

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
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

_____ 2016 г.
« ____ » _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики открытого
распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Белогорская
в Амурской области

Исполнитель

студент группы 242065

подпись, дата

И.А. Горшков

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

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 работе (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

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

7 Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 200 с., 11 рисунков, 19 таблиц, 11 приложений, 18 источников.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ТЕЛЕМЕХАНИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной бакалаврской работе произведен расчет варианта расширения подстанции Белогорск, модернизация устройств релейной защиты и автоматики. Дано описание района электрических сетей и подстанции; обоснованы изменения в главной схеме электрических соединений подстанции; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; выбрано и проверено основное электрооборудование. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи. Для выбора устройств релейной защиты и автоматики произведен технико-экономический расчет, рассчитана численность персонала для обслуживания устройств релейной защиты и автоматики.

Цель работы – расчет токов короткого замыкания электрической сети и трансформаторов, выбор оборудования, выбор и расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи.

Основу методологии исследований составляют теория линейных цепей, теория и методы проектирования релейной защиты электрических сетей и электрооборудования, нормы технологического проектирования электрических

станций и подстанций, нормы по обеспечению безопасности и экологичности на энергетическом предприятии.

На основании вышеописанного в данной бакалаврской работе был произведен расчет сопротивлений заданных участков схем и токов короткого замыкания на линиях и трансформаторах, произведен выбор основного электрооборудования подстанции и устройств микропроцессорной защиты релейной защиты, выполнен расчет релейной защиты линий, трансформаторов, автотрансформаторов и шин подстанции, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	9
Введение	10
1 Обоснование реконструкции релейной защиты	12
1.1 Состав защит существующих присоединений	12
1.2 Состав защит вновь монтируемых присоединений	14
2 Исходные данные для расчета релейной защиты	18
3 Выбор электрических аппаратов	22
3.1 Общие положения	22
3.2 Выбор выключателей	22
3.3 Выбор разъединителей	25
3.4 Выбор трансформаторов тока	25
3.5 Выбор трансформаторов напряжения	29
3.6 Выбор шинных конструкций	30
3.7 Выбор изоляторов	34
3.8 Выбор ОПН	35
3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	37
4 Защита линии	40
4.1 Расчет уставок максимальной токовой отсечки	40
4.2 Токовая защита нулевой последовательности	43
4.3 Дистанционная защита линии	46
5 Защита трансформатора	51
5.1 Дифференциальная токовая защита	51
5.2 Устройство резервирования при отказе выключателя	60
5.3 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора	62
5.4 Максимальная токовая защита	64
5.5 Защита от перегрузки	69
5.6 Газовая защита трансформатора	69
5.7 Логическая защита шин	72

6	Защита шин	73
6.1	Дифференциальная токовая защита	73
6.2	Устройство резервирования при отказе выключателя	79
6.3	Выбор уставок реле напряжения	81
6.4	Выбор уставок по выдержкам времени	81
6.5	Реле контроля исправности цепей переменного тока	82
6.6	Реле чувствительного токового органа	83
7	Автоматика защищаемого участка	85
7.1	Автоматический ввод резерва	85
7.2	Автоматическое повторное включение	86
8	Выбор устройств телемеханики и связи	90
8.1	Основные положения	90
8.2	Выбор контроллера телемеханики, его описание	90
8.3	Определение минимального объема информации, необходимой для передачи на диспетчерский пункт	93
8.4	Выбор модулей «SMART-КП»	94
8.5	Компоновка и расчет потребляемой мощности для каждого комплекта «SMART-КП»	96
8.6	Схема конфигурации системы телемеханики	98
9	Особенности технических и организационных мероприятий по проверке микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики	100
9.1	Принципиальные особенности выполнения и проверки микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики	100
9.2	Подготовительные работы	102
9.3	Осмотр микропроцессорных терминалов и всего оборудования шкафа	103
9.4	Проверка изоляции	104
9.5	Основные проверки и настройки микропроцессорной релейной защиты и автоматики	104
9.6	Итоговая комплексная проверка	109

9.7 Приемка из наладки	115
9.8 Техническое обслуживание микропроцессорных защит	116
9.9 Внеплановые и послеаварийные проверки	117
9.10 Технические осмотры	117
10 Технико-экономические расчеты	119
10.1 Общие положения	119
10.2 Технико-экономическое сравнение и выбор устройств защиты для воздушных линий 220 кВ	119
10.3 Расчет численности персонала для обслуживания устройств релейной защиты и автоматики в электросетевом районе	120
11 Безопасность и экологичность	124
11.1 Общие положения	124
11.2 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики	124
11.3 Экологичность проекта	130
11.4 Чрезвычайные ситуации	132
11.5 Выводы	135
Заключение	136
Библиографический список	137

Приложение А Расчет токов короткого замыкания	139
Приложение Б Выбор электрических аппаратов	156
Приложение В Расчет уставок линии Белогорск – Амурская	163
Приложение Г Расчет уставок линии Белогорск – Свободный	167
Приложение Д Расчет уставок линии Белогорск – Белогорск-тяга	171
Приложение Е Расчет уставок линии Белогорск – Короли-тяга	175
Приложение Ж Расчет уставок линии Белогорск – НПС-26	179
Приложение З Расчет токов короткого замыкания трансформаторов и автотрансформаторов	183
Приложение И Расчет уставок защит для трансформаторов	188
Приложение К Расчет уставок защит для автотрансформаторов	193
Приложение Л Расчет уставок защит для шин ОРУ 220 кВ	198

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

Н.Н – низшее напряжение;

С.Н. – среднее напряжение;

В.Н. – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ЛЗШ – логическая защита шин;

С.З. – срабатывание защиты;

С.Р. – срабатывание реле;

МТО – максимальная токовая отсечка;

ТЗНП – токовые защиты нулевой последовательности.

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе Российской Федерации сформулированы важнейшие задачи развития энергетической промышленности путем интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижение себестоимости электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, прежде всего, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ Р 54149-2010 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, являющуюся одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое (для ревизии и ремонта) и, особенно неожиданное, аварийное приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры как по обеспечению требуемого качества электроэнергии (либо по защите электроприемников и вторичных устройств от низкого качества электроэнергии), так и по обеспечению надежности

(применение устройств АВР, АПВ, проведение планово-предупредительных ремонтов и т.п.).

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и охраны окружающей среды (экологичности), а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций (взрывов, пожаров и т.п.).

Подстанция «Белогорск 220/110/35/10 кВ» входит в ОЭС Востока и расположена в центральной части амурской области в городе Белогорск.

Реконструируемая подстанция 220/110/35/10 кВ Белогорск предназначена для электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных потребителей Белогорского района Амурской области.

Несмотря на временный спад в экономике, выраженный в уменьшении электрических нагрузок Амурской энергосистемы, существуют прогнозы по развитию сельского хозяйства и промышленности.

В связи со строительством новых подстанций и росту электрических нагрузок в районе, потребуется изменение конфигурации электрической сети 220 кВ. При этом, понадобится модернизировать ОРУ 220 кВ ПС Белогорск, для увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения.

Цель данного дипломного проекта спроектировать релейную защиту модернизированной ОРУ 220 кВ ПС Белогорск.

Задачи, рассматриваемые в данном дипломном проекте: расчет токов КЗ рассматриваемой электрической системы сети, выбор оборудования для ОРУ 220 кВ; расчет уставок релейных защит и автоматики подходящих и отходящих линий, трансформаторов, автотрансформаторов и шин. Так же рассмотрены вопросы надежности, безопасности труда, правила технической эксплуатации устройств РЗА.

Исходными данными к проекту послужили:

- схемы Амурской электрической сети 220-110-35 кВ и ПС Белогорск на 2020-2025 гг.; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2020 году, а также проект развития Амурской энергосистемы на 2020 г. с учетом перспективы до 2025 г.

1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Значительное усложнение конфигурации электрических сетей, утяжеление эксплуатационных режимов, а также активное внедрение современного основного оборудования и аппаратов коммутации сделали еще более актуальными вопросы автоматики управления и микропроцессорной релейной защиты объектов электроэнергетических систем[1].

В последние десятилетия как нельзя более насущными стали проблемы модернизации основных устройств релейной защиты с наименее возможным усложнением процессов расчета уставок и эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Проектирование релейной защиты представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

1.1 Состав защит существующих присоединений

На подстанции Белогорск для защиты автотрансформаторов используются следующие существующие защиты:

- 1) Дифференциальная защита на реле серии ДТЗ-11;
- 2) Токовая ненаправленная защита обратной последовательности на стороне 220 кВ, с приставкой для действия при симметричных КЗ и комбинированным пуском по напряжению на стороне 10 кВ;
- 3) Направленная защита нулевой последовательности на стороне 110 кВ;
- 4) Автоматическое ускорение выключателей стороны 110 кВ от НЗНП и защиты обратной последовательности;
- 5) Защита от симметричной перегрузки;
- 6) Охлаждение;

- 7) Комплексное устройство АПВ ввода 110 кВ АТ;
- 8) Блокировка отключения отделителя;
- 9) Максимальная токовая защита на реле серии РТ-40 и РТ-95.

Для защиты трансформаторов используются следующие существующие защиты:

- 1) Дифференциальная защита на реле серии ДТЗ-11;
- 2) Максимальная токовая защита на реле серии РТ-40 и РТ-85/1;
- 3) Защита от симметричной перегрузки;
- 4) АПВ на реле серии РПВ-58;

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например, на головных участках, - дистанционная ступенчатая защита преимущественно с пуском по току.

Для защиты отходящих линий 220 кВ применяются следующие защиты:

- 1) Ненаправленная защита нулевой последовательности;
- 2) Высокочастотная блокировка на реле серий: КРС-2, РН-54/160, РМОП-2, РНФ-1М;
- 3) Защита минимального напряжения на реле серий: РН-53/60 и ЭВ-134;
- 4) АПВ.

Для защиты отходящих линий 110 кВ применяются следующие защиты:

- 1) УРОВ на реле серии РТ-40/Р-5;
- 2) Дистанционная защита с применением реле серии КРБ-126 и КРБ-125;
- 3) Ненаправленная и направленная защита нулевой последовательности с использованием реле серии РБМ-177/1 и РБМ-178/1;
- 4) Максимальная токовая отсечка;
- 5) АПВ.

Для защиты отходящих линий 35 кВ применяются следующие защиты:

- 1) Двухступенчатая максимальная токовая защита;

2) АПВ.

Для защиты отходящих линий 10 кВ применяются следующие защиты:

1) Двухступенчатая максимальная токовая защита;

2) АПВ.

1.2 Состав защит вновь монтируемых присоединений

На подстанции Белогорск для защиты трансформаторов используются шкафы типа ШЭ2607 041 состоящие из двух комплектов[3].

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

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения (ВН) с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- реле максимального напряжения сторон СН, НН1, НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле минимального напряжения сторон СН, НН1, НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ выключателя ВН;
- логику пуска пожаротушения.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Второй комплект обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней ГЗТ, ГЗ РПН и действует на отключение через первый комплект.

На подстанции Белогорск для защиты автотрансформаторов используются шкафы типа ШЭ2607 042[5].

Данный комплект реализует функции основных и резервных защит автотрансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака АТ;
- максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения (НН) АТ с пуском по напряжению (МТЗ НН);
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН;

- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН;

- УРОВ ВН;
- УРОВ СН.

Кроме того, в комплекте обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты АТ, газовой защиты РПН АТ, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, отсечного клапана.

Для защиты линий 220 кВ используются шкафы типа ШЭ2607 021021. Шкафы состоят из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания[4].

Первый комплект реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий, шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), две ступени максимальной токовой защиты (МТЗ), АРПТ.

Второй комплект реализует функцию УРОВ и содержит пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий, шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), две ступени максимальной токовой защиты (МТЗ), АРПТ.

В обоих комплектах предусмотрен разворот IV, V ступеней ДЗ и V, VI ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

В связи с вышеизложенным, защиты и устройства, расположенные во втором комплекте шкафа, в дальнейшем принимаются «основными», а расположенные в первом комплекте – «резервными».

Для защиты шин 220 кВ используются шкафы типа ШЭ2607 061. Данный шкаф содержит[6]:

- реле дифференциальной защиты шин (ДЗШ) с торможением, состоящее из пускового органа (ПО) и избирательных органов первой (ИО1) и второй систем шин (ИО2);
- реле чувствительного токового органа (ЧТО);
- реле минимального напряжения, реагирующих на междуфазные напряжения первой и второй систем шин;
- реле максимального напряжения реагирующих на напряжения обратной последовательности первой и второй систем шин;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- три комплекта УРОВ для шиносоединительного выключателя (ШСВ) и двух секционных выключателей (СВ1 и СВ2);
- логику “очувствления” ДЗШ;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи запрета АПВ первой и второй системы шин.

Все описанные шкафы дублируем, для обеспечения надежности срабатывания защит.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Для расчета релейной защиты на подстанции Серышево имеются следующие параметры и данные[2]:

- 1) трехобмоточный трансформатор типа серии ТРДН – 40000/220/35/10;
- 2) мощность нагрузки по линиям 220 кВ $S_{л}=70*3$ МВА;
- 3) за систему принимаем ПС Амурская и ПС Завитая на шинах 220 кВ.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей данных ПС сведены в таблицу 1;

4) для ПС Амурская и ПС Завитая примем прогнозируемые токи КЗ на 2020 год.

Для рассматриваемого участка сети токи КЗ и реактивные сопротивления линий и узлов показаны на рисунке 1.

