

**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 блока №3  
Благовещенской ТЭЦ

Исполнитель

студент группы 2420б5

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.О.Немчин

Руководитель

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Коршик

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

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016г.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента: \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

(утверждена 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.д.) \_\_\_\_\_

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

**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 \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление подготовки \_\_\_\_\_

Направленность ( профиль ) программы \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию ( полное или не полное ) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа 135 с., 23 рисунка, 27 таблиц, 31 источник

Благовещенская ТЭЦ, расчет токов короткого замыкания, выбор шкафов микропроцессорной защиты, расчет уставок релейной защиты, генератор, силовой трансформатор, трансформатор собственных нужд.

В данной бакалаврской работе был рассмотрен вариант модернизации комплекса релейной защиты третьего блока Благовещенской ТЭЦ. В проекте дано описание ТЭЦ в том числе климатических условий, оборудования. Показана целесообразность модернизации релейной защиты и автоматики. Произведены необходимые вычисления токов короткого замыкания. Показано расположение станции в амурской энергосистеме. Выбраны необходимые устройства РЗА для защиты силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и генератора Благовещенской ТЭЦ. Произведен расчет уставок релейной защиты.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений, символов, единиц и терминов .....	8
Введение .....	9
1 Климатическая и географическая характеристика района.....	11
2 Исходные данные .....	14
3 Исходная схема первичных соединений.....	16
4 Расчет токов короткого замыкания .....	17
5 Расчет защит трансформатора блока ТЗ на терминалах ШЭ1111 .....	25
6.1 Дифференциальная токовая защита .....	25
6.1. 1 Определение номинальных токов плеч .....	25
6.1. 2 Коэффициенты амплитудной коррекции .....	26
6.1. 3 Коэффициент торможения.....	27
6.1. 4 Минимальный ток срабатывания.....	28
6.1. 5 Начальный ток торможения .....	29
6.1. 6 Граница излома характеристики срабатывания .....	29
6.1. 7 Ток срабатывания дифференциальной отсечки.....	30
6.1. 8 Ток включения .....	31
6.1. 9 Проверка чувствительности .....	31
6.2 Максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора блока ТЗ .....	31
6.3 Токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю в сети 110 кВ .....	32
6.4 Защита от замыканий на землю в цепи обмотки низшего напряжения трансформатора .....	33
6.5 Реле охлаждения трансформатора .....	34
7 Расчет защит трансформатора собственных нужд ЗАТ на терминалах ШЭ1111 .....	37
8.1 Дифференциальная токовая защита .....	37
8.1.1 Определение номинальных токов плеч .....	37
8.1.2 Коэффициенты амплитудной коррекции.....	38
8.1.3 Коэффициент торможения .....	39
8.1.4 Минимальный ток срабатывания .....	40
8.1.5 Начальный ток торможения .....	41

8.1.6	Граница излома характеристики срабатывания.....	41
8.1.7	Ток срабатывания дифференциальной отсечки.....	42
8.1.8	Ток включения.....	43
8.1.9	Проверка чувствительности.....	43
8.2	Дистанционная защита на стороне НН1 (НН2) .....	43
8.3	Дистанционная защита на стороне ВН.....	47
8.4	Защита от перегрузки на стороне НН1 (НН2).....	49
8.5	Реле тока обдува на стороне НН1 (НН2).....	49
8.6	Реле блокировки РПН.....	50
8.7	Пусковой орган дуговой защиты ввода секции 6 кВ.....	51
9	Расчет резервной дифференциальной защиты блока на терминалах ШЭ1111 .....	54
9.1	Дифференциальная токовая защита.....	54
9.2	Определение номинальных токов плеч .....	54
9.3	Коэффициенты амплитудной коррекции .....	55
9.4	Коэффициент торможения .....	56
9.5	Минимальный ток срабатывания .....	57
9.6	Начальный ток торможения.....	58
9.7	Граница излома характеристики срабатывания.....	59
9.8	срабатывания дифференциальной отсечки .....	59
9.9	Ток включения.....	60
9.10	Проверка чувствительности.....	60
10.1	Расчет защит генератора Г4 на терминалах ШЭ1113 .....	61
10.1.1	Продольная дифференциальная защита .....	61
10.1.2	Начальный ток срабатывания .....	61
10.1.3	Коэффициент торможения.....	62
10.1.4	Граница излома характеристики срабатывания.....	63
10.1.5	Ток срабатывания дифференциальной отсечки.....	64
10.2	Защита от замыканий на землю в обмотке статора .....	65
10.3	Защита от потери возбуждения .....	65
10.4	Резервная дистанционная защита генератора от междуфазных КЗ.....	68
10.5	Защита от несимметричных перегрузок .....	72

10.6. Защита от симметричных перегрузок .....	75
10.7. Поперечная дифференциальная защита .....	77
10.8. Защита от замыканий на землю в обмотке ротора .....	77
10.9. Защита ротора от перегрузок .....	78
10.10. Защита от асинхронного режима без потери возбуждения .....	79
10.10.1 Измерительный орган сопротивления $Z1$ .....	80
10.10.2 Измерительный орган сопротивления $Z2$ .....	81
10.10.3 Фазочувствительный орган .....	82
10.10.4 Счетчик циклов асинхронного хода .....	83
10.11 Защита от повышения напряжения .....	83
10.12 Контроль исправности цепей напряжения .....	84
10.13 Защита обратной мощности .....	84
10.14 Орган контроля тока .....	84
10.15 УРОВ генератора Г4 .....	84
Заключение .....	86
12 Библиографический список .....	87

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ, ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

АПВ – автоматическое повторное включение;  
ВЛЭП – воздушная линия;  
ВН – высокое напряжение;  
СН – среднее напряжение;  
НН – низкое напряжение;  
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;  
КЗ – короткое замыкание;  
РЗ – релейная защита;  
РЗА – релейная защита и автоматика;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТТ – трансформатор тока;  
УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя.  
ГЗ - генератор № 3  
ТЗ - трансформатор № 3  
ТЗНП - токовая защита нулевой последовательности.

## ВВЕДЕНИЕ

Коренные социально-экономические преобразования, проводимые в Российской Федерации в целом и, реструктуризация энергетической отрасли в частности обусловили изменение организационно-правовых структур управления, тенденций развития и технической политики в энергетике. Последние несколько лет характеризовались разбалансированностью финансовой системы и системы материально-технического снабжения, а также разобщенностью деятельности проектировщиков, изготовителей и эксплуатационного персонала. Это значительно повлияло на состояние существующего парка устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

За последние годы наблюдается тенденция увеличения случаев неправильной работы устройств РЗА из-за их неудовлетворительного состояния и ошибок персонала служб РЗА при техническом обслуживании, что, в свою очередь, при совершенной системе технического обслуживания указывает на моральный и физический износ устройств РЗА.

В связи с этим, на сегодняшний день одним из основных направлений повышения эффективности эксплуатации энергосистем и энергообъединений, способствующих сохранению управляемости и надежности их работы, становится проведение единой технической политики в области РЗА, критериями которой являются модернизация и внедрение новых микропроцессорных устройств (МПУ).

При реконструкции и техническом перевооружении энергообъектов необходима полная замена устройств РЗА и вторичной коммутации на современные микропроцессорные устройства и системы РЗА с возможностью интегрирования их в систему АСУТП и максимальной возможностью применения в цепях вторичной коммутации волоконно-оптической связи.

Это позволяет сократить количество случаев неправильной работы устройств РЗА, сохранить управляемость и надежность их работы, что в

свою очередь приводит к повышению надежности энергообеспечения потребителей.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА.

Амурская область (Приамурье) — область в России в бассейне рек Амур и Зeya. Область граничит с Якутией на севере, Хабаровским краем на востоке, Еврейской автономной областью на юго-востоке, Китаем на юге и Забайкальским краем на западе.

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, между  $48^{\circ}51'$  и  $57^{\circ}04'$  с. ш. и  $119^{\circ}39'$  и  $134^{\circ}55'$  в. д., является частью Дальневосточного федерального округа. Наибольшая протяженность территории области с севера на юг 750 км, а с северо-запада на юго-восток - 1150 км. Общая протяженность границ превышает 4300 км. Расстояние от её административного центра — г. Благовещенска до Москвы по железной дороге — 7982 км, по воздуху — 6480 км. К Северному полюсу область расположена несколько ближе (около 5000 км), чем к Экватору (около 6000 км).

Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Северо-восток её удален от холодного Охотского моря всего на 150 км, а срединные районы — на 500—600 км. От тёплого Японского моря она удалена на 600—800 км. Горные и возвышенные участки занимают 60%, равнины — 40% территории области. Горные и возвышенные участки расположены преимущественно в северных и центральных районах. В основном это горные хребты, все они низкие или средне-высокие. Территория Амурской области пересечена большими и малыми водными потоками, образующими густую речную сеть. Многочисленны небольшие озера, преимущественно пойменные; крупных озер в области нет. Большая часть области находится в бассейне Верхнего и Среднего Амура, что и определяет её название.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих

географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В межгорных впадинах до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от  $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Зима в области суровая, отличается морозной, маловетреной погодой с небольшим количеством осадков, определяющим незначительный снежный покров, малой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Преобладает ясная и морозная погода. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января  $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а в Благовещенске январские температуры варьируют от  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Бывают морозы до  $-44\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Лето на юге области тёплое. Здесь проходят изотермы от  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до  $16\text{—}17\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В горных районах температура с высотой достигает  $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать  $38\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на юге до  $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Продолжительность периода с отрицательными среднесуточными температурами 232 дня, остальные 133 дня – положительные температуры. Средняя годовая температура воздуха  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, преимущественно слабые. Весной происходит смена зимнего муссона на летний: вместо северо-западных всё чаще дуют ветры южного направления.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Относительная влажность около 75%. Район по гололеду и скорости ветра – II. Скорость ветра - 25 м/с, по скоростному напору ветра Амурская область имеет III район. Нормативная толщина стенки гололёда, для высоты 10 м равна 15 мм. В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерзлота, максимально 70-80 м.

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

Данный расчет параметров срабатывания уставок релейной защиты произведен в соответствии с утвержденной проектной документацией и на основании задания на модернизацию.

В состав данного проекта в полном объеме вошел расчет релейной защиты двух взаиморезервируемых комплектов защит трансформатора блока ТЗ ТДЦ-125000/110 и трансформатора собственных нужд ТСН ТРДНС-25000/10 на базе шкафа типа ШЭ1111, а также двух взаиморезервируемых комплектов защит генератора ГЗ ТЗФП-120-2УЗ на базе шкафа типа ШЭ1113.

Расчет параметров срабатывания уставок релейной защиты выполнен на основании величин токов однофазного и трехфазного коротких замыканий на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ.

Числовые параметры данного проекта ориентировочные и не являются основанием для выставления рабочих уставок защит.

Параметры трансформатора блока ТЗ, генератора ГЗ и трансформатора собственных нужд (ТСН) приведены в таблицах 1.1, 1.2 и 1.3 соответственно.

Таблица 1.1 - Параметры трансформатора блока ТЗ

Параметр	Значение
Тип	ТДЦ-125000/110
Мощность полная $S_{НОМ}$ , кВА	125000
Коэффициент трансформации	115/10,5
Напряжение КЗ Ук, %	10,91
Регулирование напряжения	ПБВ на стороне ВН 2х2,5 %

Таблица 1.2 - Параметры генератора ГЗ

Параметр	Значение
Тип	ТРДНС-25000/15-У1
Мощность полная $S_{НОМ}$ , кВА	125000
Активная мощность $P_{НОМ}$ , кВт	100000
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Индуктивное сопротивление $X''d$ , о.е	0,192
Индуктивное сопротивление $X'd$ , о.е.	0,278
Индуктивное сопротивление $X_d$ , о.е.	1,907
Индуктивное сопротивление $X_2$ , о.е.	0,234
Номинальный ток статора, А	6875

Таблица 1.3 - Параметры трансформатора собственных нужд 4АТ

Параметр	Значение
Тип	ТРДНС-25000/15-У1
Мощность полная $S_{НОМ}$ , кВА	25000
Мощность полная обмотки НН1(НН2) $S_{НОМНН}$ , кВА	12500
Коэффициент трансформации	10,5/6,3
Напряжение КЗ $U_{КВН-НН1+НН2}$ , %	10,5
Напряжение КЗ $U_{КВН-НН1/НН2}$ , %	19,0
Напряжение КЗ $U_{КНН1-НН2}$ , %	Не менее 30
Регулирование напряжения	РПН на стороне ВН 8x1,5 %

### 3 ИСХОДНАЯ СХЕМА ПЕРВИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.

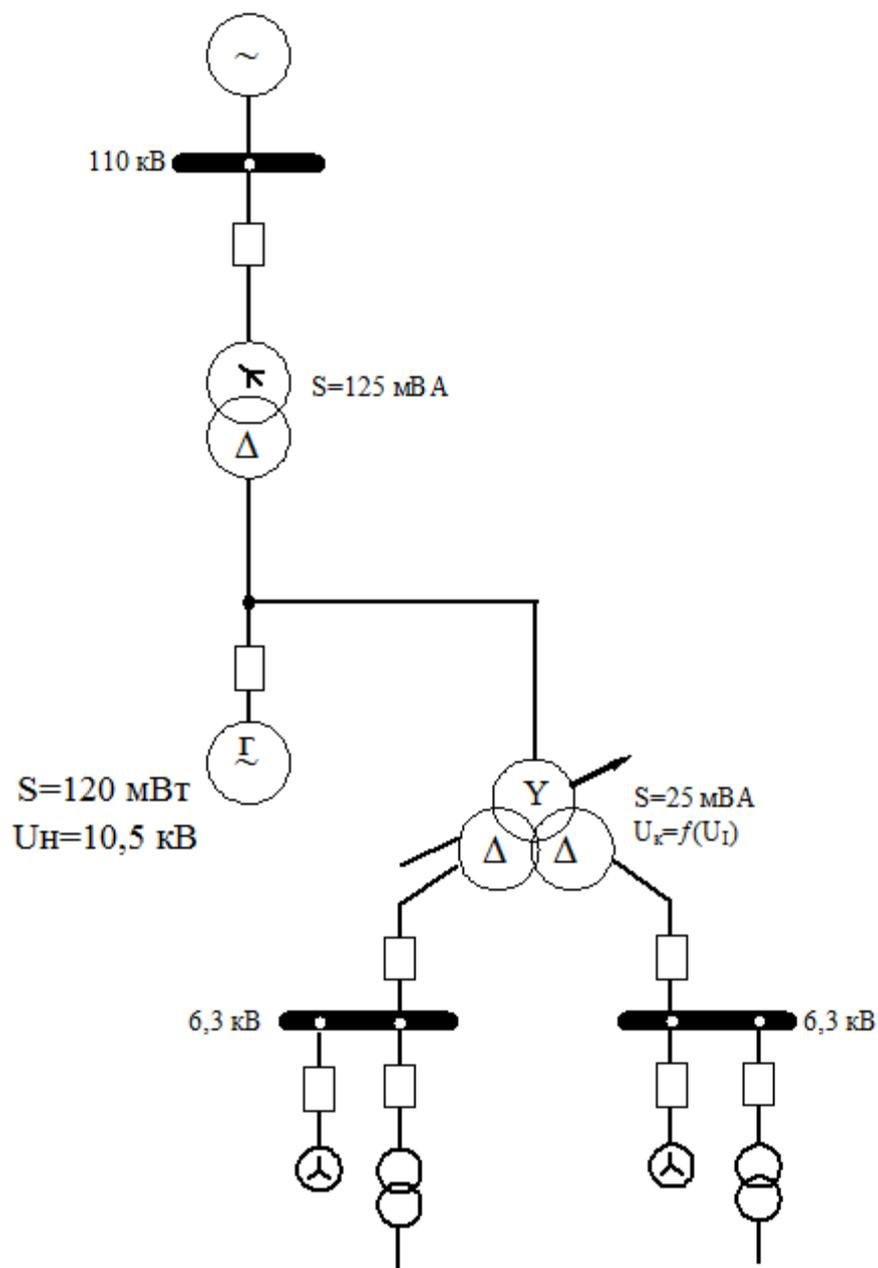


Рисунок 1 - Исходная схема первичных соединений

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчетная схема приведена на рисунке 2.1.

