

Министерство образования и науки 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) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2016г.
« _____ » _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация устройств защиты и автоматики воздушной линии 220
кВ «Зейская ГЭС» - подстанция Электроротельная и подстанции
Электроротельная

Исполнитель

студент группы 242065

подпись, дата

Н. А. Николаев

Руководитель

подпись, дата

Н. С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки 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) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация устройств защиты и автоматики воздушной линии
напряжением 220 кВ «Зейская ГЭС» - подстанция Электроротельная и
подстанции Электроротельная

Исполнитель

студент группы 242-065

подпись, дата

А.Н. Николаев

Руководитель

ст.преподаватель

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

доцент

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Николаева Антона Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация устройств защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ «Зейская ГЭС» - подстанция Электрокотельная и подстанции Электрокотельная

_____ (утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Бодруг Наталья Сергеевна,
ст.преподаватель

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Николаев

Имя Антон

Отчество Николаевич

Специальность Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Модернизация устройств защиты и автоматике воздушной линии напряжением 220 кВ «Зейская ГЭС» - подстанция Электрокотельная и подстанции Электрокотельная

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформл _____ кстовой части и графического
материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки
выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____
должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Николаев _____

Имя Антон _____

Отчество Николаевич _____

Специальность Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем _____

Тема выпускной квалификационной работы Модернизация устройств защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ «Зейская ГЭС» - подстанция Электрокотельная и подстанции Электрокотельная _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Дипломный проект 125 стр., 15 рисунков, 10 таблиц.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ,
НАДЕЖНОСТЬ ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОР

Данный дипломный проект является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности РЗиА. В основу проекта положено рассмотрение таких вопросов, как: релейная защита и автоматика, электромагнитные переходные процессы, электрическая часть станций и подстанций, надежность, электробезопасность, и другие.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района	
2 Расчёт токов короткого замыкания	9
2.1 Расчета токов трехфазного КЗ	
2.2 Расчета токов Двухфазного КЗ	
2.3 Расчета токов однофазного КЗ	
2.4 Расчет ударного тока	
2.5 Расчет апериодической составляющей	
3 Выбор электрооборудования на ору 220 кв	
3.1 Выбор выключателя	
3.2 Выбор разъединителей	
3.3 Выбор измерительных трансформаторов	
3.4 Выбор ОПН	
4 Защита линии	
4.1 МТО для линии односторонним питанием	
4.2 Токовая защита нулевой последовательности	
4.3 Дистанционная защита линии	
5 Защита трансформатора	27
5.1 Дифференциальная защита трансформатора	26
5.1.1 Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ	31
5.1.2 Расчет тока торможения блокировки ДТ	33
5.1.3 Коэффициент торможения ДТЗ	34
5.1.4 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике	35
5.1.5 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки	36
5.2 Устройство резервирования при отказе выключателя	36
5.2.1 Выбор тока срабатывания УРОВ	37
5.2.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ	37

5.2.3	Выбор действия УРОВ на себя	38
5.3	Токовая защита нулевой последовательности трансформатора	38
5.3.1	Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности	39
5.4	Максимальная токовая защита	41
5.4.1	Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока	41
5.4.2	Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения	44
5.5	Защита от перегрузки	47
5.5.1	Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока	47
5.6	Газовая защита трансформатора	48
6	Противоаварийная автоматика	
6.1	Устройство резервирования при отказе выключателя	
6.1.1	Выбор тока срабатывания УРОВ	
6.1.2	Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ	
6.1.3	Выбор действия УРОВ на себя	
6.2	Шкаф отбора напряжения (ШОН)	
6.3	Автоматическое повторное включение	
6.4	Автоматическое включение резервного питания	
7	Анализ грозоупорности электрокотельной 220 кв	
8	Расчет капиталовложений в энергетические объекты	
9.	Надежность	
9.1	Расчет вероятности отказа	
10	Безопасность проекта	
10.1	Экологичность проекта	
10.1.1	расчет шума создаваемого ВЛ	
10.1.2	Элегаз	
10.1.3	Мероприятия направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ.	
	Заключение	55
	Библиографический список	56

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ВВЕДЕНИЕ

Одним из признаков эффективности энергосистемы является ее динамичное развитие и расширение как за счет ввода в работу новых объектов, так и за счет реконструкции и модернизации существующих подстанций.

Одним из важных показателей электроснабжения является надёжность передачи электроэнергии. Любое отключение электроэнергии – будь то плановое (для ремонта или ревизии) будь то аварийное – приносит огромный ущерб потребителю и энергетической системе. Поэтому необходимо применять экономически целесообразные и эффективные меры по обеспечению надёжности.

Цель модернизации линии 220 кВ Зейской ГЭС-Электростанция является следующее:

- значимость линии в отоплении города
- надежная работа установок и энергосистем в целом.
- снижение ежегодных издержек.
- снижение ущерба при эксплуатации установок энергосистемы.

Реализацией для модернизации линии послужило ее плохое техническое состояние, что способствует к снижению надёжности электроснабжения.

Электростанция обеспечивает более 60% потребителей, имеющих центральное отопление. Обновление оборудования ведется в рамках технического перевооружения объектов филиала.

В настоящее время проводится перевод РЗ на современные микропроцессорные терминалы. Использование этих терминалов повышает чувствительность защит и значительно уменьшает время их срабатывания. Один небольшой микропроцессорный терминал может заменить целую группу электромеханических реле. В связи с этим можно сэкономить дорогостоящие площади, занимаемые шкафами с электромеханическими реле. Также микропроцессорная релейная защита позволяет значительно повысить

чувствительность к аварийным режимам, чем электромеханические реле. В совокупности с высокой надежностью позволяет значительно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

В последнее время идет тенденция сближения цифровых терминалов по основным техническим характеристикам, сервисным и эксплуатационным с терминалами других производителей. Поэтому главными задачами становятся проблемы повышения, надежности, а так же помехозащищенности продукции. Проводятся мероприятия по увеличению жизненного цикла цифровых терминалов в условиях их быстрого морального старения основных электронных компонентов. Современные тенденции развития релейной защиты обусловлены повсеместным отказом от электромеханических устройств релейной защиты (ЭМРЗ) и переходом к микропроцессорным устройствам релейной защиты (МУРЗ). Причиной этого является не наличие недостатков у ЭМРЗ или их неспособности обеспечить надежную защиту энергетических объектов, а прибыль производителей, получаемой при переходе от ЭМРЗ к МУРЗ.

Проект был разработан в операционной системе Windows 7 с использованием приложений: ., Microsoft Office Visio 2007 г, Microsoft Office Word 2010 г, MathType version 6.9 Equation, Mathcad 15.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Основными факторами, определяющими климат рассматриваемого района, являются: географическое положение на материке, сложное строение его поверхности, муссонный характер циклоническая деятельность и циркуляции атмосферы.

В целом климат формируется под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, поэтому отличается довольно резко выраженными чертами, в то же время имеет муссонный характер.

Температурный режим рассматриваемого района обуславливается главным образом: характером атмосферной циркуляции и рельефом местности. Существенное влияние на температурный режим оказывает климат, что проявляется в резко выраженном различии зимних и летних температур воздуха.

- Расчетная температура воздуха минус 42°С (наиболее холодной пятидневки);
- Сейсмичность района 7 баллов по шкале MSK-64;
- Нормативный скоростной напор ветра (II район) 0,30 кПа (СНиП);
- Расчетный вес снегового покрова – 120 кг/м² (II район);
- Нормативная толщина стенки гололеда 25 мм (IV район).
- Число грозных часов в год 60-80
- Среднемесячная температура наиболее теплого месяца (июля) 18,6 °С, наиболее холодного (января) -30,1 С.

2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Из всего многообразия электромагнитных переходных процессов в электрической системе наиболее распространенными являются процессы, вызванные короткими замыканиями в системе, а также повторным включением и отключением короткозамкнутой цепи.

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

При происхождении недлинного замыкания в электрической системе противодействие цепи миниатюризируется, будто приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы сообразно сопоставлению с токами обычного режима. В собственную очередность наверное вызывает понижение напряжения в системе, которое в особенности велико поблизости места недлинного замыкания.

Ток недлинного замыкания в том числе и в тех вариантах, как скоро он мал сообразно сопоставлению с номинальным током генератора, традиционно во немало раз превосходит нарицательный ток лично аварийной ветки. Потому и при недолгом прохождении тока недлинного замыкания он имеет возможность начать доп нагрев токоведущих частей и проводников больше возможного.

Кроме теплового действия, токи короткого замыкания вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса короткого замыкания, когда ток достигает максимума. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при коротком замыкании. Равным образом это относится к электрическим машинам и аппаратам, надежность которых может быть обеспечена при учете всех проявлений коротких замыканий.

Глубокое снижение напряжения и резкое искажение его симметрии, которые возникают при коротких замыканиях, вредно отражаются на работе потребителей. Так, уже при понижении напряжения на 30- 40% в течение 1 сек и более достаточно загруженные двигатели промышленного предприятия могут остановиться, что вызовет большой экономический ущерб. Оставаясь включенными в сеть, остановившиеся двигатели могут вызвать дальнейшее снижение напряжения в сети, т.е. полное нарушение нормального электроснабжения не только данного предприятия, но и за его пределами. Следует подчеркнуть, что ряд промышленных производств вообще не допускает никаких перерывов в подаче энергии.

При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

При конструировании и эксплуатации электро установок и систем для решения почти всех технических вопросов и задач потребуется до изготвить разряд расчетов, посреди каких ошутимое пространство занимают подсчеты электромагнитных переходных процессов и, в частности, подсчеты токов недлинного замыкания.

Перед расчетом электромагнитного переходного процесса традиционно соображают вычисление токов и напряжений при данных критериях. В зависимости от назначения такового расчета обретают отмеченные величины для данного эпизода медли либо обретают их модифицирование в движение только переходного процесса. При данном заключение традиционно делается для одной либо нескольких веток и точек схемы.

В данной работе рассматриваются расчеты токов короткого замыкания для выбора уставок срабатывания релейной защиты.

Расчет производим для участка сети 220 кВ ПС «Зейская ГЭС» - ПС «Электрокотельная» (рисунок 1).

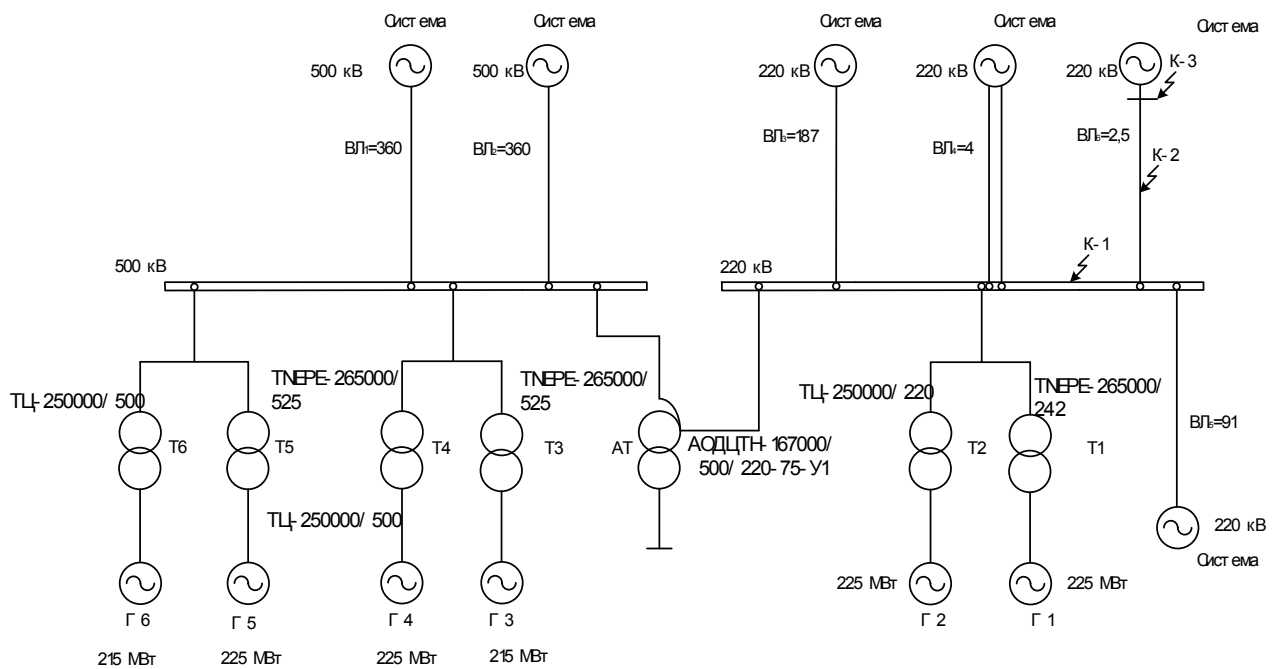


Рисунок 1 – Принципиальная схема

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет будем вести в относительных единицах, после этого переведем в относительные единицы.

2.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Составленная на основе расчетной схемы (рисунок 1) схема замещения для расчета токов трехфазного КЗ в точке К-1 показана на рисунке 2.

Расчет будем вести в относительных единицах.

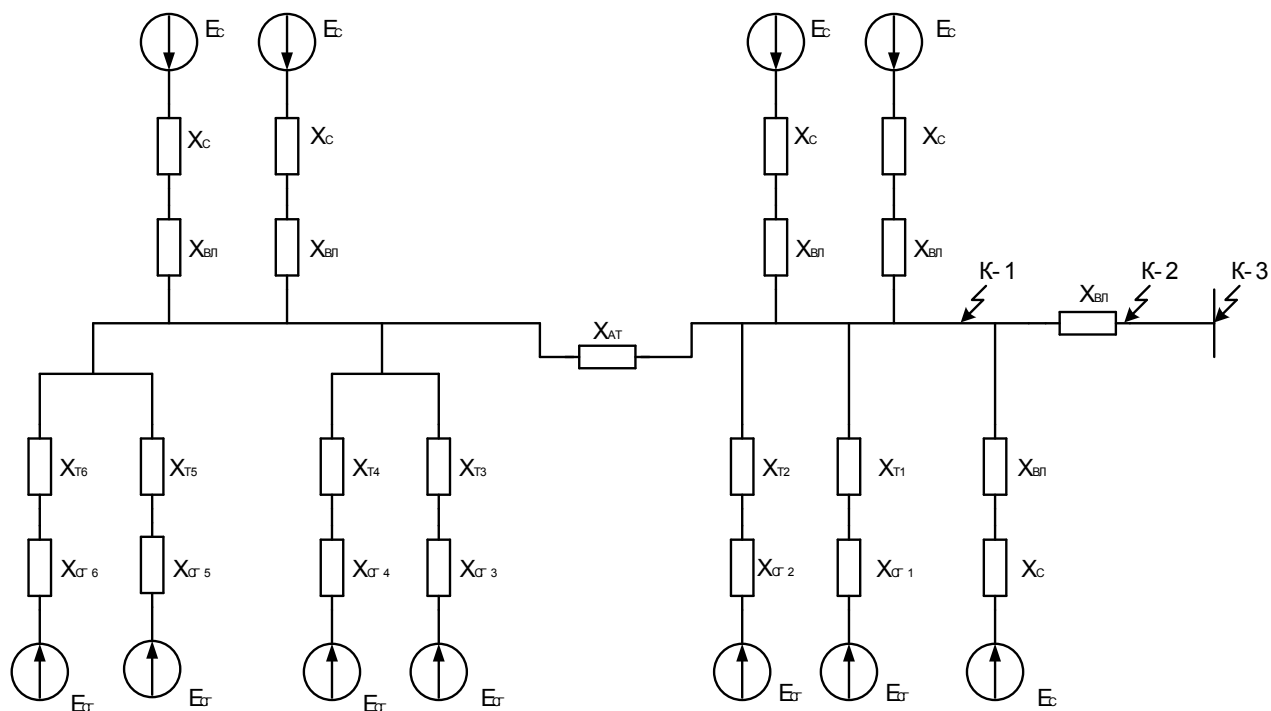


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

Для выражения параметров элементов эквивалентной схемы замещения в относительных единицах (о.е.) необходимо задаться базисной мощностью.