Таблица 1 – Исходные данные по сопротивлениям

	ПС Амурская	ПС Завитая
Прямая последовательность, Ом	6,941	8,945
Нулевая последовательность, Ом	5,853	9,696
Обратная последовательность, Ом	6,941	8,945

Таблица 2 – Исходные данные по длинам линий

№	Линии между подстанциями	Марка провода	
		АС – 240	АС – 300
1	Амурская – Белогорск 220 кВ, км	51,45	17,1
2	Амурская – Свободный 220 кВ, км	6,6	0
	Свободный – Белогорск 220 кВ, км	44,65	18
3-4	Белогорск – НПС-26 220 кВ, км	1	0

5	Белогорск – Белогорск/т 220 кВ, км	9,95	0
	Белогорск/т – отпайка на ЛПК 220 кВ, км	9,4	0
	отпайка на ЛПК – ЛПК 220 кВ, км	10	0
	отпайка на ЛПК – отпайка на Хвойная 220 кВ, км	71,8	0
	отпайка на Хвойная – Хвойная 220 кВ, км	0,87	0
	отпайка на Хвойная – Завитая 220 кВ, км	40,3	0
6	Белогорск – отпайка на ЛПК 220 кВ, км	0,05	1,5
	отпайка на ЛПК – ЛПК 220 кВ, км	10	0
	отпайка на ЛПК – Короли/т 220 кВ, км	0	63,4
	Короли/т – отпайка на Хвойная 220 кВ, км	0	12,5
	отпайка на Хвойная – Хвойная 220 кВ, км	0,56	0
	отпайка на Хвойная – Завитая 220 кВ, км	0	40,3

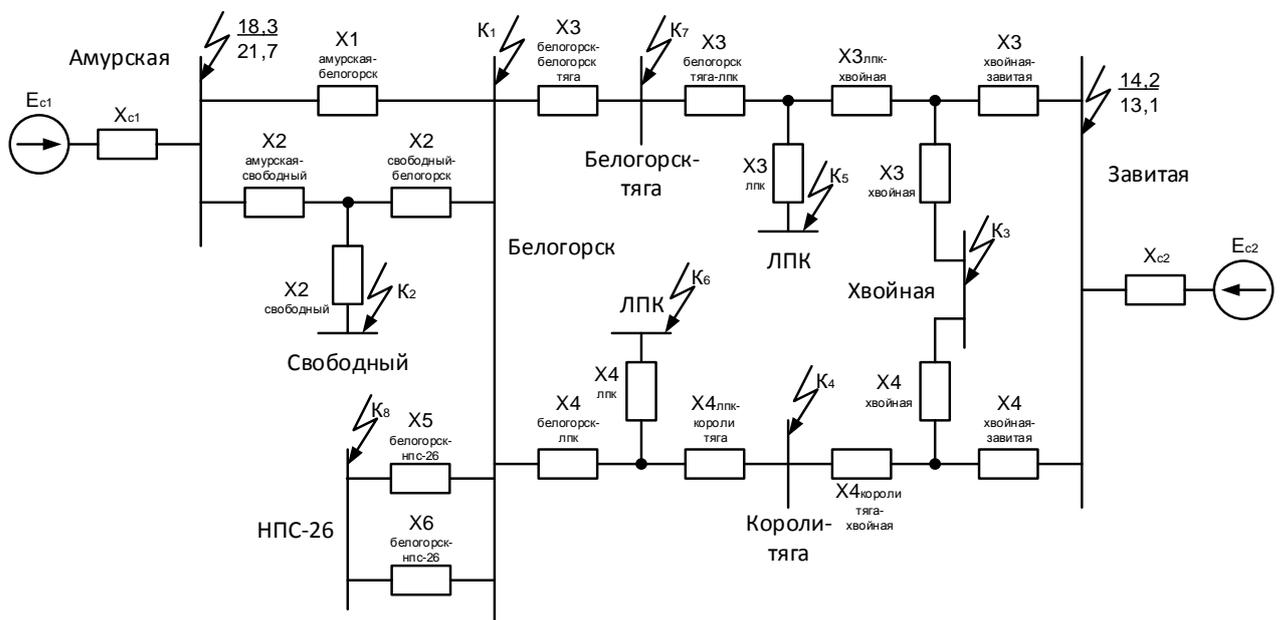


Рисунок 1 – Схема замещения рассматриваемого участка сети

Перед началом расчета токов КЗ необходимо составить схему замещения для каждой точки КЗ участка сети 220 кВ ПС «Амурская» – ПС «Завитая». Для примера составим расчетную схему замещения для точки К1.

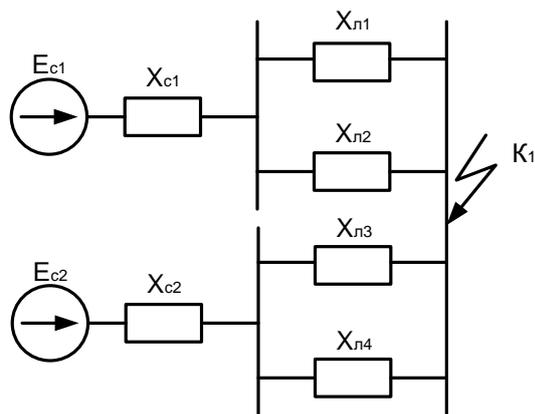


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения для точки К1

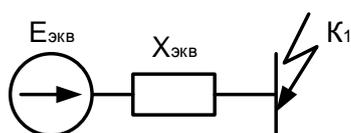


Рисунок 3 – Упрощенная схема замещения для точки К1

$$X_C = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.C}^{(3)}} \quad (1)$$

Эквивалентрируем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Pi\Pi\Sigma}} \quad (2)$$

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

$$I_{K3}^{(1)} = 3 \cdot I_{nn} \quad (4)$$

$$I_{nn} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Pi\Pi\Sigma} + X_{O\Pi\Sigma} + X_{\Pi\Pi\Sigma})} \quad (5)$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К1:

$$I_{K3.1}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 13,573} = 9,358 \text{кА},$$

$$I_{K3.1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,358 = 8,104 \text{ кА},$$

$$I_{\text{нп}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 13,573 + 32,431)} = 2,132 \text{ кА},$$

$$I_{K3.1}^{(1)} = 3 \cdot 2,132 = 6,396 \text{ кА}.$$

Результаты расчета сведём в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Ток в расчетной точке, кА	Вид КЗ		
	Однофазное	Двухфазное	Трёхфазное
К1	6,396	8,104	9,396
К2	13,085	13,642	15,752
К3	5,909	7,572	8,744
К4	4,509	5,965	6,887
К5	3,76	5,116	5,907
К6	4,692	6,251	7,218
К7	5,441	7,194	8,306
К8	6,281	7,977	9,211
К9	6,497	8,383	9,68
К10	8,807	10,452	12,069
К11	4,087	5,463	6,308
К12	5,964	7,404	8,55
К13	4,492	6,038	6,972
К14	5,946	7,779	8,982
К15	6,338	8,04	9,284

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении А.

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбирается по номинальному значению напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость[7].

3.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (6)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (7)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8)$$

Для ПС Белогорск:

$$I_{p.\max} = \frac{210000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 551A,$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

На ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-220.

Расчётные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (9)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,025$ с.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} \quad (10)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

Для ПС Белогорск:

$$B_K = 9358^2 \cdot (0.285 + 0.025) = 29.77 MA^2 \cdot c.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} \quad (11)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50000}{100} = 28.28 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \quad (12)$$

Для ПС Белогорск:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 9358 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.025}} = 8.87 \text{ кА},$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (13)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40000^2 \cdot 3 = 4800 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчёте.

Таблица 4 – Сопоставление расчётных и каталожных данных для выключателя 220 кВ ПС Белогорск

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.max} = 551 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 135 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 29.77 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 9.36 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 9.36 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{a.t} = 8.87 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

По данным сравнения на ОРУ 220 кВ принимаю выключатели марки ВГТ-220-40/3150 УХЛ1.

3.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность.

Выбор и проверка разъединителя на ОРУ 220 кВ.

Таблица 5 – Сравнение расчётных и каталожных данных для разъединителя 220 кВ ПС Белогорск

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 551 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 29.77 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

На ОРУ 220 кВ принимаю разъединители марки РГП-220/2000 УХЛ1.

3.4 Выбор трансформаторов тока

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

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

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

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{эд}} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (14)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;
 - по термической стойкости

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_m \quad (15)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_T – время термической стойкости, величина справочная;
 - по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 = r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (16)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. По ПУЭ их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{пров}} = r_{\text{пров}}$.

На ОРУ 220 кВ устанавливаю цифровой мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96.

DMTME-96: Трехфазный мультиметр скрытого монтажа с четырьмя дисплеями используется для измерения основных электрических величин с

отображением максимальных, минимальных и средних значений некоторых электрических параметров. Мультиметр имеет два выхода, с которых можно или снимать импульсы, пропорциональные потреблению активной и реактивной энергии, или использовать для активации сигнала тревоги при измерении сетевых параметров. Прибор идеален для проведения мониторинга сети, и может быть использован для хранения данных по уровню потребления электрической энергии. Измерительные приборы DMTME также объединяют (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности.

Основные функции мультиметра:

- Проведение измерений и вывод электрических величин на соответствующие светоиндикаторы;
- Точные измерения среднеквадратичных, или действующих, значений электрических параметров;
- Высокая точность измерений, основанная на методике повышенной дискретизации и автоматической калибровки;
- Возможность выбора в меню конфигурирования функции перехода к странице по умолчанию после одной минуты неактивного состояния;
- Автоматическое определение направления тока вторичной обмотки в трансформаторах тока;

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Выберем марку трансформатора тока ТРГ– 220.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \tag{17}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

$$r_{\text{проб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{проб}} - r_{\text{к}} \quad (18)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} \quad (19)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} \quad (20)$$

где L – длина соединительных проводов ($L = 120 \text{ м}$);

ρ - удельное сопротивление (для меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$).

$$S = 0,0175 \cdot \frac{120}{0,87} = 2,44 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (21)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{120 \cdot 0,0175}{6} = 0,35 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{\text{нагр}} = 0,35 + 0,24 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Сопоставление расчётных и каталожных данных для трансформаторов тока 220 кВ ПС Белогорск

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 551 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 1,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{ном},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\text{сум}}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$.

При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{доп}$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\text{сум}} = 90 \text{ ВА.}$$

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ– 220 - УХЛ1.

Таблица 7 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 90 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.6 Выбор шинных конструкций

3.6.1 Общие положения

Выбор жестких шин:

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ // сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$$

где I_{max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{дон}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя /6,10/, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (22)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

Проверка шин на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное

напряжение в материале шин $\sigma_{\text{доп}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , т.е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B \quad (23)$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т.е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \quad (24)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H}{h + H} \quad (25)$$

где h - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые

изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (26)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f_0 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \quad (27)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} \quad (28)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия /5/, см³.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ($I_{\max} < I_{\text{доп}}$).

3.6.2 Выбор и проверка гибких шин РУ 220 кВ

В РУ 220 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению).

Принимаем сечение по допустимому току:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (29)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{210000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 551 \text{ A}$$

Выбираем гибкие шины марки АС – 240/32:

$$q = 240 \text{ мм}^2, \quad d = 32 \text{ мм}, \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}.$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 200 см.

Проверка шин на термическое действие не производится, так как шины выполнены голыми на открытом воздухе.

Проверка шин на термическое действие не производится, так как $I_{\text{по}} \leq 20 \text{ кА}$.

Проверяем выбранные шины по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (30)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (31)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,6}}\right) = 30,72 \text{ кВ/см}$$

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

r_0 – радиус провод,

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} \quad (32)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,6 \cdot \log\left(\frac{252}{1,6}\right)} = 22,15 \text{ кВ/см}$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot a \quad (33)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$23,7 \leq 27,65$$

Таким образом провод АС – 240/32 по условию короны проходит.

3.7 Выбор изоляторов

Выбираем опорный изолятор марки ОСК–10–220–А–4 УХЛ1, $F_{разр} = 10000\text{Н}$, $H_{из} = 2000 \text{ мм}$.

Сила на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (34)$$

Для ПС Белогорск:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{5600^2}{0,3} \cdot 100 \cdot 1,64 \cdot 10^{-7} = 2970 \text{ Н}$$

Поправка на высоту шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} \quad (35)$$

$$K_h = \frac{2000 + 350 + 1850/2}{2000} = 1,64$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (36)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

Опорный изолятор марки ОСК–10–220–А–4 УХЛ1 механически прочен.

3.8 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{нр} = 1,05 \cdot U_{ном.сети} \quad (37)$$

$$U_{нр} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{рнр} = \frac{U_{нр}}{K_B} \quad (38)$$

$$U_{рнр} = \frac{231}{1,52} = 152 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/154.

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

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (39)$$

где U – величина неограниченного перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 374$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 140$ Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (40)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{1500}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 1500} = 600 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (41)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2,4}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,88 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{600 - 374}{140} \right) \cdot 374 \cdot 2 \cdot 0,88 \cdot 2 = 2123 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (42)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{2123}{220} = 9,65 \text{ кДж}$$

Окончательно выбираем ОПН-220/154/10 с удельной энергоемкостью 10 кДж/кВ.

3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 8 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт х п	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охлаждение ТДТН- 40000/220/35/10	22,2х2	44,4	0,85	44,4	37,7
Охлаждение АТДЦТН- 63000/220/110/10	44,4х2	88,8	0,85	88,8	75,5
Подогрев ВГТ-220	20,4х12	244,8	1	244,8	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Насосная	-	30	1	30	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				644	113,2

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (43)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{644^2 + 113,2^2} = 523,1 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч.тр}}{1,4} \quad (44)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{523,1}{1,4} = 373,6 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСЗС-400/10/0,4.

Подробный расчет выбора оборудования приведен в Приложении Б.

4 ЗАЩИТА ЛИНИИ

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени [8].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Условия работы основных и резервных защит линии 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети. Для ПС «Белогорск» рассмотрим уставки, относящиеся к таким защитам как: МТО, ДЗ и ТЗНП.

4.1 Расчет уставок МТО

Токовая отсечка является наиболее простой разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за

пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Ток срабатывания отсечки определяем по следующим условиям[9]:

1) Отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_B} \cdot I_{\text{Н.МАКС}} \cdot \quad (45)$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{\text{Н.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки линии, с учетом самозапуска электродвигателей.

$$I_{\text{Н.МАКС}} \geq K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}} \cdot \quad (46)$$

где $K_{\text{сам}} = 1,5 \sim 2,0$ – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки линии (для АС-240 $I_{\text{РАБ.МАКС}}=605\text{А}$).

2) Отстройка от максимального тока при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{К.МАКС.ВН}} \cdot \quad (47)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{К.МАКС.ВН}}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца защищаемой линии.

3) Отстройка от максимального тока при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН Тр-ров, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой линии или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{К.МАКС.ТР}} \cdot \quad (48)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{к.макс.тр}}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии.

Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{МТО}}} \cdot \quad (49)$$

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

$I_{\text{кз. min}}$ – минимальных ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии.

Приведем расчет МТО для линии Белогорск – НПС-26:

При отстройке от максимального тока нагрузки линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{Н.МАКС}} \geq 1,5 \cdot 605 = 907,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МТО}} \geq \frac{1,1}{0,95} \cdot 907,5 = 1,05 \text{ кА.}$$

При отстройке от максимального тока трехфазного КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{МТО}} \geq 1,2 \cdot 9,2 = 11,05 \text{ кА.}$$

При отстройке от максимального тока трехфазного КЗ и замыканиях на землю на стороне СН Тр-ров, на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{МТО}} \geq 1,2 \cdot 1 = 1,2 \text{ кА.}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{8,1}{11,05} = 0,733 \neq 1,2$$

Так как, чувствительность МТО не соответствует требуемой, принятую уставку следует считать частично эффективной.

4.2 Токовая защита нулевой последовательности

В современных микропроцессорных устройствах релейной защиты для ликвидации КЗ на землю предусмотрена функция направленной ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), имеющей до 4-х ступеней по току срабатывания. Одна из ступеней (например, четвертая) ТЗНП может выполняться как с независимой выдержкой времени (UMZ-защита), так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания (AMZ-защита).

Определяем уставки первой ступени защиты. Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$I_{\text{с.зI}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}}}{K_{\text{тт}}} \cdot I_{\text{кз}}^{(1)} \quad (50)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,25$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}} = 0,05$ – коэффициент небаланса;

$K_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{\text{тт}} = 400$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$I_{\text{кз}}^{(1)}$ – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором.

Проверка первой ступени на чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{орасч}}}{I_{\text{с.зI}}} > 1,3. \quad (51)$$

где $I_{\text{орасч}}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

Уставка по времени первой ступени задается без выдержки времени:

$$T_{сзI} = 0 \text{ с.}$$

Определяем уставки второй ступени защиты. Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$I_{с.зII} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб}}{K_{тт}} \cdot I_{КЗ}^{(1)} \quad (52)$$

где $K_{пер} = 1,5$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ.

Проверка второй ступени на чувствительность:

$$k_{ч} = \frac{I_{0мин}}{I_{с.зII}} > 1,5. \quad (53)$$

где $I_{0мин}$ – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии.