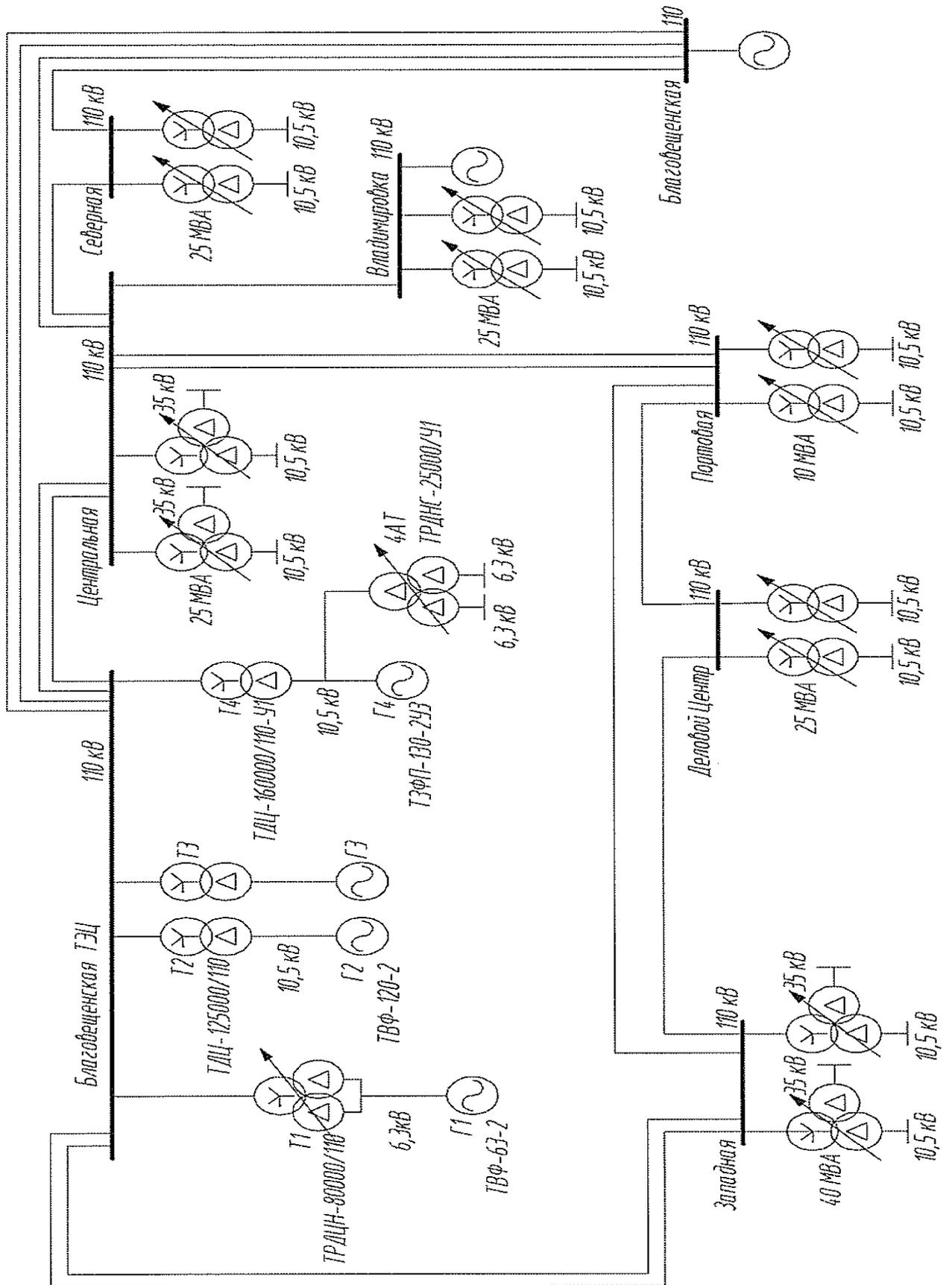


Рисунок 2.1 - Расчетная схема

Схемы замещения сети прямой и нулевой последовательности в максимальном режиме работы сети приведены на рисунках 2.2 и 2.3 соответственно. Сопротивления трансформаторов на схемах замещения приведены к ступени напряжения стороны ВН этих трансформаторов, остальные сопротивления элементов схем замещения приведены к ступени своего напряжения.

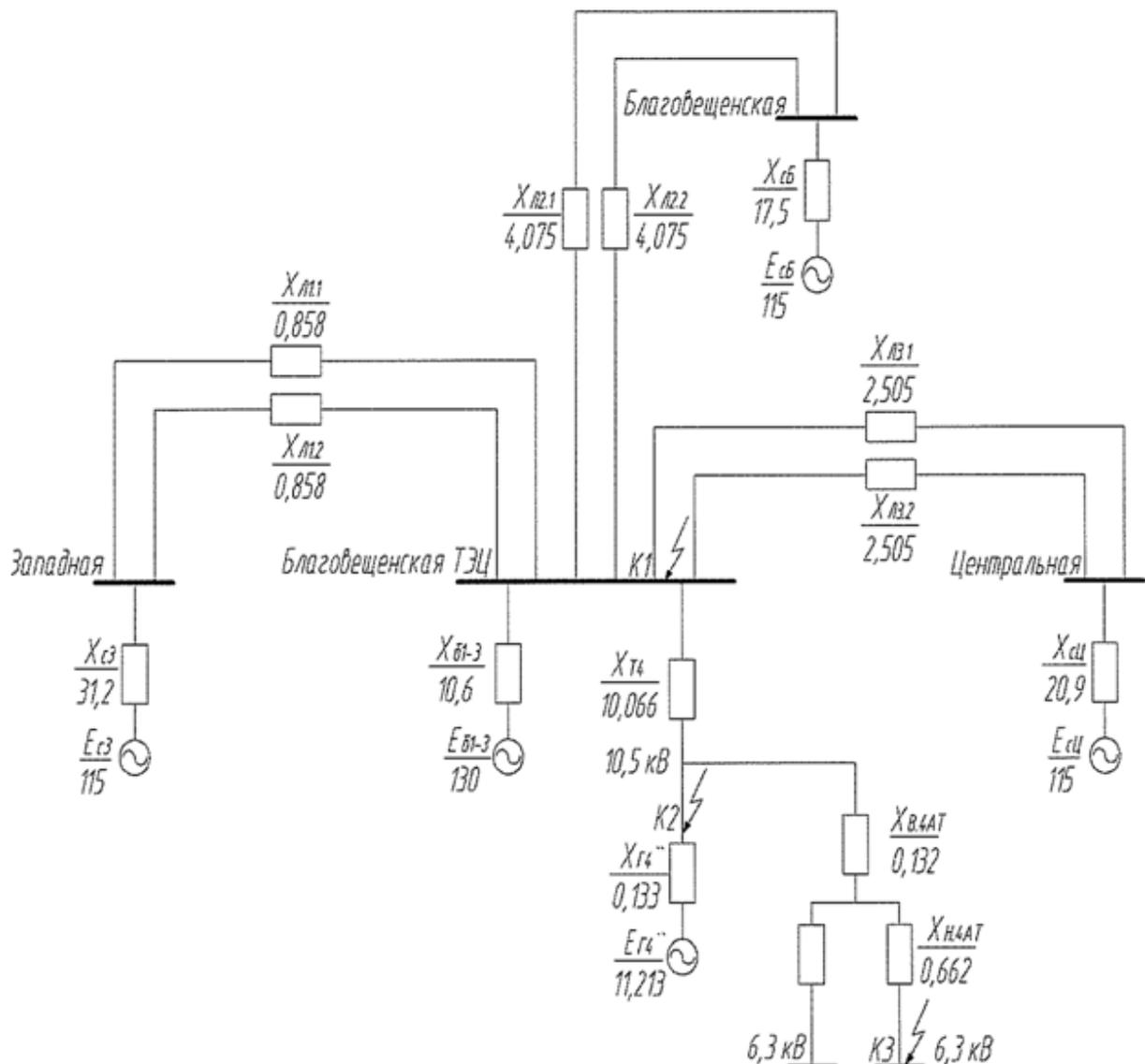


Рисунок 1.2 - Схема замещения прямой последовательности

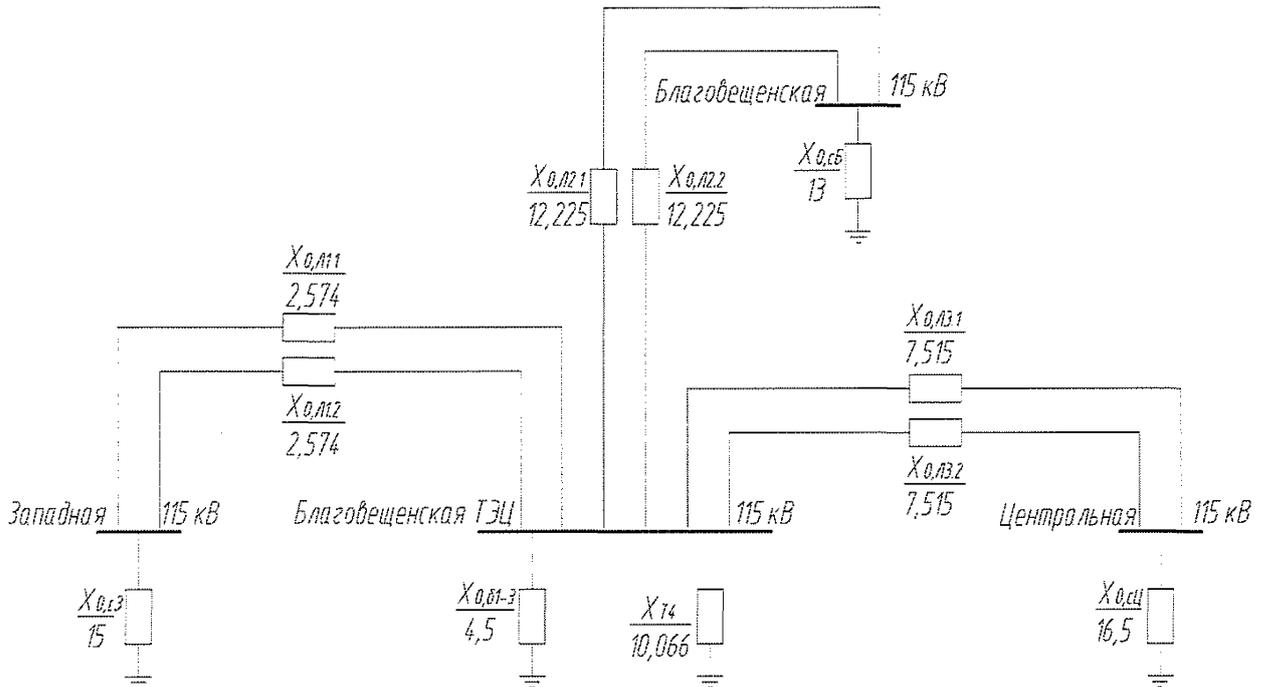


Рисунок 2.3 -Схема замещения нулевой последовательности

Расчет параметров элементов схемы замещения производится в именованных единицах. Сверхпереходное сопротивление генератора ГЗ рассчитывается по формуле

$$X_{z4''} = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot X_{d''} \text{ Ом} \quad (1)$$

$$X_{z4''} = \frac{10,5^2}{125} \cdot 0,192 = 0,169 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление генератора ГЗ рассчитывается по формуле

$$X_{z4'} = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot X_{d'} \quad (2)$$

$$X_{z4'} = \frac{10,5^2}{125} \cdot 0,278 = 0,245 \text{ Ом}$$

Сопротивление обратной последовательности генератора ГЗ

рассчитывается по формуле

$$X_{2\sigma 4} = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot X_2 \quad (3)$$

$$X_{\sigma 4} = \frac{10,5^2}{125} \cdot 0,234 = 0,206 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление генератора ГЗ рассчитывается по формуле

$$X_{\sigma 4} = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot X_d \quad (4)$$

$$X_{\sigma 4} = \frac{10,5^2}{125} \cdot 1,907 = 1,682 \text{ Ом}$$

Сверхпереходная ЭДС генератора ГЗ рассчитывается по формуле:

$$E_{\sigma 4} = U_{ном} + I_{ген} \cdot X_{Г''} \cdot \sin \varphi \quad (5)$$

$$E_{\sigma 4} = 10,5 + 6,875 \cdot 0,169 \cdot 0,6 = 11,199 \text{ кВ}$$

Переходная ЭДС генератора ГЗ рассчитывается по формуле

$$E_{\sigma 4} = U_{ном} + I_{ген} \cdot X_{Г'} \cdot \sin \varphi \quad (6)$$

$$E_{\sigma 4} = 10,5 + 6,875 \cdot 0,245 \cdot 0,6 = 11,511 \text{ кВ}$$

Индуктивное сопротивление трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$X = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (7)$$

где  $u_k$  - соответствующее напряжение КЗ трансформатора, %;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение той стороны трансформатора, к которой производится приведение, кВ;

$S_{ном}$  - номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

Индуктивное сопротивление трансформатора ТЗ, приведенное к стороне НН:

$$X_{н.т.з} = \frac{10,91}{100} \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,096 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ТЗ, приведенное к стороне ВН:

$$X_{\text{в.т.3}} = \frac{10,91}{100} \cdot \frac{115^2}{125} = 11,543 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмотки ВН трансформатора 3Т рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{вн.4.ат}} = \frac{(u_{\text{кВ-нн1+нн2}} - 0,25 \cdot u_{\text{кНН1-НН2}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \quad (8)$$

Индуктивное сопротивление обмотки ВН трансформатора 3АТ, приведенное к стороне ВН данного трансформатора:

$$X_{\text{вн.4.ат}} = \frac{(19,22 - 0,25 \cdot 35)}{100} \cdot \frac{10,5^2}{25} = 0,462 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмотки ВН трансформатора 3АТ, приведенное к стороне НН данного трансформатора:

$$X_{\text{нн.4.ат}} = \frac{(19,22 - 0,25 \cdot 35)}{100} \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,166 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{нн.4.ат}} = \frac{0,5 \cdot u_{\text{НН1-НН2}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \quad (9)$$

Индуктивное сопротивление обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ, приведенное к стороне ВН данного трансформатора

$$X_{\text{нн.4.ат}} = \frac{0,5 \cdot 35}{100} \cdot \frac{10,5}{25} = 0,772 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ, приведенное к стороне НН данного трансформатора

$$X_{\text{нн.4.ат}} = \frac{0,5 \cdot 35}{100} \cdot \frac{6,3}{25} = 0,278 \text{ Ом}$$

Ток при трехфазном КЗ на стороне ВН трансформатора блока Т3, протекающий через трансформатор Т3 и приведенный к стороне ВН данного трансформатора, рассчитывается по формуле

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{э3}''}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{э3}''} + X_{\text{н.т.3}})} \cdot \frac{1}{K_{\text{Тр}}} \quad (10)$$

где  $K_{тр} = 115/10,5$  - коэффициент трансформации трансформатора блока ТЗ.