Обычно при выборе базисных условий исходят из удобства расчета, поэтому в качестве базисной мощности используют число из ряда кратного (10,100, 1000 МВА), либо мощность наиболее часто встречающихся в схеме генераторов или трансформаторов. Примем базисную мощность равной

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$$

В качестве базисного напряжения предшествующего режима в точке короткого замыкания из среднего ряда напряжения, для точки К-1

$$U_{\sigma} = 230 \text{ кВ.}$$

Базисный ток на подстанции 220 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma} \cdot \sqrt{3}}$$

(1)

$$I_{\delta} = \frac{100}{230 \cdot \sqrt{3}} = 0,251 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз}}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{кз}}$ – значение мощности трехфазного КЗ на шинах нагрузки

$$S_{\text{кз}} = 1000 \text{ МВА}$$

$U_{\text{cp}} = 230 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение

$$X_c = \frac{100}{1000} = 0,1 \text{ о.е.}$$

Найдем сопротивление воздушной линии по формуле:

$$X_{\text{вл}} = X_{\text{yd}} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{cp}}^2}, \quad (3)$$

где X_{yd} - удельное индуктивное сопротивление 1 км воздушной линии, для

ВЛ от 1 до 220 кВ $X_{\text{yd}} = 0,4 \text{ Ом/км}$. Для ВЛ 500 кВ $X_{\text{yd}} = 0,32 \text{ Ом/км}$.

Найдем сопротивления линий 500 кВ:

$$X_{\text{вл1}} = 0,32 \cdot 360 \cdot \frac{100}{515^2} = 0,041 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл2}} = X_{\text{вл1}}$$

Теперь найдем сопротивления линий 220 кВ:

$$X_{\text{вл}3} = 0,4 \cdot 187 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,141 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл}4} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{100}{230^2} = 7,561 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

Так как линия у нас двухцепная, то нужно поделить сопротивление на два.

$$\frac{X_{\text{вл}4}}{2} = 3,781 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл}5} = 0,4 \cdot 91 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,069 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл}6} = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{100}{230^2} = 1,89 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

Найдем сопротивление двухобмоточного трансформатора по формуле:

$$X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}} \quad (4)$$

Для трансформатора ТНРЕ-2650000/525 $U_k \% = 13 \%$

$$X_{T.500} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{265} = 0,049 \text{ Ом}$$

Для трансформатора ТЦ-250000/500 $U_k \% = 13 \%$

$$X_{T.500} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{250} = 0,052 \text{ Ом}$$

Для трансформатора ТНЕРЕ-2650000/242 $U_k \% = 11 \%$

$$X_{T.220} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{265} = 0,041 \text{ Ом}$$

Для трансформатора ТЦ-250000/220 $U_k \% = 11 \%$

$$X_{T.220} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{250} = 0,044 \text{ Ом}$$

Найдем напряжение короткого замыкания автотрансформатора АОДЦТН-16700/500/220-75-У1 формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжения), %:

$$U_{K_6} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K_{6-н}} + U_{K_{6-с}} - U_{K_{с-н}})$$

$$U_{K_с} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K_{6-с}} + U_{K_{с-н}} - U_{K_{6-н}})$$

$$U_{K_н} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K_{6-н}} + U_{K_{с-н}} - U_{K_{6-с}})$$

Таким образом подставляем значения:

$$U_{K_6} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25$$

$$U_{K_c} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 21,5 - 35) = -1,25$$

$$U_{K_n} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 21,5 - 11) = 22,75$$

Сопротивления трансформатора определяют по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_B = \frac{U_{K_6} \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_T}$$

$$X_C = \frac{U_{K_c} \cdot S_{\bar{c}}}{100 \cdot S_T}$$

$$X_H = \frac{U_{K_n} \cdot S_{\bar{n}}}{100 \cdot S_T}$$

Подставляем численные значения:

$$X_B = \frac{12,25 \cdot 100}{100 \cdot 167} = 0,073 \text{ Ом}$$

$$X_C = \frac{-1,25 \cdot 100}{100 \cdot 167} = 0$$

$$X_H = \frac{22,75 \cdot 100}{100 \cdot 167} = 0,136 \text{ Ом}$$

Найдем сопротивления генераторов:

$$X_{c2} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.c2}}, \quad (5)$$

где $x_{*d}'' = 0,13$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление Г по продольной оси, приведённое к номинальной мощности двигателя.

Найдем сопротивление генератора на 500 кВ:

$$X_{Г5} = 0,13 \cdot \frac{100}{225} = 0,058 \text{ Ом}$$

$$X_{Г4} = X_{Г5}$$

$$X_{Г6} = 0,13 \cdot \frac{100}{215} = 0,06 \text{ Ом}$$

$$X_{Г3} = X_{Г6}$$

Найдем сопротивление генератора на 220 кВ:

$$X_{Г1} = 0,13 \cdot \frac{100}{225} = 0,058 \text{ Ом}$$

$$X_{Г2} = X_{Г1}$$

Найдем сопротивления систем линий 500 кВ:

$$X_{C.L1} = X_C + X_{L1}$$

$$X_{C.L1} = 0,1 + 0,041 = 0,141 \text{ Ом}$$

$$X_{C.L2} = X_{C.L1}$$

Теперь находим суммарное сопротивление линий 500 кВ:

$$X_{\text{СУМ.ЛИН.500}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{C.L1}} + \frac{1}{X_{C.L2}}} \quad (6)$$

$$X_{\text{СУМ.ЛИН.500}} = \frac{1}{\frac{1}{0,141} + \frac{1}{0,141}} = 0,07 \text{ Ом}$$

Найдем сопротивления систем линий 220 кВ:

$$X_{C.L3} = X_C + X_{L3}$$

$$X_{C.L4} = X_C + \frac{X_{L4}}{2}$$

$$X_{C.L5} = X_C + X_{L5}$$

$$X_{C.L6} = X_C + X_{L6}$$

Подставим численные значения:

$$X_{C.L3} = 0,1 + 0,141 = 0,241 \text{ Ом}$$

$$X_{C.Л4} = 0,1 + \frac{7,561 \cdot 10^{-4}}{2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$X_{C.Л5} = 0,1 + 0,069 = 0,169$$

$$X_{C.Л6} = 0,1 + 1,89 \cdot 10^{-3} = 0,102 \text{ Ом}$$

Находим суммарное сопротивление линий 220 кВ:

$$X_{\text{СУМ.ЛИН.220}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{C.Л3}} + \frac{1}{X_{C.Л4}} + \frac{1}{X_{C.Л5}} + \frac{1}{X_{C.Л6}}} \quad (7)$$

$$X_{\text{СУМ.ЛИН.220}} = \frac{1}{\frac{1}{0,241} + \frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,169} + \frac{1}{0,102}} = 0,034 \text{ Ом}$$

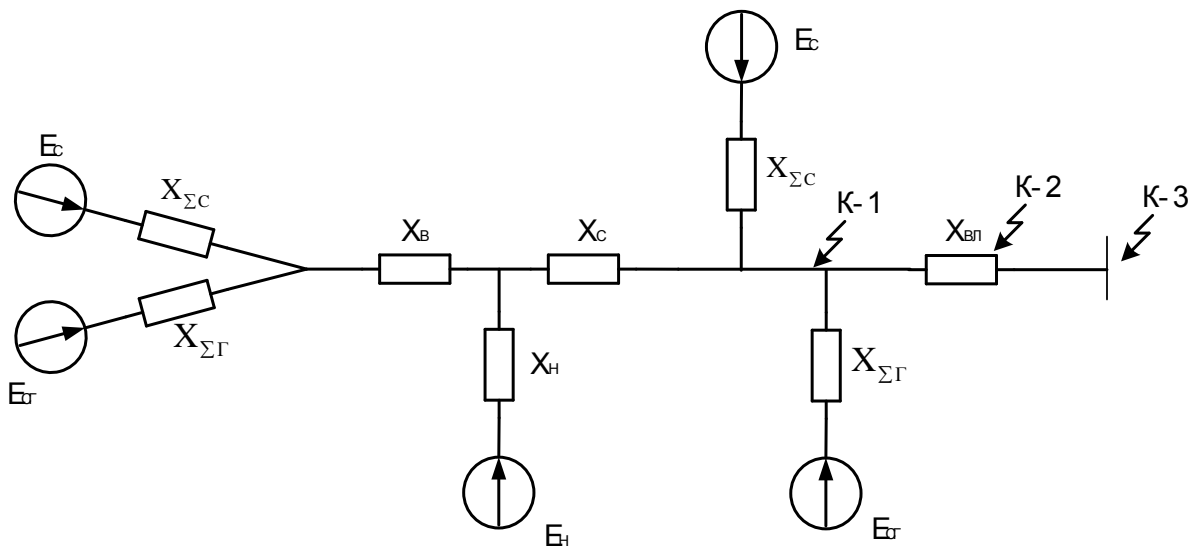


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

Складываем генераторы с трансформаторами на 500 кВ:

$$X_{Г6.и.Т6} = X_{Г6} + X_{Т6}$$

$$X_{Г5.и.Т5} = X_{Г6.и.Т6}$$

$$X_{Г4.и.Т4} = X_{Г4} + X_{Т4}$$

$$X_{Г3.и.Т3} = X_{Г6.и.Т6}$$

Генераторы с трансформаторами на 220 кВ:

$$X_{Г2.и.Т2} = X_{Г2} + X_{Т2}$$

$$X_{Г1.и.Т1} = X_{Г2.и.Т2}$$

Теперь подставляем численные значения на 500 кВ:

$$X_{Г6.и.Т6} = 0,06 + 0,06 = 0,12 \text{ Ом}$$

$$X_{Г5.и.Т5} = X_{Г4.и.Т4}$$

$$X_{Г4.и.Т4} = 0,058 + 0,052 = 0,11 \text{ Ом}$$

$$X_{Г3.и.Т3} = X_{Г6.и.Т6}$$

подставляем численные значения на 220 кВ:

$$X_{Г2.и.Т2} = 0,088 + 0,044 = 0,132 \text{ Ом}$$

$$X_{\Gamma 1.u.T1} = X_{\Gamma 2.u.T2}$$

Найдем суммарное сопротивление трансформаторов и генераторов на 500 кВ:

$$X_{нар.1} = \frac{X_{\Gamma 6.u.T6} \cdot X_{\Gamma 5.u.T5}}{X_{\Gamma 6.u.T6} + X_{\Gamma 5.u.T5}} \quad (8)$$

$$X_{нар.1} = \frac{0,112 \cdot 0,11}{0,112 + 0,11} = 0,056 \text{ Ом}$$

$$X_{нар.2} = X_{нар.1}$$

$$X_{СУМ.500} = \frac{X_{нар.1} \cdot X_{нар.2}}{X_{нар.1} + X_{нар.2}}$$

$$X_{СУМ.500} = \frac{0,056 \cdot 0,056}{0,056 + 0,056} = 0,028 \text{ Ом}$$

Таким же способом находим сопротивление на 220 кВ:

$$X_{СУМ.220} = \frac{X_{\Gamma 1.u.T1} \cdot X_{\Gamma 2.u.T2}}{X_{\Gamma 1.u.T1} + X_{\Gamma 2.u.T2}}$$

$$X_{СУМ.220} = \frac{0,132 \cdot 0,132}{0,132 + 0,132} = 0,66 \text{ Ом}$$

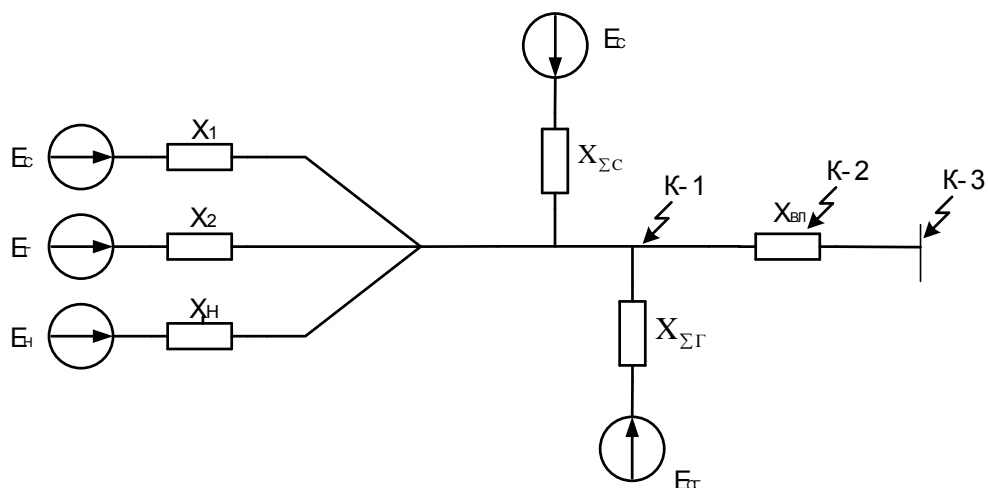


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

Сопротивление нагрузки можно не учитывать так как

Приведем из трехлучевой в двухлучевую:

$$X_1 = X_{\text{СУМ..ЛИН.500}} + X_B + \frac{X_{\text{СУМ..ЛИН.500}} \cdot X_B}{X_{\text{СУМ..500}}} \quad (9)$$

$$X_2 = X_{\text{СУМ..500}} + X_B + \frac{X_{\text{СУМ..500}} \cdot X_B}{X_{\text{СУМ..ЛИН.500}}} \quad (10)$$

$$X_1 = 0,07 + 0,073 + \frac{0,07 \cdot 0,073}{0,028} = 0,33 \text{ Ом}$$

$$X_2 = 0,028 + 0,073 + \frac{0,028 \cdot 0,073}{0,07} = 0,13 \text{ Ом}$$

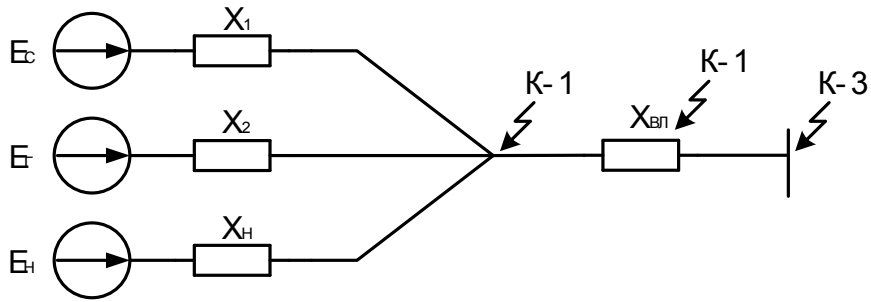


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_{\text{СУМ.ЛИН.220}}}{X_1 + X_{\text{СУМ.ЛИН.220}}} \quad (11)$$

$$X_3 = \frac{0,33 \cdot 0,034}{0,33 + 0,034} = 0,03 \text{ Ом}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_{\text{СУМ.220}}}{X_2 + X_{\text{СУМ.220}}} \quad (12)$$

$$X_4 = \frac{0,13 \cdot 0,066}{0,13 + 0,066} = 0,044 \text{ Ом}$$

Переводим ток из относительных в именованные значения:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_G}{X_3} \cdot I_\delta \quad (13)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_C}{X_4} \cdot I_\delta$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05}{0,03} \cdot 0,251 = 8,666 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{1}{0,044} \cdot 0,251 = 5,746 \text{ кА}$$

$$I_{\text{СУМ.КЗ}}^{(3)} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)}$$

(14)

$$I_{\text{СУМ.КЗ}}^{(3)} = 8,666 + 5,746 = 14,412 \text{ кА}$$

1.2 Расчета токов однофазного КЗ

Для расчета несимметричных КЗ в точке К – 1 необходимо составить схему замещения для нулевой последовательности. В ней отсутствуют источники ЭДС.