Уставка по времени второй ступени выбирается с учетом времени действия УРОВ (при наличии функции) элементов, с которыми производится согласование:

$$T_{сзII} = t_{сз} + t_{УРОВ} + t_{вв} + \Delta t \text{ с.} \quad (54)$$

где $t_{сз}$ – время срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$t_{уров}$ – время действия УРОВ смежных присоединений;

$t_{вв}$ – собственное время отключения выключателей:

- при согласовании с цифровыми защитами $\Delta t = 0,3$ с;

- при согласовании с защитами с электромеханическими или электронными реле времени $\Delta t = 0,5$ с.

Определяем уставки третьей ступени защиты. На тупиковых линиях, как правило, нет необходимости в использовании третьей ступени защиты. Данная ступень используется, в случае если для уставок второй ступени не

обеспечивается требуемая чувствительность. В этом случае, ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию обеспечения чувствительности для второй ступени, а выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условиям согласования со второй ступенью защиты от замыканий на землю. Достаточным условием выбора тока срабатывания третьей ступени защиты нетупиковых радиальных линий, является отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС. Выдержка времени должна согласовываться с уставками по времени срабатывания последних ступеней защиты предыдущих элементов.

Определяем уставки четвертой ступени защиты. На тупиковых (и нетупиковых радиальных) линиях четвертая ступень защиты от замыканий на землю, как правило, не применяется.

Приведем расчет ТЗНП для линии Белогорск – НПС-26:

Определение уставок первой ступени защиты:

$$I_{C.3I} \geq \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 5}{400} \cdot 1000 = 1,563 \text{ А.}$$

Зададимся уставкой по току:

$$I_{C.3I} = 1,6 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{866 \cdot 5}{400 \cdot 1,6} = 6,766 > 1,3$$

$$T_{\text{сзI}} = 0 \text{ с.}$$

Определение уставок второй ступени защиты:

$$I_{C.3II} \geq \frac{1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 5}{400} \cdot 1000 = 1,172 \text{ А.}$$

Зададимся уставкой по току:

$$I_{C.3II} = 1,2 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2094 \cdot 5}{400 \cdot 1,2} = 21,813 > 1,5$$

$$T_{\text{сзII}} = 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ с.}$$

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

Для данной ВЛ уставки для третьей и четвертой ступеней не определяем.

4.3 Дистанционная защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

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

Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X1 = K_{отс} \cdot X1_{1РАС.ЭКВ} \quad (55)$$

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

$X1_{1РАС.ЭКВ}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наименьшее из сопротивлений.

Преобразование из первичных величин во вторичные производится по общему выражению:

$$X_{ВТОР} = \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} \cdot X_{ПЕРВ} \quad (56)$$

Уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется по двум условиям. Первое условие выбора уставки активного сопротивления:

$$R1 = 0,6 \cdot R_{ДУГИ.РАСЧ} \quad (57)$$

где $R_{ДУГИ.РАСЧ}$ – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление $R_{ДУГИ.РАСЧ}$ линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{ДУГИ.РАСЧ} = U_{ДУГИ} \cdot \frac{l}{I} \quad (58)$$

где $l = 5$ м – длина дуги, определяется как расстояние между изоляторами (или, при КЗ на землю – между изолятором и опорой);

I – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки КЗ в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты;

$U_{ДУГИ} = 2500$ В/м – напряжение дуги.

Второе условие выбора уставки активного сопротивления:

$$R1 = \frac{X1}{2} \quad (59)$$

Выбирается большее из двух значений активного сопротивления.

Выдержка времени срабатывания первой ступени задается минимально возможной.

$$T_{сз1} = 0 \text{ с.}$$

Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X_2 = K_{отс} \cdot X_{2_{РАС.ЭКВ}} \quad (60)$$

где $K_{отс} = 0,8$ – коэффициент отстройки;

$X_{2_{РАС.ЭКВ}}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наибольшее из сопротивлений.

Уставка активного сопротивления для линии определяется по условию:

$$R_2 = \frac{X_2}{2} \quad (61)$$

Выдержка времени срабатывания второй ступени задается:

$$T_{сзII} = 0,05 \text{ с.}$$

Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X_3 = K_{ч} \cdot X_{3_{РАС.ЭКВ}} \quad (62)$$

где $K_{ч} = 1,2$ – коэффициент чувствительности;

$X_{3_{РАС.ЭКВ}}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наибольшее из сопротивлений.

Уставка активного сопротивления третьей ступени ДЗ при междуфазных КЗ резервирует отключение двух- и трехфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ:

$$R_3 = X_{Л} + X_{Т} + 1,2 \cdot R_{ДУГИ.РАСЧ} \quad (63)$$

Выдержка времени срабатывания третьей ступени задается:

$$T_{\text{сзIII}} = 0,1 \text{ с.}$$

Приведем расчет ДЗ для линии Белогорск – НПС-26:

Определение уставок первой ступени защиты:

$$X1 = 0,85 \cdot 0,435 = 0,37 \text{ Ом;}$$

$$X1_{\text{ВТОР}} = 0,37 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 0,013 \text{ Ом;}$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = 0,6 \cdot 2500 \cdot \frac{10}{2094} \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 0,434 \text{ Ом;}$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = \frac{0,013}{2} = 0,007 \text{ Ом;}$$

$$T_{\text{сзI}} = 0 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X1_{\text{ВТОР}} = 0,1 \text{ Ом;}$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = 0,5 \text{ Ом;}$$

$$T_{\text{сзI}} = 0 \text{ с.}$$

Определение уставок второй ступени защиты:

$$X2 = 0,85 \cdot 253,635 = 215,59 \text{ Ом;}$$

$$X2_{\text{ВТОР}} = 215,59 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 7,84 \text{ Ом;}$$

$$R2_{\text{ВТОР}} = \frac{7,84}{2} = 3,92 \text{ Ом;}$$

$$T_{\text{сзII}} = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X2_{\text{ВТОР}} = 8 \text{ Ом;}$$

$$R2_{\text{ВТОР}} = 4 \text{ Ом;}$$

$$T_{\text{сзII}} = 0,5 \text{ с.}$$

Определение уставок первой ступени защиты:

$$X3 = 1,2 \cdot 253,635 = 304,362 \text{ Ом;}$$

$$X3_{\text{ВТОР}} = 304,362 \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 11,068 \text{ Ом;}$$

$$R3_{ДУГИ.РАСЧ} = 2500 \cdot \frac{10}{1000} = 25 \text{ Ом};$$

$$R3_{ВТОР} = (253,635 + 1,2 \cdot 25) \cdot \frac{400 \cdot 100}{5 \cdot 220000} = 10,314 \text{ Ом};$$

$$T_{с3III} = 0,1 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X3_{ВТОР} = 11 \text{ Ом};$$

$$R3_{ВТОР} = 10 \text{ Ом};$$

$$T_{с3III} = 0,1 \text{ с.}$$

Подробный расчет линии Белогорск – Амурская приведен в Приложении В.

Подробный расчет линии Белогорск – Свободный приведен в Приложении Г.

Подробный расчет линии Белогорск – Белогорск-тяга приведен в Приложении Д.

Подробный расчет линии Белогорск – Короли-тяга приведен в Приложении Е.

Подробный расчет линии Белогорск – НПС-26 приведен в Приложении Ж.

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора[11].

5.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН[12].

Начинать расчет дифференциальной защиты следует с расчетов токов КЗ на трансформаторах и автотрансформаторах, установленных на ПС «Белогорск».

В качестве примера распишем расчет токов КЗ для трансформаторов.

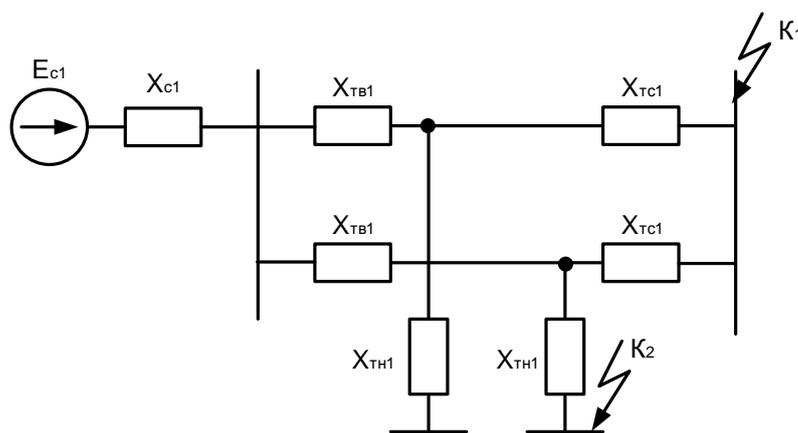


Рисунок 4 – Поясняющая схема трансформатора и схема замещения трансформатора

Таблица 9 – Справочные данные для трансформаторов и автотрансформаторов на ПС «Белогорск»

Марка трансформатора	S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _{кВС} , %	U _{кВН} , %	U _{кСН} , %
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	11	12,5	22	9,5

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}), \% \quad (64)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5 \%;$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (12,5 - 22 + 9,5) = 0 \%;$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (9,5 + 22 - 12,5) = 9,5 \%.$$

$$X_{T.i} = \frac{U_{ki}}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (65)$$

$$X_{T.В} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 165,3 \text{ Ом};$$

$$X_{T.С} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{т.н} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 125,64 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (66)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (67)$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{КЗ.СН}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 82,66} = 1,537 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.СН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,537 = 1,331 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 290,95} = 0,437 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,437 = 0,378 \text{ кА.}$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по следующему выражению:

$$I_{перв.и} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ином}} \quad (68)$$

$$I_{перв.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100 \text{ А.}$$

Далее выберем коэффициент трансформации трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока принимаем $I_{втор} = 5 \text{ А}$.

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.и} \cdot k_{сх.}}{5} \quad (69)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не превышал $I_{втор.} \leq 5A$. Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений, т.е. берем его “с запасом”.

$$I_{втор.i} = \frac{k_{сх.\Delta} \cdot I_{перв.i}}{n_{т.уст.}} \quad (70)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	100,409	599,844	2099,456
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{400}{5}$	$\frac{1500}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	2,174	3,463	3,499

Аналогично рассчитываются токи КЗ и параметры трансформаторов тока для автотрансформаторов, установленных на ПС «Белогорск». Результаты расчетов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	158,144	316,288	3306,642
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{400}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{5000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	3,424	3,424	3,307

Подробный расчет токов КЗ трансформаторов и автотрансформаторов приведен в Приложении 3.

Произведем расчет уставок защит для трансформаторов ПС «Белогорск».

Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ.

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики $I_{Д.0}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} \quad (71)$$

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

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

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ} \quad (72)$$

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

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

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

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0,025;

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

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

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

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,295 \text{ кА},$$

$$I_{\text{Д.О}} \geq 1,3 \cdot 0,295 = 0,384 \text{ кА}.$$

Расчет тока торможения блокировки ДТЗ.

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

$$I_{\text{Т.БЛ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПРЕД.НАГР}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (73)$$

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

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

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

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (74)$$

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

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

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

$K_{СХ,ТТ,СТОП}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (75)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,409 \text{ А},$$

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

Найдем базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{БАЗ.СТОП} = \frac{S_{Б.СТОП}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.СТОП}} \quad (76)$$

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

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{100,409}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 0,866 \text{ А},$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 0,866 = 1,715 \text{ А},$$

Коэффициент торможения ДТЗ.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ.

Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока (I_D) к приращению тормозного тока (I_T). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается

несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{Т.0}$ до $I_{Т.БЛ}$.

Значение коэффициента торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (77)$$

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

$$I_{НБ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ} \quad (78)$$

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

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (79)$$

$$I_{СКВ} = \frac{9358}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 80,713 \text{ А,}$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) \cdot 80,713 = 23,81 \text{ А,}$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (80)$$

$$I_T = \sqrt{80,713 \cdot (80,713 - 23,81) \cdot \cos(15)} = 66,605 \text{ А,}$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,3 \cdot 23,81 - 0,384}{66,605 - 1} = 0,466.$$

Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике.

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда

увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока)

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 0,15.

Принимаем $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$.

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Для исключения замедления работы ДТЗ Т (АТ) при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармонической дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока. Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть $I_{ОТС} \geq 6,5$;
- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{ОТС} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \quad (81)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0;

$I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{КЗ*} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (82)$$

$$I_{КЗ*} = \frac{9358}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 80,713 \text{ А,}$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 80,713 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) = 47,822 \text{ А.}$$

5.2 Устройство резервирования при отказе выключателя

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

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

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

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

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003с. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \tag{83}$$

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

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

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

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

$$T_{СР.УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (84)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{ОТКЛ.В} = 0,08$;

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

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

$$T_{СР.УРОВ} = 0,08 + 0,03 + 0,1 = 0,21 \text{ с.}$$

Выбор действия УРОВ на себя.

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

выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН. В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимается минимальное значение.

$$T_{УРОВ.на.себя} = 0,1с.$$

5.3 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

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

Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности.

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условия:

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

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ.ВН} \quad (85)$$

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

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

$$I_{0.НБ.ВН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} \quad (86)$$

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

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

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (87)$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{9358 \cdot 5}{400} = 116,975 \text{ А,}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0.НБ.ВН} = 0,05 \cdot 116,975 = 5,849 \text{ А,}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,25 \cdot 5,849 = 7,311 \text{ А,}$$

Таким же образом подсчитаем данные значения токов для СН и НН. Результаты занесем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет токов срабатывания ТЗНП.

	Первичный ток в месте установки защиты	Ток небаланса нулевой последовательности	Ток срабатывания защиты
ВН	116,975	5,849	7,311
СН	5,123	0,256	0,32
НН	0,728	0,036	0,046

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

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t \quad (88)$$

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

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

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

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без\ АПВ} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.Т2} = 1,2$$

5.4 Максимальная токовая защита

Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока.

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

$$I_{С.3} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (89)$$

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

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

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

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

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

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (90)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,409 \text{ А},$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,844 \text{ А},$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 100,409 = 334,696 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 599,844 = 1999 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 2099 = 6998 \text{ А}.$$

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

$$I_{СР.МТЗ} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (91)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 100,409 = 133,878 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 599,844 = 799,793 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 2099 = 2799 \text{ А}.$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме,

обусловливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (92)$$

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

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

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.ВН}}} \quad (93)$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{378}{133,878} = 2,823$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.СН}}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.СН}}} \quad (94)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{378 \cdot \frac{230}{38,5}}{799,793} = 2,823$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.НН}}} \quad (95)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{378 \cdot \frac{230}{11}}{2799} = 2,823$$

Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения.

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

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

$$U_{CЗ} \leq \frac{U_{МИН}}{K_{ОТС} \cdot K_B} \quad (96)$$

где $U_{МИН}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным $(0,85 - 0,90) U_{НОМ}$.

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

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

K_B – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

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

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

$$U_{CЗ.НН} = \frac{0,9 \cdot 11}{1,2 \cdot 1,1} = 7,5 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{CЗ} \leq \frac{0,7 \cdot U_{НОМ}}{K_{ОТС}} \quad (97)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН, СН, НН:

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

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

$$U_{сз.НН} = \frac{0,7 \cdot 11}{1,2} = 6,417 \text{ кВ.}$$

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

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

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{УСТ}}{U_{КЗ.МАКС}} > 1,5 \quad (98)$$

где $U_{УСТ}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

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

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

Проверим чувствительность для ВН, СН, НН:

$$U_{УСТ} = 100 \text{ В,}$$

$$K_{ч.ВН} = \frac{100}{134,167} = 0,745,$$

$$K_{ч.СН} = \frac{100}{22,458} = 4,453,$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{6,417} = 15,584.$$

5.5 Защита от перегрузки

Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока.