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot (0,169 + 0,096)} \cdot \frac{10,5}{115} = 2,183 \text{ кА}$$

Ток при трехфазном КЗ на стороне ВН трансформатора блока Т4, протекающий со стороны системы, вычисляется по формуле:

$$I_c^{(3)} = I_{мэц}^{(3)} - I_{к1}^{(3)} \quad (11)$$

где  $I_{мэц}^{(3)} = 18,5 \text{ кА}$  - ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ после ввода 2 очереди ТЭЦ в эксплуатацию.

$$I_c^{(3)} = 18,5 - 2,183 = 11,807 \text{ кА}$$

Индуктивное сопротивление системы 110 кВ, включая блоки 1-3 Благовещенской ТЭЦ, рассчитывается по формуле:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_c^{(3)}} \quad (12)$$

$$X_c = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 11,807} = 5,624 \text{ Ом}$$

Ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, протекающий через трансформатор ТЗ и приведенный к стороне ВН данного трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$I_{к2.в}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{в.м.4})} \quad (13)$$

$$I_{к2.в}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,624 + 11,543)} = 3,868 \text{ кА}$$

Ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, протекающий через трансформатор ТЗ и приведенный к стороне НН данного трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$I_{к2.н}^{(3)} = I_{к2.в}^{(3)} \cdot K_{тр} \quad (14)$$

$$I_{к2.н}^{(3)} = 3,868 \cdot \frac{115}{10,5} = 42,361 \text{ кА}$$

Ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, протекающий со стороны данного генератора, определяется по формуле:

$$I_{\varepsilon 4}^{(3)} = \frac{E_{\varepsilon 3''}}{\sqrt{3} \cdot X_{\varepsilon 3''}} \quad (15)$$

$$I_{\varepsilon 4}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 0,169} = 37,503 \text{ кА}$$

Индуктивное сопротивление системы 110 кВ, включающее блоки 1,2,4 Благовещенской ТЭЦ и приведенное к стороне НН трансформатора ГЗ, рассчитывается по формуле:

$$X_{c.нн} = X_c \cdot \left(\frac{1}{K_{тр}}\right)^2 \quad (16)$$

$$X_{c.нн} = 5,624 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,047 \text{ Ом}$$

Ток при трехфазном КЗ на стороне НН1 (НН2) трансформатора собственных нужд ЗАТ, приведенный к напряжению ВН данного трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$I_{\varepsilon 4}^{(3)} = \frac{E_{\varepsilon кв}}{\sqrt{3} \cdot X_{\varepsilon кв}} \quad (17)$$

где  $E_{\varepsilon кв}$  - эквивалентная ЭДС системы 110 кВ (включая генераторы блоков № 1, 2, 4 Благовещенской ТЭЦ) и генератора ГЗ, рассчитываемая по формуле:

$$E_{\varepsilon кв} = \frac{E_{\varepsilon кв} \cdot (X_{c.нн} + X_{н.т.3}) + (U_c / K_{тр}) \cdot X_{\varepsilon 3''}}{X_{c.нн} + X_{н.т.3} + X_{\varepsilon 3''}} \quad (18)$$

$$E_{\varepsilon кв} = \frac{11 \cdot (0,047 + 0,096) + (115 / \frac{10,5}{115}) \cdot 0,169}{0,047 + 0,096 + 0,169} = 10,729 \text{ кВ}$$

$X_{\varepsilon кв}$  - эквивалентное индуктивное сопротивление системы (включая блоки 1,2,4 Благовещенской ТЭЦ), блока 3 и трансформатора собственных нужд ЗАТ, рассчитываемое по формуле:

$$X_{\varepsilon кв} = \frac{X_{\varepsilon 3''} \cdot (X_{c.нн} + X_{н.т.3})}{X_{c.нн} + X_{н.т.3} + X_{\varepsilon 3''}} + X_{вн.3.ат} + X_{нн.3.ат} \quad (19)$$

$$X_{\varepsilon кв} = \frac{0,169 \cdot (0,047 + 0,096)}{0,047 + 0,096 + 0,169} + 0,772 + 0,096 = 0,946 \text{ Ом}$$

$$I_{\varepsilon 3}^{(3)} = \frac{10,729}{\sqrt{3} \cdot 0,946} = 6,551 \text{ кА}$$

Ток при трехфазном КЗ на стороне НН1 (НН2) трансформатора собственных нужд ЗАТ, приведенный к стороне НН данного трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{Зат.н}}^{(3)} = I_{\text{Зат}}^{(3)} \cdot K_{\text{тр.тсн}} \quad (20)$$

где  $K_{\text{тр.тсн}} = 10,5/6,3$  - коэффициент трансформации ТСН ЗАТ.

$$I_{\text{к2.н}}^{(3)} = 6,551 \cdot \frac{10,5}{6,3} = 10,919 \text{ кА}$$

Результаты расчетов токов трехфазных КЗ в максимальном режиме работы сети, приведенных к соответствующим напряжениям, сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	Напряжение, к которому выполнено приведение	Ток КЗ	Значение тока КЗ, кА
К1	110 кВ	Ток со стороны системы	13,99
	110 кВ	Ток со стороны генератора ГЗ	2,183
	110 кВ	Суммарный ток	18,5
К2	110 кВ	Ток со стороны системы	3,868
	10,5 кВ	Ток со стороны системы	42,361
	10,5 кВ	Ток со стороны генератора ГЗ	37,503
	10,5 кВ	Суммарный ток	100,647

Продолжение таблицы 2.1			
КЗ	10,5 кВ	Ток со стороны системы и генератора ГЗ	6,551
	6,3 кВ	Ток со стороны системы и генератора ГЗ	10,919

## 5 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА БЛОКА ТЗ НА ТЕРМИНАЛАХ ШЭ1111.

### 6.1 Дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная защита трансформатора блока является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов КЗ в обмотках трансформатора и на его выводах.

Уставки защит задаются в относительных единицах. Расчет целесообразно производить в первичных величинах, приведенных к напряжению ВН защищаемого трансформатора. Перевод в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср.н}}{I_{ном}}$$

где  $I_{ср}$  - ток срабатывания защиты в первичных величинах, приведенный к напряжению обмотки ВН трансформатора блока ТЗ, А.

$I_{ном}$  - номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора блока ТЗ, А.

#### 6.1.1 Определение номинальных токов плеч

Первичные токи на всех сторонах защищаемого трансформатора определяются в соответствии с его номинальной мощностью. Расчеты сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Расчеты токов плеч дифференциальной защиты трансформатора блока.

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	10,5 кВ (генератор)	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 627,5$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873$
Схема соединения ТТ	—	Δ	Y	Y
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	700/5	8000/5	8000/5
Вторичный ток в плече защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$	7,764	4,296	4,296

### 6.1.2 Коэффициенты амплитудной коррекции

Коэффициенты амплитудной коррекции предназначены для выравнивания токов плеч защиты по модулю. Они вычисляются в терминале программно. Коэффициенты амплитудной коррекции защиты должны находиться в диапазоне от 0,3 до 1,0.

Коэффициенты амплитудной коррекции определяются по формуле:

$$K_{амп} = \frac{I_{мин}}{I_{ном.сх}} \quad (21)$$

где  $I_{\text{НОМ.ВХ.}}$  - номинальный ток рассматриваемого плеча защиты после программных и аппаратных преобразований, определяемый по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ВХ.}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.і}}}{I_{\text{ВТ.ТТ}}} \quad (22)$$

где  $I_{\text{НОМ.ВТ.і}}$  - номинальный вторичный ток в рассматриваемом плече защиты;

$I_{\text{ВТ.ТТ}}$  - номинальный вторичный ток ТТ, установленного в рассматриваемом плече защиты.

$$I_{\text{НОМ.ВТ.г}} = \frac{4,296}{5} = 0,859$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ТСН}} = \frac{4,296}{5} = 0,859$$

$$K_{\text{амп}} = \frac{0,859}{5} = 0,172$$

Так как данный коэффициент амплитудной коррекции не попадает в диапазон возможных уставок, необходимо пересчитать погрешность выравнивания данного плеча по формуле:

$$\Delta f = K_3 \cdot 0,02 \quad (23)$$

где  $K_3$  - коэффициент закругления, определяемый по формуле:

$$K_3 = \frac{0,3}{0,172} = 1,746$$

$$\Delta f = 1,746 \cdot 0,02 = 0,035$$

### 6.1.3 Коэффициент торможения

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимально возможного тока небаланса, вызванного погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ. Расчет коэффициента торможения производится по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб, макс}}}{I_T} \quad (24)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2$  - коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас;

$I_{нб.мах}$  - максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ;  
 $I_T$  - ток торможения в режиме протекания максимального сквозного тока.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб.макс} = (K_{ан} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нат}) \cdot I_{скв.мах} \quad (25)$$

где  $K_{АП} = 2,0$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока;

$\varepsilon = 0,1$  - полная относительная погрешность ТТ;

$\Delta U = 0,05$  - относительное значение максимального отклонения коэффициента трансформации от расчетного;

$\Delta f_{выр} = 0,02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{ПАТ} = 0,05$  - относительная погрешность выравнивания промежуточного АТ;

$I_{скв.мах}$  - максимальный сквозной ток. Для трансформаторов, работающих в блоке, максимальный сквозной ток равен максимальному току внешнего КЗ.

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, равный  $I_{кз}^{(3)} = 3,867$  кА. Принимается  $K_{кв.тах} = I_{кз}^{(3)}$

$$I_{нб.макс} = (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 3,867 = 1,237 \text{ кА}$$

Ток торможения определяется по формуле:

$$I_{нб.макс} = \sqrt{(I_{скв.мах} - I_{нб.мах}) \cdot I_{скв.мах} \cdot \cos \beta}$$

где  $\beta = 20^\circ$  - угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_{нб.макс} = \sqrt{(3,867 - 1,237) \cdot 3,867 \cdot 0,94} = 3,092 \text{ кА}$$

$$K_T = \frac{1,2 \cdot 1,237}{3,092} = 0,48$$

Коэффициент торможения принимается равным  $K_T = 0,5$ .

#### **6.1.4 Минимальный ток срабатывания**

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

- 1) Отстройка от расчетного периодического тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения.
- 2) Отстройка от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора.

Для выполнения первого условия необходимо определить ток начала торможения, который непосредственно зависит от коэффициента торможения. Коэффициент торможения определяется из более жестких условий формирования тока небаланса, поэтому второе условие является основным для выбора минимального тока срабатывания защиты.

Для надежной отстройки от однополярных бросков тока намагничивания минимальный ток срабатывания рекомендуется принимать равным  $I_{ср.о} = 0,3 \text{ о.е.}$

#### **6.1.5 Начальный ток торможения**

Начальный ток торможения определяет начало уклона характеристики срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора. Значение данного тока при принятых значениях коэффициента торможения и минимального тока срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{ном.вх.г} = \frac{I_{мин.сраб}}{K_T} \quad (26)$$

$$I_{НТ} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6 \text{ о.е.}$$

Начальный ток торможения принимается равным  $I_{НТ} = 0,6 \text{ о.е.}$

#### **6.1.6 Граница излома характеристики срабатывания**

При токе торможения превышающем ток блокировки производится переключение характеристики срабатывания и блокирование защиты.

Уставка границы излома характеристики выбирается по условию

отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки трансформатора Т4.

Расчет уставки производится по следующей формуле:

$$B \geq K_{отс} \cdot I_{нг.мах} \quad (27)$$

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

$I_{нг.мах}$  - максимально возможный ток нагрузки в режиме кратковременных аварийных перегрузок, вычисляемый по

$$I_{нг.мах} = K_{пред} \cdot I_{ном} \quad \text{следующей формуле:} \quad (28)$$

где  $K_{пред} = 1,5$  - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформаторов мощностью более 100 МВА.

$$I_{нг.мах} = 1,5 \cdot I_{ном} \quad (29)$$

$$B \geq 1,1 \cdot 1,5 \cdot I_{ном}$$

Уставка границы излома характеристики принимается равной  $B = 1,7$  о.е.

### **6.1.7 Ток срабатывания дифференциальной отсечки**

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ и больших токах, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ при значении полной погрешности ТТ до 50 %.

Уставка дифференциальной отсечки выбирается из следующих условий:

1) Отстройка от броска тока намагничивания по формуле:

$$I_{ср(н)} \geq 6,5 \cdot I_{ном} \quad (30)$$

2) Отстройка от максимального тока небаланса по формуле:

$$I_{ср(н)} \geq K_n \cdot I_{нб.мах} \quad (31)$$

где  $K_n = 1,5$  - коэффициент надежности;

$I_{нб.мах}$  - максимальный ток небаланса. При этом коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей, принимается равным  $K_{АП} = 3,0$ .

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, равный  $I_{к2}^{(3)} = 3,87$  кА. Принимается  $I_{скв.мах} = I_{к2}^{(3)}$

$$I_{нб.мах} = (3 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 3,87 = 1,624 \text{ кА}$$

$$I_{ср.до} = 1,5 \cdot 1,624 = 2,436 \text{ кА}$$

Перевод тока срабатывания дифференциальной отсечки в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{ср.до} = \frac{2,436}{627,55} = 3,882 \text{ о.е.}$$

Принимается наибольшее значение уставки дифференциальной отсечки из расчетов по двум условиям  $I_{до} = 6,5$  о.е.

#### **6.1.8 Ток включения**

Ток включения - начальный ток срабатывания при включении трансформатора. В качестве тока включения принимается рекомендуемое значение, равное  $T_{вкл} = 0,8$  о.е.

Время включения - время, в течение которого начальный ток срабатывания закручивается до величины  $I_{вкл}$ . В качестве времени включения принимается рекомендуемое значение, равное  $T_{вкл} = 1,0$  с.

#### **6.1.9 Проверка чувствительности**

Чувствительность дифференциальной защиты не проверяется, т.к. при токе срабатывания чувствительной части защиты  $(0,3 - 0,4)T_{ном}$  она обеспечена ко всем внутренним повреждениям.

Чувствительность дифференциальной отсечки не определяется, так как она является вспомогательным элементом, назначение которого - предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания чувствительного органа при больших кратностях тока.

## 6.2 Максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора блока ТЗ

Защита предназначена для резервирования основных защит трансформатора при отключенном генераторном выключателе. При отключенном генераторе, ток нагрузки даже с учетом самозапуска двигателей собственных нужд значительно меньше номинального тока трансформатора блока. Но защиту целесообразно отстраивать от номинального тока для избегания ее ложного действия при работе генератора блока в случае неисправности блокирующих реле и цепей.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_B} \quad (32)$$

где  $K_n$  - 1,2- коэффициент надежности;

$K_B$  - 0,95 - коэффициент возврата.

$$I_{ср} = \frac{1,2 \cdot 627,55}{0,95} = 792,791 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{ср.мтз} = \frac{792,791}{627,55} = 1,263 \text{ о. е.}$$

Принимается к установке  $I_{мтз.вн} = 1,3 \text{ о. е.}$

Выдержка времени защиты согласовывается с выдержкой времени резервной защитой на стороне высшего напряжения трансформатора собственных нужд 3АТ по формуле:

$$t_{мтз} = t_{дз.вн} + \Delta t \quad (33)$$

где  $t_{дз.вн.тсн}$  - время срабатывания дистанционной защиты на стороне ВН ТСН 4АТ;

$\Delta t = 0,3 \text{ с}$  - ступень селективности.

## 6.3 Токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю в сети 110 кВ

Защита предназначена для резервирования защит от КЗ на землю смежных элементов сети 110 кВ и для ближнего резервирования.

Уставка срабатывания выбирается по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защит отходящих линий.

Расчет тока срабатывания ТЗНП производится по формуле:

$$I_0 = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{0.ср} \cdot \frac{1}{I_{ном}} \quad (34)$$

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

$K_{ток} = 0,486$  - коэффициент токораспределения;

$I_{0сз} = 550,0$  А - первичный ток срабатывания третьей ступени направленной ТЗНП ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная, с которой производится согласование;

$I_{ном} = 627,55$  А - номинальный ток трансформатора ТЗ, приведенный к стороне ВН данного трансформатора.

$$I_0 = 1,1 \cdot 0,486 \cdot 550 \cdot \frac{1}{627,55} = 0,469 \text{ о. е.}$$

Уставка ТЗНП принимается равной  $I_0 = 0,5$  о.е.