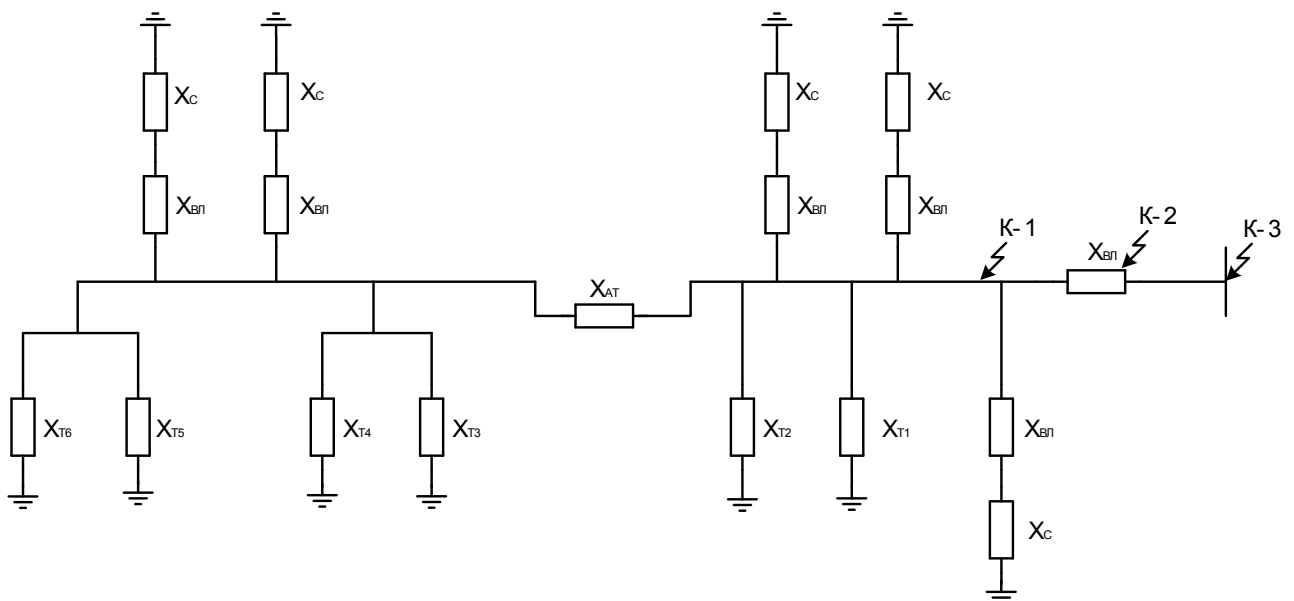


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление линии увеличится в 3 раза

Сопротивление системы увеличится 1,2 раза

Сопротивление трансформаторов на 500 кВ

$$X_{T5-6} = \frac{1}{\frac{1}{X_{T6}} + \frac{1}{X_{T5}}}$$

$$X_{T5-6} = \frac{1}{\frac{1}{0,056} + \frac{1}{0,056}} = 0,026 \text{ Ом}$$

$$X_{T4-3} = X_{T5-6}$$

$$X_{\text{СУМ.Т.500}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{T5-6}} + \frac{1}{X_{T4-3}}}$$

$$X_{\text{СУМ.Т.500}} = \frac{1}{\frac{1}{0,026} + \frac{1}{0,026}} = 0,013 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформаторов на 220 кВ

$$X_{\text{СУМ.Т.220}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{T2}} + \frac{1}{X_{T1}}}$$

$$X_{\text{СУМ.Т.220}} = \frac{1}{\frac{1}{0,044} + \frac{1}{0,044}} = 0,022 \text{ Ом}$$

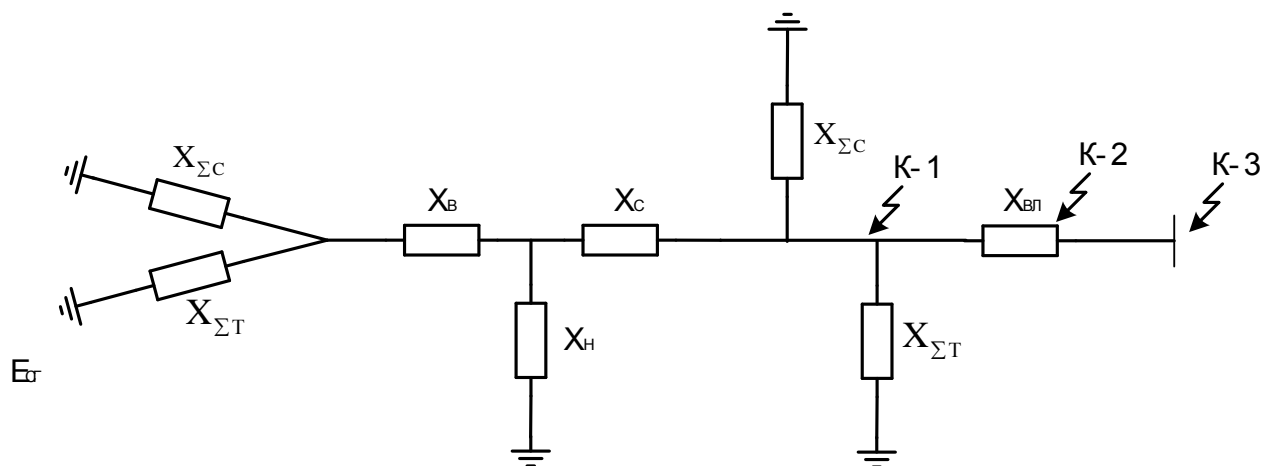


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Эквивалентное сопротивление на подстанции 500 кВ

$$X_{\Sigma 500} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{СУМ.Т.500}}} + \frac{1}{X_{\text{СУМ.ЛИН.500}}}} \quad (15)$$

$$X_{\Sigma 500} = \frac{1}{\frac{1}{0,013} + \frac{1}{0,121}} = 0,012 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление на подстанции 220 кВ

$$X_{\Sigma 220} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{СУМ.Т.220}}} + \frac{1}{X_{\text{СУМ.ЛИН.220}}}} \quad (16)$$

$$X_{\Sigma 220} = \frac{1}{\frac{1}{0,022} + \frac{1}{0,048}} = 0,015 \text{ Ом}$$

Складываем сопротивление АТ и сопротивление на подстанции 500 кВ

$$X_{\Sigma 500.H.AT} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\Sigma 500}} + \frac{1}{X_B}} \quad (17)$$

$$X_{\Sigma 500.H.AT} = \frac{1}{\frac{1}{0,012} + \frac{1}{0,073}} = 0,01 \text{ Ом}$$

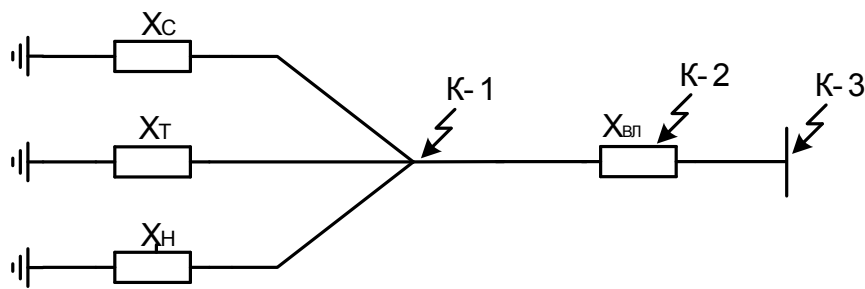


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

Эквивалентное сопротивление всей системы:

$$X_{\Sigma} = X_{\Sigma 500.H.AT} + X_{\Sigma 220} \quad (22)$$

$$X_{\Sigma} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ Ом}$$

Эквивалентное ЭДС:

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{(E_G \cdot \frac{1}{X_3}) + (E_C \cdot \frac{1}{X_4})}{\frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}} \quad (22)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{(1,05 \cdot \frac{1}{0,03}) + (1 \cdot \frac{1}{0,045})}{\frac{1}{0,03} + \frac{1}{0,045}} = 1,03$$

Находим однофазный ток:

$$I = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{III}} + X_{\Sigma}} \quad (23)$$

$$I = \frac{1,03}{0,018 + 0,025} = 25,07 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = I \cdot 3 \cdot I_{\sigma} \quad (24)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 25,07 \cdot 3 \cdot 0,251 = 17,629 \text{ кА}$$

2.3 Расчета токов Двухфазного КЗ

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} \quad (25)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,629 = 15,267 \text{ кА}$$

Сопротивление подтекающие с отдельных ветвей схемы:

$$C_1 = \frac{X_{\text{III}}^3}{X_{\text{JI}}^3} \quad (26)$$

$$C_1 = \frac{0,039}{0,241} = 0,161$$

$$C_2 = \frac{X_{III}^3}{X_{II}^4}$$

$$C_2 = \frac{0,039}{0,1} = 0,39$$

$$C_3 = \frac{X_{III}^3}{X_{II}^5}$$

$$C_3 = \frac{0,039}{0,169} = 0,23$$

$$C_4 = \frac{X_{III}^3}{X_{II}^6}$$

$$C_4 = \frac{0,039}{0,102} = 0,38$$

$$C_5 = \frac{X_{III}^3}{X_{ATP}^3}$$

$$C_5 = \frac{0,039}{0,73} = 0,05$$

$$C_6 = \frac{X_{III}^3}{X_{\Gamma-1,2}^3}$$

$$C_6 = \frac{0,039}{0,29} = 0,13$$

Найдем токи нулевой последовательности

$$I_{Л3}^{H\Pi} = C_1 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi} \quad (27)$$

$$I_{Л3}^{H\Pi} = 0,161 \cdot 17,629 = 2,85 \text{ кА.}$$

$$I_{Л4}^{H\Pi} = C_2 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi}$$

$$I_{Л4}^{H\Pi} = 0,39 \cdot 17,629 = 6,87 \text{ кА.}$$

$$I_{Л5}^{H\Pi} = C_3 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi}$$

$$I_{Л5}^{H\Pi} = 0,23 \cdot 17,629 = 4,06 \text{ кА.}$$

$$I_{Л6}^{H\Pi} = C_4 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi}$$

$$I_{Л6}^{H\Pi} = 0,38 \cdot 17,629 = 6,7 \text{ кА.}$$

$$I_{АТР}^{H\Pi} = C_5 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi}$$

$$I_{АТР}^{H\Pi} = 0,05 \cdot 17,629 = 0,94 \text{ кА.}$$

$$I_{Г-1,2}^{H\Pi} = C_6 \cdot I_{\Sigma}^{H\Pi}$$

$$I_{Г-1,2}^{H\Pi} = 0,13 \cdot 17,629 = 2,4 \text{ кА.}$$

Далее расчет ведется аналогично. Результаты расчета сведём в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Расчетные точки		
	К1	К2	К3
Трёхфазное	14,412	13,863	13,421
Двухфазное	15,267	14,749	12,785
Однофазное	17,629	15,711	14,763

2.4 Расчет ударного тока

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{НП} \cdot K_{уд} \quad (28)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент,

Ударный ток со стороны линии: $K = 1,717$; $T_a = 0,03$ с;

$$i_{ВЛ3}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ВЛ3}^{НП} \cdot K_{уд}$$

$$i_{ВЛ3}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,85 \cdot 1,717 = 6,92 \text{ кА}$$

$$i_{ВЛ4}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ВЛ4}^{НП} \cdot K_{уд}$$

$$i_{ВЛ4}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,87 \cdot 1,717 = 16,68 \text{ кА}$$

$$i_{ВЛ5}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ВЛ5}^{НП} \cdot K_{уд}$$

$$i_{ВЛ5}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,06 \cdot 1,717 = 9,86 \text{ кА}$$

$$i_{ВЛ6}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ВЛ6}^{НП} \cdot K_{уд}$$

$$i_{ВЛ6}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,7 \cdot 1,717 = 16,3 \text{ кА}$$

Ударный ток со стороны генераторов Г-1,2: $K_{уд} = 1,905$ $T_a = 0,05$ с;

$$i_{Г-1,2}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{Г-1,2}^{НП} \cdot K_{уд} \tag{29}$$

$$i_{Г-1,2}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,905 = 6,47 \text{ кА}$$

Ударный ток со стороны автотрансформатора: $K = 1,717$; $T_a = 0,03$ с;

$$i_{АТР}^{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{АТР}^{НП} \cdot K_{уд}$$

$$i_{АТР}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,94 \cdot 1,717 = 2,28 \text{ кА}$$

Суммарный ударный ток

$$i_{\Sigma}^{уд} = i_{АТР}^{уд} + i_{ВЛ3}^{уд} + i_{ВЛ4}^{уд} + i_{ВЛ5}^{уд} + i_{ВЛ6}^{уд} + i_{Г-1,2}^{уд} \tag{30}$$

$$i_{\Sigma}^{уд} = 6,92 + 16,68 + 9,86 + 16,3 + 6,47 + 2,28 = 58,51 \text{ кА}$$

2.5 Расчет аperiodической составляющей

Апериодические составляющие токов к.з. определяются по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НП}} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (31)$$

Ток апериодической составляющей со стороны линии:

$$i_{\text{ВЛ3}}^{a0} = i_{\text{ВЛ3}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВЛ3}}^{\text{НП}} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}$$

$$i_{\text{ВЛ3}}^{a0} = i_{\text{ВЛ3}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 2,85 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 2,89 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ВЛ4}}^{a0} = i_{\text{ВЛ4}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВЛ4}}^{\text{НП}} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}$$

$$i_{\text{ВЛ4}}^{a0} = i_{\text{ВЛ4}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 6,67 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 6,96 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ВЛ5}}^{a0} = i_{\text{ВЛ5}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВЛ5}}^{\text{НП}} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}$$

$$i_{\text{ВЛ5}}^{a0} = i_{\text{ВЛ5}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 4,06 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 4,14 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ВЛ6}}^{a0} = i_{\text{ВЛ6}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВЛ6}}^{\text{НП}} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}$$

$$i_{\text{ВЛ6}}^{a0} = i_{\text{ВЛ6}}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 6,7 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 6,79 \text{ кА}$$

Ток апериодической составляющей со стороны генераторов Г-3,4:

$$i_{\Gamma-1,2}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\Gamma-1,2}^{HII} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a,z}}} \quad (32)$$

$$i_{\Gamma-1,2}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 2,43 \text{ кА}$$

Ток апериодической составляющей со стороны автотрансформатора:

$$i_{ATP}^{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{ATP}^{HII} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a,c}}} \quad (33)$$

$$i_{ATP}^{a0} = \sqrt{2} \cdot 0,94 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 0,953 \text{ кА}$$

Сумма апериодических составляющих токов к.з.:

$$i_{\Sigma}^{a0} = i_{ATP}^{a0} + i_{BЛ3}^{a0} + i_{BЛ4}^{a0} + i_{BЛ5}^{a0} + i_{BЛ6}^{a0} + i_{\Gamma-1,2}^{a0} \quad (34)$$

$$i_{\Sigma}^{a0} = 2,89 + 6,96 + 4,14 + 6,79 + 2,43 + 0,95 = 24,16 \text{ кА}$$

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 220 КВ

3.1 Выбор выключателя

Выбор выключателей производят:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} ,$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} ,$$

По отключающей способности:

$$I_{п о} \leq I_{откл ном}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл.} \cdot \beta_n , \quad (35)$$

где $I_{ном.откл.} = 25 \text{ кА}$

$$\beta_n = 0,47$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,47 = 16,6 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток определим для наиболее загруженного выключателя, т. е. выключателей питающих линий:

$$I_{\max} = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot 220} \quad (36)$$

$$I_{\max} = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 257 \text{ A}$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (37)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0.05 \text{ с}$;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\kappa} = 13,421(0,05 + 0,05) = 18,012$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (38)$$

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,421 \cdot e^{-\frac{0.01}{0.05}} = 15,54$$

Таблица 2 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 257 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 150 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 58,51 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 40 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 18,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,421 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,421 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{at} = 15,54 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Для установки в Электростанцию 220 кВ выбираем элегазовый выключатель 3AP1FG-245/ЕК Колонковый трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства акционерного общества Siemens. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой.