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

$$I_{ЗП.СТОР} = \frac{I_{НОМ.СТОР}}{K_{ТТ.СТОР}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} \quad (99)$$

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

K_B – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

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

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

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

$$I_{ЗП.СТОР.ВН} = \frac{100,409 \cdot 5}{400} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,464 \text{ А},$$

$$I_{ЗП.СТОР.СН} = \frac{599,844 \cdot 5}{1500} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,333 \text{ А},$$

$$I_{ЗП.СТОР.НН} = \frac{2099 \cdot 5}{3000} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4,082 \text{ А}.$$

5.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000

– 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, – защиты, контролируемые электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

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

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 5).

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

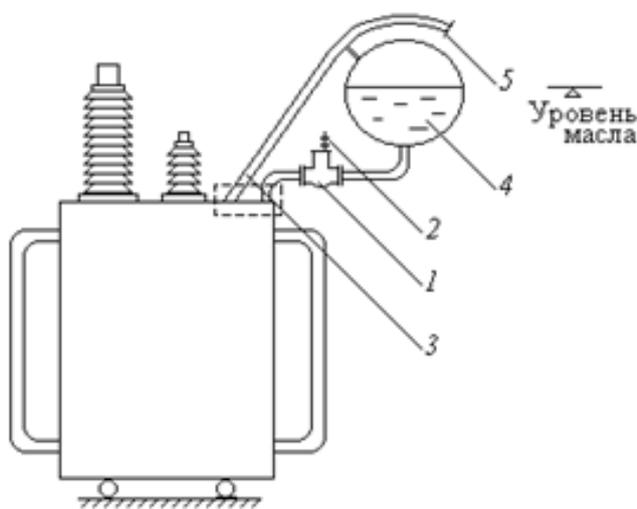


Рисунок 5 – Установка газового реле на трансформаторе.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта

системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

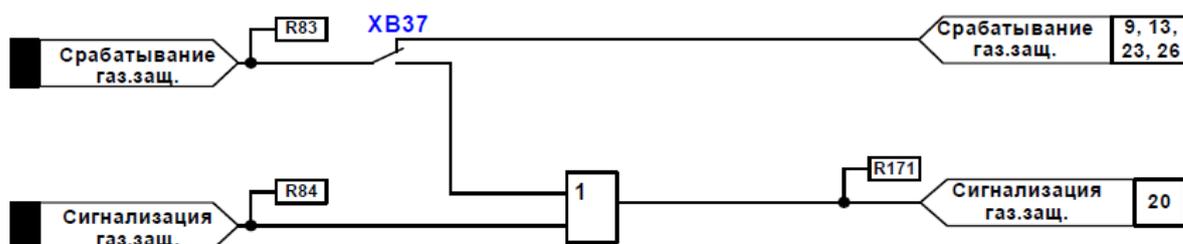


Рисунок 6 – Схема газовой защиты трансформатора.

5.7 Логическая защита шин

Логическая защита шин (ЛЗШ) работает при срабатывании МТЗ соответствующей секции шин и при отсутствии срабатывания токовых защит на присоединениях, отходящих от этой секции шин. Предусмотрена возможность действия ЛЗШ на отключение выключателей вводов на секции, как с пуском, так и без пуска АПВ. Обеспечена возможность действия с дополнительной выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон при срабатывании ЛЗШ и отказе выключателя ввода.

Выбор уставок времени ЛЗШ.

Время срабатывания ЛЗШ НН:

$$T_{ЛЗШ.НН} = 5 \text{ с.}$$

Выдержка времени сигнализации неисправности ЛЗШ:

$$T_{НЕИСПР.ЛЗШ} = 5 \text{ с.}$$

Подробный расчет защит трансформаторов приведен в Приложении И.

Подробный расчет защит автотрансформаторов приведен в Приложении К.

6 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с ПУЭ (п.3.2.121) в качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна быть отстроена от переходных и установившихся токов небаланса.

6.1 Дифференциальная токовая защита

Защита выполнена пофазной и действует при всех видах КЗ на шинах или ошиновке. Реле дифференциальной защиты через промежуточные датчики тока подключено к основным ТТ всех присоединений защищаемых шин или ошиновок. При срабатывании дифференциальной защиты сигналы отключения действуют на выходные реле, формирующие команды отключения выключателей.

Произведем расчет уставок защит для шин 220 кВ ПС «Белогорск».

Расчет начального тока срабатывания ДЗШ.

Начальный ток срабатывания ДТШ на горизонтальном участке характеристики $I_{Д.0}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующему началу торможения и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} \quad (100)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности ДЗШ, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,5;

$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ в режиме, соответствующем началу торможения (когда полусумма первичных тормозных токов равна току $I_{ТОРМ.НАЧ}$):

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО} \quad (101)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; в зависимости от тока начала торможения принимается: $K_{\text{ПЕР}} = 1,3$ при $I_{\text{T.0}} = 1,0$; $K_{\text{ПЕР}} = (1,5 \div 2,0)$ при $I_{\text{T.0}} = 2,0$;

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности принимается равным 1;

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

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

$\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ;

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

$$I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}} = (1 \cdot 1,3 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,28 \text{ А,}$$

$$I_{\text{Д.0}} \geq 1,5 \cdot 0,28 = 0,42 \text{ А.}$$

Минимально возможное значение начального тока срабатывания $I_{\text{Д.0}} = 0,4$.

Коэффициент торможения ДЗШ.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДЗШ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{\text{Д}}$) к приращению тормозного тока (I_{T}). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗШ в диапазоне значений тормозного тока от $I_{\text{T.0}}$ до $I_{\text{T.БЛ}}$.

Коэффициент торможения дифференциальной защиты выбирается из условий:

– отстройка от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ:

$$K_{\text{T}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{ТОРМ.РАСЧ}} - I_{\text{T.0}}} \quad (102)$$

где $I_{НБ.РАСЧ}$ – относительное значение максимального расчетного тока небаланса при расчетном внешнем КЗ, протекающий через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при расчетном внешнем КЗ; при проектных расчетах может определяться методом наложения.

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме внешнего КЗ определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{К.МАКС} \quad (103)$$

где $K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности принимается 1,0;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, принимается равным 2,0;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$\Delta f_{ВЫБ}$ – полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ;

$I_{К.МАКС}$ – относительное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току по выражению:

$$I_{К.МАКС} = \frac{I_{КЗ.МАКС.П}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (104)$$

$$I_{К.МАКС} = \frac{9358}{5} \cdot \frac{5}{400} = 23,395 \text{ А,}$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 23,395 = 6,317 \text{ А,}$$

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = \left(1 - 0,5 \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ})\right) \cdot I_{К.МАКС} \quad (105)$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = (1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05)) \cdot 23,395 = 20,237 \text{ А},$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,5 \cdot 6,317 - 0,42}{20,237 - 1} = 0,481.$$

– отстройка от тока небаланса в режиме качаний:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} - I_{Д.0}}{I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} - I_{Т.0}} \quad (106)$$

где $I_{НБ.РАСЧ.КАЧ}$ – относительное значение максимального расчетного тока небаланса при качаниях, протекающего через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при качаниях; в проектных расчетах может определяться методом наложения.

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме качаний определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{К.МАКС} \quad (107)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, принимается равным 1,0;

$$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 23,395 = 3,977 \text{ А},$$

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} = (1 - 0,5 \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ})) \cdot I_{К.МАКС} \quad (108)$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} = (1 - 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05)) \cdot 23,395 = 21,406 \text{ А},$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,5 \cdot 3,977 - 0,42}{21,406 - 1} = 0,277.$$

Принимается наибольшее из двух рассчитанных значений коэффициент торможения, K_T , с округлением в сторону большего (с учетом дискретности задания коэффициента торможения равной 0,1), чем расчетное значение, но не менее 0,6.

Проверка чувствительности ДЗШ.

Проверка чувствительности ДЗШ должна производиться при расчетном виде КЗ на шинах/ошиновках в расчетных, по чувствительности, режимах работы подстанции и питающей системы:

- в нормальном режиме с учетом тока нагрузки;
- в режиме обеспечения невозврата (для пуска УРОВ) при отключении КЗ на шинах и отказе выключателя.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) в нормальном режиме определяется следующим образом

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}}{I_{\text{Д.0}} + K_T \cdot (\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}} - I_{\text{Т.0}})} \quad (109)$$

где $I_{\text{К.МИН}}$ – относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на шинах;

K_T – принятое значение коэффициента торможения;

$I_{\text{Д.0}}$ – принятое значение начального тока срабатывания ДЗШ;

$I_{\text{Т.0}}$ – принятое значение тока начала торможения;

$\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}}$ – тормозной ток, подводимый к защите при расчетном КЗ с учетом нагрузки и вычисляемый по выражению:

$$\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}} = I_{\text{К.МИН}} + I_{\text{НАГР}} \quad (110)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – относительное значение арифметической суммы токов, протекающих через защиту в нагрузочном режиме приведенное к базисному току и определяемая по выражению:

$$I_{\text{НАГР}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (111)$$

$$I_{НАГР} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,502 \text{ А},$$

Относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на шинах, приведенное к базисному току по выражению:

$$I_{К.МИН} = \frac{I_{КЗ.МИН.П}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (112)$$

$$I_{К.МАКС} = \frac{2132}{5} \cdot \frac{5}{400} = 5,33 \text{ А},$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = 5,33 + 0,502 = 5,832 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{5,33}{0,42 + 0,6 \cdot (5,832 - 1)} = 1,731.$$

Значение коэффициента чувствительности $K_{ч}$ должно быть не менее 2.

В случае $K_{ч} < 2$ оценка чувствительности защиты производится традиционным для защит с торможением способом: под коэффициентом чувствительности понимается кратность уменьшения тока КЗ, при которой защита находится на грани срабатывания.

На характеристику срабатывания ДЗШ наносится точка «В» с координатами:

$$I_{Д} = I_{КЗ.МИН} \quad (113)$$

$$I_{Т} = I_{К.МИН} + I_{НАГР} \quad (114)$$

Проводится прямая, соединяющая точку «В» с точкой на оси абсцисс, координата которой равна току $I_{НАГР}$. Точка «А» пересечения прямой с характеристикой срабатывания ДЗШ является точкой, где защита находится на грани срабатывания.

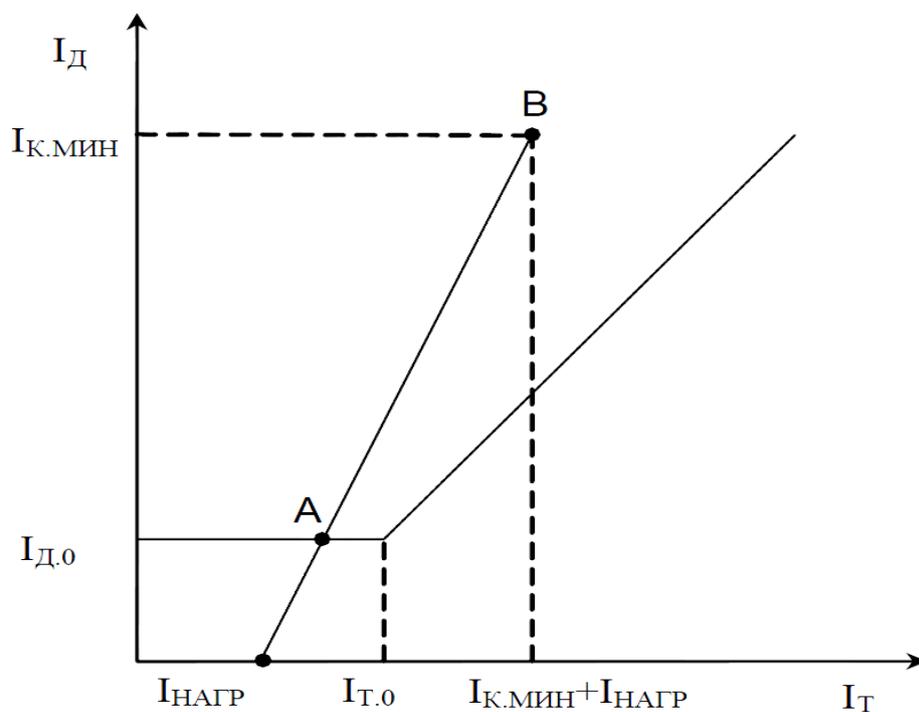


Рисунок 7 – Определение чувствительности ДЗШ

В случае, когда рассматриваемая прямая пересекает характеристику срабатывания в горизонтальной части. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{д.0}} \quad (115)$$

$$K_q = \frac{5,33}{0,42} = 12,69$$

6.2 Устройство резервирования при отказе выключателя

Функция УРОВ ШСВ, СВ1, СВ2 шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программируемых накладок ХВ9, ХВ11, ХВ13.

В части формирования выходов отключения каждый из комплектов УРОВ обеспечивает действие на доотключение резервируемого выключателя, а затем с выдержкой времени - действие на отключение смежных выключателей. Вывод действия УРОВ на доотключение резервируемого выключателя (действие УРОВ “на себя”), при работе по схеме с дублированным пуском, производится с помощью программируемых накладок ХВ10, ХВ12, ХВ14.

Для УРОВ необходимо выбрать уставки по выдержке времени действия на отключение смежных выключателей и по току срабатывания реле тока.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

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

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

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

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

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

$$T_{CP.UPOB} = t_{OTKL.B} + t_{BOZB.UPOB} + t_{ZAP} \quad (117)$$

где $t_{OTKL.B}$ – наибольшее время отключения выключателя. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{OTKL.B} = 0,08$;

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

t_{ZAP} – время запаса, принимаемое равным $0,1$ с.

В связи с выше изложенным, выдержка времени УРОВ может быть выбрана в диапазоне от $0,2$ до $0,3$ с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

$$T_{CP.UPOB} = 0,08 + 0,03 + 0,1 = 0,21 \text{ с.}$$

6.3 Выбор уставок реле напряжения

Уставка реле максимального напряжения обратной последовательности выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации может быть принята равной 6 В.

$$U_{2.макс} = 6 \text{ В.}$$

Уставка реле минимального междуфазного напряжения выбирается из условия возврата реле в режиме отключения внешнего КЗ с коэффициентом отстройки $1,2$. Может быть принята равной $65 \dots 70$ В.

$$U_{мф.мин} = 65 \text{ В.}$$

Уставка по выдержке времени неисправности цепей напряжения должна превышать время длительного снижения напряжения на шинах подстанции. Рекомендуется принимать значение порядка $10 \dots 15$ с.

$$T_{неисп.цеп.напр.} = 10 \text{ с.}$$

6.4 Выбор уставок по выдержкам времени

Выбор уставки по времени задержки отключения при опробовании.