Первая выдержка времени срабатывания согласовывается с временами срабатывания резервных защит нулевой последовательности линий, отходящих от распределительного устройства высшего напряжения, и определяется по формуле:

$$t_{сз} = t_{мзпн.вн} + \Delta t \quad (35)$$

где  $t_{мзпн.вн} = 3,0$  с - наибольшее время срабатывания ТЗНП отходящих линий от шин 110 кВ Благовещенской ТЭЦ;

$\Delta t = 0,3$  с - ступень селективности.

$$t_{сз} = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ с}$$

Первая выдержка времени срабатывания принимается равной:

$$T_{o1} = 3,3 \text{ с.}$$

Вторая выдержка времени принимается на ступень селективности больше первой выдержки времени срабатывания грубой ступени ТЗНП и определяется по формуле:

$$t_{02} = t_{01} + \Delta t \quad (36)$$

$$t_{сз} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с}$$

Вторая выдержка времени срабатывания принимается равной  
 $T_{o2}=3,6$  с.

#### **6.4 Защита от замыканий на землю в цепи обмотки низшего напряжения трансформатора**

При отключенном генераторном выключателе защита в цепи статора от замыканий на землю выводится из работы. Рассматриваемая защита используется для защиты оставшегося в работе участка цепи генераторного напряжения от замыканий на землю.

Защита выполняется по схеме контроля изоляции с использованием одного органа напряжения, включенного на  $3U_0$ . Напряжение срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса, возникающего, при однофазном коротком замыкании в сети высшего напряжения.

Уставка органа напряжения принимается равной  $U_0 = 15,0$  В, что обеспечивает отстройку от напряжения небаланса при достаточной чувствительности защиты.

Выдержка времени срабатывания защиты принимается равной  $T_o=9,0$ с.

#### **6.5 Реле охлаждения трансформатора**

Выбор параметров срабатывания реле тока автоматики охлаждения необходимо производить в соответствии с требованиями завода-изготовителя защищаемого трансформатора.

Расчет тока срабатывания первого реле охлаждения трансформатора (РОТ1) производится по следующей формуле:

$$I_{рот1} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot I_{ном}}{K_{в}} \quad (37)$$

где  $K_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата.

$$I_{рот1} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot I_{ном}}{K_{в}} = 0,44 \cdot I_{ном} \quad (38)$$

Расчет тока срабатывания второго реле охлаждения трансформатора (РОТ2) производится по следующей формуле:

$$I_{ст.ром2} = \frac{1,05 \cdot 0,75 \cdot I_{НОМ}}{K_{\theta}} \quad (39)$$

$$I_{ст.ром2} = \frac{1,05 \cdot 0,75 \cdot I_{НОМ}}{K_{\theta}} = 0,83 \cdot I_{НОМ}$$

(40)

Принимаются следующие уставки реле охлаждения:  $I_{рот1} = 0,44$  о.е.,  
 $I_{рот2} = 0,83$  о.е.

## **7 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД 4АТ НА ТЕРМИНАЛАХ ШЭ1111**

### **8.1 Дифференциальная токовая защита**

Продольная дифференциальная защита трансформатора собственных нужд (ТСН) 4АТ является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов КЗ в обмотках трансформатора и на его выводах.

Уставки защит задаются в относительных единицах. Расчет целесообразно производить в первичных величинах, приведенных к напряжению ВН защищаемого трансформатора. Перевод в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср.п}}{I_{ном}} \quad (41)$$

где  $I_{ср.п}$  - ток срабатывания защиты в первичных величинах, приведенный к напряжению обмотки ВН трансформатора собственных нужд 3АТ, А;

$I_{ном}$  - номинальный первичный ток стороны ВН ТСН 3АТ, А.

#### **8.1.1 Определение номинальных токов плеч**

Первичные токи на всех сторонах защищаемого ТСН определяются в соответствии с его номинальной мощностью. Расчеты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Расчет токов плеч дифференциальной защиты ТСН

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	10,5 кВ (генератор)	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375$	$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291$	$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291$
Схема соединения ТТ	—	Y	Y	Y
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	1	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	1500/5	2500/5	2500/5
Вторичный ток в плече защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$	4,582	4,582	4,582

### 8.1.2 Коэффициенты амплитудной коррекции

Коэффициенты амплитудной коррекции предназначены для выравнивания токов плеч защиты по модулю. Они вычисляются в терминале программно. Коэффициенты амплитудной коррекции защиты должны находиться в диапазоне от 0,3 до 1.

Коэффициенты амплитудной коррекции определяются по формуле:

$$K_{амп} = \frac{I_{мин}}{I_{ном.вх}} \quad (42)$$

где  $I_{ном.вх}$ ; - номинальный ток рассматриваемого плеча защиты после программных и аппаратных преобразований, определяемый по формуле:

$$I_{ном.вх.з} = \frac{I_{ном.вт.г}}{I_{вт.ТТ}} \quad (43)$$

где  $I_{ном.вт.г}$  - номинальный вторичный ток в рассматриваемом плече защиты;

$I_{вт.ТТ}$  - номинальный вторичный ток ТТ, установленного в рассматриваемом плече защиты.

$$I_{ном.вт.з} = \frac{4,582}{5} = 0,916$$

$$I_{ном.вт.тсн} = \frac{4,582}{5} = 0,916$$

$$K_{амп} = \frac{0,916}{0,916} = 1$$

Полученный коэффициент амплитудной коррекции попадает в диапазон возможных уставок шкафа ШЭ1111.

### 8.1.3 Коэффициент торможения

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимально возможного тока небаланса, вызванного погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ. Расчет коэффициента торможения производится по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб, макс}}{I_T} \quad (44)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  - коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас;

$I_{нб. макс}$  - максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ;

$I_T$  - ток торможения в режиме протекания максимального сквозного тока.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб. макс} = (K_{ап} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нат}) \cdot I_{скв. макс} \quad (45)$$

где  $K_{ап} = 2,0$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока;

$\varepsilon = 0,1$  - полная относительная погрешность ТТ;

$\Delta U = 0,05$  - относительное значение максимального отклонения коэффициента трансформации от расчетного;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{\text{ПАТ}} = 0,05$  - относительная погрешность выравнивания

промежуточного АТ;

$I_{\text{скв.мах}}$  - максимальный сквозной ток. Для трансформаторов, работающих в блоке, максимальный сквозной ток равен максимальному току внешнего КЗ.

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на стороне НН1 (НН2) ТСН 4АТ, приведенный к стороне ВН данного трансформатора -  $I_{\text{ЗАТ}}^{(3)} = 6,551$  кА.

Принимается  $I_{\text{скв.мах}} = I_{\text{ЗАТ}}^{(3)}$ .

$$I_{\text{нб.макс}} = (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 6,551 = 2,555 \text{ кА}$$

Ток торможения определяется по формуле:

$$I_{\text{нб.макс}} = \sqrt{(I_{\text{скв.мах}} - I_{\text{нб.мах}}) \cdot I_{\text{скв.мах}} \cdot \cos \beta}$$

где  $\beta = 10^0$  - угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_{\text{нб.макс}} = \sqrt{(6,551 - 2,555) \cdot 6,551 \cdot 0,98} = 5,065 \text{ кА}$$

$$K_T = \frac{1,2 \cdot 2,555}{5,065} = 0,605$$

Коэффициент торможения принимается равным  $K_T = 0,6$ .

#### **8.1.4 Минимальный ток срабатывания**

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

1) Отстройка от расчетного периодического тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения;

2) Отстройка от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора.

Для выполнения первого условия необходимо определить ток начала торможения, который непосредственно зависит от коэффициента

торможения. Коэффициент торможения определяется из более жестких условий формирования тока небаланса, поэтому второе условие является основным для выбора минимального тока срабатывания защиты.

Для надежной отстройки от однополярных бросков тока намагничивания минимальный ток срабатывания рекомендуется принимать равным  $I_{ср.о} = 0,3$  о.е.

### 8.1.5 Начальный ток торможения

Начальный ток торможения определяет начало уклона характеристики срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора. Значение данного тока при принятых значениях коэффициента торможения и минимального тока срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{ном.вх.г} = \frac{I_{мин.сраб}}{K_T} \quad (46)$$

$$I_{HT} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6 \text{ о.е.}$$

Начальный ток торможения принимается равным  $I_{HT} = 0,6$  о.е.

### 8.1.6 Граница излома характеристики срабатывания

При токе торможения, превышающем ток блокировки, производится переключение характеристики срабатывания и блокирование защиты.

Уставка границы излома характеристики выбирается по условию отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки ТСН 4АТ.

Расчет производится по следующей формуле

$$B \geq K_{отс} \cdot I_{нг.макс} \quad (47)$$

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

$I_{нг.макс}$  - максимально возможный ток нагрузки в режиме

кратковременных аварийных перегрузок, вычисляемый по следующей формуле:

$$I_{нг.макс} = K_{пред} \cdot I_{ном} \quad (48)$$

где  $K_{пред} = 1,8$  - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформаторов мощностью до 100 МВА.

$$I_{нг.мах} = 1,8 \cdot I_{ном} \quad (49)$$

$$B \geq 1,1 \cdot 1,8 \cdot I_{ном} = 1,98 \cdot I_{ном}$$

Уставка границы излома характеристики принимается равной  $B - 2,0$  о.е.

### 8.1.7 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ и больших токах, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ при значении полной погрешности ТТ до 50 %.

Уставка дифференциальной отсечки выбирается из следующих условий:

1) По условию отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания определяется по формуле:

$$I_{ср(н)} \geq 6,5 \cdot I_{ном} \quad (50)$$

2) По условию отстройки от максимального тока небаланса ток срабатывания определяется по формуле:

$$I_{ср(н)} \geq K_H \cdot I_{нб.мах} \quad (51)$$

где  $K_H = 1,5$  - коэффициент надежности;

$I_{нб.мах}$  - максимальный ток небаланса. При этом коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей, принимается равным  $K_{дп} = 3,0$ .

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на стороне НН1(НН2) ТСН 4 АТ, приведенный к стороне ВН данного трансформатора  $I_{зат}^{(3)} - 6,551$  кА. Принимается  $I_{скв.мах} = I_{зат}^{(3)}$ .

$$I_{нб.мах} = (3 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 6,551 = 3,21 \text{ кА}$$

$$I_{ср.до} = 1,5 \cdot 3,21 = 4,815 \text{ кА}$$

Перевод тока срабатывания дифференциальной отсечки в относительные единицы:

$$I_{ср.до} = \frac{4815}{1375} = 3,503 \text{ кА}$$

Принимается наибольшее значение уставки дифференциальной отсечки из расчетов по двум условиям -  $I_{до} = 6,5$  о.е.

### 8.1.8 Ток включения

Ток включения - начальный ток срабатывания при включении трансформатора. В качестве тока включения принимается рекомендуемое значение, равное  $I_{вкл} = 0,8$  о.е.

Время включения - время, в течение которого начальный ток срабатывания заглубляется до величины  $I_{вкл}$ . В качестве времени включения принимается рекомендуемое значение, равное  $T_{вкл} = 1,0$  с.

### 8.1.9 Проверка чувствительности

Чувствительность дифференциальной защиты не проверяется, т.к. при токе срабатывания чувствительной части защиты  $(0,3 - 0,4) \cdot I_{ном}$  она обеспечена ко всем внутренним повреждениям.

Чувствительность дифференциальной отсечки не определяется, так как она является вспомогательным элементом, назначение которого - предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания чувствительного органа при больших кратностях тока.

## 8.2 Дистанционная защита на стороне НН1 (НН2)

Данная защита, установленная на вводах 6,3 кВ рабочего питания, является основной при многофазных повреждениях на секции и осуществляет резервное действие при многофазных повреждениях на присоединениях, отходящих от секции РУСН 6,3 кВ.

Первичное сопротивление срабатывания рассчитывается по формуле:

$$Z_{сз.нн} = \frac{K_{омс}}{K_6} \cdot X_{дв} \quad (52)$$

где  $K_{отс} = 0,85$  - коэффициент отстройки;

$K_{в} = 1,05$  - коэффициент возврата;

$X_{дв}$  - индуктивное сопротивление полностью остановленных двигателей, определяемое по формуле:

$$X_{дв} = \frac{U_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot K_{пуск} \cdot 1,2 \cdot I_{ном}} \quad (53)$$

где  $U_{ном.дв} = 6,0$  кВ - номинальное напряжение электродвигателей;

$K_{пуск} = 6,0$  - среднее значение пускового коэффициента двигателей;

$I_{ном}$  - номинальный ток обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ, приведенный к стороне НН данного трансформатора и рассчитываемый по формуле:

$$I_{ном} = \frac{S_{нн.4ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн.3.ат}} \quad (54)$$

$$I_{ном} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,291$$

$$X_{дв} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1,2 \cdot 2,291} = 0,21$$

$$Z_{сз.нн} = \frac{0,85 \cdot 0,21}{1,05} = 0,17$$

Сопротивление срабатывания, приведенное к вторичным цепям, определяется по следующей формуле:

$$Z_{ср} = \frac{K_{тт} \cdot K_{сх}}{K_{тн}} \cdot Z_{сз.нн} \quad (55)$$

где  $K_{тт} = 2500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ;

$K_{сх} = 1$  - коэффициент схемы трансформаторов тока, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ;

$K_{тн} = 6,3/0,1$  - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ.

$$Z_{ср} = \frac{2500 \cdot 1}{5} \cdot 0,17 = 1,349$$

Сопротивление срабатывания защиты принимается равным

$$Z_{ср} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Чувствительность дистанционной защиты в зоне основного действия при КЗ на секции собственных нужд всегда обеспечивается, т.к. хотя бы на одном реле при междуфазном КЗ на секции  $U = 0,0$  В и  $Z_{ср} = 0,0$  Ом.

Чувствительность дистанционной защиты на вводах рабочего питания секций 6,3 кВ оценивается по зоне резервирования при трехфазном КЗ.