Таблица 2 – Выбор выключателя на Электростанцию 220 кВ

3.2 Выбор разъединителей

Выбор приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 257 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 58,51 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$

$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 18,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
-----------------------------------	------------------------------------	----------------------

Выбираем D BF2 245+AE BF2 – разъединитель горизонтально-поворотного типа наружной установки трехполюсный.

3.3 Выбор измерительных трансформаторов

На стороне 220 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

- на ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.
- на стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 4 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И680	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	СА3-И680	2,5		2,5
Датчик активной энергии	Е-849	1		1
Датчик реактивной энергии	Е-830	1		1
Итого		9,5	1,5	9,5

Определяем сопротивление приборов подключенных к трансформатору тока

$$Z_{\text{приб}} = \frac{9,5}{I^2} = 9,5 \text{ Ом}. \quad (39)$$

Находим сопротивление провода на трансформаторе тока во вторичной цепи:

$$Z_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_k. \quad (40)$$

$$Z_{2\text{ном}} = 20 - 9,5 - 0,1 = 10,4 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление соединенных проводов:

$$S_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{10,4} = 0,27 \text{ Ом}. \quad (41)$$

Принимаем кабель сечением 4 мм^2

Делаем пересчет на сопротивление провода:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,707 \text{ Ом}. \quad (42)$$

Находим вторичную нагрузку трансформатора тока:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_k. \quad (43)$$

$$r_2 = 9,5 + 0,707 + 0,1 = 10,3 \text{ Ом}$$

Таблица 5 – Выбор измерительных трансформаторов тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 257 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 58,51 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{дин}$
		$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Выбираю трансформатор тока на ОРУ 220 кВ типа IOSK - 245 с параметрами: $I_{1н} = 2000 \text{ А}$, $I_{2н} = 5 \text{ А}$.

Таблица 6 – Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вар
Ваттметр	Д-335	2	2	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	2	6	-
Счетчик <i>P</i> <i>Q</i>	И-680	2	2	1	4	6
	И-680	3	2	1		
ФИП	ФИП	3	2	2	12	

Вольтметр	Э-335	2	1	2	4	
Датчик <i>P</i> <i>Q</i>	Е-829	10	-	1	10	10
	Е-830	10	-	1		
Частотомер	Э-362	1	2	2	4	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20	
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	7	
Итого					73	16

Выбираю трансформатор напряжения типа ТЕМР - 230 с параметрами:

номинальное напряжение обмотки $\frac{220000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100 \text{ В}$.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (44)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{73^2 + 16^2} = 74,73 \text{ ВА}$$

что меньше номинального значения

$$S_{2H} = 400 \text{ ВА}.$$

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

3.4 Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтоб найти расчётную значение рабочего напряжения ограничителей нужно ведать расчётную значение наибольшего возможного на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети} \quad (45)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время деяния дефекта (время деяния релейной охраны) сочиняет – 0.5 сек. В согласовании с сиим коэффициент K_B , учитывающий повышение величины возможного напряжения из-за счет уменьшения кратности действия на ОПН исходя из критерий теплового равновесия, владеет смысл одинаковое 1.52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (46)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжения выбираем ОПН- ЗЕР2 192-2PD32-1NE1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (47)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 588 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 520 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (48)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0.2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0.2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661.765 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (49)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0.91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0.9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661.765 - 588)}{520} \cdot 588 \cdot 2 \cdot 0.9 \cdot 2 = 1351,261 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{50}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1351,261}{220} = 6,14 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН с удельной энергоемкостью 6 кДж/кВ.

4 ЗАЩИТА ЛИНИИ

Шкафы типов ШЭ2607 011021 предназначены для защиты линии 110-220 кВ и управления линейным выключателем.

Шкаф типа ШЭ2607 011021 предназначен для выключателей с трехфазным управлением электромагнитов.

Шкафы состоят из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Первый комплект (в дальнейшем "комплект А1") предназначен для формирования сигналов на включение и отключение выключателя по командам, приходящим от устройств релейной защиты (УРЗ), телемеханики или ключа дистанционного управления, а также по сигналам, формируемым устройствами УРОВ, АПВ и реализации ДЗ. ТНЗНП и ТО.

Комплект А1 реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит также трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от многофазных КЗ (двухфазных, двухфазных на землю, трехфазных), четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю и токовую отсечку (ТО).

Второй комплект (в дальнейшем "комплект А2") реализует описанные выше функции ДЗ. ТНЗНП с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных ключей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также токовую отсечку. УРОВ и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

В связи с вышеизложенным, защиты и устройства, расположенные в комплекте А2 шкафа в дальнейшем называются "основными", а расположенные в комплекте А1 - "резервными".

Шкаф содержит:

- Автоматику управления выключателем и защиты линии (резервные), выполненные на базе терминала БЭ2704V011 (комплект А1);

- Защиты линии (основные), выполненные на базе терминала БЭ2704У021 (комплект А2).

- Автоматика управления выключателем и резервные защиты линии (комплект А1)

- Автоматика управления выключателем содержит следующие защиты и устройства (узлы):

- Устройство резервирования отказа выключателя;
- Устройство автоматического повторного включения выключателя;
- Защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР) (для выключателей с пофазными электромагнитами управления);

- Узел включения выключателя;
- Узел отключения выключателя;
- Узел фиксации положения выключателя;
- Узел фиксации несоответствия;
- Защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;

- Узел контроля исправности цепей ЭМ управления;

- Узел формирования сигналов пуска защит линии.

В состав резервных защит линии входят:

- Трехступенчатая ДЗ от многофазных КЗ с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;

В состав резервных защит линии входят:

- Трехступенчатая ДЗ от многофазных КЗ с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;

- Четырехступенчатая ТНЗНП от КЗ на землю;

- Токовая отсечка.

Дистанционная защита содержит следующие реле, устройства и цепи:

- Три реле сопротивления I ступени;

- Три реле сопротивления II ступени;

- Три реле сопротивления III ступени;

- Чувствительное реле блокировки при качаниях;

- Грубое реле блокировки при качаниях;
- Устройство блокировки при неисправности в цепях напряжения;
- цепи логики ДЗ.

Токовая направленная защита нулевой последовательности содержит реле и цепи:

- Реле тока I ступени;
- Реле тока II ступени;
- Реле тока III ступени;
- Реле тока IV ступени;
- Разрешающее реле направления мощности (РНМ);

Токовая отсечка содержит три реле максимального тока, объединенных по схеме ИЛИ и логические цепи.

Основные защиты линии (комплект А2):

- Трехступенчатая ДЗ от многофазных КЗ с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- Четырехступенчатая ТНЗНП от КЗ на землю;
- Токовая отсечка;
- АРПТ, УРОВ.
- ДЗ, ТНЗНП, ТО комплекта А2 содержат реле, устройства и цепи

Дополнительно:

- Цепи ускорения действия ДЗ и ТНЗНП от оперативных ключей и от сигналов по ВЧ каналам;
- Цепи передачи по ВЧ каналам сигналов ускорения защит, установленных на другом конце линии.

Условия работы резервных защит линий электропередачи 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учётом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети. В данных рекомендациях рассматриваются уставки, относящиеся к функциям резервных защит линии (ДЗ, ТНЗНП, МТО, МТЗ), а также УРОВти АРПТ.

Условия работы шкафов серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети.

4.1 МТО для линии односторонним питанием

Отсечка считается разновидностью токовой охраны, позволяющей снабдить скорое отключение КЗ. Токовые отсечки разделяются на отсечки моментального действия и отсечки с выдержкой медли (возле 0,3 – 0,6 с). В отличие от наибольшей токовой охраны избирательность. Ant. огульность действия токовой отсечки достигается никак не выдержкой медли, а лимитированные зоны ее действия. Для данного ток срабатывания отсечки обязан существовать более максимального тока КЗ, проходящего чрез охрану при дефекте в конце участка, из-за пределами которого отсечка никак не обязана действовать. Таковой метод лимитированы зоны действия базируется на том, будто ток КЗ находится в зависимости от величины противодействия по места дефекта. Токовая отсечка при трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{МТО}} = k_3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1,2 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} . \quad (51)$$

При отстройке от тока КЗ в конце линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{МТО}} = 1,2 \cdot 14,763 = 16,239 \text{ кА}.$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{МТО}}} . \quad (52)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{12,785}{16,239} = 0,787$$

Так как коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}} < 1,5$. Тогда зону деяния отсечек разрешено найти графически, как точки пересечения непосредственный, соответственному току срабатывания, с кривыми конфигурации токов КЗ. Для данного нам нужно выстроить кривые спадаения токов сообразно чертам при трехфазных и двухфазных КЗ.

Строим графики спадаения токов трехфазного и двухфазного КЗ с линией тока срабатывания отсечки:

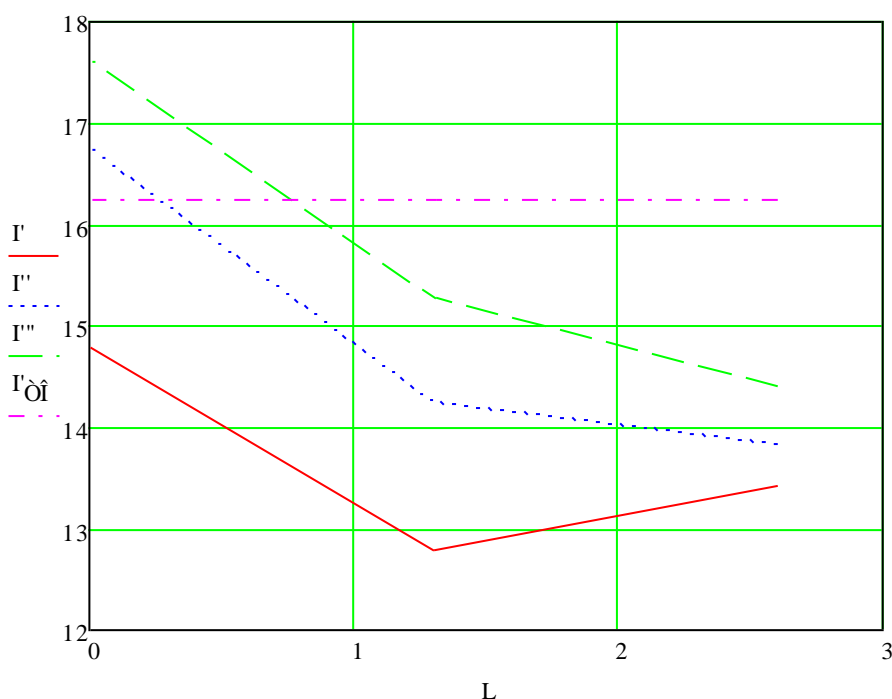


Рисунок 9 – Определение зоны срабатывания МТО со стороны ПС «Зейской ГЭС»

Поскольку токовая отсечка не удовлетворяет условию, устанавливаем максимальную токовую защиту (МТЗ).

МТЗ со стороны ПС Зейская ГЭС:

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{сзМТЗ}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{сам}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{расч.мах}} \quad (53)$$

где $I_{\text{расч.мах}}$ – расчетный максимальный ток линии 220 кВ

k_3 - коэффициент запаса, равен 1,2

$k_{сам}$ - коэффициент самозапуска, равен 2,5

$k_в$ - коэффициент возврата, равен 0,9

$$I_{расч.маx} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (54)$$

$$I_{расч.маx} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,21 \text{ кА};$$

$$I_{сзМТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 0,42 = 0,7 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сзМТЗ}}, \quad (55)$$

$$k_ч = \frac{12,785}{0,7} = 18,269 \geq 2$$

4.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для охраны рядов от КЗ на территорию используется охрана, реагирующая на ток и емкость свежий очередности. Надобность особой охраны от КЗ на территорию вызывается тем, будто данный разряд дефектов считается доминирующим, а охрана, включаемая на ток и усилие свежий очередности, исполняется наиболее элементарно и владеет разряд превосходств сообразно сопоставлению с осмотренной больше токовой охраной, реагирующей на полные токи фаз. Охраны свежий очередности выполняются в облике токовых наибольших оборон и отсечек как обычных, этак и нацеленных. Определяем

уставки первой ступеней защиты сети. Ток срабатывания первой ступени защиты:

$$I_{c.зI} = k_{зан} \cdot I_{кз}^{(1)}, \quad (56)$$

$$I_{c.зI} = 1,25 \cdot 14,763 = 18,454 \text{ кА}$$

$$t_{cзI} = 0 \text{ с.}$$

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых ступеней защит смежных линий. Поскольку в данном КП не рассматриваются защиты смежных линий, отстройку второй ступени защиты условно покажем от защиты трансформатора:

$$I_{c.зII} = k_{зан} \cdot k_{ток} \cdot I_{c.зI} \quad (57)$$

$$I_{c.зII} = 1,25 \cdot 0,35 \cdot 18,454 = 8,74 \text{ кА}$$

$$t_{cзII} = 5 \text{ с.}$$

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

$$I_{c.зIII} = k_{зан} \cdot \varepsilon \cdot k_a \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (58)$$

$$I_{c.зIII} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 13,421 = 1,409 \text{ кА.}$$

$$t_{cзIII} = 15 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{СЗШ}}}; \quad (59)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{13,421}{1,409} = 8$$

$$8 \geq 2.$$

Т.к. коэффициент чувствительности больше требуемого, то применение защиты является целесообразным.