Уставка выбирается из условия обеспечения запрета срабатывания ДЗШ при опробовании присоединения, когда возможно отключение системы шин от которой производится опробование:

$$T_{\text{ОПР.ОБ}} = K_{\text{ЗАП}} \cdot (t_{\text{ДЗШ}} + t_{\text{ВЫХ}} + t_{\text{ОТКЛ.В}}) \quad (118)$$

где $K_{\text{ЗАП}} = 1,5-2,0$ – коэффициент запаса;

$t_{\text{ДЗШ}}$ – максимальное время срабатывания реле ДЗШ, может быть принято равным 0,03;

$t_{\text{ВЫХ}}$ – максимальное время срабатывания выходного реле, может быть принято равным 0,01.

$$T_{\text{ОПР.ОБ}} = 2 \cdot (0,03 + 0,01 + 0,08) = 0,24 \text{ с.}$$

Выбор уставки по времени задержки остановки ВЧ-передатчика.

Уставка выбирается с учетом времени отключения опробуемого выключателя и времени запаса.

$$T_{\text{ОСТ.ВЧ}} = t_{\text{ОПР.ВЫКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} \quad (119)$$

Рекомендуемое значение уставки 0,3 с.

$$T_{\text{ОСТ.ВЧ}} = 0,3 \text{ с.}$$

6.5 Реле контроля исправности цепей переменного тока

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока ПО, ИО1 и ИО2 определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима

$$I_{\text{НБ}} = \frac{K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{БАЗ}}} \quad (120)$$

где $K_{\text{НБ}}$ – коэффициент небаланса, принимаемый равным 0,03;

$I_{\text{НАГР.МАКС}}$ – первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации главного трансформатора тока со стороны наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$I_{\text{БАЗ}}$ – базисный ток наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$$I_{\text{НБ}} = \frac{0,03 \cdot 502 \cdot 5}{400 \cdot 5} = 0,038$$

Выдержки времени элементов задержки на срабатывание, действующих на сигнал и блокировку ДЗШ при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

1) отстройки от возможного наибольшего времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений шин и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока:

$$t_{\text{B5}} = t_{\text{ЗАП}} + t_{\text{КАЧ}} \quad (121)$$

где $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, может быть принято равным 0,5;

$t_{\text{КАЧ}}$ – возможное наибольшее время качания.

$$t_{\text{B5}} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

2) согласования с выдержкой времени В1, осуществляющих запоминание срабатывания ДЗШ в цикле АПВ шин:

$$t_{\text{B5}} = t_{\text{ЗАП}} + t_{\text{В1}} \quad (122)$$

$$t_{\text{B5}} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с.}$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

6.6 Реле чувствительного токового органа

Ток срабатывания реле ЧТО должен быть отстроен от тока небаланса при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{СЗ.ЧТО}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ЗАП}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{I_{\text{НЕОТКЛ.ПРИСОЕД}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{БАЗ}}} \quad (123)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

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

$K_{В}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$I_{НЕОТКЛ.ПРИСОЕД}$ – первичный максимальный ток неотключенного присоединения;

$K_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТТ неотключенного присоединения;

$I_{БАЗ}$ – базисный ток неотключенного присоединения.

$$I_{СЗ.ЧТО} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,1}{0,9} \cdot \frac{1000 \cdot 5}{400 \cdot 5} = 0,833$$

Проверка чувствительности реле ЧТО должна производиться при расчетном виде КЗ на шинах в расчетных режимах при опробовании присоединений:

$$K_{ч} = \frac{I_{ОПР.ПРИСОЕД}}{I_{СЗ.ЧТО}} \quad (124)$$

где $I_{ОПР.ПРИСОЕД}$ – относительное значение минимального тока, протекающего через шины при опробовании присоединений;

$I_{УСТ}$ – принятое значение параметра срабатывания ЧТО.

Значение коэффициента чувствительности $K_{ч}$ должно быть не менее 2.

$$K_{ч} = \frac{2}{0,833} = 2,4.$$

Подробный расчет защиты шин ОРУ 220 кВ приведен в Приложении Л.

7 АВТОМАТИКА ЗАЩИЩАЕМОГО УЧАСТКА

Системная автоматика обеспечивает автоматическое управление или регулирование в основном в аварийных условиях. Поэтому к ней относятся устройства, обеспечивающие предотвращение или наиболее эффективную локализацию аварий, возникающих в энергосистеме. Устройства *системной автоматики* состоят из: элементов, воспринимающих воздействие внешнего фактора; элементов, преобразующих указанное воздействие в величины, требуемые для работы исполнительного устройства по заранее намеченной программе, и исполнительных элементов, производящих необходимые изменения регулируемого или управляемого параметра.

7.1 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) — способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

- АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.
- АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Классификация:

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на:

- простые (ТАПВ)
- несинхронные (НАПВ)
- быстродействующие (БАПВ)
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

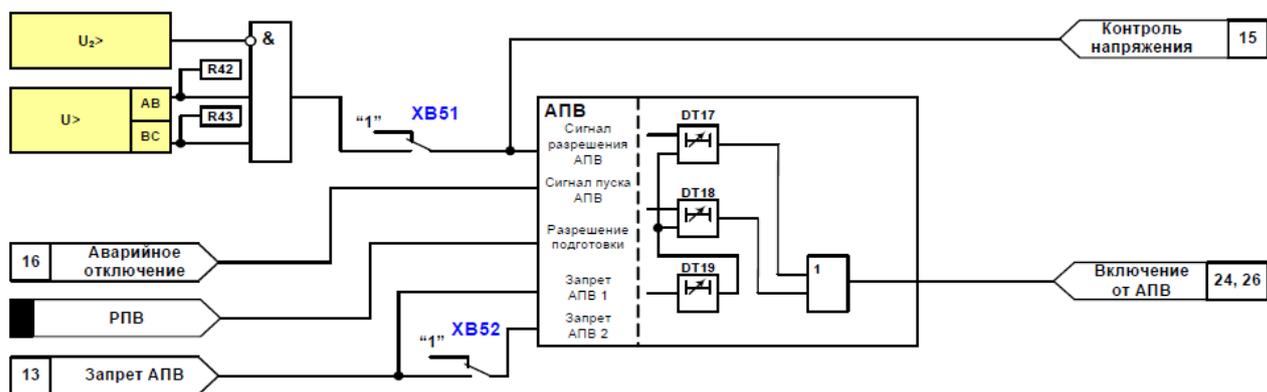


Рисунок 9 - Схемы АПУ.

По способу воздействия на выключатель АПУ могут быть:

- механические — они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические — воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПУ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПУ.

По типу защищаемого оборудования АПУ разделяются соответственно на АПУ линий, АПУ шин, АПУ электродвигателей и АПУ трансформаторов.

Принцип действия АПУ:

Реализация схем АПУ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПУ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПУ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

$$t_{АПВ1} \geq t_{деион} + t_{зан} - t_{вв} \quad (125)$$

$$t_{АПВ1} \geq 0,15 + 0,3 - 0,03$$

$$t_{АПВ1} \geq 0,42 \text{ с.}$$

8 ВЫБОР УСТРОЙСТВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ И СВЯЗИ

8.1 Основные положения

Для согласованного действия отдельных элементов любой системы электроснабжения устройства оперативного контроля и управления важнейшими из них необходимо сосредоточить в одном месте. Таким местом является диспетчерский пункт (ДП). ДП с помощью систем телемеханики получает информацию с контролируемых пунктов (КП), что позволяет диспетчерскому персоналу оценивать эффективность работы системы в целом и принимать необходимые меры по оптимизации этой работы, по ликвидации и локализации аварии.

Системы телемеханики делят на четыре основных:

- системы телеизмерения: передают с КП на ДП непрерывные величины (значения токов, активной и реактивной мощностей и т.п.);
- системы телесигнализации: служат для сигнализации положения оборудования;
- системы телеуправления: предназначены для изменения положения оборудования;
- системы телерегулирования: необходимы для регулирования параметров системы.

Т.е., с помощью телемеханизации повышается экономичность, надежность электроснабжения, можно быстрее ликвидировать перебои в электроснабжении.

В настоящей главе рассматриваются вопросы внедрения современной микропроцессорной системы телемеханики на базе контроллера Smart-КП на реконструируемой подстанции.

8.2 Выбор контроллера телемеханики, его описание

В качестве устройства телемеханики на ПС принимаем контроллер телемеханики SMART-КП. Это система сбора, обработки и передачи телемеханической информации на контролируемом объекте.

Контроллер предназначен для использования на питающих и распределительных подстанциях в качестве устройства телемеханики. Допускает вариантное исполнение на разное количество контролируемых параметров, в том числе: сигналы коммутации (ТС), телеизмерения значений токов, напряжений, активной и реактивной мощности через стандартные датчики серии "Е" (ТИ), телеуправление выключателями через релейные выходы (ТУ).

Связь с диспетчерским пунктом осуществляется по каналам ВЧ, физической 2-х и 4-х проводной линии, по волоконно-оптическим линиям связи. Для совместимости с находящимися в эксплуатации системами телемеханики поддерживается набор известных протоколов (TM120, TM512).

Функции:

- сбор информации о состоянии двухпозиционных объектов (ТС); сбор информации о текущих значениях параметров (ТИТ); сбор интегральных значений параметров (ТИИ); телеуправление двух- и многопозиционными объектами (ТУ); вывод сигналов телерегулирования (ТР); первичная обработка информации (суммирование, масштабирование, фильтрация, и т.п.); передача телеинформации по различным каналам связи в различных направлениях и с разными протоколами связи; тестирование приемной и каналобразующей аппаратуры; обмен информацией с оперативно-информационным комплексом (ОИК) и др.

SMART-КП имеет аппаратно-программную поддержку стандартных промышленных сетей MODBUS, PROFIBUS и CAN. Поддержка перечисленных сетевых протоколов позволяет строить на базе SMART-КП территориально-распределенные системы диспетчерского контроля и управления объектами с различными сетевыми топологиями, а также интегрировать контроллер в другие системы, построенные на основе импортной и отечественной аппаратуры.

Основные технические характеристики:

Блок процессора

Тип микропроцессора	16-ти разрядный MC68302, 20 МГц
Объем динамической памяти (DRAM)	512 Кбайт или 1,5 Мбайт
Объем электронного диска (SRAM)	64 или 256 Кбайт
Объем FLASH-памяти (FEPROM)	1 или 2 Мбайт
Интерфейсы	один RS485/RS422, один RS232, один RS485/RS422/RS232

Скорости передачи телеинформации

По интерфейсам RS485, RS422	От 50 до 19200 бод
ВЧ-уплотненная линия	От 100 до 1200 бод
Физическая линия	От 1200 до 19200 бод
По сети PROFIBUS	От 9600 бод до 12 Мбод
По сети MODBUS	От 9600 до 19200 бод
По сети CAN	До 1 Мбод

Параметры электропитания

Напряжение сетевого питания	~180...260В
Частота питающей сети	50±5 Гц

Контроллер поддерживает три последовательных канала: два канала со стыком RS232 (первый поддерживает модемную асинхронную прием/передачу, второй позволяет поддерживать режим синхронного приема/передачи) и один RS485 оптоизолированный для поддержки протокола промышленной сети PROFIBUS.

Контроллер "SMART-КП " может иметь в своем составе до четырех блоков расширения, соединенных последовательно. Блок расширения предназначен для дополнительной установки двух модулей УСО и соединяется с блоком процессора или блоком расширения через SPI/SCP интерфейс.

Все процессы в контроллере обслуживаются многозадачной операционной системой реального времени OS-9, имеющей богатые возможности по организации межзадачного обмена, синхронизации процессов, обработки аппаратных и программных прерываний. Гибкие механизмы работы с памятью контроллера позволяют организовать хранение данных и программ пользователя на разных источниках: FLASH (с наплатными средствами программирования), электронный диск (SRAM) или динамическая память (DRAM).

Базовое программное обеспечение имеет полную лицензионную поддержку и поставляется вместе с контроллером в составе ПЗУ типа EPROM (1Mb). В состав базового программного обеспечения входит:

- модуль ядра операционной системы OS-9; модули утилит OS-9; модуль ядра системы программирования ISaGRAF v3.02; модуль поддержки промышленной сети MODBLJS; модули поддержки промышленной сети PROFIBUS; модуль сетевого файлового менеджера NFM; модуль установки/чтения астрономического времени.

8.3 Определение минимального объема информации, необходимой для передачи на диспетчерский пункт

Согласно «Руководящим указаниям по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» для контроля за функционированием и управления элементами ПС необходим следующий минимальный объем телемеханизации подстанции:

- телесигнализация положения выключателей 220, 110, 35, 10 кВ - дискретный сигнал состояния схемы подстанции «С» – по 2 сигнала на выключатель (включен, отключен);

- телесигнализация аварии и неисправности на подстанции - дискретный аварийный сигнал «А» – для сигнализации аварийных отключений выключателей, а также для сигнализации пожаров на трансформаторах (автотрансформаторах), в аккумуляторной ОПУ;

- телеизмерения потоков активной и реактивной мощностей по линиям

35, 110 кВ, по вводам трансформаторов 220, 110, 35 и 10 кВ, через обходной выключатель; токов нагрузки, потоков активной и реактивной мощностей по фидерам 10 кВ, - аналоговый информационный сигнал «И» – (по одному сигналу на каждый контролируемый параметр);

- дискретный сигнал управляющего воздействия «У» - на отключение нагрузки.

Подсчитанное количество информационных сигналов сведено в таблицу 13.

Таблица 13 – Количество информационных сигналов

Вид информационного сигнала			
С	И	А	У
47*2=94	83	52	1

8.4 Выбор модулей «SMART-КП»

Принцип построения контроллера позволяет установить до 11 модулей сопряжения посредством использования модулей расширения «SMART-EXT». К «SMART-BASE» допускается подключать до 4 модулей расширения. Каждый модуль расширения позволяет установить 2 дополнительных УСО. Компоновка «SMART-КП» приведена на рисунке 10.

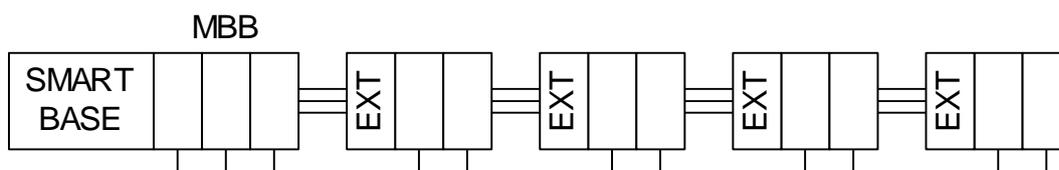


Рисунок 10 – Компоновка «SMART-КП»

Для обеспечения нужд проектируемой системы телемеханики необходимы следующие модули:

SM-DIN1 - для дискретных сигналов состояния схемы (отдельный модуль для аварийных сигналов).

SM-ADC1 - для аналоговых сигналов о перетоках мощностей и значениях токов;

SM-REL1 - для дискретных управляющих воздействий.

SM-DPLL - для поддержки протоколов и ФПЧ.

Характеристики данных модулей:

модуль ТС-8 (SM-DIN1)

- 8 дискретных входных каналов 24 V DC;
- потребляемая мощность: 5mW (min), 100 mW(max)

модуль ТИ-6 (SM-ADC1)

- 6 дифференциальных аналоговых входов, +/-10 Volt или 0-20тА или 0-5тА;

- потребляемая мощность: 350mW (min), 450mW(max)

модуль РВ-6 (SM-REL1)

- 6 релейных выходов, нормально открытый контакт;
- максимально коммутируемый ток 2А;
- потребляемая мощность 160mW max (ON), 23mW min (OFF)

модуль ФПЧ-232 (код изделия: SM-DPLL)

- интерфейс RS-232;
- поддержка скорости передачи от 50 до 9600 бод;
- фазовая подстройка частоты;
- потребляемая мощность: 200mW

Выбранные модули сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор модулей.