Зона резервирования дистанционной защиты с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} = 1,2$  определяется по формуле:

$$Z_{\text{рез}} = \frac{Z_{\text{ср.лн}} \cdot K_{\text{ми}} / K_{\text{мм}}}{K_{\text{ч}}} \quad (56)$$

$$Z_{\text{рез}} = \frac{1,4 \cdot 6,3 / 0,1}{1,4 \cdot \frac{2500}{5}} = 0,147$$

Первичный ток срабатывания блокирующих реле тока выбирается по условию отстройки от режима максимальной нагрузки секции РУСН 6,3 кВ, каковым считается режым пуска наиболее мощного двигателя на работающей секции. Ток срабатывания блокирующих реле тока определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{секу.пуск}} \quad (57)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{секу.пуск}}$  - ток на секции РУСН 6,3 кВ при пуске самого мощного двигателя, определяемый по формуле:

$$I_{\text{секу.пуск}} = \sqrt{I_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi + \left( I_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi + \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{тсн}} + X_n)} \right)^2} \quad (58)$$

где  $\cos^2 \varphi = 0,85$  - коэффициент активной мощности нагрузки секции РУСН 6,3 кВ;

$\sin \varphi = 0,525$  - коэффициент реактивной мощности нагрузки секции РУСН 6,3 кВ;

$U_{\text{ном}} = 6,3$  кВ - номинальное напряжение секции РУСН 6,3 кВ;

$X_{\text{тсн}}$  - сопротивление ТСН 4АТ, приведенное к стороне НН данного трансформатора;

$X_n$  - пусковое сопротивление самого мощного двигателя секции РУСН 6,3 кВ, определяемое по формуле:

$$X_n = \frac{U_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot K_{пуск} \cdot I_{ном.дв}} \quad (59)$$

где  $U_{ном.дв} = 6,0$  кВ - номинальное напряжение самого мощного двигателя секции РУСЫ 6,3 кВ;

$K_{пуск} = 6,5$  - коэффициент пуска самого мощного двигателя секции РУСН 6,3 кВ;

$I_{ном.дв}$  - номинальный ток самого мощного двигателя секции РУСН 6,3 кВ, рассчитываемый по формуле:

$$I_{ном.дв} = \frac{P_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв} \cdot \cos \varphi_{дв}} \quad (60)$$

где  $P_{ном.дв} = 5000$  кВт - номинальная активная мощность самого мощного двигателя секции РУСН 6,3 кВ;

$\cos \varphi_{дв} = 0,92$  - коэффициент активной мощности самого мощного двигателя секции РУСН 6,3 кВ.

$$I_{ном.дв} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,92} = 522,962 \text{ A}$$

$$X_n = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 522,962} = 1,019 \text{ Ом}$$

Сопротивление ТСН 3АТ, приведенное к стороне НН данного трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$X_{тсн} = X_{вн.а3т} + X_{нн.3ат} \quad (61)$$

где  $X_{вн.а3т}$  и  $X_{нн.3ат}$  - сопротивления обмотки ВН и НН1 (НН2) ТСН 3АТ, приведенные к стороне НН данного трансформатора.

$$X_{тсн} = 0,166 + 0,278 = 0,444 \text{ Ом}$$

$$I_{сеци.пуск} = \sqrt{1,145^2 \cdot 0,85 + \left(1,145 \cdot 0,525 + \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,444 + 1,019)}\right)^2} = 3,237 \text{ кА}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 3,237 = 3,884 \text{ кА}$$

Ток срабатывания блокирующих реле тока, приведенный к вторичным цепям, определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{тт}} \quad (62)$$

где  $K_{тт} = 2500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ.

$$I_{cp} = \frac{3884}{\frac{2500}{5}} = 7,769 \text{ A}$$

Ток срабатывания блокирующих реле тока принимается равным  $I_{cp} = 7,8 \text{ A}$ .

Дистанционная защита питающих вводов 6,3 кВ с уставкой, надежно отстроена от несимметричных КЗ на стороне ВН электростанции, поэтому проверка защиты в данном режиме не требуется.

Выдержка времени дистанционной защиты, установленной на вводах рабочего питания секции РУСЫ 6,3 кВ, согласуется с выдержками времени защит отходящих присоединений от секций РУСН 6,3 кВ по формуле:

$$t_{дз.нн} = t_{отк.мах} + \Delta t \quad (63)$$

где  $t_{отк.мах}$  - наибольшее время срабатывания защит отходящих присоединений от РУСН 6,3 кВ;

$\Delta t = 0,3 \text{ с}$  - ступень селективности.

### 8.3 Дистанционная защита на стороне ВН

В качестве резервных защит на стороне ВН ТСН используется дистанционная защита, сопротивление срабатывания которой, приведенное к напряжению 6,3 кВ, принимается в два раза меньшим сопротивления срабатывания дистанционной защиты стороны НН ТСН  $Z_{сз.вн} = 0,085 \text{ Ом}$ .

Сопротивление срабатывания, приведенное к вторичным цепям, определяется по следующей формуле:

$$Z_{ср.вн} = \frac{K_{тр.тсн} \cdot K_{тт} \cdot K_{сх}}{K_{тн}} \cdot Z_{ср} \quad (64)$$

где  $K_{тр.тсн} = 10,5/6,3$  - коэффициент трансформации ТСН 3АТ;

$K_{тт} = 1500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны ВН ТСН 4АТ;

$K_{сх} = 1$  - коэффициент схемы трансформаторов тока, установленных со стороны ВН ТСН 3АТ;

$K_{тн} = 6,3/0,1$  - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ.

$$Z_{ср.вн} = \frac{10,5/6,3 \cdot 1500/5 \cdot 1}{6,3/0,1} \cdot 0,085 = 0,675$$

Сопротивление срабатывания защиты принимается равным  $Z_{дз.вн} = 0,68$  Ом.

Первичный ток срабатывания блокирующих реле тока определяется по формуле. При этом ток на секции РУСН 6,3 кВ при пуске самого мощного двигателя  $I_{секц.пуск}$  определяется с учетом того, что ток  $I_{НОМ}$  равен номинальному току обмотки ВН трансформатора 3АТ  $I_{НОМ.ВН}$  приведенного к стороне НН данного трансформатора и рассчитываемого по формуле:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ3ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН3ат}} \quad (65)$$

$$I_{НОМ} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,291 \text{ кА}$$

$$I_{секц.пуск} = \sqrt{2,291^2 \cdot 0,85^2 + \left(2,291 \cdot 0,525 + \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,444 + 1,019)}\right)^2 =}$$

4,171 кА

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 4,171 = 5,006 \text{ кА}$$

Ток срабатывания блокирующих реле тока, приведенный к вторичным цепям стороны ВН ТСН, определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot \frac{1}{K_{тр.тсн}}}{K_{тт}} \quad (66)$$

где  $K_{тр.тсн} = 10,5/6,3$  - коэффициент трансформации ТСН 3АТ;

$K_{тт} = 1500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ.

$$I_{ср} = \frac{5006 \cdot \frac{6,3}{10,5}}{\frac{1500}{5}} = 10,012 \text{ А}$$

Ток срабатывания блокирующих реле тока принимается равным  $I_{ср} = 10$  А.

Выдержка времени защиты выбирается по условию отстройки от времени действия дистанционной защиты, установленной со стороны обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ. Расчет производится по формуле

$$t_{дз.вн} = t_{дз.нн} + \Delta t \quad (67)$$

где  $t_{дз.нн}$  - выдержка времени дистанционной защиты, установленной со стороны обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ;

$\Delta t = 0,3$  с - ступень селективности.

#### **8.4 Защита от перегрузки на стороне НН1 (НН2)**

Данная защита предназначена для сигнализации перегрузки. На трансформаторах с расщепленной обмоткой НН устанавливается на каждой расщепленной обмотке, поскольку возможны режимы неравномерной загрузки секций РУСН 6,3 кВ.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{г} \cdot K_{тт}} \cdot I_{ном}$$

(68)

где  $K_{отс} = 1,05$  - коэффициент отстройки;

$K_{г} = 0,95$  - коэффициент возврата;

$K_{тт} = 2500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленного со стороны НН1 (НН2) ТСН 3АТ;

$I_{ном} = 1145$  кА - номинальный ток обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ, приведенный к стороне НН данного трансформатора.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,95 \cdot 2500/5} \cdot 1145 = 2,658 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки принимается равным  $I_{зп} = 2,66$  А.

Время срабатывания защиты от перегрузки принимается равным  $T_{зп} = 9,0$  с.

#### **8.5 Реле тока обдува на стороне НН1 (НН2)**

Выбор параметров срабатывания реле тока автоматики охлаждения необходимо производить в соответствии с требованиями завода-изготовителя защищаемого трансформатора.

Расчет тока срабатывания реле тока обдува ТСН 3АТ на стороне НН1 (НН2) производится по следующей формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot 1,05 \cdot I_{ном}}{K_{в} \cdot K_{тт}} \quad (69)$$

где  $K_{отс} = 1,05$  - коэффициент отстройки;

$I_{ном} = 1,145$  кА - номинальный ток обмотки НН1 (НН2) трансформатора

ЗАТ, приведенный к стороне НН данного трансформатора;

$K_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата;

$K_{тт} = 2500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленного со стороны НН1 (НН2) ТСН ЗАТ.

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1145}{0,95 \cdot 2500/5} = 2,658 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле тока обдува принимается равным  $I_{сз} = 2,66$  А.

### 8.6 Реле блокировки РПН

Устройство реле блокировки РПН срабатывает при перегрузке по току и снижении напряжения на стороне 6,3 кВ ниже  $0,75 \times U_{НОМ}$ . Устройство блокировки РПН содержит следующие органы:

- однофазный измерительный орган максимального тока, включенный на ток фазы А стороны ВН ТСН 4АТ;

- два измерительных органа минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения (между фазами А и В) сторон НН1 и НН2.

При необходимости действие измерительных органов напряжения на блокировку РПН может быть выведено с помощью программируемых накладок.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения определяется по формуле:

$$U_{бз.рпн.тсн} = \frac{U_{ном} \cdot 0,75}{K_{тт}} \quad (70)$$

где  $K_{тт} = 6.3/0,1$  - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения на стороне НН1 (НН2) ТСН ЗАТ.

$$U_{бз.рпн.тсн} = \frac{0,75 \times 6,3}{6,3/0,1} = 75 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения принимается равным  $U_{бз.рпн.тсн} = 75$  В.

Ток срабатывания реле максимального тока определяется по формуле:

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot I_{НОМ}}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{тт}}} \quad (71)$$

где  $I_{НОМ}$  - номинальный ток стороны ВН ТСН 3АТ, приведенный к стороне ВН данного трансформатора и рассчитываемый по формуле:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМЗат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ННЗат}} \quad (72)$$

$$I_{НОМ} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,375 \text{ кА}$$

$K_{\text{в}} = 0,95$  - коэффициент возврата;

$K_{\text{тт}} = 2500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны ВН ТСН 3АТ.

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,375}{0,95 \cdot 2500/5} = 3,191 \text{ кА}$$

Ток срабатывания реле максимального тока устройства блокировки РПН принимается равным  $I_{сз} = 3,2 \text{ А}$ .

### **8.7 Пусковой орган дуговой защиты ввода секции 6 кВ**

Ток срабатывания пускового органа дуговой защиты ввода секции 6 кВ отстраивается от тока самозапуска полностью заторможенных электродвигателей защищаемой секции 6 кВ.

Расчет тока срабатывания защиты производится по формуле

$$I_{сз} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{сз.пуск}}{K_{\text{в}}} \quad (73)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2$  — коэффициент отстройки;

$I_{сз.пуск}$  - ток самозапуска электродвигателей, присоединенных к защищаемой секции 6 кВ;

$K_{\text{в}} = 0,95$  - коэффициент возврата.

Ток самозапуска  $I_{сз.пуск}$ , приведенный к стороне ВН ТСН, рассчитывается по формуле:

$$I_{сз.пуск} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_{сз.пуск}} \quad (74)$$

где  $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$  - номинальное напряжение секции РУСН 6,3 кВ, приведенное к стороне ВН ТСН;

$X_{сз.пуск}$  - сопротивление самозалуска, приведенное к стороне ВН ТСН 3АТ, рассчитывается по формуле:

$$X_{сз.пуск} = \frac{(X_{с.нн} + X_{н.мз}) \cdot X_{г''}}{X_{с.нн} + X_{н.мз} + X_{г''}} + X_{вн.з.ат} + X_{нн.з.ат} + X_{дв} \cdot K_{тр.тсн}^2 \quad (75)$$

где  $X_{дв}$  - индуктивное сопротивление полностью остановленных двигателей, подключенных к секции РУСН 6,3 кВ, рассчитываемое по формуле:

$$X_{дв} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot K_{пуск.ср} \cdot 1,2 \cdot I_{ном} \cdot 0,6} \quad (76)$$

где  $U_{ном} = 6,0$  кВ - номинальное напряжение электродвигателей;

$K_{пуск.ср} = 6,0$  - среднее значение пускового коэффициента двигателей;

$I_{ном} = 1145$  кА - номинальный ток обмотки НН1 (НН2) трансформатора 3АТ, приведенный к стороне НН данного трансформатора.

$$X_{дв} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1,2 \cdot 1,145 \cdot 0,6} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$X_{сз.пуск} = \frac{(0,047 + 0,096) \cdot 0,169}{0,047 + 0,096 + 0,169} + 0,462 + 0,772 + 0,2 \cdot \left(\frac{10,5}{6,3}\right)^2 = 3,257 \text{ Ом}$$

$$I_{сз.пуск} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,257} = 1,861 \text{ кА}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,861}{0,95} = 2,351 \text{ кА}$$

Расчет тока срабатывания, приведенного к вторичным цепям, производится по формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{m} \quad (77)$$

где  $K_{тт} = 1500/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны ВН ТСН 3АТ.

$$I_{ср} = \frac{2351}{1500/5} = 7,837$$

Ток срабатывания пускового органа дуговой защиты ввода секции 6 кВ принимается равным  $I_{ср} = 7,9$  А.

Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле

$$K_{ч} = \frac{I_{зат.н}^{(2)}}{I_{ср} \cdot K_{тт}} \quad (78)$$

где  $I_{3am.n}^{(2)}$  – минимальный ток КЗ, протекающий через ТСН и приведенный к стороне ВН данного трансформатора, при двухфазном КЗ на стороне НН1 (НН2) ТСН 3АТ. Рассчитывается по формуле

$$I_{3am.n}^{(2)} = \frac{E_{23''}}{2 \cdot (X_{23''} + X_{вн.3.ат} + X_{нн.4.ат})} \quad (79)$$

$$I_{3am.n}^{(2)} = \frac{11}{2 \cdot (0,169 + 0,462 + 0,772)} = 3,92 \text{ кА}$$

$$K_{\psi} = \frac{3,92}{7,9 \cdot 1500 / 5} = 1,654$$

Полученный коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

## 9 РАСЧЕТ РЕЗЕРВНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА НА ТЕРМИНАЛАХ ШЭ1111

### 9.1 Дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная защита блока «генератор - трансформатор» устанавливается для обеспечения быстродействующего резервирования основных защит трансформатора и генератора при междуфазных КЗ.

Уставки защит задаются в относительных единицах. Расчет целесообразно производить в первичных величинах, приведенных к напряжению ВН трансформатора защищаемого блока. Перевод в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср.п}}{I_{ном}} \quad (80)$$

где  $I_{ср.п}$  - ток срабатывания защиты в первичных величинах, приведенный к напряжению обмотки ВН трансформатора блока ТЗ, А.

$I_{ном}$  - номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора блока ТЗ, А.

### 9.2 Определение номинальных токов плеч

Первичные токи на всех сторонах защищаемого блока определяются в соответствии с номинальной мощностью трансформатора блока ТЗ. Расчеты сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Расчет токов плеч дифференциальной защиты блока

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	10,5 кВ (генератор)	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 627,55$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873$	$I_{ном} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873$
Схема соединения ТТ	—	Δ	Y	Y
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	1500/5	8000/5	8000/5
Вторичный ток в плече защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$	3,623	4,296	4,296

### 9.3 Коэффициенты амплитудной коррекции

Коэффициенты амплитудной коррекции предназначены для выравнивания токов плеч защиты по модулю. Они вычисляются в терминале программно. Коэффициенты амплитудной коррекции защиты должны находиться в диапазоне от 0,3 до 1.

Коэффициенты амплитудной коррекции определяются по формуле:

$$K_{амп} = \frac{I_{мин}}{I_{ном.вх}} \quad (81)$$

где  $I_{ном.вх}$ ; - номинальный ток рассматриваемого плеча защиты после программных и аппаратных преобразований, определяемый по формуле:

$$I_{ном.вх.з} = \frac{I_{ном.вт.г}}{I_{вт.ТТ}} \quad (82)$$

где  $I_{ном.вт.г}$  - номинальный вторичный ток в рассматриваемом плече защиты;

$I_{вт.ТТ}$  - номинальный вторичный ток ТТ, установленного в рассматриваемом плече защиты.

$$I_{ном.вт.з} = \frac{3,623}{5} = 0,725$$

$$I_{ном.вт.тсн} = \frac{4,296}{5} = 0,859$$

$$K_{амп} = \frac{0,725}{0,859} = 0,843$$

Полученный коэффициент амплитудной коррекции попадает в диапазон возможных уставок шкафа ШЭ1111.