Стоит отметить, что вторая ступень защиты должна отстраиваться от первых ступеней смежных линий. Она должна полностью защищать свою линию и быть согласованной с первой ступенью следующей линии. При расчете этой ступени вводится коэффициент токораспределения:

$$k_{\text{Т/Р}} = \frac{3 \cdot I_{\text{КЗ/лин.1}}^{(1)}}{3 \cdot I_{\text{КЗ/лин.2}}^{(1)}} \quad (60)$$

4.3 Дистанционная защита линии

Дистанционные охраны наверное трудные нацеленные либо ненаправленные охраны с условной селективностью, произведенные с внедрением малых реле противодействия, реагирующих на противодействие полосы по места КЗ, которое сообразно расстоянию, т.е. дистанции. Отседова и проистекает заглавие дистанционной охраны (ДЗ). Дистанционные охраны обращают внимание на междуфазные КЗ. Для верной работы дистанционной охраны нужно присутствие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При неимении либо поломке цепей напряжения вероятна лишняя служба ДЗ при КЗ на соседних участках.

Для снабжения селективности в сетях трудной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним кормлением ДЗ нужно делать направленными, действующими при направленности силы КЗ от покрышек в ЛЭП. Направление деяния ДЗ гарантируется при поддержке доп РНМ либо использованием нацеленных РС, способных отвечать и на направленность силы КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

В распределительных сетях напряжением больше 6 кВ дистанционные охраны рядов от междуфазных КЗ употребляются в тех вариантах, как скоро конфигурация козни и запросы быстродействия и чувствительности никак не разрешают использовать наиболее обыкновенные охраны – МТЗ. На чертах 35 кВ и больше дистанционные охраны выполняются трехступенчатыми, при этом КЗ в 1 зоне, охватывающей 85 % длины оберегаемой полосы, самостоятельно от режима питающей энергосистемы гарантируется отключение в отсутствии доторной выдержки медли. Сиим дистанционные охраны рентабельно различаются от МТЗ.

При КЗ и следующих зонах выдержанность медли охраны возрастает сообразно мерке удаления точки КЗ от места установки охраны.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$Z_{л} = \sqrt{(r_0^2 + x_0^2)} \cdot l; \quad (61)$$

$$Z_{л} = \sqrt{(0,098^2 + 0,429^2)} \cdot 2,5 = 1,1 \text{ Ом}$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_{л}, \quad (62)$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 1,1 = 0,935 \text{ Ом.}$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

За трансформатором ПС Электрокотельная:

$$Z_{с.з.}^{II} \leq \begin{cases} k_3 \cdot \left(Z_{л} + 0,85 \cdot \frac{Z_{m1}}{2} \right), \\ k_3 \cdot (Z_{л} + 0,85 \cdot Z_{с.з.}^I) \end{cases}, \quad (63)$$

$$Z_{с.з.}^{II} \leq \begin{cases} 0,85 \cdot \left(1,1 + 0,85 \cdot \frac{75,625}{2} \right) = 28,255 \text{ Ом} \\ 0,85 \cdot (1,1 + 0,85 \cdot 0,935) = 1,611 \text{ Ом} \end{cases}.$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее. Сопротивление $Z_{с.з.}^{II} = 1,610$ является расчетным.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м}^I + \Delta t , \quad (64)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{с.з1}^{II}}{Z_{л}} . \quad (65)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{1,610}{1,1} = 1,464 \geq 1,25$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_H \cdot k_B \cdot I_{нагр}} . \quad (66)$$

$$Z_{c.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 146,962} = 589,286 \text{ Ом}$$

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

$k_v = 1,1$ – коэффициент возврата

Выдержка времени третьей ступени защиты:

$$t_{c.3}^{III} = t_{c.3.c.m}^{II} + \Delta t, \quad (67)$$

$$t_{c.3}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_q^{III} = \frac{Z_{c.3}^{III}}{Z_l + Z_T / k_{\text{ток}}}, \quad (68)$$

где $k_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором, равен 1;

Коэффициент чувствительности при КЗ на ВЛ:

$$k_q^{III} = \frac{589,286}{1,1 + 75,625} = 7,68 \geq 1,25$$

Так как условие выполняется, то дальнейшее резервирование обеспечивается.

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В соответствии с руководством по эксплуатации шкаф типа ШЭ2607 041 предназначен для защиты трансформатора и состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- Продольную дифференциальную токовую защиту;
- Токовую защиту нулевой последовательности со стороны ВН;
- Максимальные токовые защиты со всех сторон (МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2) с комбинированным пуском по напряжению сторон СН, НН1 и НН2 (МТЗ НН1(НН2) выполняется двухступенчатой);
- Защиту от перегрузки со всех сторон;
- Реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- Реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- Устройство резервирования при отказе выключателя со стороны ВН.

Охрану трансформатора станем избирать на подстанции Электрокотельная. В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов имеют все шансы появляться КЗ меж фазами, перемыкание одной либо 2-ух фаз на территорию, перемыкание меж витками одной фазы и замыкания меж обмотками различных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях имеют все шансы еще появляться КЗ меж фазами и на территорию. В эксплуатации имеют все шансы проистекать нарушения обычных режимов работы трансформаторов, к коим относятся: изучение чрез трансформатор либо автотрансформатор сверхтоков при дефекте остальных связанных с ними частей, перегрузка, различение из масла горючих

газов, снижение значения масла, поднятие его температуры. В зависимости от угрозы дефекта для нарушения обычного режима трансформатора, охрана, фиксирующая повреждение, работает на знак, разгрузку либо отключение трансформатора.

5.1 Дифференциальная защита

- Дифференциальная охрана, выполненная на принципе сопоставления токов на входе и выходах, употребляется в качестве главной быстродействующей охраны трансформаторов и автотрансформаторов. Охрана полностью селективна, она откликается на дефекта в обмотках трансформатора, на заключениях и в соединениях с выключателями, и работает на отключение трансформатора со всех сторон в отсутствии выдержки медли. Зона деяния дифференциальной охраны трансформатора (ДЗТ) ограничивается помещением установки трансформаторов тока, и подключает в себя ошиновку СН, НН и прибавление ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной трудности, дифференциальная охрана устанавливается в последующих вариантах:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд.

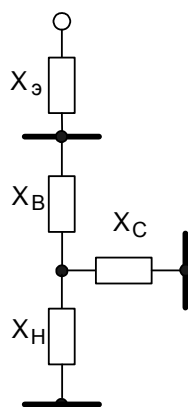


Рисунок 10 – Схема замещения трансформатора

Данные для расчёта:

Трансформатор:

ТДЦТН – 80000/220.



Рисунок 11 – Трансформатор ТДТН

$$U_{кBC} = 12,5 \text{ \%};$$

$$U_{кBH} = 22 \text{ \%};$$

$$U_{кCH} = 7,6 \text{ \%}.$$

Сопротивление системы:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}} \quad (69)$$

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{\kappa.B} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BC} + U_{\kappa.BH} - U_{\kappa.CH}), \quad (70)$$

$$U_{\kappa.B} = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 7,6) = 13,45\% ;$$

$$U_{\kappa.C} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BC} + U_{\kappa.CH} - U_{\kappa.BH}), \quad (71)$$

$$U_{\kappa.C} = 0,5 \cdot (12,5 + 7,6 - 22) = -0,95\%$$

$$U_{\kappa.H} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BH} + U_{\kappa.CH} - U_{\kappa.BC}); \quad (72)$$

$$U_{\kappa.H} = 0,5 \cdot (22 + 7,6 - 12,5) = 8,55\%$$

$$X_{\text{т.ВН}} = \frac{U_{\kappa.B}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_T}, \quad (73)$$

$$X_{\text{т.ВН}} = \frac{13,75}{100} \cdot \frac{230^2}{80} = 88,938 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{т.СН}} = \frac{U_{\kappa.C}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номСН}}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (74)$$

$$X_{\text{т.СН}} = \frac{-0,95}{100} \cdot \frac{38,5^2}{80} = -0,176 \text{ Ом};$$

$$X_{T.HH} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{U_{номНН}^2}{S_T}, \quad (75)$$

$$X_{T.HH} = \frac{8,55}{100} \cdot \frac{6,3^2}{80} = 0,047 \text{ Ом.}$$

Сопротивление КЗ на сторонах СН и НН:

$$X_{к.C} = X_{.C2.} + X_{T.B}; \quad (76)$$

$$X_{.C2.} = \frac{E_C}{I_{кЗ} \cdot \sqrt{3}}$$

$$X_{.C2.} = \frac{220}{13,421 \cdot \sqrt{3}} = 9,464 \text{ Ом}$$

$$X_{к.C} = 9,464 + 88,938 = 98,402 \text{ Ом}$$

$$X_{к.H} = X_{c2} + X_{T.B} + X_{T.H}. \quad (77)$$

$$X_{к.H} = 9,464 + 88,938 + 0,074 = 98,449 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{кЗ.CH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.C}}; \quad (78)$$

$$I_{кЗ.CH}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 98,402} = 1291 \text{ А}$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.CH}^{(3)}; \quad (79)$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1291 = 1118 \text{ A}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.Н}}, \quad (80)$$

$$I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 98,449} = 1290 \text{ A}$$

$$I_{K3.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.HH}^{(3)},$$

$$I_{K3.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1290 = 1117 \text{ A}$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по выражению:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (81)$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5}; \quad (82)$$

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{т.ВН}}}; \quad (83)$$

Все результаты расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр	Результаты		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	200.817	1200	6998
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Расчётный коэффициент трансформации ТА	$\frac{348}{5}$	$\frac{2078}{5}$	$\frac{6998}{5}$
Коэффициент трансформации	$\frac{400}{5}$	$\frac{3000}{5}$	$\frac{8000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	4,348	3,463	4,374

5.1.1 Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики $I_{\text{Д.О}}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{Д.О}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (84)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят из диапазона от 1,1 до 1,3;

$I_{НБ.РАСЧ}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$I_{ТО.РАСЧ}$ – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{ТО.РАСЧ}$ равным 1).

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ}, \quad (85)$$

где $K_{ПЕР} = (1,5 \div 2,5)$ – коэффициент при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних трансформаторов тока (только встроенных или только выносных); $K_{ПЕР} = (2 \div 3)$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разносторонних трансформаторов тока;

$K_{ОДН}$ – коэффициент односторонности трансформатора тока; для трансформаторов значение $K_{ОДН}$ следует всегда принимать равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0,0178;

$\Delta f_{ВЫБ}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{ВЫБ} = 0,02$;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 0,251 до 16,000 А. $\Delta f_{ПТТ} = 0,05$;

$$I_{НБ.РАСЧ} = (0,5 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,0178 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,188 \text{ кА.}$$

$$I_{Д.О} \geq 1,2 \cdot 0,188 = 0,225 \text{ кА.}$$

5.1.2 Расчет тока торможения блокировки ДТЗ

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ} \quad (86)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$I_{НОМ}$ – относительный номинальный ток Т (АТ), определяемый по выражению:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (87)$$

где $I_{НОМ.НАГР}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т (АТ);

$I_{БАЗ.СТОП}$ – базисный ток соответствующей стороны Т (АТ);

$K_{ТТ.СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны;

$K_{СХ,ТТ,СТОР}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны. $K_{СХ} = \sqrt{3}$

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (88)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,817 \text{ А}$$

Принимаем $S_{Б.ВН} = 1000$ кВА, $U_{Б.ВН} = 230$ кВ

Найдем базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{БАЗ.СТОР} = \frac{S_{Б.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.ВН}} \quad (89)$$

$$I_{БАЗ.СТОР} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{200,817}{2,51} \cdot \frac{\sqrt{3}}{80} = 1,732 \text{ А} \quad (90)$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1,732 = 3,429 \text{ А}$$

5.1.3 Коэффициент торможения ДТЗ

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока (I_D) к приращению тормозного тока (I_T). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{T.0}$ до $I_{T.бл}$.

Значение коэффициента торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} - I_{д.о}}{I_T - I_{T.0}} \quad (51)$$

где $I_{нб}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{нб} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{скв} \quad (91)$$

где $I_{скв}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{скв} = \frac{I_{кз.ме}}{I_{баз}} \cdot \frac{K_{сх.тт}}{K_{тт}} \quad (92)$$

$$I_{скв} = \frac{13,421}{2,51} \cdot \frac{1,732}{80} = 115,756 \text{ А}$$

$$I_{нб} = (2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 + 0,018 + 0,02 + 0,05) \cdot 115,756 = 20,739 \text{ А}$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (93)$$

$$I_T = \sqrt{115,7756 \cdot (115,756 - 21,739) \cdot \cos(15)} = 102,529 \text{ А}$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,2 \cdot 21,739 - 0,225}{102,529 - 1} = 0,255 \text{ А}$$

5.1.4 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока).

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10.

Принимаем $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$.

5.1.5 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения сдерживания работы ДТЗ Т (АТ) при огромных токах внутреннего дефекта, обусловленного работой органа блокировки сообразно 2-ой гармонике вследствие значимого содержания 2-ой гармонике дифференциального тока при насыщении ТТ, учтена 2-ая топорная степень охраны в отсутствии блокировки сообразно 2-ой гармонической сочиняющей тока. Ток срабатывания дифференциальной отсечки обязан вывертываться

исходя из 2-ух критерий: Отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть $I_{отс} \geq 6,5$;

- Отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{КЗ}^* \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{птт}), \quad (94)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0.

$$I_{КЗ}^* = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (95)$$

$$I_{КЗ}^* = \frac{13,421}{2,51} \cdot \frac{1,732}{80} = 115,756 \text{ А}$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 115,756 \cdot (3 \cdot 0,5 \cdot 0,1 + 0,018 + 0,02 + 0,05) = 41,29 \text{ А}$$

5.2 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора)

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН

не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для снабжения скорого возврата схемы УРОВ, ежели отключатель привычно отключился при деянии оборон, учтен наибольший ИО тока. Выдержанность медли УРОВ специализирована для фиксации отказа выключателя, т.е. ежели в движение предоставленного медли условия запуска УРОВ сберегаются, то проистекает деяние на отключение всех выключателей, чрез которые длится кормление дефекта. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН укрепляется при продолжительности сигнала никак не наименее 0,003 с. Имеет возможность исполняться самодействующая испытание исправности выключателя, как скоро при пуске от УРОВ создается знак на отключение «собственного» либо резервируемого выключателя.

5.2.1 Выбор тока срабатывания УРОВ

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (96)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

5.2.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по

условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} \quad (97)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,05$;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{\text{НОМ}}$ до нуля не более 0,03 с; $t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}=0,03$;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$T_{CP} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с.}$$

5.2.3 Выбор действия УРОВ на себя

Методика УРОВ всякого присоединения имеет возможность существовать исполнена с повторным деянием на отключение «собственного» выключателя при пуске УРОВ от оборон присоединения, будто позволяет турнуть лишнее срабатывание УРОВ при несоблюдении единства цепи отключения от оборон присоединения и рабочем состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН.

В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимаем минимальное значение.

$$T_{УРОВ.НА.СЕБЯ} = 0,1 \text{ с.}$$

5.3 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН. Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

5.3.1 Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

- Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению.