Вид сигнала	Кол-во сигналов	Тип модуля	Кол-во сигналов модуля	Кол-во модулей	Кол-во сигналов модулей
С	94	SM-DIN1	8	12	96
И	83	SM-ADC1	6	14	84
А	52	SM-DIN1	8	7	56
У	1	SM-REL1	6	1	6

Таким образом, общее число модулей - 34, поэтому на подстанции необходима установка четырех связанных между собой контроллеров телемеханики. Кроме этого для создания и поддержки каналов связи с ОИК устанавливаем в контроллерах два модуля SM-DPLL (один - основной, второй - резервный).

8.5 Компоновка и расчет потребляемой мощности для каждого комплекта «SMART-КП»

Компоновка и расчет мощностных показателей для каждого из контроллеров сведены в таблицы 15 - 18. Потребляемая мощность каждого комплекта рассчитывается на основе технических характеристик выбранных модулей, приведенных в п. 8.4. Как видно из расчета, условие $S_{\Sigma} < S_{\max}$ соблюдается для всех контроллеров. Таким образом, компоновку комплекса аппаратно-программных средств телемеханики «SMART-КП» можно считать завершенной.

Таблица 15 – Расчет потребляемой мощности «SMART-КП» № 1

		Название модуля	Мощность (мВт)			
			min	Max		
SMART-BASE		ЦПУ	1500	1700	$S_{\max} = 6,75 \text{ Вт}$	
		Profibus	250	750		
		Слот 1	SM-DPLL	200		200
		Слот 2	SM-DIN1	5		100
		Слот 3	SM-DIN1	5		100
		Слот 4	SM-DIN1	5		100
SMART-EXT	1	Слот 5	SM-ADC1	350		450
		Слот 6	SM-ADC1	350		450
	2	Слот 7	SM-ADC1	350		450
		Слот 8	SM-DIN1	5		100
	3	Слот 9	SM-DIN1	5		100
		$S_{\text{SMART-EXT}} = n_{\text{SMART-EXT}} * 25$		75	75	
	S_{Σ}			3100	4575	6750

Таблица 16 – Расчет потребляемой мощности «SMART-КП» № 2

SMART-BASE		Название модуля	Мощность (мВт)		$S_{\max} = 6,75 \text{ Вт}$	
			min	Max		
	ЦПУ		1500	1700		
	Profibus		250	750		
	Слот 1	SM-DPLL	200	200		
	Слот 2	SM-DIN1	5	100		
	Слот 3	SM-DIN1	5	100		
SMART-EXT	1	Слот 4	SM-DIN1	5		100
		Слот 5	SM-ADC1	350		450
	2	Слот 6	SM-ADC1	350	450	
		Слот 7	SM-ADC1	350	450	
	3	Слот 8	SM-DIN1	5	100	
		Слот 9	SM-DIN1	5	100	
$S_{\text{SMART-EXT}} = n_{\text{SMART-EXT}} * 25$			75	75		
S_{Σ}			3100	4575	6750	

Таблица 17 – Расчет потребляемой мощности «SMART-КП» № 3

SMART-BASE		Название модуля	Мощность (мВт)		$S_{\max} = 6,75 \text{ Вт}$	
			min	Max		
	ЦПУ		1500	1700		
	Profibus		250	750		
	Слот 1	SM-DIN1	5	100		
	Слот 2	SM-DIN1	5	100		
	Слот 3	SM-DIN1	5	100		
SMART-EXT	1	Слот 4	SM-ADC1	350		450
		Слот 5	SM-ADC1	350		450
	2	Слот 6	SM-ADC1	350	450	
		Слот 7	SM-ADC1	350	450	
	3	Слот 8	SM-DIN1	5	100	
		Слот 9	SM-DIN1	5	100	
$S_{\text{SMART-EXT}} = n_{\text{SMART-EXT}} * 25$			75	75		
S_{Σ}			3250	4825	6750	

Таблица 18– Расчет потребляемой мощности «SMART-КП» № 4

SMART-BASE		Название Модуля	Мощность (МВт)		$S_{\max} = 6,75 \text{ Вт}$	
			min	Max		
	ЦПУ		1500	1700		
	Profibus		250	750		
	Слот 1	SM-DIN1	5	100		
	Слот 2	SM-DIN1	5	100		
	Слот 3	SM-DIN1	5	100		
SMART-EXT	1	Слот 4	SM-ADC1	350		450
		Слот 5	SM-ADC1	350		450
	2	Слот 6	SM-ADC1	350	450	
		Слот 7	SM-ADC1	350	450	
	3	Слот 8	SM-DIN1	5	100	
		Слот 9	SM-REL1	23	160	
$S_{\text{SMART-EXT}} = n_{\text{SMART-EXT}} * 25$			75	75		
S_{Σ}			3268	4885	6750	

8.6 Схема конфигурации системы телемеханики

Ниже приведена схема конфигурации спроектированной системы телемеханики (рисунок 11).

Для связи контроллеров между собой на ПС используется шина PROFIBUS. Для связи контроллеров с ДП (ОИК) используется канал связи RS-232 по волоконно-оптической линии. В качестве резервного средства связи используется резервный модем (с независимым каналом связи - ВЧ-связь и др.). Для связи ПС между собой в районе электрических сетей используем ВЧ-связь по проводам ЛЭП.

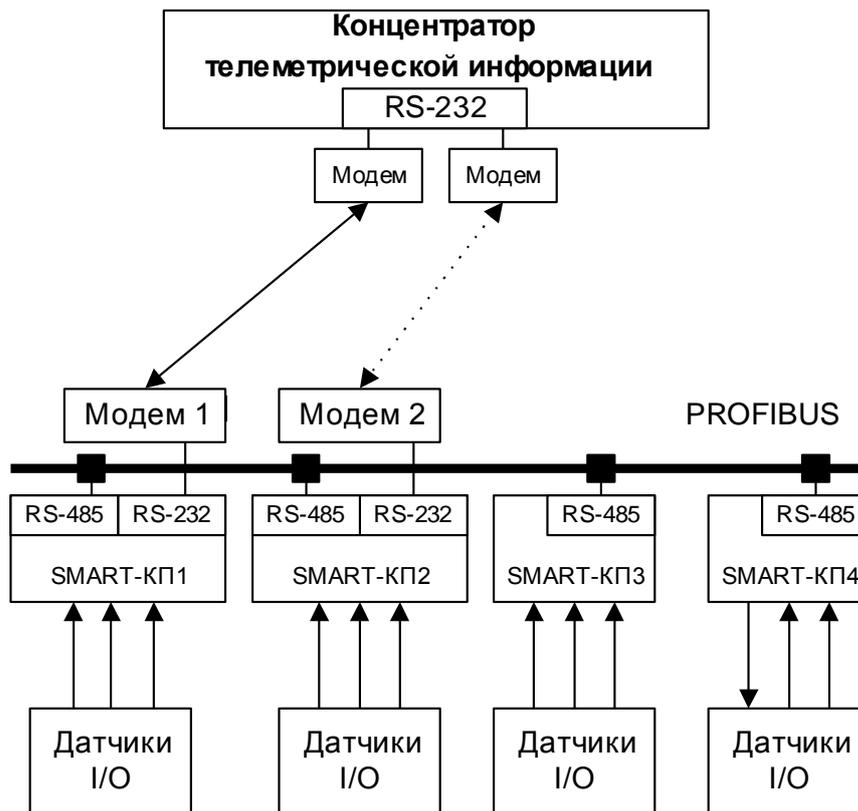


Рисунок 11 – Схема конфигурации

9 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕРКЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

9.1 Принципиальные особенности выполнения и проверки микропроцессорных устройств РЗА (МП РЗА)

9.1.1 Общие сведения по МП РЗА, МЭК 61850 и GOOSE - сообщениям приведены в Приложении Ж (справочное) [10].

9.1.2 Формирование структуры МП РЗА на основе общей программной основы, приводящее к трудности выделения функционально законченных блоков, для сложных защит и комплексов МП РЗА затрудняет проверку выбранных уставок и параметров вследствие взаимного влияния и одновременного запуска других защитных функций. Это приводит к необходимости применения при проверке уставок дополнительных мер по исключению влияния непроверяемых функций в процессе проверки путем программирования изменения исходной конфигурации терминалов. Это, в свою очередь, требует объективной оценки корректности проводимых проверок.

Принципиальным моментом является и то, что не всегда проверку срабатывания отдельных функций МП РЗА (по току, напряжению, сопротивлению) можно проводить в статическом режиме путем плавной подачи (изменения) входных величин переменного тока и напряжения (изменения сигналов). Так, при проверке уставок, характеристик и логических функций МП РЗА следует применять преимущественно скачкообразное изменение входных величин от нагрузочного режима к аварийному, что в основном соответствует соотношениям между входными величинами УРЗА, возникающими при КЗ.

С учетом указанного, при наладочных проверках обычно производят ряд перепрограммирований микропроцессорных терминалов, что позволяет путем блокирования отдельных функций и изменения логических параметров определить уставки и характеристики МП РЗА. После завершения наладочных работ в терминал «загружается», с учетом произведенных корректировок,

первоначальная заданная проектом конфигурация (программа), после чего в целях контроля правильности введенной конфигурации считываются и сверяются с заданными все уставки и параметры терминала.

9.1.3 Совершенствование наладочных проверок, настроек и испытаний может быть достигнуто использованием специализированных средств автоматизации на основе программно-управляемых устройств проверки с программным обеспечением, соответствующим устройствам различных типов и изготовителей. Это обеспечивает, прежде всего, большую достоверность и существенное уменьшение доли «ручных» испытаний в различных режимах проверки уставок и характеристик, что снижает ошибки вследствие «человеческого фактора», а также дает возможность контроля и протоколирования результатов и быстрого повторения проверки или определенных ее этапов после корректировок уставок и параметров.

9.1.4 Следует иметь в виду, что только проверка уставок, характеристик и отдельных функциональных связей не обеспечивает полноценную проверку функциональной готовности микропроцессорного терминала и, тем более, всего комплекса МП РЗА объекта к правильным действиям при различных расчетных видах повреждений на защищаемом объекте ввиду возможности ошибок как на проектном уровне и при программировании логическофункциональных связей, так и в процессе наладки. Поэтому при приемочных испытаниях должна использоваться методика проверки, при которой при вводе в эксплуатацию производится наряду с другими действиями проверка всего комплекса РЗА объекта путем имитации повреждений на объекте с соответствующими сигналами, подводимыми к входам комплекса РЗА (см. ниже).

Основной задачей данной проверки является подтверждение правильной работы всего комплекса РЗА объекта. При этом ход проведения проверки мало зависит от типа применяемых МП РЗА, так как контролируется реакция всего комплекса РЗА на различные внешние и внутренние повреждения на объекте, в том числе успешные и неуспешные АПВ и ОАПВ, действие УРОВ и др. с

учетом взаимодействия с РЗА других объектов. Таким образом, контролируются не только ошибки при монтаже и наладке, но и возможные ошибки в проекте, так как проверяется в режиме, приближенном к реальному, реакция комплекса МП РЗА на возможные аварийные ситуации.

Подробные методики проведения комплексных проверок МП устройств РЗА, работающих по протоколу МЭК 61850, как при новом включении, так и в процессе эксплуатации, приведены в СТО «Проверка работоспособности устройств РЗА».

9.1.5 Если вследствие изменения эксплуатационных условий или режимов возникнет необходимость изменить условия форматирования или параметрирования устройства РЗА, эксплуатационный персонал должен сделать это самостоятельно, используя заводские инструкции, или нанять специализированную подрядную фирму.

9.2 Подготовительные работы.

9.2.1 Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие принятым проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

9.2.2 Проверка полноты необходимой рабочей проектной документации. Проверка согласованности этой документации с организацией, выдавшей задание по настройке устройства РЗА, со службами РЗА МЭС (ПМЭС).

Документация, нужная для настройки и проверки устройств:

- 1) Принципиальные (полные) схемы.
- 2) Задание на параметрирование в составе:
 - схема конфигурации (внутренней логики);
 - таблицы параметрирования терминалов (бланки уставок);
 - перечни дискретных и аналоговых сигналов для регистрации встроенными осциллографами и регистраторами событий;
 - перечни сигналов светодиодной индикации;
 - перечни сигналов для передачи в АСУ ТП (при наличии).

Кроме того, должны быть подготовлены схемы завода-изготовителя на

шкафы/панели, руководства по эксплуатации на все устройства и программное обеспечение.

9.2.3 Подготовка программы проверки и формы протокола проверки в соответствии с основными положениями настоящей Инструкции и рекомендации по техническому обслуживанию производителя устройства РЗА.

9.2.4 Подготовка (установка) необходимого программного обеспечения для параметрирования и конфигурирования терминалов, проверка соответствия версий программного обеспечения и версий МП терминалов; подготовка необходимых кабелей и преобразователей для подключения компьютера к МП терминалам.

9.2.5 Подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента.

9.2.6 Допуск к работе.

9.2.7 Отсоединение всех цепей связи на рядах зажимов проверяемого устройства (панели, шкафа и т.п.) с другими устройствами, в том числе, по цифровым каналам связи с оформлением соответствующих записей и отметок в программе проверки.

9.3 Осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа

Осмотр производится на предмет:

а) выявления отсутствия внешних следов ударов, повреждений, потеков жидкостей в том числе и высохших;

б) выявления отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

в) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

г) выявления отсутствия механических повреждений у элементов управления;

д) проверки соответствия типов установленных в шкафу (панели) аппаратов заводской спецификации и проектной документации;

е) проверки правильности выполнения концевых разделок контрольных

кабелей, уплотнений проходных отверстий;

ж) проверки состояния уплотнений дверок шкафов, кожухов и т.д.;

з) проверки состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

и) проверки наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, проверки наличия и правильности маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

к) проверки надежности механического крепления элементов оборудования шкафа, проверки затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

9.4 Проверка изоляции

9.4.1 Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) выполняется по отношению к корпусу и между собой:

- 1) входных цепей тока;
- 2) входных цепей напряжения;
- 3) цепей питания оперативным током;
- 4) входных цепей дискретных сигналов;
- 5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

Измерение производится мегомметром на 1000 В, сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм.

9.4.2 Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) выполняется по отношению к корпусу и между собой. Испытание проводится переменным напряжением 1000 В, частотой 50 Гц в течение 1 минуты.

9.5 Основные проверки и настройки МП РЗА

9.5.1 Задание требуемой конфигурации устройства РЗА. Загружаемая в МП терминал конфигурация должна быть согласована в соответствии с п. 9.2.2.

9.5.2 Задание уставок и режимов работы (параметрирование) МП устройства РЗА. Загружаемые в МП терминал данные параметрирования должны быть согласованы в соответствии с п. 9.2.2.

9.5.3 Проверка порогов срабатывания задействованных дискретных входов приёма сигналов от внешних устройств на соответствие технической документации завода-изготовителя.

9.5.4 Проверка всех используемых режимов и уставок (параметров срабатывания), задействованных функций устройства РЗА в соответствии с заданным параметрированием, с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов. Проверка параметров (уставок) срабатывания и возврата каждого измерительного органа и функционального узла для задействованных функций, времени их действия, контроль состояния выходных реле, светодиодов при срабатывании, контроль выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и её прохождения в АСУ ТП (ССПТИ) и внешние РАС. Функции, не задействованные в соответствии с заданием на параметрирование, не проверяются.