#### 9.4 Коэффициент торможения

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимально возможного тока небаланса, вызванного погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ. Расчет коэффициента торможения производится по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб, макс}}{I_T} \quad (83)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  - коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас;

$I_{нб. макс}$  - максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ;

$I_T$  - ток торможения в режиме протекания максимального сквозного тока.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб. макс} = (K_{ап} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нат}) \cdot I_{скв. макс} \quad (84)$$

где  $K_{ап} = 2,0$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока;

$\varepsilon = 0,1$  - полная относительная погрешность ТТ;

$\Delta U = 0,05$  - относительное значение максимального отклонения коэффициента трансформации от расчетного;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{\text{ПАТ}} = 0,05$  - относительная погрешность выравнивания промежуточного АТ;

$I_{\text{скв.мах}}$  - максимальный сквозной ток. Для трансформаторов, работающих в блоке, максимальный сквозной ток равен максимальному току внешнего КЗ.

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на стороне НН1 (НН2) ТСН 4АТ, приведенный к стороне ВН данного трансформатора -  $I_{\text{АТ}}^{(3)}$  - 6,551 кА.

Принимается  $I_{\text{скв.мах}} = I_{\text{АТ}}^{(3)}$ .

$$I_{\text{нб.макс}} = (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 2,183 = 0,7 \text{ кА}$$

Ток торможения определяется по формуле:

$$I_{\text{нб.макс}} = \sqrt{(I_{\text{скв.мах}} - I_{\text{нб.мах}}) \cdot I_{\text{скв.мах}} \cdot \cos \beta}$$

где  $\beta = 10^0$  - угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_{\text{нб.макс}} = \sqrt{(2,183 - 0,7) \cdot 2,183 \cdot 0,94} = 1,745 \text{ кА}$$

$$K_T = \frac{1,2 \cdot 0,7}{1,175} = 0,48$$

Коэффициент торможения принимается равным  $K_T = 0,5$ .

### 9.5 Минимальный ток срабатывания

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

1) Отстройка от расчетного периодического тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения.

2) Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора защищаемого блока.

Для выполнения первого условия необходимо определить ток начала торможения, который непосредственно зависит от коэффициента

торможения. Коэффициент торможения определяется из более жестких условий формирования тока небаланса, поэтому второе условие является основным для выбора минимального тока срабатывания защиты.

Для надежной отстройки от однополярных бросков тока намагничивания минимальный ток срабатывания рекомендуется принимать равным  $I_{ср.о} = 0,3 \text{ о.е}$

### 9.6 Начальный ток торможения

Начальный ток торможения определяет начало уклона характеристики срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора. Значение данного тока при принятых значениях коэффициента торможения и минимального тока срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{ном.вх.з} = \frac{I_{мин.сраб}}{K_T} \quad (85)$$

$$I_{HT} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6$$

Начальный ток торможения принимается равным  $I_{HT} = 0,6 \text{ о.е}$ .

### 9.7 Граница излома характеристики срабатывания

При токе торможения, превышающем ток блокировки, производится переключение характеристики срабатывания и блокирование защиты.

Уставка границы излома характеристики выбирается по условию отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки ТСН 4АТ.

Расчет производится по следующей формуле

$$B \geq K_{отс} \cdot I_{нг.макс} \quad (86)$$

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

$I_{нг.макс}$  - максимально возможный ток нагрузки в режиме

кратковременных аварийных перегрузок, вычисляемый по следующей формуле:

$$I_{нг.макс} = K_{пред} \cdot I_{ном} \quad (87)$$

где  $K_{пред} = 1,5$  - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформаторов мощностью до 100 МВА.

$$I_{нз.маx} = 1,5 \cdot I_{ном} \quad (88)$$

$$B \geq 1,1 \cdot 1,5 \cdot I_{ном} = 1,65 \cdot I_{ном}$$

Уставка границы излома характеристики принимается равной

$$B = 1,7 \text{ о.е.}$$

### 9.8 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ и больших токах, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ при значении полной погрешности ТТ до 50 %.

Уставка дифференциальной отсечки выбирается из следующих условий:

1) Отстройка от броска тока намагничивания по формуле:

$$I_{ср(n)} \geq 6,5 \cdot I_{ном} \quad (89)$$

2) Отстройка от максимального тока небаланса по формуле:

$$I_{ср(n)} \geq K_n \cdot I_{нб.маx} \quad (90)$$

где  $K_n = 1,5$  - коэффициент надежности;

$I_{нб.маx}$  - максимальный ток небаланса. При этом коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей, принимается равным **КАП - 3,0**.

Максимальным сквозным током является ток при трехфазном КЗ на выводах генератора ГЗ, равный  $I_{к2^{(3)}} - 3,87 \text{ кА}$ . Принимается  $I_{скв.маx} = I_{к2^{(3)}}$

$$I_{нб.маx} = (3 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,02 + 0,05) \cdot 2,183 = 0,917 \text{ кА}$$

$$I_{ср.до} = 1,5 \cdot 0,917 = 1,375 \text{ кА}$$

Перевод тока срабатывания дифференциальной отсечки в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{ср.до} = \frac{1375}{627,55} = 2,192 \text{ кА}$$

Принимается наибольшее значение уставки дифференциальной отсечки из расчетов по двум условиям  $I_{до} = 6,5$  о.е.

### **9.9 Ток включения**

Ток включения - начальный ток срабатывания при включении трансформатора. В качестве тока включения принимается рекомендуемое значение, равное  $T_{вкл} = 0,8$  о.е.

Время включения - время, в течение которого начальный ток срабатывания загроубляется до величины  $I_{вкл}$ . В качестве времени включения принимается рекомендуемое значение, равное  $T_{вкл} = 1,0$  с.

### **9.10 Проверка чувствительности**

Чувствительность дифференциальной защиты не проверяется, т.к. при токе срабатывания чувствительной части защиты  $(0,3 - 0,4)T_{ном}$  она обеспечена ко всем внутренним повреждениям.

Чувствительность дифференциальной отсечки не определяется, так как она является вспомогательным элементом, назначение которого - предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания чувствительного органа при больших кратностях тока.

## 10.1 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРА ГЗ НА ТЕРМИНАЛАХ ШЭ1113

### 10.1.1 Дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная защита трансформатора собственных нужд (ТСН) 4АТ является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов КЗ в обмотках трансформатора и на его выводах.

Уставки защит задаются в относительных единицах. Расчет целесообразно производить в первичных величинах, приведенных к напряжению ВН защищаемого трансформатора. Перевод в относительные единицы производится по формуле:

$$I_{сз} = \frac{I_{ср.п}}{I_{ном}} \quad (91)$$

где  $I_{ср.п}$  - ток срабатывания защиты в первичных величинах, приведенный к напряжению обмотки ВН трансформатора собственных нужд 3АТ, А;

$I_{ном}$  - номинальный первичный ток стороны ВН ТСН 3АТ, А.

### 10.1.2 Начальный ток срабатывания

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса в номинальном режиме работы по формуле

$$I_{ср.0} \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}}{I_{ном.Г4}}, \quad (92)$$

где  $K_{отс} = 2,0$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб}$  – ток небаланса, определяемый по формуле

$$I_{нб} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{ном.Г4}, \quad (93)$$

где  $K_{одн} = 1,0$  – коэффициент однотипности;

$\varepsilon = 0,1$  – полная относительная погрешность основных трансформаторов тока;

$I_{ном.Г4} = 6875$  А – номинальный ток генератора Г4.

$I_{нб} = 1,0 \cdot 0,1 \cdot 6875 = 687,5$  А,

$$I_{ср.0} \geq \frac{2,0 \cdot 687,5}{6875} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Принимается начальный ток срабатывания дифференциальной защиты генератора равный  $I_{ср.0} = 0,2$  о.е.

### 10.1.3 Коэффициент торможения

Определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки или качаниях в асинхронном ходе. Значение коэффициента торможения определяется по условию отстройки от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях. Расчет производится по формуле

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{расч.макс}}, \quad (94)$$

где  $K_{отс} = 2,0$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч}$  – относительное значение максимального расчетного тока небаланса, протекающего через защищаемый генератор при расчетном внешнем КЗ или асинхронном ходе, определяемый по формуле

$$I_{нб.расч} = K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч.макс}, \quad (95)$$

где  $K_{одн} = 1,0$  – коэффициент однотипности;

$\varepsilon = 0,1$  – полная относительная погрешность основных трансформаторов тока;

$K_{пер} = 2,0$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$I_{расч.макс}$  – максимальное значение расчетного тока.

Ток при трехфазном КЗ на выводах генератора Г4, протекающий со стороны данного генератора, составляет  $I_{Г4}^{(3)} = 48,675$  кА из расчетов в п.2.

Максимальный ток асинхронного режима, приведенный к стороне НН трансформатора Т4, рассчитывается по формуле

$$I_{AP.НН} = \frac{E_{Г3} + U_c / K_{Tp}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Г3} + X_{Н.Т3} + X_c / (K_{Tp})^2)}, \quad (96)$$

где  $U_c = 115$  кВ – напряжение системы;

$X_c = 4,016$  Ом – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{Tp.ТCH} = 115 / 10,5$  – коэффициент трансформации трансформатора блока Т4.

$$I_{AP.НН} = \frac{11 + 115 \cdot 10,5 / 115}{\sqrt{3} \cdot (0,169 + 0,096 + 4,016 \cdot (\frac{10,5}{115})^2)} = 1,087 \text{ кА}$$

Расчетным током является наибольший ток из рассчитанных выше – ток трехфазного КЗ на выводах генератора Г4, принимается  $I_{расч.макс} = I_{Г4}^{(3)}$ .

$$I_{нб} = 1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 \cdot 37,503 = 7,501 \text{ кА},$$

$$K_T \geq \frac{2,0 \cdot 7,501}{37,503} = 0,4$$

Коэффициент торможения принимается равным  $K_T = 0,4$ .

#### 10.1.4 Граница излома характеристика срабатывания

Определяет условие блокировки защиты при внешних КЗ. На наклонном отрезе характеристика обеспечивается устойчивость функционирования защиты при сквозных КЗ с насыщением ТТ (при тормозном токе более В).

Выбор уставки границы излома характеристики производится по формуле

$$B \geq \frac{I_{ch.0}}{K_T}, \quad (97)$$

где  $I_{cp.0} = 0,2$  – принятый начальный ток срабатывания;

$K_T = 0,4$  – принятый коэффициент торможения.

$$B = \frac{0,2}{0,4} = 0,5$$

К установке границы излома характеристики срабатывания принимается рекомендованное значение, равное  $B = 1,5$  о.е. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ в зоне рабочих токов.

### 10.1.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ с большими токами, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ при значении полной погрешности ТТ до 50 %. Для расчета уставки дифференциальной отсечки необходимо рассчитать максимальный ток небаланса защиты при отсутствии повреждения в защищаемом генераторе Г4. Максимальный расчетный ток небаланса определяется по формуле

$$I_{нб} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.макс}, \quad (98)$$

где  $K_{одн} = 1,0$  – коэффициент однотипности;

$\varepsilon = 0,1$  – полная относительная погрешность основных трансформаторов тока;

$I_{к.макс} = 37,503$  кА – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на выводах генератора Г4.

$$I_{нб} = 1,0 \cdot 0,1 \cdot 37,503 = 3,75 \text{ кА}$$

Расчет уставки дифференциальной отсечки в относительных единицах производится по формуле

$$I_{отс} \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}}{I_{ном.Г4}}, \quad (99)$$

где  $K_{отс} = 2,0$  – коэффициент отстройки;

$$I_{отс} \geq \frac{2,0 \cdot 3,75}{6,875} = 1,091 \text{ о.е.}$$

Принимается к установке минимально возможное значение уставки, равное  $I_{до} = 2,0$  о.е.

### **10.2 Защита от замыканий на землю в обмотке статора**

Защита предназначена для выявления замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения. Защита подключается к выходу специального датчика в источнике постоянного контрольного тока.

В нормальном режиме работы генератора наложенный ток представляет собой ток утечки через изоляцию. При замыкании на землю в обмотке статора или снижении уровня ее изоляции наложенный ток увеличивается, что приводит к срабатыванию сигнального реле или сигнального и отключающего реле одновременно.

Защита имеет две независимые ступени срабатывания по переходному сопротивлению в месте замыкания на землю. Сигнальное реле реагирует на переходное сопротивление  $R_{п} = 100 \div 200$  кОм, отключающее реле срабатывает при  $R_{п} \leq 10$  кОм. При наладке защиты уставки обеих ступеней защиты уточняются.

### **10.3 Защита от потери возбуждения**

Защита от потери возбуждения предназначена для выявления снижения возбуждения генератора, приводящего к перегревам торцевых пакетов стали статора и к переходу в асинхронный режим работы. Защита выполняется на основе органа сопротивления  $Z$  и содержит два канала срабатывания: основной и дополнительный (функция интегратора).

### Основной канал

Срабатывание защиты по основному каналу обеспечивается при попадании годографа сопротивления на зажимах генератора в область срабатывания органа Z. По основному каналу защита действует через выдержку времени (0,5 - 1,0) с.

Максимальное сопротивление характеристики срабатывания рассчитывается по формуле

$$Z_{уст} = 1,1 \cdot X_{Г3} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}, \quad (100)$$

где  $K_{ТТ} = 8000 / 5$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока на линейных выводах генератора Г4;

$K_{ТН} = 6,3 / 0,1$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения на стороне генератора Г4.

$$Z_{уст} = 1,1 \cdot 1,682 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 46,989 \text{ Ом}$$

Уставка по сопротивлению срабатывания основной функции на угле максимальной чувствительности принимается равной  $Z_{уст} = 35,0$  Ом.

Сопротивление смещения характеристики срабатывания вдоль мнимой оси в направлении угла максимальной чувствительности определяется по формуле

$$Z_{см} = 0,4 \cdot X_{Г4} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}, \quad (101)$$

$$Z_{уст} = 0,4 \cdot 0,169 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 1,717 \text{ Ом}$$

Уставка по сопротивлению смещения характеристики срабатывания вдоль мнимой оси в направлении угла максимальной чувствительности принимается равной  $Z_{см} = 1,4$  Ом.

Уставка по углу максимальной чувствительности основной функции принимается равной  $\varphi_{мч} = 270^\circ$ .

#### Функция интегратора

Функция интегратора необходима для обеспечения непрерывности действия основной функции при выявленном недовозбуждении и качаний мощности, когда годограф сопротивления существенно меняется и может кратковременно выйти из области срабатывания основной функции. Интегратор поддерживает сигнал действия основной функции на отключение, если время отсутствия сигнала срабатывания основной функции не превышает  $t_b$ .

На этапе проектирования рекомендуется принимать следующие уставки времени дополнительного канала: максимальное время нахождения вектора сопротивления замера вне зоны срабатывания  $T_{\max} = 0,5$  с; минимальное время нахождения вектора сопротивления замера в зоне срабатывания  $T_{\min} = 2,0$  с.

Эти параметры уточнить в процессе наладки и эксплуатации защиты.

#### Орган блокировки

Функция  $\Delta Z$  отличает внешнее КЗ от потери возбуждения по скорости относительного изменения полного сопротивления на входе защиты и используется для блокировки основной функции.

При выборе уставки функции  $\Delta Z$  должно выполняться условие (функция  $\Delta Z$  не должна работать при качаниях и асинхронном ходе в ЭС, когда годограф сопротивления проходит через характеристику срабатывания основной функции). Уставка функции  $\Delta Z$  определяется по формуле

$$\Delta Z_{уст} \geq K_H \cdot \frac{\Delta Z_{cp}}{\Delta t_{cp}} = K_H \cdot \frac{Z_{уст} - Z_{см}}{T_{кач} / K_{зап}}, \quad (102)$$

где  $K_H = (2,0 \dots 3,0)$  - коэффициент надежности;

$T_{КАЧ}$  – минимальный период качаний или асинхронного хода, допускаемый в энергосистеме ( $\Delta t_{cp}$  – принимается не меньше выдержки времени действия защиты на отключение);

$K_{зан} = 4,0$  – коэффициент заполнения.