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ.ВН} , \quad (98)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0.НБ}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{0.НБ.ВН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} \quad (99)$$

где $K_{нб}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05

$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ}$ – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (100)$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{13,421}{80} = 167,762 \text{ А}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0.нб.вн} = 0,05 \cdot 167,762 = 8,388 \text{ А.}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,25 \cdot 8,388 = 10,485 \text{ А.}$$

Точно также подсчитаем это для СН.

Первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами:

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.СН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}}$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.СН} = \frac{1291}{600} = 2,152 \text{ А.}$$

Ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме:

$$I_{0.НБ.СН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.СН}$$

$$I_{0.НБ.СН} = 0,05 \cdot 2,152 = 0,108 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.СН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ.СН}$$

$$I_{СЗ.СН} \geq 1,25 \cdot 0,108 = 0,134 \text{ А}$$

Точно также подсчитаем это для НН.

Первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами:

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.НН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}}$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.НН} = \frac{1290}{1600} = 0,806 \text{ А.}$$

Ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме:

$$I_{0.НБ.НН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.НН}$$

$$I_{0.НБ.НН} = 0,05 \cdot 0,806 = 0,04 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3.HH} \geq K_{OTC} \cdot I_{0.HB.HH}$$

$$I_{C3.CH} \geq 1,25 \cdot 0,04 = 0,05 \text{ A.}$$

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{C3} = t_{C3.CM} + \Delta t , \quad (101)$$

где $t_{C3.CM}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

Δt – степень селективности, учитывающая время действия выключателя линии или автотрансформатора (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии или автотрансформатора, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса; степень селективности принимается равной 0,4 с.

Время срабатывания ТЗНП на ВН, СН, НН принимается одинаковое:

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без \text{ АПВ}} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.T2} = 1,2$$

5.4 Максимальная токовая защита

5.4.1 Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{OTC} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (102)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. $K_{ЗАП} = 2,5$ – для городских сетей общего назначения, $K_{ЗАП} = 2$ – для сельских сетей;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН,СН,НН.

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} \quad (103)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,817 \text{ А.}$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СН}}$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1200 \text{ А}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 7331 \text{ А}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (104)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 200,817 = 669,392 \text{ А}$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.СН}$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1200 = 3999 \text{ А}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.НН}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 7331 = 24440 \text{ А}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (105)$$

$$I_{CP.MT3.BH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 200,817 = 267,757 \text{ A.}$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{PAB.MAKC.CH}$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 1200 = 1600 \text{ A.}$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{PAB.MAKC.HH}$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 7331 = 9775 \text{ A.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \tag{106}$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{\text{УСТ}}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{CP.MT3.BH}}}$$

$$K_{ч.ВН} = \frac{1117}{267,757} = 4,172$$

$$K_{ч.СН} = \frac{I_{КЗ.МИН} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.СН}}}{\Gamma_{СР.МТЗ.СН}} \quad (107)$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1117 \cdot \frac{230}{38,5}}{1600} = 4,172$$

$$K_{ч.НН} = \frac{I_{КЗ.МИН} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.НН}}}{\Gamma_{СР.МТЗ.НН}} \quad (108)$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1117 \cdot \frac{230}{6,3}}{9775} = 4,172$$

5.4.2 Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

Обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ для ВН, СН, НН:

$$U_{СЗ} \leq \frac{U_{МИН}}{K_{ОТС} \cdot K_{В}} \quad (109)$$

где $U_{МИН}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а

также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным $(0,85 \text{ } 0,90) U_{\text{НОМ}}$.

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

$$U_{\text{СЗ.ВН}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (110)$$

$$U_{\text{СЗ.ВН}} = \frac{0,9 \cdot 230}{1,2 \cdot 1,1} = 156,818 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{СЗ.СН}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.СН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (111)$$

$$U_{\text{СЗ.СН}} = \frac{0,9 \cdot 38,5}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{СЗ.НН}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (112)$$

$$U_{\text{СЗ.НН}} = \frac{0,9 \cdot 6,3}{1,2 \cdot 1,1} = 4,295 \text{ кВ}$$

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ОТС}}} \quad (113)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН,СН,НН:

$$U_{\text{сз.ВН}} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.ВН}} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,167 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{сз.СН}} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.СН}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.СН}} = \frac{0,7 \cdot 38,5}{1,2} = 22,458 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{сз.НН}} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.НН}} = \frac{0,7 \cdot 6,3}{1,2} = 3,675 \text{ кВ.}$$

где $U_{\text{ЗАП}}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно $0,7 U_{\text{НОМ}}$;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{уст}}}{U_{\text{КЗ.МАКС}}} > 1,5, \quad (114)$$

где $U_{\text{уст}}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{\text{КЗ,МАКС}}$ – значение междуфазного напряжения, приведенное к вторичным величинам, в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Параметр срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задается в вольтах вторичных величин из диапазона от 0,1 до 100,0 с шагом 0,1 В.

Проверим чувствительность для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{100}{U_{\text{СЗ.ВН}}}$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{100}{156,818} = 0,638$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{100}{U_{\text{СЗ.СН}}}$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{100}{26,25} = 3,81$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{U_{сз.НН}}$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{4,295} = 23,28$$

5.5 Защита от перегрузки

5.5.1 Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{зп.стор} = \frac{I_{НОМ.стор}}{K_{ТТ.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B} \quad (115)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

K_B – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{НОМ,стор}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне;

$K_{ТТ,стор}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т.

Найдем номинального тока обмотки защищаемого трансформатора от перегрузки на ВН, СН, НН:

$$I_{зп.стор.ВН} = \frac{I_{НОМ.стор.ВН}}{K_{ТТ.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}$$

$$I_{зп.стор.ВН} = \frac{200,817}{80} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,929 \text{ А}$$

$$I_{зп.стор.СН} = \frac{I_{НОМ.стор.СН}}{K_{ТТ.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}$$

$$I_{3П.СТОП.СН} = \frac{1200}{600} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,333 \text{ А}$$

$$I_{3П.СТОП.НН} = \frac{I_{НОМ.СТОП.НН}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}$$

$$I_{3П.СТОП.НН} = \frac{7331}{1600} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 5,346 \text{ А}$$

5.6 Газовая защита трансформатора

Газовая охрана устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным остыванием, имеющих расширители.

Деяние газовой охраны базируется на том, будто каждые, в том числе и никак не значимые дефекта, а еще завышенные нагревы снутри бака трансформатора вызывают деление масла и органической изоляции, будто будет сопровождаемым выделением газа. Напряженность газообразования и хим состав газа находятся в зависимости от нрава и объемов дефекта. Потому охрана производится этак, чтоб при медлительном газообразовании сервировался вежливый знак, а при бурном газообразовании, будто владеет пространство при маленьких замыканиях, происходило отключение испорченного трансформатора. Не считая такого, газовая охрана работает на знак и на отключение либо лишь на знак при рискованном снижении значения масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении

потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая охрана считается всепригодной и более восприимчивой охраной трансформаторов от внутренних дефектов, а при неких небезопасных дефектах работает лишь она. К таковым дефектам относятся замыкания меж витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломке переключателей приборов РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наравне с сиим охрана владеет разряд немаловажных недочетов. Наиболее суровым считается то, будто данная охрана никак не откликается на дефекта, находящиеся за пределами бака, в зоне меж трансформатором и выключателями. Охрана имеет возможность повлиять неправильно при попадании воздуха в бак трансформатора, будто имеет возможность существовать, к примеру, при доливке масла, опосля починки системы остывания и др. Вероятны еще неправильные срабатывания охраны на трансформаторах, поставленных в районах, подверженных землетрясениям. В таковых вариантах позволяется вероятность перевода деяния отключающего вещества на знак. В взаимосвязи с сиим газовую охрану невозможно применять в качестве единой охраны трансформатора от внутренних дефектов.

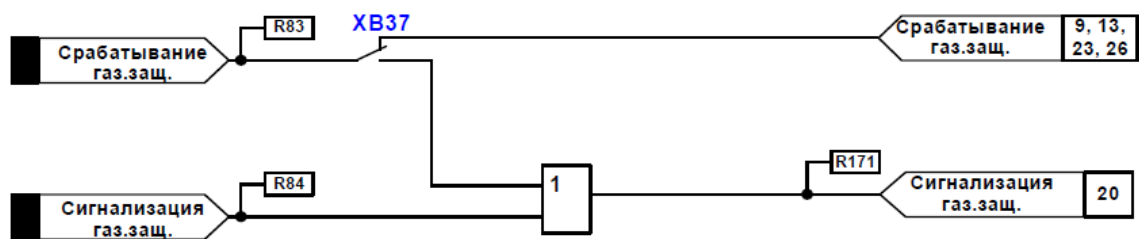


Рисунок 12 – Схема ГЗ

6 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

6.1 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора)

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для снабжения скорого возврата схемы УРОВ, ежели отключатель привычно отключился при деянии оборон, учтен наибольший ИО тока. Выдержанность медли УРОВ специализирована для фиксации отказа выключателя, т.е. ежели в движение предоставленного медли условия запуска УРОВ сберегаются, то проистекает деяние на отключение всех выключателей, чрез которые длится кормление дефекта. Прием сигналов срабатывания УРОВ

ВН укрепляется при продолжительности сигнала никак не менее 0,003 с. Имеет возможность исполняться самодействующая испытание исправности выключателя, как скоро при пуске от УРОВ создается знак на отключение «собственного» либо резервируемого выключателя.

6.1.1 Выбор тока срабатывания УРОВ

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (116)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

6.1.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (117)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или

контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{\text{ОТКЛ.В}}=0,05$;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{\text{НОМ}}$ до нуля не более 0,03 с;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}=0,03$;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$T_{\text{СР}} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с.}$$

6.1.3 Выбор действия УРОВ на себя

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН.

В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимаем минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.НА.СЕБЯ}}=0,1 \text{ с.}$$

6.2 Шкаф отбора напряжения (ШОН)

Назначение: Шкафы предназначены для отбора напряжения от конденсаторов связи на существующих и проектируемых ЛЭП с номинальным напряжением от 35 до 750 кВ включительно 50 и 60 Гц, а также для передачи сигналов измерительной информации устройств автоматического повторного

включения (АПВ) и приборам синхронизации.

6.3 Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Суть АПВ состоит в том, будто вещество системы электроснабжения, отключившийся перед деянием релейной охраны (РЗ), опять врубается перед усилие (ежели недостает запрета на повторное вложение) и ежели фактор, вызвавшая отключение вещества, пропала, то вещество остается в труде, и покупатели получают кормление фактически в отсутствии перерыва. Почти все дефекта в системах электроснабжения промышленных компаний считаются неуравновешенными и самоустраиваются. К более нередким факторам, вызывающим неуравновешенные дефекта частей системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции рядов при погодных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре либо танце, перемыкание рядов разными вещами, отключение рядов либо трансформаторов вследствие недолгих перегрузок либо неизбирательного срабатывания РЗ, ложных деяний дневального персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На единичных чертах с двусторонним кормлением (при неимении шунтирующих взаимосвязей) предугадывают Вотан из последующих видов

трехфазного АПВ (либо их композиции): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ либо БАПВ (одновременное вложение с малой выдержкой медли с двух концов) предугадывают на единичных чертах с двусторонним кормлением для самодействующего повторного подключения, как верховодило, при маленьком расхождении угла меж векторами ЭДС объединяемых систем. Пуск БАПВ делается при срабатывании быстродействующей охраны, зона деяния которой обхватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных оборон и блокируется либо задерживается при труде УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- В схеме должна бать предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (118)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{зот.выкл-я} + t_{зан.}. \quad (119)$$

Также для АПВ определяется время возврата схемы в состояние готовности к работе $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

Для линий с двухсторонним питанием применяется НАПВ. Условия применения НАПВ:

$$\frac{I_{уров}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_d''}, \quad (120)$$

где $I_{уров}$ -уравнительный ток на отдельный генератор при несовпадении фаз.

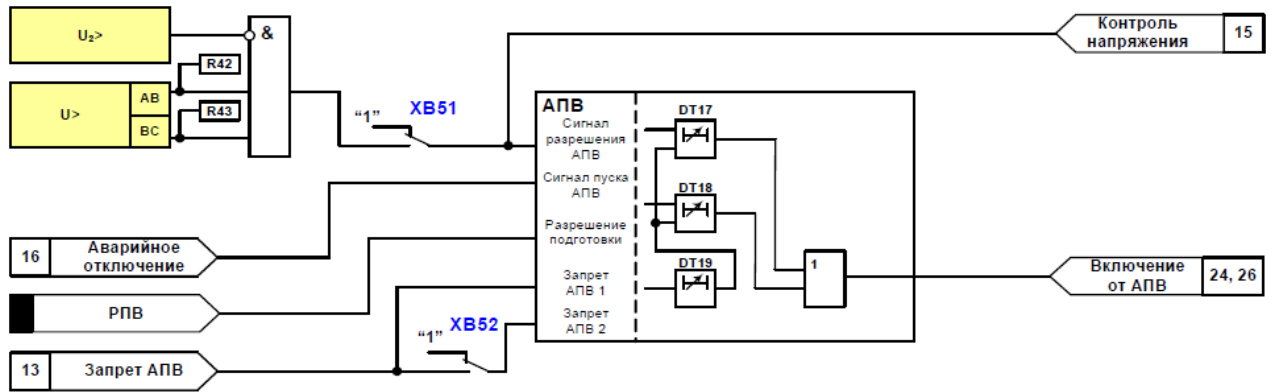


Рисунок 13 – Схема АПВ

6.4 Автоматическое включение резервного питания

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Приспособление самодействующего подключения запаса считается одним из главных частей автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для основной массы электро сетей промышленных компаний отличительна отдельная служба рядов и трансформаторов. В данном случае покрывки подстанции разделены на 2 секции, любая из которых приобретает кормление согласно самостоятельной полосы. Приспособление АВР исполняют при данном на секционном выключателе. При выходе из строя полосы либо трансформатора приспособление АВР воскрешает кормление, существенно уменьшая простои научно-технического оснащения. Прибора АВР

разрешают адаптировать и удешевить схемы электроснабжения объектов компании.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине.
- Обеспечивать однократность действия.
- Схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного.
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

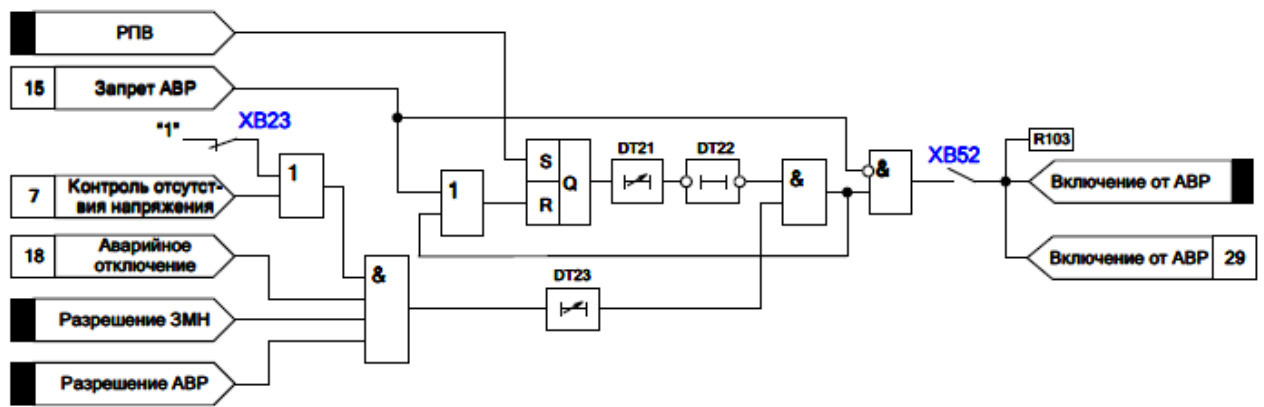


Рисунок 14 – Схема АВР

7 АНАЛИЗ ГРОЗОУПОРНОСТИ ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНОЙ 220 КВ

Любая электроустановка, уготованная для генерации, передачи либо распределении электричества, владеет изоляцией подобающую ее номинальному напряжению. Рабочее усилие, приложенное к аппарате имеет возможность выделяться от номинального.