Проверке не подлежат параметры и характеристики функций устройства РЗА, определяемые принципом их действия (алгоритмом работы) и не регулируемые при параметрировании (собственные времена срабатывания измерительных органов, ток точной работы и т.п.).

Допустимые значения максимальных отклонений уставок от заданных не должны превышать паспортные величины, приведенные в технической документации завода-изготовителя МП терминала.

9.5.5 Проверка (в соответствии с программой, указанной в п. 9.2.3 взаимодействия всех используемых функций и логических цепей терминала РЗА с контролем состояния всех контактов выходных реле, светодиодов и ламп сигнализации, с контролем выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и её прохождением в АСУ ТП (ССПТИ) и внешние РАС. Проверка проводится путем создания условий для поочередного срабатывания каждой используемой функции и подачи необходимых сигналов на дискретные входы защиты. Анализ поведения МП терминала выполняется по выходным реле, осциллограммам и журналам событий внутреннего регистратора. Полученные осциллограммы и события в обязательном порядке должны быть приложены к

протоколам наладки.

9.5.6 Проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения, отображения параметров защиты с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов.

9.5.7 Проверка отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением, через интервал времени 100-500 мс, на рабочих значениях уставок, с подачей тока (напряжения), равного 0,8 от значения тока (напряжения) срабатывания (1,2 от значения сопротивления срабатывания).

9.5.8 Проверка электрических характеристик вспомогательных устройств и аппаратов шкафа (приемопередатчики, промежуточные реле и т.д.) в соответствии с действующей НТД или технической документацией производителя этих устройств.

9.5.9 Проверка управляющих функций РЗА с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и АПВ на отключение и включение выключателей и др.).

Проверка указанных воздействий производится отдельно для каждого электромагнита.

9.5.10 Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не должны производиться.

9.5.11 Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

9.5.12 Проверка взаимодействия с другими РЗА, управления и

сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптовходов).

9.5.13 Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации с использованием цифровых каналов связи. Проверка правильности функционирования GOOSE-сообщений и технологии протокола обмена по МЭК 61850. Проверка должна производиться с учетом положений подраздела 9.1.

9.5.14 Проверка функционирования автоматизированного рабочего места (АРМ) релейного персонала, при наличии. Проверка выполняется совместно с персоналом соответствующего подразделения (АСУ, связь и т.п.).

9.5.15 Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи:

- для GOOSE-сообщений - при блокировании (отключении от сети) интерфейсного блока связи с сетью Ethernet;
- для терминалов дифференциальной защиты линии - проверка при отключении кабеля связи от портов передачи данных;
- для дифференциальной защиты шин распределенного типа - при отключении кабеля передачи данных от терминалов присоединений.

В указанных случаях необходимо проконтролировать отсутствие ложных срабатываний и формирование соответствующей сигнализации.

9.5.16 Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания - с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени и т.д.

9.5.17 Проверка рабочим током и напряжением:

- проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам и сравнением их с заведомо правильными измерениями (например, щитовых приборов и второго терминала защиты и т.д.);
- проверка правильности включения по цепям напряжения органа

контроля напряжения и синхронизма АПВ;

- проверка правильности подключения токовой направленной защиты;
- проверка правильности подключения дистанционной защиты;
- проверка правильности включения измерительных органов противоаварийной автоматики (ПА);
- двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциальной защиты линии (ДЗЛ);
- двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциально-фазной защиты линии (ДФЗ);
- проверка правильности подключения дифференциальных защит подстанционного оборудования (Т, АТ, реакторов, шин, ошиновок);
- проверка поведения устройства блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БНН) при имитации нарушений и отключении цепей напряжения поочередным отключением одной, двух и трех фаз одновременно;
- выполнение иных проверок, предусмотренных заводом-изготовителем при наладке и вводе терминала в работу.

9.5.18 После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА ответственному за эксплуатацию персоналу необходимо:

- проверить соответствие параметрирования и конфигурирования заданным. Особое внимание необходимо обратить на те функции, уставки (параметры), состояние или значение которых менялось при выполнении различных проверок;
- произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;
- выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счётчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

9.5.19 При подготовке устройства к включению выполняются:

- инструктаж оперативного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации;
- сдача этих устройств и их инструкций оперативному персоналу;
- запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу. Оформление паспортов-протоколов устройства.

9.6 Итоговая комплексная проверка (ИКП)

9.6.1 Общие положения

Итоговая комплексная проверка (ИКП) включает определенную совокупность испытаний МП РЗА и является объективным критерием проверки функциональной готовности вводимой в эксплуатацию на подстанции МП РЗА.

Основная методика проведения ИКП основана на принципе «черного ящика» - на входах комплекса МП РЗА создаются сигналы, соответствующие различным повреждениям в энергосистеме и контролируется правильность генерируемых комплексом команд и сообщений. Поэтому необходимость специальных знаний, связанных с особенностями МП РЗА отдельных производителей минимизируется. Ошибки, связанные с переходом от режима проверки к рабочему режиму, также минимизируются тем, что этот переход определяется в основном переключениями в цепях переменного тока и выходных сигналов комплекса и не затрагивает операции с микропроцессорными терминалами. Правильность восстановления цепей переменного тока и напряжения проверяется обычным методом контроля «под нагрузкой» и выполняется в соответствии с рабочей программой работ.

При всех тестах ИКП целесообразно исходить из того, что проверяемое МП РЗА удовлетворяет гарантируемым изготовителем техническим требованиям и наладочные работы по отдельным терминалам проведены в основном правильно (подтверждается списком установленных в соответствии с проектом параметров и уставок). Поэтому основной задачей ИКП является проверка правильности выполнения проекта в целом, в том числе концепции

РЗА и готовности комплекса МП РЗА выполнять заданные функции при возникновении аварийных ситуаций.

При проведении ИПК обязательно соблюдение организационных мероприятий при проведении работ в устройствах РЗА, указанных в Разделе 2 для предотвращения неправильных действий устройств РЗА, находящихся в эксплуатации на подстанции.

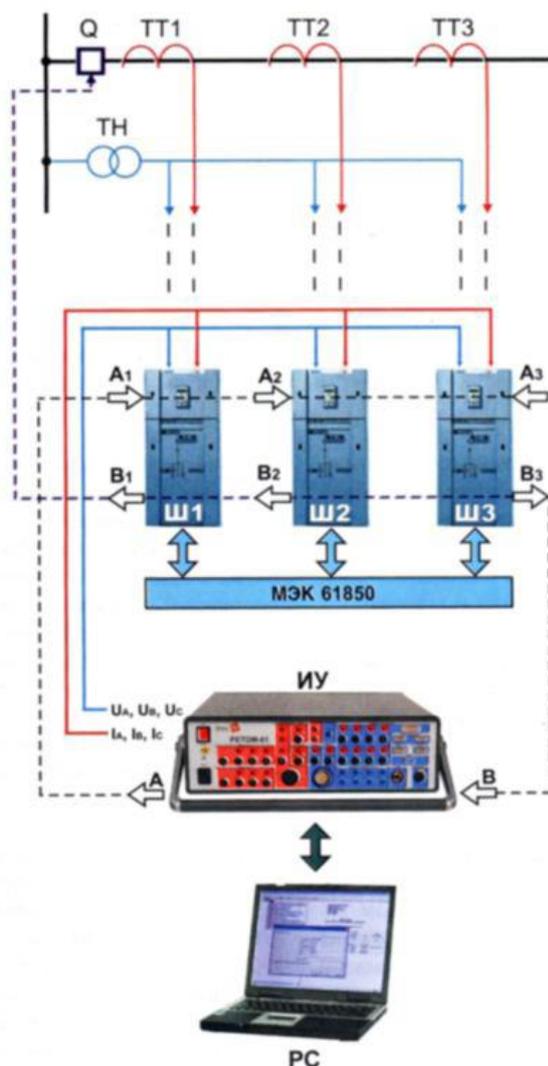


Рисунок 12 – Упрощенная структура комплексной проверки МП РЗА объекта

ИПК характеризуются следующими общими условиями выполнения работы для примера комплекса МП РЗА, состоящего из 3 комплектных устройств - шкафов Ш1, Ш2, Ш3, структура которого приведена на рисунке 11:

- Конфигурация, параметры и уставки проверяемого МП РЗА полностью соответствуют рабочему состоянию отдельных терминалов и всего

комплекса МП РЗА объекта, предусмотренному проектом.

- Входные цепи переменного тока и напряжения отсоединены от измерительных трансформаторов и подсоединены к входам испытательного устройства (ИУ), генерирующего трехфазные системы токов и напряжений, заданное количество выходных сигналов А, подводимых в данном случае к шкафам Ш1, Ш2, Ш3 (А1, А2, А3) и контролирующего заданное количество выходных сигналов МП РЗА (В), определяемых выходными сигналами В1, В2, В3 отдельных шкафов комплекса.

- Схемы подключения входных сигналов варьируются в зависимости от конкретных условий. Устройство ИУ может генерировать и контролировать команды и сообщения в формате протокола МЭК 61850 (для МП РЗА, выполненных с учетом требований МЭК 61850).

- Программно-управляемое от РС (ПК) испытательное устройство (ИУ) генерирует сигналы переменного тока и напряжения, соответствующие различным видам КЗ внутри и вне защищаемого объекта (определяется специальной программой) и синхронно с необходимыми сдвигами по времени генерирует дискретные сигналы А, соответствующие действию (командам) от РЗА других объектов, если они в данном случае предусмотрены и обусловлены принципом действия комплекса ЦРЗА. Одновременно контролируются и выходные сигналы комплекса В (В1, В2, В3), подаваемые от комплекса на вход устройства.

- При проверке и испытаниях МП РЗА применяются программноуправляемые испытательные устройства, содержащие приставки с размножителями входных и выходных сигналов, выпускаемые в России (РЕТОМ) или за рубежом (Omicron, Doble Engineering и др.).

- При проверках и испытаниях применяются специальные тестовые модели и сигналы в соответствии с методиками, изложенными в СТО....

Принципиальным моментом при использовании тестовых программ расчета КЗ и других возможных нарушений в работе электрической сети является то, что модели для расчета должны быть максимально простыми, по

возможности стандартизированными и служить только для проверки правильности реализации проекта комплекса РЗА и прежде всего выполнения, как уже указывалось, программируемых логическо-функциональных связей и других видов соединений и обмена сигналами, полноценный умозрительный анализ которых не всегда возможен.

В простейших случаях, например, для МП РЗА с многоступенчатой дистанционной защитой ВЛ достаточно имитировать различные КЗ в зонах и вне зон действия с учетом режимов АПВ, ОАПВ, УРОВ и др. При этом, обеспечивается скачок Z от нормального режима $ZН$ к сопротивлению $ZК$.

Более оптимальным является простейшая модель ВЛ с эквивалентными сопротивлениями, соответствующими параметрам энергосистемы, или простейшая модель для проверки защит трансформатора при внутренних и внешних КЗ. Для упрощения достаточно иметь только статические расчеты доаварийных, аварийных и послеаварийных величин, т.е. использовать скачкообразно изменяющиеся синусоидальные сигналы.

Итоговая комплексная проверка обязательно должна включать в себя не только внешние и внутренние повреждения на объекте, но и более сложные аварийные режимы, в которых должно быть обеспечено правильное функционирование комплекса МП РЗА, в том числе:

- успешное и неуспешное АПВ и ОАПВ, если эти функции предусмотрены;
- функционирование при возникновении КЗ в цикле ОАПВ;
- отказ выключателя при КЗ и функционирование УРОВ;
- функционирование при приходе различного вида ВЧ-команд с противоположного конца ВЛ;
- включение при опробовании линии на КЗ и др.

9.6.2 В основные этапы итоговой комплексной проверки входит:

- Анализ полноты протоколов наладочных испытаний и их правильности, включая файлы параметрирования и конфигурирования отдельных МП РЗА.

- Определение эквивалентных параметров упрощенных схем моделирования повреждений.

- Определение на основе анализа проекта РЗА объекта объема испытаний ИКП (места и виды повреждений, в том числе с учетом успешных и неуспешных АПВ, ОАПВ, отказов выключателей, ускорения отключения и т.п.).

- Разработка на основе имеющейся базовой программы отдельных тестовых программ для реализации объема испытаний ИКП в соответствии с п.

Базовая тестовая программа, входящая в программное обеспечение испытательного устройства (ИУ) должна обеспечивать возможность программирования каждого испытания как последовательности (совокупности) единичных тестов, характеризующихся заданными на определенный промежуток времени комбинациями входных сигналов переменного тока и напряжения ($U_A...U_C$, $I_A...I_C$) и дискретных сигналов A - рис. 1. При этом сигналы переменного тока и напряжения генерируются программой моделирования повреждений в упрощенной эквивалентной схеме замещения, которая является частью базовой тестовой программы. Сигналы A моделируют необходимые при проверке команды от других МП РЗА. В результате испытательное устройство ИУ генерирует во времени при каждом проверяемом повреждении последовательность единичных тестов, соответствующих протеканию заданного в ИКП режима повреждения.

Смена единичных тестов зависит и от команд B (логических сигналов), генерируемых проверяемым комплексом МП РЗА и подводимых к испытательному устройству ИУ (например, переход к единичному тесту бестокового режима после команды отключения выключателя).

Одновременно при программировании тестов задаются с помощью базовой программы для каждого единичного теста ожидаемые комбинации выходных сигналов МП РЗА ($B_{зад}$), которые должны возникнуть в определенные диапазоны времени при правильном функционировании защитного комплекса.

В процессе ИКП при каждом тесте, определяющем конкретное повреждение K_n , испытательное устройство генерирует соответствующие сигналы переменного тока и напряжения и дискретные сигналы A , подводимые к входам проверяемого комплекса МП РЗА. Одновременно с помощью специальной программы производится сравнение во времени последовательности выходных сигналов B с заданной последовательностью $B_{зад}$, характеризующей правильное функционирование при данном виде повреждения K_n . Это позволяет фиксировать в автоматическом режиме в процессе проверки возникающие несоответствия сигналов, характеризующие ошибки, возникшие при проектировании или в процессе наладочных работ.

В ходе проверки проводится запись и протоколирование всех промежуточных результатов (сигналов переменного тока и напряжения), дискретных входных и выходных сигналов МП РЗА, сообщений генерируемых МП РЗА и текущих результатов отдельных тестов, в том числе и единичных. Указанное обеспечивает не только контроль результатов, но и анализ и выявление ошибок на любом этапе ИКП.

Программа ИКП должна быть доступна по сложности эксплуатационному персоналу и должна обеспечить возможность быстрого повторения проверки или отдельных тестов при новом контроле или после корректировки и устранения выявленных ошибок, что обеспечивается записью хода проверки УРЗА данного объекта на носитель информации.

9.6.3 Особенности проверки защит абсолютной селективности.

Рассмотренные выше принципы ИКП могут быть распространены на защиты ВЛ абсолютной селективности, в частности дифференциальные защиты, состоящие из двух или нескольких расположенных по концам ВЛ полукомплектов.

В данном случае моделирование КЗ также проводится на основе упрощенной эквивалентной схемы либо для протяженных ВЛ на основе более усложненных схем с учетом емкостной проводимости ВЛ.

Моделирование КЗ производится одновременно в обоих испытательных

устройствах, расположенных по концам ВЛ, причем запуск испытательных устройств при тестах синхронизируется с помощью спутниковой связи.