При этом должно выполняться условие: функция  $\Delta Z$  должна четко работать при внешнем КЗ на землю, когда возможно попадание годографа в зону работы основной функции  $Z$ . Выполнение данного условия определяется по формуле

$$\Delta Z_{уст} \leq \frac{|Z_H - Z_X|}{K_H \cdot T_{ном}}, \quad (103)$$

где  $Z_H$  – значение полного сопротивления нормального нагрузочного режима;

$Z_X$  – значение полного сопротивления точки на характеристике органа сопротивления, ближайшей к  $Z_H$ ;

$K_H = (2,0 \dots 3,0)$  – коэффициент надежности;

$T_{ном} = 0,02$  с – период промышленной частоты.

В силу отсутствия параметров динамической устойчивости расчет по вышеприведенной методике провести, уточнив величину  $T_{КАЧ}$ .

#### **10.4 Резервная дистанционная защита генератора от междуфазных КЗ**

Выполняется в качестве резервной защиты от междуфазных повреждений. Защита выполняется на основе органов сопротивления. Характеристика срабатывания защиты имеет форму круга, расположенного в первом и втором квадрантах со смещением в третий и четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

Первичное сопротивление срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки по формуле

$$Z_{сз} = \frac{Z_{нагр}}{K_H \cdot K_B \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр})}, \quad (104)$$

где  $Z_{нагр}$  – сопротивление нагрузки, определяемое по формуле

$$Z_{нагр} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}}, \quad (105)$$

где  $U_{мин} = 0,95 \cdot U_{номГ3}$  – минимальное напряжение на выводах генератора Г4;

$I_{нагр} = 1,5 \cdot I_{номГ3}$  – максимальное значение рабочего тока генератора Г4 в условиях перегрузки.

$$Z_{уст} = \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 6,875} = 0,558 \text{ Ом}$$

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности;

$K_B = 1,05$  – коэффициент возврата органа сопротивления;

$\varphi_{мч} = 90^\circ$  – угол максимальной чувствительности для генератора, работающего в блоке с трансформатором;

$\varphi_{нагр}$  - нагрузки, определяемый по формуле

$$\varphi_{нагр} = \arccos\left(\frac{I_{акт.*}}{I_{нагр*}}\right) = \arccos\left(\frac{\cos \varphi_{ном}}{U_{мин.*} \cdot I_{нагр*}}\right), \quad (106)$$

где  $\cos \varphi_{ном} = 0,8$  - коэффициент мощности генератора Г4;

$U_{мин.*} = 0,95$  о.е. – относительное минимальное напряжение на выводах генератора Г4;

$I_{\text{нагр.}*} = 1,5$  о.е. – относительное максимальное значение рабочего генератора Г4 в условиях перегрузки.

$$\varphi_{\text{нагр}} = \arccos\left(\frac{0,8}{0,95 \cdot 1,5}\right) = 55,847^\circ,$$

$$Z_{C3} = \frac{0,558}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(90 - 55,847)} = 0,482 \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания, приведенное к вторичным цепям, вычисляется по формуле

$$Z_{\text{уст}} = Z_{C3} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}}, \quad (107)$$

$$Z_{\text{уст}} = 0,482 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 12,245 \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания защиты принимается равным  $Z_{\text{ДЗ.Г4}} = 7,8 \text{ Ом}$ .

Подведенное к защите сопротивление, при котором защита надежно сработает с коэффициентом чувствительности, равным  $K_{\text{ч}} = 1,5$ , вычисляется по формуле

$$Z_{\text{над}} = \frac{Z_{\text{уст}} \cdot K_{TH} / K_{TT}}{K_{\text{ч}}}, \quad (108)$$

$$Z_{\text{над}} = \frac{7,8 \cdot 6,3 / 0,1}{1,5 \cdot 8000 / 5} = 0,321 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного КЗ при надежном срабатывании защиты при номинальном напряжении вычисляется по формуле

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.Г3}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{над}}}, \quad (109)$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,321} = 18,861 \text{ кА}$$

Полученное значение тока КЗ меньше тока трехфазного КЗ на выводах генератора ГЗ равного  $I_{ГЗ}^{(3)} = 48,675$  кА из расчетов в п. 2. Защита будет осуществлять ближнее резервирование с требуемой ПУЭ чувствительностью.

В режиме дальнего резервирования защита должна чувствовать КЗ за блочным трансформатором. Расчетное сопротивление вычисляется по формуле

$$X_{расч} = X_{ГЗ} + X_{Н.ГЗ}, \quad (110)$$

$$X_{расч} = 0,096 + 0,169 = 0,265 \text{ Ом}$$

Коэффициент чувствительности вычисляется по формуле

$$K_{\chi} = \frac{Z_{СЗ}}{X_{расч}}, \quad (111)$$

$$K_{\chi} = \frac{0,0,482}{0,265} = 1,819 > 1,25$$

Полученный коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

Смещение характеристики срабатывания в III квадрант по линии максимальной чувствительности целесообразно принимать 12 %. Устанавливать  $Z_{смещ} > 0,5 X_d$  не следует во избежание срабатываний защиты при потере возбуждения.

Сопротивление смещения характеристики срабатывания рассчитывается по формуле

$$Z_{см} = 0,12 \cdot Z_{УСТ}, \quad (112)$$

$$Z_{см} = 0,12 \cdot 12,2 = 1,464 \text{ Ом}$$

Сопротивление смещения принимается равным  $Z_{см.ДЗ} = 0,47$  Ом.

Первая выдержка времени защиты, с которой она действует на деление шин 110 кВ, согласовывается с временами действия резервных защит от междуфазных повреждений линий, отходящих от распределительного

устройства высшего напряжения 110 кВ. Согласование производится по формуле

$$t_1 = t_{дз} + \Delta t, \quad (113)$$

где  $t_{дз} = 4,0$  с – наибольшее время из времен срабатывания третьих ступеней дистанционных защит линий, отходящих от шин 110 кВ Благовещенской ТЭЦ;

$$\Delta t = 0,3 \text{ с} - \text{ступень селективности.}$$

Первая выдержка времени срабатывания принимается равной  $T_{1.дз.Г4} = 4,3$  с.

Вторая выдержка времени защиты, с которой она действует на отключение выключателя 110 кВ блока, определяется из условия согласования с первой выдержкой времени защиты по формуле

$$t_2 = t_1 + \Delta t, \quad (114)$$

$$t_2 = 4,3 + 0,3 = 4,6 \text{ с}$$

Вторая выдержка времени принимается равной  $T_{2.дз.Г4} = 4,6$  с.

Третья выдержка времени защиты, с которой она действует на отключение генератора Г4, гашение поля и останов турбины, определяется из условия согласования со второй выдержкой времени защиты аналогично расчету по формуле (7.23).

$$t_2 = 4,3 + 0,3 = 4,6 \text{ с}$$

Третья выдержка времени принимается равной  $T_{3.дз.Г4} = 4,9$  с.

### **10.5 Защита от несимметричных перегрузок**

Токовая защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок предназначена для предотвращения повреждения генератора при перегрузках токами обратной последовательности, вызванных несимметричной нагрузкой в рабочих режимах или ненормальными режимами сети (обрыв фазы, неполнофазное отключение выключателя, несимметричные КЗ). Основная функция защиты - защита генератора от

термического действия токов двойной частоты в демпферных контурах ротора, вызывающих местные нагревы в зубцах, металлических клиньях, бандажных кольцах генератора.

#### Сигнальный орган (СО)

Орган срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки.

Ток срабатывания СО для турбогенераторов принимается равным  $I_{2.CO} = 0,05$  о.е.

Выдержка времени согласовывается с выдержками времени резервных защит блока по формуле

$$t_{2.CO} = t_{ДЗ.ГЗ} + \Delta t, \quad (115)$$

где  $t_{ДЗ.ГЗ} = 4,9$  с – наибольшее время срабатывания резервной дистанционной защиты генератора Г4;

$\Delta t = 0,3$  с – степень селективности.

$$t_{2.CO} = 4,9 + 0,3 = 5,2 \text{ с}$$

Время срабатывания СО принимается равным  $T_{2.co} = 5,2$  с.

#### Пусковой орган (ПО)

Орган срабатывает при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки и осуществляет пуск интегрального органа,

Уставка пускового органа по обратной последовательности определяется по формуле

$$I_{2.ПО} = \frac{I_{2Г4*}}{K_{\epsilon}}, \quad (116)$$

где  $I_{2Г4*} = 0,08$  о.е. – максимально допустимый относительный ток обратной последовательности;

$K_{\epsilon} = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$I_{2.ПО} = \frac{0,08}{0,95} = 0,084 \text{ о.е.}$$

Уставка пускового органа принимается равной  $I_{2.по} = 0,09$  о.е.

#### Интегральный орган (ИО)

Орган срабатывает с зависимой от тока обратной последовательности выдержкой времени, определяемой по формуле

$$t_{дон} = \frac{A}{I_2^2}, \quad (117)$$

где  $t_{дон}$  – время срабатывания ИО в секундах при воздействии тока обратной последовательности  $I_2$ ;

$A$  – постоянная величина, характеризующая перегрузочную способность генератора ГЗ в несимметричном режиме;

$I_2$  – относительное значение тока обратной последовательности.

В соответствии с заводской документацией  $A = 15$  с. Поскольку одним из параметров, задаваемых при настройке шкафа, является его номинальный ток, равный току, поступающему в шкаф при протекании в генераторе номинального тока, задаваемый параметр  $A$  не требует дополнительного приведения.

Интегральный орган имеет несколько ступеней, действующих на коммутационную аппаратуру. Первая ступень, не имеющая дополнительной выдержки времени, действует на деление шин 110 кВ. Вторая ступень, имеющая дополнительную выдержку времени  $T_{2.ИО} = 0,5$  с, действует на отключение блока выключателем 110 кВ блока. Третья ступень, отстроенная по времени от второй и имеющая выдержку времени, равную  $T_{3.ИО} = 0,8$  с, действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов турбины.

#### Токовая отсечка

Орган срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки.

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию предотвращения перегрева ротора при протекании через статор токов обратной последовательности.

Ток срабатывания отсечки рассчитывается по формуле

$$I_{2.отс} = \frac{I_{2Г3}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (118)$$

где  $I_{2Г3}^{(2)}$  – относительный ток обратной последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора Г4, определяемый по формуле

$$I_{2Г3}^{(2)} = \frac{U_{\text{ном.Г3}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Г3} + X_{2Г3}) \cdot I_{\text{ном.Г3}}}, \quad (119)$$

$$I_{2Г3}^{(2)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,169 + 0,234) \cdot 6,875} = 2,188 \text{ о.е.}$$

$K_{\text{ч}} = 1,2$  – коэффициент чувствительности.

$$I_{2.отс} = \frac{2,188}{1,2} = 1,823$$

Ток срабатывания отсечки принимается равным  $I_{2.отс} = 1,9$  о.е.

Выдержка времени отсечки по условию согласования с быстродействующими защитами трансформатора принимается равной  $T_{отс} = 0,3$  с.

### **10.6 Защита от симметричных перегрузок**

Защита обмотки статора от симметричных перегрузок предназначена для предотвращения повреждения генератора при перегрузке токами прямой последовательности.

#### Сигнальный орган (СО)

Ток срабатывания сигнального органа определяется по формуле

$$I_{1.СО} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{\text{ном.Г4}^*}, \quad (120)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности, обеспечивающий отстройку от длительно допустимых перегрузок генератора;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата;

$I_{ном.Г3^*} = 1,0$  о.е. – относительный номинальный ток генератора Г4.

$$I_{1.CO} = \frac{1,2}{0,98} \cdot 1,0 = 1,143 \text{ о.е.}$$

Уставка тока срабатывания сигнального органа принимается равной  $I_{1.CO} = 1,014$  о.е.

Выдержка времени согласовывается с выдержками времени резервных защит блока и определяется по формуле

$$t_{1.CO} = t_{ДЗ.Г3} + \Delta t, \quad (121)$$

где  $t_{ДЗ.Г4} = 4,9$  с – наибольшее время срабатывания резервной дистанционной защиты генератора Г4;

$\Delta t = 0,3$  с – ступень селективности.

$$t_{1.CO} = 4,9 + 0,3 = 5,2 \text{ с}$$

Время срабатывания сигнального органа принимается равным  $I_{1.CO} = 5,2$  с.

#### Пусковой орган (ПО)

Ток срабатывания пускового органа определяется по формуле

$$I_{1.ПО} = 1,1 \cdot I_{ном.Г3^*}, \quad (122)$$

где  $I_{ном.Г4^*} = 1,0$  о.е. – относительный номинальный ток генератора Г3;

$$I_{1.ПО} = 1,1 \cdot 1,1 = 1,1 \text{ о.е.}$$

Уставка тока срабатывания пускового органа принимается равной  $I_{1.ПО} = 1,1$  о.е.

#### Интегральный орган (ИО)

Зависимость времени срабатывания интегрального органа от величины тока статора должна быть настроена так, чтобы при любых токах ротора от

1,1  $I_{ном}$  до 1,5  $I_{ном}$  время срабатывания защиты на отключение генератора не превышало допустимое время перегрузки генератора.

В соответствии с заводской документацией на защищаемый генератор Г4 при допустимой кратности перегрузки, равной  $I/I_{ном.Г4} = 1,5$ , продолжительность перегрузки составляет 2 минуты.

#### Токовая отсечка (ТО)

В защите от симметричных перегрузок токовая отсечка обычно не используется, так как для резервирования защит при сверхтоках применены эффективные функции дистанционных защит.

### **10.7 Поперечная дифференциальная защита**

Данная защита используется в качестве защиты от витковых замыканий в обмотке статора.

Ток срабатывания защиты на этапе проектирования определяется по формуле

$$I_{cp} = 0,2 \cdot I_{ном.ГЗ}, \quad (123)$$

Принимается ток срабатывания защиты равным  $I_{cp} = 0,2$  о.е.

При наладке ток срабатывания защиты уточняется по результатам измерения тока небаланса при внешнем КЗ.

### **10.8 Защита от замыканий на землю в обмотке ротора**

Защита используется для выявления замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения. В защите предусмотрены две независимые ступени срабатывания по сопротивлению изоляции: первая ступень срабатывает на сигнал, вторая – на отключение.

На этапе проектирования уставка первой ступени принимается в соответствии с данными завода – изготовителя. Так как такие данные отсутствуют, уставка первой ступени по активному сопротивлению принимается равной  $R_1 = 25,0$  кОм, выдержка времени данной ступени применяется равной  $T_1 = 10,0$  с.

Уставка второй ступени принимается в соответствии с данными завода – изготовителя. Так как такие данные отсутствуют, уставка второй ступени по активному сопротивлению принимается равной  $R_2 = 10,0$  кОм, а выдержка времени – равной  $T_2 = 9,0$  с.

При наладке защиты на защищаемом генераторе уставки по активному сопротивлению обеих ступеней уточняются. Также опытным путем определяются значения компенсирующего активного сопротивления  $R_2$  и емкости компенсирующего конденсатора  $C_k$  путем балансировки компенсирующей сети на минимум небаланса.

### 10.9 Защита ротора от перегрузок

Защита обмотки ротора генератора от перегрузок токов возбуждения предназначена для предотвращения повреждения генератора при длительных форсировках возбуждения в случаях аварийного снижения напряжения в энергосистеме и при неисправностях в системе возбуждения.