Превышение напряжения сверх большего рабочего именуется перенапряжением. Перенапряжения разделяются на внутренние и наружные (грозовые).

Предпосылкой грозовых перенапряжений считаются удары молнии в электроустановку либо поблизости нее.

Напряженность грозовой деловитости характеризуется средним количеством грозовых часов в году. Среднее количество ударов молнии в 1 км² плоскости территории воспринимается одинаковым 0,067 удара из-за грозовой час. Количество ударов молнии из-за 100 грозовых часов в здание объемами рассчитывается по формуле:

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6}, \quad (121)$$

$$n = 6,7 \cdot (73,5 + 7 \cdot 30.5) \cdot (65 + 7 \cdot 30.5) \cdot 10^{-6} = 0,536.$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты определяется:

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_2}{100}, \quad (122)$$

где $P_{np} = 0,005$ вероятность прорыва молнии для зоны А в зону защиты молниеотводов из;

$D_z = 50$ - число грозových часов в году;

$P_{пер}$ - вероятность перерыва изоляции ОРУ.

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{пр.пер}}, \quad (123)$$

где $I_{пр.пер}$ - критический ток перекрытия изоляции

$$I_{пр.пер} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z}, \quad (124)$$

где $U_{50\%} = 1550 \text{ кВ}$ пятидесяти процентное разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой при грозových импульсах ;

$z = 360 \text{ Ом}$ - волновое сопротивление провода с учетом короны .

$$I_{пр.пер} = \frac{2 \cdot 1550}{360} = 8,61 \text{ кА};$$

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot 8,61} = 0,709 \text{ кА};$$

$$\beta_1 = 0,536 \cdot 0,005 \cdot 0,709 \cdot \frac{50}{100} = 9,487 \cdot 10^{-4}.$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод:

$$\beta_2 = n \cdot P_{пр} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (125)$$

где $P_{обр}$ - вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot I_{нep}}, \quad (126)$$

здесь $I_{нep}$ - критический ток обратных перенапряжений изоляции.

$$I_{нep} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u}, \quad (127)$$

где L – высота подвеса линейной изоляции.

$$I_{нep} = \frac{1550 - 50 \cdot 16,7}{15} = 47,6 \text{ кА};$$

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot 47,6} = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,536 \cdot 0,005 \cdot 0,15 \cdot \frac{50}{100} = 1,994 \cdot 10^{-4}.$$

Вероятность обратных перекрытий изоляции вследствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left(\frac{4 \cdot h_{on}}{L_{3n}} \cdot P_{on} \cdot \eta_1 + \right. \right. \\ \left. \left. + (1 - \frac{4 \cdot h_{on}}{L_{3n}}) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_z}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{on}}{100}, \quad (128)$$

где m – число отходящих линий;

L_{3n} - длина защищаемого подхода;

h_{on} - высота опоры;

$\eta_l = 0,7$ - вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

P_α - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

P_{on} - вероятность перекрытия изоляции опоры;

$h_{тр}$ - высота подвеса троса;

$P_{тр}$ - вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете;

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{он}}}{90} - 4, \quad (129)$$

где $\alpha = 25^\circ$ - угол защиты, определяемый по таблице .

$$\ln P_\alpha = \frac{25 \cdot \sqrt{22,7}}{90} - 4 = -2,68;$$

$$P_\alpha = 10^{-2,68} = 0,00209;$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{np.on}},$$

где $I_{np.on}$ - критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{он}}, \quad (130)$$

$\delta = 0,15$ для линий с одним тросом.

$$I_{np.on} = \frac{1500}{15 + 0,15 \cdot 22,7} = 387,1 \text{ A},$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 387,1} = 1,885 \cdot 10^{-5};$$

$$\beta_3 = 4 \cdot 20 \cdot [0,00209 + (1 - 0,00209) \cdot (\frac{4 \cdot 22,7}{2000} \cdot 1,855 \cdot 10^{-5} \cdot 0,7 + \\ + (1 - \frac{4 \cdot 22,5}{2000}) \cdot 0,0086 \cdot 0,27)] \cdot \frac{50}{100} \cdot \frac{2 \cdot 7}{100} = 0,0282.$$

Показателем грозоупорности Электрокотельной служит число лет безаварийной работы, которое определяется по выражению:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} \tag{131}$$

$$M = \frac{1}{1,258 \cdot 10^{-3} + 2,644 \cdot 10^{-4} + 0,0282} = 34,07 \text{ года}$$

Таким образом система молниеотводов Электрокотельной 220 кВ и тросовая защита отходящих от него линии по данной методике обеспечивают защиту от ударов молнии с показателем грозоупорности равным 34,07 года.

8 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ

Совместные материальные, трудовые и денежные ресурсы, нужные для сотворения и расширения компании, его реконструкции и тех. перевооружения, именуют финансовложениями.

Модернизация компании – совершенное либо выборочное обновление изготовления, а еще стройку новейших энергетических объектов для подмены уничтожаемых, предстоящая эксплуатация каких признана нецелесообразной. Техническое перевооружение либо модернизация – поднятие тех. значения отдельных участков изготовления, аппаратов и установок, которое исполняется в отсутствии немаловажного конфигурации имеющихся текстур научно-технического процесса и изготовления.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями. В капитальные вложения на модернизацию Электростанции 220 кВ Зейской ГЭС входит стоимость терминалов, которыми в данном дипломном проекте заменяются устаревшие электромеханические реле. Расчет капиталовложений сведем в таблицу.

Таблица 8 – Стоимость терминала

терминал	Количество	Стоимость, млн. руб
ШЭ2607V011	1	2,480
ШЭ2607V021	1	2,630
ШЭ2607V041	1	2,820

Капиталовложения в станцию вычисляются по формуле:

$$K_{CT} = K_p \cdot \sum K_{ОБОРУД.} \quad (132)$$

где K_p - районный коэффициент, равный для Амурской области 1,3

Цены на оборудование приведены на 2016 год и в пересчете не
нуждаются.

$$K_{CT} = 1,3 \cdot (2,48 + 2,63 + 2,82) = 10,309 \text{ млн.руб}$$

9. НАДЕЖНОСТЬ

Надежность установки гарантируется безотказностью и восстанавливаемостью ее частей, стабильностью, управляемостью, живучестью и сохранностью ее частей.

Восстанавливаемость – навверное качество вещества, системы либо установки, содержащаяся в способности возобновления трудоспособности в случае отказа.

Живучесть – дееспособность системы перебегать от 1-го стабильного режима к иному при разных возмущениях. Качество системы постоянно беречь живучесть в течении некого промежутка медли именуют – устойчивоспособностью.

Управляемость – качество системы гарантировать отключение и вложение, а еще модифицирование режима работы объектов и частей в согласовании с данным методом управления.

Живучесть – качество системы конфронттировать большим возмущениям режима, никак не дозволяя их цепочечного становления и глобального отключения покупателей, никак не предусмотренным методом работы противоаварийной автоматики.

Безопасность – качество систем никак не творить угрозы для людей и находящейся вокруг среды во всех вероятных режимах и обстановках.

В качестве показателей надежности используется следующее:

- время безотказной работы T_B , и время восстановления t_g , измеряемое в часах или годах;
- среднее время параметра потока отказов w и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени;
- вероятность отказов $q(t)$ и вероятность безотказной работы $p(t)$ в заданный промежуток времени; $q(t) + p(t) = 1$.

Исходные данные по элементам (Трубицын В.И. «Надежность электростанций») сведем в таблицу 1.

Таблица 9 – Показатели надежности элементов схемы

Элемент	ω , 1/Г	T_b , ч	μ , 1/Г	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{o.п.}$
Выключатель 220 кВ	0,01	16,6	0,04	15	0,0018	0,0019
Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166	12,8	–	–
Трансформатор	0,024	220	1	50	–	–
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3	–	–
Линии 220 кВ	0,34	14,3	1,6	2,8	–	–

9.1 Расчет вероятности отказа

Определим вероятности отказов всех элементов по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_{\theta}}{T_2} \quad (133)$$

Вероятность безотказной работы определяем как

$$p_i = 1 - q_i \quad (134)$$

Определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы выключателя 220 кВ

$$q_{B220} = \frac{0,01 \cdot 16,6}{8760} = 18,949 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{B220} = 1 - 18,949 \cdot 10^{-6} = 0,999981$$

Определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы разъединителя 220 кВ:

$$q_{p220} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,991 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{p220} = 1 - 7,991 \cdot 10^{-6} = 0,999992$$

Определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы трансформатора 220 кВ

$$q_{T220} = \frac{0,024 \cdot 220}{8760} = 6,027 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{T220} = 1 - 6,027 \cdot 10^{-4} = 0,999$$

Определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы шины 220 кВ

$$q_{Ш220} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 7,42 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Ш220} = 1 - 7,42 \cdot 10^{-6} = 0,999992$$

Определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы линии 220 кВ

$$q_{Л220} = \frac{0,034 \cdot 14,3}{8760} = 5,55 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{Л220} = 1 - 5,55 \cdot 10^{-4} = 0,99944$$

Рассчитаем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$q_{"Q"} = q_{В.СТ} + \alpha_{КЗ} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum q_{P3i} \cdot \left(1 - \prod_{j=1}^n [1 - q_{СМj}] \right) + \alpha_{ОП} \cdot N_{ОП} \cdot T_{ОП} \quad (135)$$

где $q_{СМ}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$\alpha_{КЗ}$ – относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

a – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$ – коэффициент успешного действия АПВ, справочная величина;

q_{iP3} – вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{СМi}$ – вероятность отказа смежных элементов;

$\alpha_{ОП}$ – частота отказов при оперативном отключении;

$N_{i\hat{i}}$ – число оперативных отключений.

Расчет модели отказа выключателя:

$$q_{СТ} = q_{В220} + 2 \cdot q_{P220} \quad (136)$$

$$q_{СТ} = 18,949 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 7,991 \cdot 10^{-6} = 3,493 \cdot 10^{-5}$$

$$N_{on4} = \mu_{в220} + 2 \cdot \mu_{P220} + 2 \cdot \mu_{ш220} + \mu_{Л220} \quad (137)$$

$$N_{on} = 0,01 + 2 \cdot 0,166 + 0,166 + 2,8 = 3,338$$

Принимаем $N_{on4} = 3$

$$q_{Q4} = q_{CT} + a_{кзв220} \cdot (1 + \theta \cdot K_{АПВ}) (q_{\partial зш} + q_{\partial фз}) \cdot (1 - p_{Ш220} \cdot p_{Л220} \cdot p_{в220}) + a_{он220} \cdot N_{ОП} \cdot T_{он} \quad (138)$$

$$q_{Q4} = 3,493 \cdot 10^{-5} + 0,0018 \cdot (1 + 0 \cdot 0,128) (0,0096 + 0,0012) \cdot (1 - 0,999992 \cdot 0,999981 \cdot 0,99944) + 0,0019 \cdot 3 \cdot \frac{133}{8760} = 1,216 \cdot 10^{-4}$$

Определяем параметр потокоотказа смежных элементов схемы:

$$\omega_{см220} = \omega_{B220} + 2 \cdot \omega_{P220}$$

$$\omega_{см220} = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03$$

$$\omega_Q = \omega_{см} + a_{кзв220} \cdot (1 + \theta \cdot K_{АПВ}) (\omega_{отк\partial зш} + \omega_{\partial фз.вл}) \cdot (\omega_{ш220} + \omega_{в220} + \omega_{Л}) + a_{он220} \cdot N_{ОП} \quad (139)$$

$$\omega_{Q4} = 0,03 + 0,0018 \cdot (1 + 0 \cdot 0,128) (1,36 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-4} + 8,7 \cdot 10^{-6}) \cdot (0,013 + 0,01 + 0,034) + 0,0019 \cdot 2 = 0,036$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

При производстве работ с приборами измерения ПКЭ, где применяются в основном цепи напряжения (ТН) и токовые цепи (ТТ) основным требованием безопасности является строгое выполнение действующих правил ТБ при эксплуатации электроустановок.

В первую очередь выполняются организационные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за безопасное ведение работ;
- выдача наряда или распоряжения;
- выдача разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск;
- подготовка рабочего места и допуск;
- надзор при выполнении работы;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе и ее окончания.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжения;
- руководитель работ;
- лицо, дающее разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- лицо, подготавливающее рабочее место;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

Выдающий наряд, приказ устанавливает вероятность не опасного исполнения работы. Он дает ответ из-за адекватность и верность отмеченных в имидже мер сохранности, из-за высококачественный и численный состав бригады и предназначение серьезных лиц, а еще из-за соотношение исполняемой работы групп согласно электробезопасности перечисленных в имидже тружеников. Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется

работникам из административно-технического персонала предприятия и его структурных подразделений, имеющих группу V.

При срочных работах в случае неимения лиц из административно-тех. персонала, имеющих преимущество имиджей, и постановлений тружениками с категорией IV из дневального персонала предоставленной электроустановки.

Предоставление дневальному персоналу права выдачи имиджей в данных вариантах обязано существовать оформлено письменным указанием управления компании.

Руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, полноту и качество инструктажа бригады, проводимого допускающим и производителем работ, а также организацию безопасного ведения работы.

Руководителями работ должны назначаться инженерно-технические работники с группой V. В тех случаях, когда отдельные этапы работы необходимо выполнять под непрерывным надзором и руководством руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда.

Лицо, дающее разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск, несет ответственность за достаточность предусмотренных для выполнения работы мер по отключению и заземлению оборудования и возможность их осуществления, а также за координацию времени и места работы допускаемых бригад.

Личико, дающее позволение на подготовку рабочего места и на допуск, должно сказать дневальным либо личикам из действенно-ремонтного персонала, подготавливающим рабочее пространство, а еще дозволяющим о до произведенных операциях сообразно отключению и заземлению оснащения.

Отдать позволение на подготовку трудящихся мест и на допуск имеют преимущество труженики из дневального персонала с категорией IV, в согласовании с должностными инструкциями, а еще труженики из

административно-тех. персонала, уполномоченные на намерное указанием сообразно предприятию.

Лицо, подготавливающее рабочее место, отвечает за правильное и точное выполнение мер по подготовке рабочего места, указанного в наряде, а также требуемых по условию работы (установка замков, плакатов, ограждений и т.п.).

