

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции
Промузел напряжением 110/6 кВ Приморского края

Исполнитель
студент группы 742-об4

подпись, дата

Д.С. Макушев

Руководитель
доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Макушева Д.С.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Промузел напряжением 110/6 кВ Приморского края

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 04.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики, уровни токов КЗ, схема сети.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика рассматриваемого объекта реконструкции, прогнозирование электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности, проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов, расчет симметричного короткого замыкания, выбор оборудования ПС Промузел, расчет устройств молниезащиты ПС, расчет устройств заземления, расчет защиты трансформаторов ПС Промузел, расчет уставок защит ВЛ 110 кВ, экономическая часть работы, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Работа содержит 98 стр., 8 рисунков, 24 таблицы, 125 формул, 20 источников, 2 приложения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) безопасность и экологичность, доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 07.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы:

доцент, Роточева Алла Георгиевна

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 стр., 8 рисунков, 24 таблицы, 125 формул, 20 источников, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, Понижающая подстанция, измерительный трансформатор, ограничитель перенапряжений, микропроцессорная защита, дифференциальная защита, максимальная токовая защита, токовая отсечка, защита от замыканий на землю, защита присоединения, экономический расчет, безопасность жизнедеятельности.

В данной работе представлен проект глубокой модернизации и реконструкции ПС 110/6 кВ «Промузел» Приморского края, в котором произведена замена всего устаревшего оборудования включая силовое а так же устройств защиты и автоматики. Основной упор в данной работе сделан на модернизацию систем защиты силового оборудования, и перевод с релейной защиты на микропроцессорные терминалы. Подобное решение позволит в значительной степени повысить чувствительность, точность работы защиты и автоматики, избежать ложного отключения оборудования, своевременно определять значительные нарушения в работе оборудования и отключать его при необходимости. Так же в работе рассмотрена замена такого оборудования как высоковольтные выключатели 110 и 6 кВ и предполагается установка вместо них современных элегазовых и вакуумных типов, так же будет проводиться расчет и замена остального силового, защитного и измерительного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	6
Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого объекта реконструкции	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика электрической схемы объекта реконструкции	10
2 Прогнозирование электрических нагрузок	12
3 Компенсация реактивной мощности	13
4 Проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов	15
5 Расчет симметричного короткого замыкания	16
6 Выбор оборудования ПС Промузел	23
6.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	23
6.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ	24
6.3 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ	25
6.4 Выбор высокочастотного заградителя связи	25
6.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ	26
6.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	28
6.7 Выбор трансформатора тока	28
6.8 Выбор трансформатора напряжения	31
6.9 Выбор трансформатора собственных нужд	32
6.10 Выбор гибкой ошиновки	34
6.11 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	35
6.12 Выбор опорных изоляторов	37
7 Расчет устройств молниезащиты ПС	38
8 Расчет устройств заземления	41
9 Расчет защиты трансформаторов ПС Промузел	44
9.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	44
9.2 Расчет уставки тока начала торможения ДТЗ	50
9.3 Расчет максимальной токовой защиты	54

9.4 Защита трансформатора от перегрузки	56
9.5 Газовая защита трансформатора	57
9.6 Устройства резервирования отказа выключателя	60
10 Расчет уставок защит ВЛ 110 кВ	62
10.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	62
10.2 Направленная защита нулевой последовательности	71
10.3 Максимальная токовая защита	73
10.4 Автоматика воздушной линии	75
10.5 Автоматическое повторное включение	75
10.6 Устройство резервирования отказа выключателя	76
11 Телемеханика	78
12 Экономическая часть работы	82
13 Безопасность и экологичность	84
13.1 Безопасность	84
13.2 Экологичность	87
13.2.1 Расчет маслоприемника	91
13.3 Чрезвычайные ситуации	94
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А. Расчет токов короткого замыкания	99
Приложение Б. Расчет ТСН	100

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резервного источника питания;
- ВВ – вакуумный выключатель;
- ВНР – восстановление нормального режима питания электроустановки;
- ДЗ – дифференциальная защита трансформатора;
- МЗ – микропроцессорная защита оборудования;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ПС – понижающая подстанция;
- РПН – регулирование напряжения под нагрузкой трансформатора;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТО – токовая отсечка;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ЭВ – элегазовый выключатель.