Подготовка комплексов УРЗА к испытаниям производится по описанной выше методике путем переключения цепей переменного тока к входам испытательных устройств. При проведении ИКП путем имитации внешних и внутренних КЗ на ВЛ проверяются функционирование обоих полукомплектов защит по концам ВЛ одновременно с каналами связи, остающимися в рабочем состоянии. Основное отличие испытаний от реальных КЗ в этом случае заключается лишь в других источниках сигналов переменного тока и напряжения, подводимых к МП РЗА.

9.7 Приемка из наладки

Приемка МП РЗА из наладки выполняется после завершения всех индивидуальных и комплексных проверок и испытаний МП РЗА с получением положительных результатов.

При выполнении приемки из наладки МП РЗА на эксплуатируемых и реконструируемых подстанциях принимающим персоналом должны быть выполнены следующие работы.

9.7.1 Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие согласованным в установленном порядке проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

9.7.2 Анализ выполненного в терминалах конфигурирования и параметрирования на предмет соответствия согласованным проектным решениям и выданным уставкам.

9.7.3 Работы по пунктам 9.5.4-9.5.16 наладки выполняются наладочной организацией под контролем принимающей стороны.

9.7.4 Работы по пунктам 9.5.17, 9.5.18 наладки выполняются принимающей стороной совместно с наладочной организацией.

9.7.5 По окончании приемки принимающей стороне передаются протоколы наладочных испытаний с отметкой результатов выполнения работ. В приложении к протоколу должны обязательно прилагаться бланки заданных

в МП терминалах уставок и схемы конфигурации. Допускается выполнять распечатку заданных в МП терминалах уставок и конфигурации с помощью средств формирования отчетов программного обеспечения, предназначенного для конфигурирования и обслуживания терминалов.

9.7.6 После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в эксплуатацию необходимо считать из памяти терминалов файлы параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования должны быть сохранены как архив.

Файл параметрирования, считанный с терминала, должен быть согласован, в части задаваемых параметров, с эксплуатирующей организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления, если параметры настройки устройства РЗА задаются им.

9.7.7 Приемка из наладки МП РЗА для подстанций нового поколения производится в соответствии с Приложением 8.

9.8 Техническое обслуживание микропроцессорных защит.

9.8.1 Объемы и периодичность технического обслуживания МП устройств РЗА приведены в СТО «Правила технического обслуживания устройств РЗА».

9.8.2 Одним из важнейших методов технического обслуживания МП устройств РЗА должен быть периодический просмотр журнала самоконтроля терминала персоналом МСРЗА с регистрацией даты просмотра. При этом появление сигналов о регистрации события "дефект терминала РЗА" должно приводить к внеочередным просмотрам журнала самоконтроля с отметкой о принятых мерах в журнале дефектов подстанции.

9.8.3 Профилактический контроль МП устройств РЗА может проводиться с большими интервалами, чем это принято для электромеханических РЗА, поскольку имеется самодиагностика. Этот контроль

должен совмещаться с ревизией силового защищаемого оборудования с тем, чтобы избежать необходимости снимать выходные цепи с защиты. Следует вообще при проверках избегать разборки цепей РЗА. Это должно сократить число отказов по вине персонала РЗА.

9.8.4 При проверках, совмещённых с ревизией силового оборудования, можно с успехом использовать средства тестирования и проверку в полной схеме с подачей токов и напряжений в разных фазах от посторонних источников. Лучше использовать для этого программируемые имитаторы.

9.9 Внеплановые и послеаварийные проверки.

Внеплановые проверки МП РЗА выполняются при частичном изменении принципиальных схем, используемых функций, режимов работы используемых функций, их взаимодействия, изменении уставок (параметрирования), при восстановлении цепей, нарушенных при ремонтах другого оборудования. Объем работ, выполняемых при внеплановой проверке, должен обеспечивать полноценную проверку всех выполненных изменений и в каждом конкретном случае определяется при проработке оперативной заявки и разработке программы (рабочей программы)

Послеаварийные проверки проводятся для выяснения причин отказов, ложной или излишней работы МП устройств РЗА. Выполняются по разрабатываемым для каждого конкретного случая разовым программам.

9.10 Технические осмотры.

Периодически должны производиться технические осмотры МП терминалов и оборудования шкафов РЗА закрепленным за ПС персоналом служб РЗА. Такие осмотры также обязательно проводятся после ввода в работу первичного и вторичного оборудования после наладки, выполнения эксплуатационных ремонтных работ, когда производились изменения в режимах работы устройств РЗА.

При осмотрах МП терминалов необходимо проверять наличие питания и исправное состояние устройства по статусу соответствующих сигнальных светодиодов, наличие информации о нормальном рабочем состоянии по

соответствующим светодиодам и на мониторе (ЖК индикаторе) терминала (дата/время, показания токов, напряжений и т.д.), отсутствие горящих светодиодов неисправности и срабатывания защитных, управляющих функций. На ПС с АСУ ТП, имеющих синхронизацию времени интегрированных подсистем от GPS, контролировать синхронность показаний дата/время всех терминалов и соответствие их времени точному астрономическому. На ПС, не оборудованных АСУ ТП, производить, при необходимости, корректировку показаний дата/время терминалов.

При осмотрах оборудования шкафов РЗА необходимо проверять положение режимных ключей, переключателей, испытательных блоков и соответствие их положения режимам работы первичного оборудования и устройств РЗА, связи и др.

10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

10.1 Общие положения

В данной главе рассмотрены следующие вопросы: технико-экономическое сравнение и выбор наиболее экономичной релейной панели (или терминала) для защиты ВЛ 220 кВ, а также расчет численности персонала для обслуживания устройств релейной защиты и автоматики в электросетевом районе[18].

10.2 Техничко-экономическое сравнение и выбор устройств защиты для ВЛ 220 кВ

Для защиты ВЛ 220 кВ Белогорск можно применить следующие виды релейных панелей (шкафов) и терминалов, выпускаемых электротехнической промышленностью РФ:

ШЭ 2607;

REL670.

Указанные выше типы устройств выполнены с широким использованием микропроцессоров и интегральных микросхем, реализуют сложные алгоритмы измерительных и пусковых органов, что позволяет повысить отстроенность защит от рабочих режимов при удовлетворительном коэффициенте чувствительности к коротким замыканиям.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и, в том числе, применением постоянного функционального автоматического контроля (тестирования), охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

В таблице 19 приведен технико-экономический анализ комплектов РЗ и А на базе терминалов REL670 и ШЭ2607.

Таблица 19 - Технико-экономическое сравнение комплектов РЗ и А ВЛ 220 кВ

Комплект РЗ и А на базе REL670		Комплект РЗ и А на базе ШЭ2607	
Функциональный блок	цена, руб.	Функциональный блок	цена, руб.
REL670	6*765.000,00	ШЭ2607 021	6*575.000,00
REL670	578.000,00	Определитель места повреждения МФИ	462.000,00
Шкаф цифрового аварийного осциллографа ШЭ2607 900 900	341.700,00	Шкаф автоматики ШЭ2607	317.000,00
		Шкаф цифрового аварийного осциллографа ШЭ2607 900 900	341.700,00
Итого:	5.509.700,00	Итого:	4.570.700,00

Как видно из таблицы 19 микропроцессорные устройства защиты серии ШЭ2607 несколько дешевле, чем шкафы серии REL670, однако терминалы REL670 обладают большим количеством функций (к примеру: контроль и ближнее управление, сбор информации об энергетических параметрах линии, о месте и характере повреждения, дистанционная последовательная связь, дистанционное (быстрое) изменение уставок и др.). Но ШЭ2607 имеют меньшие размеры, меньшие затраты на монтаж и эксплуатацию. Поэтому, принимаем для установки на ПС терминалы ШЭ2607.

10.3 Расчет численности персонала для обслуживания устройств РЗ и А в электросетевом районе

Техническое обслуживание и ремонт устройств РЗ и А осуществляется подразделениями специализированных служб РЗ и А, территориальное размещение которых с целью сокращения непроизводственных затрат на

проезды предусматривается, как правило, в нескольких пунктах на территории предприятия электрических сетей (в районах электрических сетей).

Нормативная численность персонала предприятия электрических сетей должна определяться суммированием:

- нормативной численности рабочих, инженерно-технических работников и служащих, определенной по соответствующим нормативам, а также персонала, численность которого устанавливается по другим нормативным документам и расчетам.

Определенная суммированием нормативная численность производственного персонала для учета изменений продолжительности рабочей недели и отпусков, а также специальной подготовки оперативного персонала в рабочее время, должна быть увеличена на 8%.

Для предприятий электрических сетей в районах Крайнего Севера нормативная численность персонала кроме этого должна быть увеличена на 8%, для расположенных в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - на 5%.

Округлению до целого числа в сторону увеличения подлежит только нормативная численность персонала по электросетевому хозяйству и нормативная численность всего персонала энергосистемы.

Таблица 20 - Нормативная численность рабочих по техническому обслуживанию и ремонту РЗ и А и проведению электроизмерений

Суммарное количество устройств РЗ и А в сетях, ед.	Численность рабочих, чел., при суммарной мощности трансформаторов 6 кВ и выше в сетях, тыс. кВ·А			
	до 700	701-2170	2171-3640	3641-5118
1	2	3	4	5
до 600	6	7	8	9
601-1750	7	8	9	10
1751-2900	8	9	10	11

1	2	3	4	5
2901-4050	9	10	11	12
4051-5200	10	11	12	13
5201-6350	11	12	13	14
6351-7500	12	13	14	15

Примечание:

1. К таблице должен применяться коэффициент K_1 , учитывающий условия эксплуатации (для Амурской области $K_1 = 1,09$).

2. В нормативах учтены трудозатраты на проезды на проезды к производству работ и обратно.

3. В нормативах учтена численность рабочих метрологической лаборатории.

4. Показатель “Суммарное количество устройств РЗ и А в сетях” определяется суммированием показателей по строкам 01, 02, 03 годовой формы Госкомстата РФ № 17 (Энерго) - “Отчет о работе устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики” на конец прошлого года. За один комплект РЗ и А должно приниматься одно устройство РЗ и А какого-либо типа, например МТЗ КЛ № 1, ДЗТ трансформатора № 1 и т. п. Полученные по указанным нормам значения показателя “Суммарное количество устройств РЗ и А в сетях” должны быть откорректированы в зависимости от количества сложных и простых защит. К простым устройствам защиты относятся: МТЗ (кроме направленных), токовые отсечки, защиты максимального и минимального напряжения без контроля перетока мощности. По полученным соотношениям необходимо рассчитать вспомогательный коэффициент:

$$K_D = \frac{N_c}{N_n}, \quad (126)$$

где N_c и N_n - соответственно количество сложных и простых устройств.

Если $K_d/K_o > 1$ (K_o - оптимальное соотношение, равное 0, 15), то суммарное количество устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики рассчитывается по формуле:

$$N = 0,55 \cdot N_n + 4 \cdot N_c. \quad (127)$$

Мощность силовых трансформаторов, установленных на подстанции: $2 \times 40 + 2 \times 63 = 206$ МВ·А (в районе электрических сетей менее 2170 МВ·А), число устройств РЗ и А на ПС меньше 600 (в районе электрических сетей менее 1750), т. е. численность рабочих по ремонту и обслуживанию устройств РЗ и А в районе электрических сетей: $Ч_p = 8$ человек.

Учитывая коэффициент K_1 , районный коэффициент и коэффициент учета изменений продолжительности рабочей недели и отпусков, получим

$$Ч'_p = Ч_p \cdot K_1 \cdot (1,05 + 0,08),$$

$$Ч'_p = Ч_p \cdot K_1 = 8 \cdot 1,09 \cdot (1,05 + 0,08) = 9 \text{ человек.}$$

Количество инженерно-технических работников - 11 человек. С учетом районного коэффициента и коэффициента учета изменений продолжительности рабочей недели и отпусков - 12 человек. Из них, численность аппарата управления - 44 % или 5 человек.

Таким образом, общая численность персонала для обслуживания устройств РЗ и А: 21 человек.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Общие положения

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу[13].

Кроме этого здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

11.2 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики

11.2.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе 18 лет, которые прошли[16]:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых 3-10 смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах, так как дефекты, повреждения и ошибочные операции в цепях РЗ и А приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении потребителей.

11.2.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров-присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находиться на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

11.2.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и

приспособления, паспорта-протоколы на все устройства настраиваемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов настраиваемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегаомметром на напряжение 500 В).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм).

Испытание производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0,8U_{ном}$, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединение для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают перемычки на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

11.3 Экологичность проекта

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы[17].

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

Расширение ОРУ 220 кВ на одну рабочую систему шин с обходной, рассматриваемое в настоящем проекте, предусмотрено в более ранних проектах реконструкции ПС Белогорск путем резервирования места на территории ПС.

Трассы воздушных линий, автодороги и площадка подстанции размещены по проекту на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных

угодий и лесных ресурсов и нанесением минимального ущерба окружающей среде.

11.4 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия[15].

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель

объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от

двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприёмная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформаторов или трансформаторов, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасному классу В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

11.5 Выводы

Таким образом, в настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности[14].

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и техники взрывопожаробезопасности эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим следующее. В данном дипломном проекте был произведен расчет варианта расширения ОРУ 220 кВ и модернизации устройств релейной защиты подстанции Белогорск. Дано описание района электрических сетей и подстанции; обоснованы изменения в главной схеме электрических соединений подстанции; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; выбрано и проверено основное электрооборудование. Выбраны микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики на базе ШЭ2607 для автотрансформаторов связи 63 МВ·А, силовых трансформаторов 40 МВ·А, воздушных линий 220 кВ и другого электрооборудования подстанции; выбраны устройства телемеханики и связи. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в микропроцессорных устройствах релейной защиты, телемеханики и связи, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции. Для выбора устройств релейной защиты и автоматики произведен технико-экономический расчет, рассчитана численность персонала для обслуживания устройств РЗ и А.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2014. – 132 с.
- 2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 3 Шкаф защиты трансформатора типа ШЭ2607 041. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.024 РЭ.
- 4 Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607 021021, ШЭ2607 021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.049 РЭ.
- 5 Шкаф защиты автотрансформатора типа ШЭ2607 042. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.026 РЭ.
- 6 Шкаф дифференциальной защиты сборных напряжением 110-220 кВ типа ШЭ2607 061. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.034 РЭ.
- 7 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2008. – 608 с.
- 8 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2008. – 31с.
- 9 СТО 56947007-29.120.70.200-2015 Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE multilin» и «ALSTOM Grid»/«AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110 - 330 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».
- 10 СТО 34.35.302-2012 Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций, ОАО «ФСК ЕЭС».

11 Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.

12 Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I/Под ред. Б. Н. Неклепаева и В. А. Старшинова. М.: Издательство МЭИ, 2011.

13 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2014.

14 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/Под ред. П.А. Долина. М.: Энергоатомиздат, 2014.

15 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2015.

16 Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах.- М.: Энергия, 2012.

17 Колечицкий Е.С. Защита от биологического действия электромагнитных полей промышленной частоты. М.: Издательство МЭИ, 2012.

18 Справочные материалы к курсовой работе по курсу “Экономика и организация производства”. Басова Т.Ф.,Златопольский А.Н.,Зубкова А.Г. и др.- М.:Издательство МЭИ, 2013.