Подготавливать рабочие места, имеют право дежурные или работники из оперативно-ремонтного персонала, допущенные к оперативным переключениям в данной электроустановки.

При выполнении организационных мероприятий выполняются технические:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, установлены переносные заземления);

- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

10.1 Экологичность проекта

10.1.1 расчет шума создаваемого ВЛ

ВЛ 220 кВ «Зейская ГЭС-Электростанция» проходит на территории города Зейя согласно СП 2971 – 84 наименьшее расстояние от ВЛ до населенного пункта должно быть не менее 150 м. При строительстве линии

устанавливались опоры унифицированные анкерно-угловые металлические опоры У220-1+5 показанные на рисунке 1

Линия имеет горизонтальное расположение проводов с расстоянием между ними $D_0 = 8$ м. Фазы одного провода АС-300 радиусом $r = 0,012$ м Высота подвеса проводов на опоре определится по формуле (21):

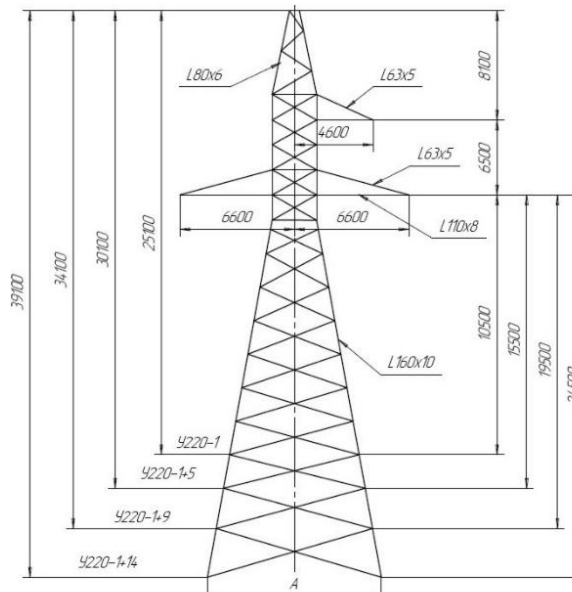


Рисунок 15 – Опора ЛЭП

$$H_{п} = H_{тр} - h_{из} = 19,5 - 2,5 = 17 \text{ м}, \quad (140)$$

где $H_{тр} = 19,5$ – высота траверсы;

$h_{из}$ – длина изолятора

Габарит линии $H_0 = 8,65$ м, средняя высота подвеса проводов над землей

$$H_{cp} = H_n - \frac{2}{3} f = 17 - \frac{2}{3} 7,85 = 11,7 \text{ м} \quad (141)$$

где $f = H_n - H_{заб} - \Delta h_{заб} = 17 - 8,65 - 0,5 = 7,85$ - стрела провеса провода.

Грозозащитные тросы изолированы от опор, т.е. влияние их на электрическое поле проводов не учитывается.

Напряжённость электрического поля, создаваемого воздушными линиями на поверхности земли определяется по формуле:

$$E = \frac{C \cdot U}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left(\frac{2 \cdot H}{(X - D_0)^2 + H^2} - \frac{H}{X^2 + H^2} - \frac{H}{(X + D_0)^2 + H^2} \right), \quad (142)$$

где E – напряжённость электрического поля, кВ/м,

C – ёмкость единицы длины линии, ф/м,

U – номинальное напряжение, кВ,

$$\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{ кл*н/м}$$

H – высота подвеса провода, м,

D_0 – расстояние между проводами, $D_0 = 6,5$ м,

X – расстояние до расчётной точки, м.

Ёмкость единицы длины определяется по формуле:

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_0}{d}\right)}, \quad (143)$$

где d – Диаметр провода

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\ln\left(\frac{2 \cdot 6,5}{0,024}\right)} = 8,779 \cdot 10^{-12} \text{ Ф/м}$$

$$E = \frac{8,779 \cdot 10^{-12} \cdot 220}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 3,14 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}} \cdot \left(\frac{2 \cdot 17}{(0 - 6,5)^2 + 17^2} - \frac{17}{0^2 + 17^2} - \frac{17}{(0 + 6,5)^2 + 17^2} \right) = -0,15 \text{ кВ/м}$$

Результаты расчёта приведены в таблице 2

Ширина охранной зоны при $U = 220$ кВ составляет 25 м.

Таблица 10 – Расчетные значения

X, м	E, кВ/м
0	-0,15
10	0,78
20	0,608
25	0,441
30	0,313
40	0,164
50	0,092

Строим график зависимости

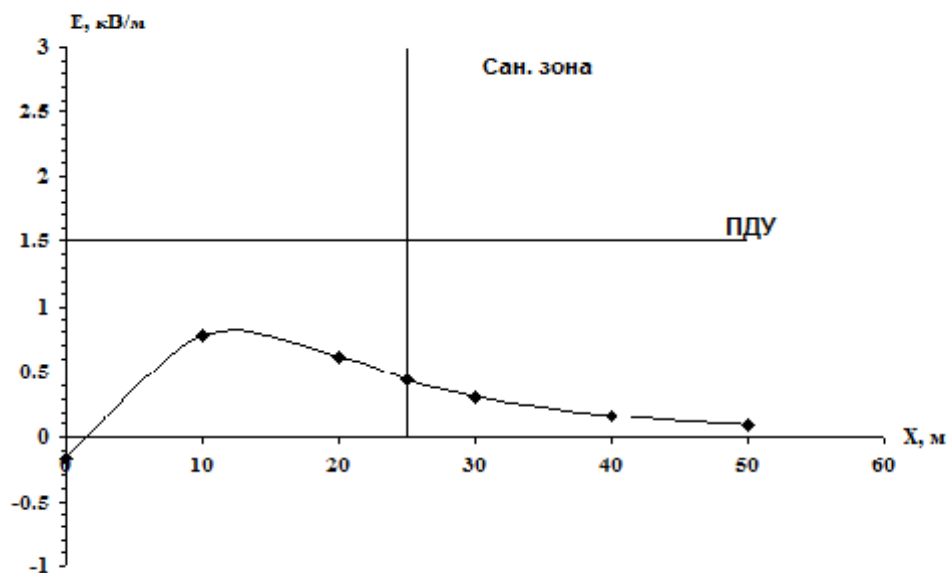


Рисунок 15 –График зависимости

На границе охранной зоны (25 м) напряжённость электрического поля ниже допустимой для жилой застройки. Следовательно, за пределами охранной зоны можно вести жилищное строительство.

Максимальная напряжённость на поверхности провода определяется по формуле:

$$E_{\max} = \frac{C \cdot U}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot r}, \quad (144)$$

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\ln\left(\frac{2 \cdot 6,5}{0,024}\right)} = 8,779 \cdot 10^{-12} \text{ Ф/м}$$

$$E = \frac{8,779 \cdot 10^{-12} \cdot 220}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 3,14 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 0,012} = 1671 \text{ кВ/м}$$

Уровень звука на расстояние 100 м от крайней фазы в зависимости от напряжения поля на проводах определяется по формуле:

$$L = 20 + 0,0111 \cdot E_{\max} + 900 \cdot r + 15 \cdot \log(n) - 20 \cdot \log(B) \quad (145)$$

где L – уровень звука, дБА,

E_{\max} - действующее значение максимальной напряжённости на поверхности провода, кВ/м,

r – радиус провода, м,

n – число проводов в фазе,

B – расстояние от крайней фазы, ($B=100\text{м}$).

$$L = 20 + 0,0111 \cdot 1671 + 900 \cdot 0,012 + 15 \log(1) - 20 \log(100) = 9,35 \text{ дБ}$$

Допустимый уровень шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, составляет 45 дБА (СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки).

Вывод: Из проведённых расчетов видно что санитарные нормы при строительстве второй ЛЭП 220 «Зейская ГЭС – Электростанция не нарушаются»

10.1.2 Элегаз

Инновационные веяния становления мегаполисов и индустрии приводят к увеличению употребления электричества. Наверное приводит к надобности исследования и введения новоиспеченного электротехнического оснащения, способного удовлетворить иногда очень противоречивым потребностям.

Таковым решением считаются герметичные электротехнические установки, переполненные элегазом.

В взаимосвязи с тем будто невесомые выключатели поставленные на Зейской ГЭС нравственно обветшали, была сделана их подмена на элегазовые. Элегаз (электротехнический газ) – шестифтористая сера SF₆ - химически пассивный газ в отсутствии расцветки и аромата, никак не токсичен, труднее воздуха, никак не поддерживает горение, взрывобезопасен, владеет пробивное усилие в 2-2,5 раза больше, нежели у воздуха и азота, владеет неплохой дугогасящей возможностью, устойчив к нагреву по 200 °С. Перед деянием электрической дуги разлагается с воспитанием фторидов – химически функциональных и ядовитых товаров. Наверное приводит к надобности принятия соответственных мер: расположение снутри электроаппаратов адсорбентов, неприменное оснащение помещений приточно-вытяжной вентиляцией [4].

С точки зрения экологической безопасности элегаз менее вреден чем использование масла. Считается, что абсолютно чистый элегаз с добавкой 20% кислорода (как в воздухе) можно вдыхать без вреда для здоровья.

Однако полученный промышленным способом элегаз не является идеально чистым. Поэтому допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны ограничивается 0,08% по объему. При такой концентрации элегаза обслуживающий персонал может работать в течение 8 ч при пятидневной рабочей неделе в течение полного трудового стажа.

Газ не оказывает токсичного, генетического или канцерогенного влияния на здоровье человека.

При объемной концентрации чистого элегаза на уровне 1% допускается кратковременное пребывание персонала в помещении. Кислородная недостаточность наступает при концентрации чистого элегаза в воздухе более 10%, что соответствует снижению концентрации кислорода до 19%.

Однако в процессе эксплуатации в результате коммутации номинальных токов и токов КЗ, а также частичных разрядов элегаз перестает быть чистым. В нем присутствуют газообразные твердые продукты разложения (фториды), являющиеся результатом взаимодействия элегаза при высоких температурах с парами воды, примесями кислорода, парами металла и материала камеры.

Около 90% фторидов задерживаются фильтром, часть твердых фторидов оседает на внутренних стенках камеры, а оставшаяся часть газообразных фторидов находится в элегазе.

В истинное время не хватает природной угрозы применения элегаза. Однако нам надлежит проверить и отдаленную перспективу, так как шестифтористая сера считается функциональным газом, творящим «оранжерейный результат». Меры улучшения культуры изготовления и применения элегаза станут содействовать понижению подъема концентрации шестифтористой серы в атмосфере из-за счет понижения неизменной утечки, регламентированных и нечаянных выбросов. Нужно сотворить условия для возврата отработанного элегаза на завод - деятьель для переработки в товарный

продукт с целью понижения надобности изготовления новоиспеченного элегаза, будто и считается основным, этак как, в окончательном счете, все, будто совершено, скорее либо медлительнее станет выпущено в атмосферу.

Все осмотренные больше происшествия природного действия элегаза устанавливают новейшие, доп, еще наиболее твёрдые запросы к обращению с элегазом:

- Утраты элегаза в атмосферу обязаны существовать снижены и в доли регламентированных и нечаянных выбросов, и в доли понижения процента утечки по 0,1 %/год. В целях лимитирования такового воздействия элегаза ужесточаются запросы к плотности элегазового оснащения;

- Просторнее применять смеси с пониженным вхождением элегаза с целью понижения его расхода. Для лимитирования применяемого численности элегаза, а еще и сообразно неким иным факторам используют смеси элегаза с иными инертными газами (к примеру азот) в соотношения, к примеру 10% элегаза и 90% азота;

- Обеспечить полную утилизацию отработанного элегаза с обязательным повторным его использованием как экономически выгодную и экологически необходимую технологию.

10.1.3 Мероприятия направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ.

Технические мероприятия, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ, предусматривают:

- Применение маслоприемников под реакторами с отводом масла в маслосборник;

- Организацию возможного выброса (при авариях) масла из трансформаторов в зону, свободную от другого оборудования, за счет поворота «выхлопной» трубы;

- Обеспечение обоснованных разрывов между отдельными техническими устройствами с целью уменьшения воздействий поражающих факторов при возможных авариях на близлежащих сооружениях и технических устройствах;

- Применение аккумуляторных батарей закрытого (герметичного) исполнения;
- Использование быстродействующих основных и резервных устройств релейной защиты и автоматики;
- Использование устройств противоаварийной автоматики, в том числе локальных, устанавливаемых на реконструируемых подстанциях;
- Установку устройств автоматического ограничения повышения напряжения в узлах сети и другие решения по предотвращению каскадного развития аварий в энергосистеме и, тем самым, обеспечение живучести энергосистемы.

На случай аварии, когда возникает риск попадания трансформаторного масла на грунт и в водные объекты, предусматриваются маслоприемники, выполненные в соответствии с требованиями ПУЭ (п.4.2.69). Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Из маслоприемника масло откачивается в передвижные герметичные емкости и транспортируется на лицензированное предприятие по переработке нефтесодержащих отходов.

Пожаротушение и противопожарное водоснабжение:

Существующая система противопожарного водоснабжения представляет собой комплекс сооружений для забора, хранения, транспортирования и подачи воды и включает насосную станцию с пожарными насосами и запорной арматурой, обеспечивающими необходимый напор и включение системы АУВП.

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации:

Защита автоматической системой пожарной сигнализации реконструируемых по данному титулу реакторов предусматривается от пожарных извещателей, установленных на реакторах заводом изготовителем.

Автоматическое и дистанционное включение АУПТ реактора осуществляется после получения от его систем управления сигнала о снятии

напряжения (отключения его выключателей). Прием прибором управления пожарным (не входит в реконструкцию по данному титулу) сигналов о срабатывании пожароопасных технологических защит допускается после проверки снятия напряжения, выполненной в алгоритмах работы систем управления или защитной автоматики реактора.

При районном пуске воды (в том количестве и с использованием прирученной запорной арматуры) либо при получении сигнала о недостаточном закрытии узлов управления устройство управления пожарный сформировывает соответственный знак, передаваемый в систему управления реактором для отключения его выключателей со всех сторон.

Для снабжения наибольшего быстродействия и прочности обоюдная предоставление сигналов о срабатывании дифференциальной и газовой оборон и сигналов о состоянии и срабатывании пожарной автоматики меж защитной автоматикой реактора и устройством управления пожарным создается отправной импульс на узел управления либо шкаф управления исправным электроприводом для подач огнетушащего препарата на реактор. Включение сигнальных приборов обнаружения пожара – пожарных извещателей учитывается включение конкретно к данному ведь пожарному устройству.

Первичные средства пожаротушения:

В согласовании с Правилами пожарной сохранности производственные и казенные строения, постройки и здания, а еще раскрытые производственные площадки обязаны существовать обеспечены важными первичными средствами пожаротушения.

- Все виды переносных и передвижных огнетушителей;
- Оборудование пожарных щитов;
- Ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над данным дипломным проектом был выполнен следующий объем работ:

Произведен расчет токов короткого замыкания и произведена проверка оборудования.

Было произведена замена устаревших электромеханических реле на микропроцессорную релейную защиту воздушной линии и трансформатора, а также закреплены и дополнены знания по РЗА.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2010. - 608 с.
2. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 648 с.
3. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: Энергия, 2007. – 112 с.
4. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 144 с.
5. Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2009.
6. <http://www.ekra.ru>
7. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2007.