарный ударный ток кз

для точки К4 ударный коэффициент будет:

$$k_{уд} := 1.75$$

$$I_{пуд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 154.17$$

Определим аperiodическую составляющую тока кз

$$i_{апв} := \sqrt{2} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 88.097$$

точка К5

Преобразование схемы замещения до кз5

$$\underline{X}_{1w} := \frac{(X_C + X_{Л11}) \cdot (X_C + X_{Л12})}{X_C + X_{Л11} + X_C + X_{Л12}} = 0.198$$

$$\underline{X}_{2w} := \frac{(X_C + X_{Л15}) \cdot (X_C + X_{Л16})}{X_C + X_{Л15} + X_C + X_{Л16}} = 0.207$$

$$\underline{X}_{2w} := \frac{(X_C + X_{Л17}) \cdot (X_C + X_{Л14})}{X_C + X_{Л17} + X_C + X_{Л14}} = 0.184$$

$$\underline{X}_{4w} := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_2} = 0.092$$

$$\underline{X}_{5w} := \frac{X_4 \cdot (X_C + X_{Л13})}{X_4 + (X_C + X_{Л13})} = 0.064$$

$$\underline{X}_{6w} := \frac{(X_C + X_{Л18}) \cdot (X_C + X_{Л19})}{X_C + X_{Л18} + X_C + X_{Л19}} = 0.527$$

$$\underline{X}_{7w} := \frac{X_6 \cdot (X_C + X_{Л10})}{X_6 + X_C + X_{Л10}} = 0.379$$

$$\underline{X}_{9w} := \frac{(X_{Г1} + X_{Т1}) \cdot (X_{Г2} + X_{Т2})}{X_{Г1} + X_{Т1} + X_{Г2} + X_{Т2}} = 0.388$$

$$\underline{X}_{9w} := X_{Г4} + X_{Т4} = 1.096$$

$$\underline{X}_{10w} := \frac{X_{АТВ}}{2} = 0.269$$

$$\underline{X}_{11w} := \frac{X_{ТВ}}{2} = 0.645$$

$$\underline{X}_{12w} := X_{11} + X_7 = 1.024$$

Продолжение Приложения А

$$X_{13} := \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5} = 0.06$$

Преобразование 2

$$X_{14} := X_8 + X_{10} + \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_1} = 1.183$$

$$X_{15} := X_1 + X_{10} + \frac{X_1 \cdot X_{10}}{X_8} = 0.604$$

$$X_{16} := \frac{X_{15} \cdot X_{13}}{X_{15} + X_{13}} = 0.054$$

Преобразование 3

$$X_{20} := \frac{1}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_9}} = 0.05$$

$$X_{рез1} := X_{20} + X_{T3} = 0.453$$

$$C_{10} := \frac{X_{20}}{X_{16}} = 0.913 \quad C_{20} := \frac{X_{20}}{X_{14}} = 0.042 \quad C_{30} := \frac{X_{20}}{X_9} = 0.045$$

$$X_{рез2} := \frac{X_{рез1}}{C_{10}} = 0.496 \quad X_{рез3} := \frac{X_{рез1}}{C_{20}} = 10.776 \quad X_{рез4} := \frac{X_{рез1}}{C_{30}} = 9.988$$

Расчёт токов КЗ

Определим периодические составляющие тока в начальный момент времени:

$$I_{6_15.75} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{15.75}} = 15.613$$

$$I_{н0ев} := \frac{E_C}{X_{рез1}} \cdot I_{6_15.75} = 31.46$$

$$I_{н0ев1} := \frac{E_{Г1}}{X_{рез2}} \cdot I_{6_15.75} = 1.631$$

Продолжение Приложения А

$$I_{п0г3} := \frac{E_{Г1}}{X_{Г3}} \cdot I_{б_15.75} = 25.358$$

$$I_{п0г4} := \frac{E_{Г2}}{X_{рез3}} \cdot I_{б_15.75} = 1.729$$

Определим суммарный периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{п0к} := I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2} = 38.23$$

Определим суммарный ударный ток кз

для точки К1 ударный коэффициент будет:

$$k_{уд} := 1.965$$

$$I_{удк} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 106.237$$

Определим аperiodическую составляющую тока кз

$$i_{кз} := \sqrt{2} \cdot (I_{п0с1} + I_{п0с2} + I_{п0г1} + I_{п0г2}) = 54.065$$