#### Сигнальный орган (СО)

Ток срабатывания сигнального органа определяется по формуле

$$I_{p.CO} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном.ГЗ^*}, \quad (124)$$

где  $I_{ном.Г4^*} = 1,0$  о.е. – относительный номинальный ток генератора Г4;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата;

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности, обеспечивающий отстройку от длительно допустимых перегрузок обмотки возбуждения.

$$I_{p.CO} = \frac{1,2}{0,98} \cdot 1,0 = 1,143 \text{ о.е.}$$

Уставка тока срабатывания сигнального органа принимается равной  $I_{p.CO} = 1,07$  о.е.

Выдержка времени согласовывается с выдержками времени резервных защит блока и определяется по формуле

$$t_{p.CO} = t_{дз.Г3} + \Delta t, \quad (125)$$

где  $t_{дз.Г3} = 4,9$  с – время срабатывания резервной дистанционной защиты генератора Г4;

$\Delta t = 0,3$  с – ступень селективности.

$$t_{p.CO} = 4,9 + 0,3 = 5,2 \text{ с}$$

Время срабатывания сигнального органа принимается равным  $t_{p.CO} = 5,2$  с.

#### Пусковой орган (ПО)

Ток срабатывания пускового органа определяется по формуле

$$I_{p.ПО} = 1,1 \cdot I_{ном.Г3*}, \quad (126)$$

где  $I_{ном.Г3*} = 1,0$  о.е. – относительный номинальный ток генератора Г3;

$$I_{p.ПО} = 1,1 \cdot 1,0 = 1,1 \text{ о.е.}$$

Уставка тока срабатывания пускового органа принимается равной  $I_{p.ПО} = 1,1$  о.е.

#### Интегральный орган (ИО)

Зависимость времени срабатывания интегрального органа от величины тока ротора должна быть настроена так, чтобы при любых токах ротора от  $1,1 I_{ном}$  до  $2,0 I_{ном}$  время срабатывания защиты на отключение генератора не превышало допустимое время перегрузки ротора.

В соответствии с заводской документацией на защищаемый генератор Г4 при допустимой кратности перегрузки тока ротора, равной  $I/I_{ном.Г3} = 2,0$ , продолжительность перегрузки составляет 20 с.

### **10.10 Защита от асинхронного режима без потери возбуждения**

Защита предназначена для ликвидации асинхронного режима генератора, характеризующегося большими колебаниями активной и реактивной мощности, что может привести к развитию аварии.

Защита выполняется на основе контроля сопротивления на зажимах генератора. При возникновении асинхронного режима вектор сопротивления замера движется по траектории, зависящей от соотношения ЭДС генератора и напряжения на шинах системы.

Срабатывание защиты по I ступени обеспечивается при прохождении годографа сопротивления на зажимах генератора в области характеристики Z2 с пересечением характеристики срабатывания АВ с заданным числом проворотов  $n_1$ .

Срабатывание защиты по II ступени обеспечивается при прохождении годографа сопротивления на зажимах генератора выше характеристики срабатывания Z2 с пересечением характеристики срабатывания АВ с заданным числом проворотов  $n_1$ .

#### **10.10.1 Измерительный орган сопротивления Z1**

Пересечение характеристик срабатывания органа Z1 и фазочувствительного органа W образует характеристику срабатывания, ограниченной областью срабатывания органа Z1.

Сопротивление срабатывания измерительного органа сопротивления Z1 определяется по формуле

$$Z_1 = X_{c.HH} + X_{H.T4}, \quad (127)$$

где  $X_{c.HH} = 0,047$  Ом – сопротивление системы, приведенное к стороне НН трансформатора Т3 и рассчитанное в п.2;

$X_{H.T3} = 0,096$  Ом – сопротивление трансформатора Т3, приведенное к стороне НН данного трансформатора и рассчитанное в п.2

$$Z_1 = 0,047 + 0,096 = 0,143 \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания измерительного органа Z1, приведенное к вторичным цепям, рассчитывается по формуле

$$Z_{cp1} = Z_1 \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}}, \quad (128)$$

где  $K_{TA} = 8000 / 5$  – коэффициент трансформации ТТ, установленного на линейных выводах генератора Г4;

$K_{TH} = 6,3 / 0,1$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, установленных на линейных выводах генератора Г4.

$$Z_{cp1} = 0,143 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 3,63 \text{ Ом}$$

Значение сопротивления срабатывания измерительного органа сопротивления Z1 принимается равным  $Z_{cp1} = 3,6 \text{ Ом}$ .

Сопротивление смещения измерительного органа Z1, приведенное к вторичным цепям, определяется по формуле

$$Z_{см1} = X_{Г3} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}}, \quad (129)$$

где  $X_{Г3} = 0,176 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление генератора Г4, рассчитанное в п.2.

$$Z_{см1} = 0,245 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 6,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление смещения измерительного органа сопротивления Z1 принимается равным  $Z_{см1} = 6,2 \text{ Ом}$ .

Угол максимальной чувствительности измерительного органа сопротивления Z1 принимается равным  $\varphi_{мч1} = 80^\circ$ .

### **10.10.2 Измерительный орган сопротивления Z2**

Характеристика срабатывания органа Z2 разделяет области срабатывания защиты по I ступени (с электрическим центром качаний в блоке генератор-трансформатор) и по II ступени (с электрическим центром качаний в линии связи с системой).

Сопротивление срабатывания измерительного органа Z2, приведенное ко вторичным цепям, определяется по формуле

$$Z_{cp2} = 1,2 \cdot X_{Г3} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}, \quad (130)$$

где  $X_{U3} = 1,669$  Ом – продольное синхронное сопротивление генератора Г4.

$$Z_{cp2} = 1,2 \cdot 1,682 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 51,261 \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания измерительного органа сопротивления Z2 принимается равным  $Z_{cp2} = 51,2$  Ом.

Сопротивление смещения измерительного органа Z2, приведенное к вторичным цепям определяется по формуле

$$Z_{см2} = X_{Н.Т3} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}, \quad (140)$$

где  $X_{Н.Т4} = 0,096$  Ом – сопротивление трансформатора блока Т4, приведенное к низкой стороне данного трансформатора.

$$Z_{см1} = 0,096 \cdot \frac{8000 / 5}{6,3 / 0,1} = 2,438 \text{ Ом}$$

Сопротивление смещения измерительного органа сопротивления Z1 принимается равным  $Z_{см2} = 2,4$  Ом.

Угол максимальной чувствительности измерительного органа сопротивления Z1 принимается равным  $\varphi_{мч1} = 270^\circ$ .

### 10.10.3 Фазочувствительный орган

Фазочувствительный орган имеет в комплексной плоскости сопротивлений характеристику в виде прямой линии, проходящей через начало координат.

Уставкой фазочувствительного органа является угол максимальной чувствительности, который согласуется с углом максимальной чувствительности измерительного органа сопротивления Z1 по формуле

$$\varphi_w = \varphi_{мч1} + 90^\circ, \quad (150)$$

где  $\varphi_{мч1} = 80^\circ$  – угол максимальной чувствительности измерительного органа сопротивления.

$$\varphi_W = 80^\circ + 90^\circ = 170^\circ$$

Угол максимальной чувствительности фазочувствительного органа принимается равным  $\varphi_W = 170^\circ$ .

#### **10.10.4 Счетчик циклов асинхронного хода**

Для обеспечения селективности разделения источников при возникновении асинхронного режима рекомендуется уставку счетчика циклов второй ступени брать больше, чем уставка счетчика первой ступени.

В соответствии с этим максимальное значение счетчика первой ступени может быть задано не более  $n_1 = 3$ ; а для счетчика второй ступени – не более  $n_2 = 5$ .

Точные значения уставок определяются по согласованию с устройствами противоаварийной автоматики прилегающей части системы.

#### **10.11 Защита от повышения напряжения**

Защита от повышения напряжения на обмотках статора генератора и трансформатора блока при его работе на холостом ходу. Такой режим может возникать при сбросе нагрузки, вызванном внезапным отключением выключателя блока. Защита не имеет выдержки времени и может действовать только на холостом ходу генератора (на гашение поля). При работе блока на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью органов контроля тока.

При переходе генератора блока в режим холостого хода защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени около 3,0 с, перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Напряжение срабатывания защиты определяется по формуле

$$U_{сз} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.ГЗ}}{K_{ТН}}, \quad (151)$$

где  $K_{TH} = 6,3/0,1$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения на стороне генератора Г4.

$$U_{сз} = \frac{1,2 \cdot 10,5}{6,3/0,1} = 200 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания принимается равным  $U_{сз} = 200,0 \text{ В}$ .

Ток срабатывания блокирующих реле определяется по формуле

$$I_{сз} = 0,1 \cdot I_{ном.ГЗ}, \quad (152)$$

Ток срабатывания блокирующих реле принимается равным  $I_{сз} = 0,1 \text{ о.е.}$

### **10.12 Контроль исправности цепей напряжения**

Устройство не работает в нормальных симметричных режимах, а так же при внешних несимметричных КЗ. Реагирует на обрыв одной, двух, либо трех фаз или нулевого провода в цепях напряжения переменного тока, соединенных в звезду.

Уставка по напряжению срабатывания принимается равной  $U_{ср} = 30,0 \text{ В}$ .

Время срабатывания принимается равным  $t_{ср} = 9,0 \text{ с}$ .

### **10.13 Защита обратной мощности**

Защита  $P_{обр}$  срабатывает при отрицательном значении активной мощности генератора (когда генератор потребляет активную мощность из системы) в симметричном режиме, и не срабатывает при положительном значении активной мощности генератора (когда генератор выдает активную мощность в систему).

Установка по мощности срабатывания принимается равной

$$P_{уст} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Характеристический угол защиты принимается равным  $\varphi = 150^\circ$ .

### **10.14 Орган контроля мощности тока**

Трехфазный орган тока используется для контроля тока в цепи генераторного выключателя генератора ГЗ.

Ток срабатывания органа контроля тока определяется по формуле

$$I_{cp} = 0,1 \cdot I_{ном.ГЗ}, \quad (153)$$

Ток срабатывания блокирующих реле принимается равным  $I_{CP} = 0,1$  о.е.

### **10.15 УРОВ генератора ГЗ**

Действует на отключение при срабатывании защит генератора на его отключение и отказе генераторного выключателя. Контроль тока в цепи генераторного выключателя осуществляется посредством трехфазного органа тока.

Время срабатывания УРОВ на себя принимается равным  $T_{УРОВ.Г4} = 0,05$  с.

Время действия УРОВ на смежные выключатели принимается равным достаточным для отключения выключателя –  $T_{УРОВ.Г4} = 0,3$  с.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над данной бакалаврской работой был выполнен следующий объем работ:

- 1) В ходе работы рассмотрены принципы реализации защит блока, подключенного к РУ-110 кВ, на базе шкафа микропроцессорной защиты, разработанной предприятием «ЭКРА», ШЭ1113.
- 2) Произведен расчет токов короткого замыкания .
- 3) Рассчитаны уставки продольной дифференциальной защиты генератора, поперечной дифференциальной защиты генератора, защит от замыканий на землю в обмотках статора и ротора, токовой защиты обратной последовательности, защит статора и ротора генератора от перегрузок, защиты от потери возбуждения, защиты от асинхронного режима без потери возбуждения, защиты от повышения напряжения, дифференциальной защиты трансформатора блока и трансформатора собственных нужд, а также ряда резервных защит блока.
- 4) Произведена оценка чувствительности некоторых защит.
- 5) При выполнении наладочных работ некоторые уставки, полученные в предварительных расчетах, могут быть скорректированы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
2. Монтаж средств измерений и автоматизации: Справочник / К.А. Алексеев, В.С. Антипин, А.Л. Генашек и др.; Под ред. А.С. Ключева. - 3-е изд., перераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 488 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 286 с.
5. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Госстандарт, 1988.
8. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 11. Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с., ил.
9. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах / Минспецстроймонтаж СССР. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 192 с.
10. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
11. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

12. Руководящие указания по релейной защите : Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.
13. Кожин А.Н., Рубинчик В.А. Релейная защита линий с ответвлениями. – М.: Энергия, 1967. – 264 с.
14. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – 5-е изд. - М.: Энергия, 1974. – 680 с., ил.
15. Авербух А.М., Рыбак Х.А. Задачи по релейной защите и методы их решения. М.: Госэнергоиздат, 1967.
16. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Безопасность труда в электроустановках: Учеб. пособ. для сред. ПТУ. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1987. - 192 с.
17. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: Энергия, 1985. – 112 с.
18. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1985. – 96 с.
19. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1995. - 144 с.
20. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.
21. Балаков Ю. Н., Шевченко А. Т., Шунтов А. В. Надежность схем выдачи мощности электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993.
22. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. М.: Энергоиздат, 1982.
23. Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993.
24. Электрическая часть станций и подстанций/Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

25. МТ-34-70-001-95. Методика расчета экономического ущерба о нарушений в работе энергетического оборудования.
26. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
27. Церазов А. Л., Старшинов В. А., Васильева А. П. Электрическая часть тепловых электростанций: Учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ, 1996.
28. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I/Под ред. Б. Н. Неклепаева и В. А. Старшинова. М.: Издательство МЭИ, 1996.
29. Лезнов С.И., Файерман А.Л., Махлина Л.Н. Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 152 с.
30. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
31. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/Под ред. П.А. Долина. М.: Энергоатомиздат, 1987.
32. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций.- М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
33. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 1978.
34. Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах.- М.: Энергия, 1980.
35. Митюшкин Г.К. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
36. Справочник по проектированию систем передачи информации в энергетике/ С.С. Агафонов, Б.А. Жучков, В.Х. Ишкин, И.И. Цитвер; Под ред. В.Х. Ишкина. - 2-е изд., перераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.

37. Жуков С.Ф. Диагностика релейной защиты и автоматики релейной защиты и автоматики электрических систем: Учеб. пособие. - К.: Выща шк., 1989. – 71 с.
38. Ванин В.К., Павлов Г.М. Релейная защита на элементах вычислительной техники.- 2-е изд, перераб. и доп. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 336 с.
39. Кузнецов А.П., Васильев В.Г., Козлов М.В. Дистанционный контроль функционирования средств РЗА и коммутационных аппаратов распределительных электросетей.//Электрические станции. – 1991. №2. с.71-75. ISSN 0201-4564.
40. Шамис М.А. Встроенные средства контроля устройств релейной защиты на микроэлектронной базе. //Электрические станции. – 1986. №6. с.64-67. ISSN 0201-4564.
41. Шинкаренко Г.В., Болдырев А.Н., Сазонов В.В., Ярошинский В.Г. Проверка устройств релейной защиты анализатором логических состояний. //Электрические станции. – 1987. №10. с.58-63. ISSN 0201-4564.
42. Кузнецов А.П., Козлов М.В., Степанов Ю.А. Новые методы проверки средств релейной защиты и автоматики. //Электрические станции. – 1991. №5. с.21-23. ISSN 0201-4564.
43. Дони Н.А., Линт Г.Э., Шурупов А.А. Устройство автоматизированной проверки релейной защиты и измерительных блоков. //Электрические станции. – 1993. №4. с.22-24. ISSN 0201-4564.
44. Гловацкий В.Г., Казанский В.Е., Степанов Ю.А. Проверка устройств релейной защиты и АПВ в распределительных сетях 6-35 кВ под нагрузкой. //Электрические станции. – 1991. №1. с.71-76. ISSN 0201-4564.
45. Жуков С.Ф., Ляшко А.А., Дьяченко М.Д. Автоматизация средств проверки устройств релейной защиты и автоматики. //Электрические станции. – 1987. №7. с.47-50. ISSN 0201-4564.

46. Федоров Э.К., Шнеерсон Э.М. Панель дистанционной защиты ПДЭ-2001 (ДЗ-751). - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с. – (Б-ка электромонтера; Вып. 578).