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе решен вопрос, который остро стоит практически на всех объектах системы электроснабжения Российской Федерации, в частности модернизация и замена устаревшего оборудования и замена его на современные аналоги, это касается как силового оборудования так и систем защиты (автоматики). Оборудование установленное в 80-е годы уже не соответствует требованиям по надежности и качеству электроснабжения, периодически выходит из строя, создавая значительные проблемы сетевого предприятия, его замена позволит поднять на новый уровень качество электроснабжения, снизить вероятность повреждения оборудования в результате чрезвычайной ситуации.

Цель представленной работы – Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Промузел напряжением 110/6 кВ, а так же модернизация силового оборудования.

Актуальность представленной работы – заключается в острой необходимости модернизации силового измерительного и защитного оборудования на ПС Промузел, которое практически израсходовало свой ресурс и представляет угрозу для нормального функционирования системы электроснабжения рассматриваемого района электрических сетей. Ложная или неточная работа систем защиты и автоматики приводит к ложным отключениям оборудования и недоотпуску электроэнергии потребителям, это приводит к значительным финансовым потерям, что недопустимо в современных системах электроснабжения. Современные устройства защиты и автоматики основанные на микропроцессорных терминалах позволяют в кратчайшие сроки провести модернизацию защит основного оборудования и избежать неправильной работы.

Практическая значимость представленной работы – заключается в разработке актуального, на данный момент времени, проекта полной

реконструкции и модернизации ПС Промузел с получением фактических характеристик необходимого для этой цели оборудования и его стоимости.

При выполнении работы решены следующие основные задачи:

- расчет токов симметричного короткого замыкания
- выбор и проверка основного оборудования на ПС
- расчет несимметричных коротких замыкания в распределительных

устройствах ПС Промузел

- выбор необходимых защит и расчет уставок
- расчет экономических показателей при реконструкции и модернизации

ПС Промузел

- определение аспектов безопасной эксплуатации электротехнического оборудования

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Ожидаемые результаты – получение готового проекта реконструкции и модернизации ПС Промузел с указанием технических характеристик оборудования и систем защиты.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика

В данном разделе проводим анализ климатической характеристики рассматриваемого района – Приморского края, т.к. данная характеристики в значительной степени влияет на выбор оборудования его стоимость и надежность при эксплуатации в дальнейшем

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

Основные данные необходимые для дальнейших расчетов и выбора подстанционного оборудования приведены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия Приморского края

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (25 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	+1
Высшая температура воздуха, °С	+41
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10

В качестве силового оборудования на ПС используются силовые трансформаторы типа ТДН 16000/110/6, это трехфазные двух-обмоточные трансформаторы номинальная мощность которых составляет 16 МВА, номинальное напряжение со стороны ВН составляет 110 кВ на стороне НН 6 кВ, система охлаждения выполнена естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, так же они снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой – РПН

Устройства защиты и автоматики эксплуатируемые в настоящее время на данном объекте выполнены на электромеханических реле, что является неприемлемым для современных систем электроснабжения, поэтому в данной работе предусматривается замена их на микропроцессорный аналог обладающий значительным количеством преимуществ.

В рассматриваемом районе электрических сетей Приморского края находится в южной части поселка «Трудовое» между городами «Артем» и «Владивостоком», от данной ПС подключены различные потребители как промышленного назначения так и жилищно-коммунального, общественного назначения. Данная подстанция имеет важное значение с точки зрения питания потребителей т.к. является основным их источником.

2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.

В данном разделе проводим расчет прогнозных значений нагрузки ПС Промузел на перспективу в 10 лет. Исходными данными для расчета являются данные контрольного замера на данном объекте в режиме зимнего максимума 2020 года. Определение прогнозных значений мощности проводится по формуле сложных процентов [3]:

$$S_{расч.прог} = S_{расч.Σ} \cdot \left(1 + \frac{p}{100}\right)^T \quad (1)$$

где p - годовой рост электрической нагрузки в рассматриваемом районе электрических сетей (%/год);

T - период прогноза нагрузки (лет).

Расчет проводится на основании данных приборов учета электрической энергии в период максимума нагрузки.

Прогноз расчетной полной мощности нагрузки:

$$S_{расч.прог} = 15,29 \cdot \left(1 + \frac{5}{100}\right)^{10} = 24,91 \text{ (МВА)}$$

Прогноз расчетной активной мощности нагрузки:

$$P_{расч.прог} = 12,23 \cdot \left(1 + \frac{5}{100}\right)^{10} = 19,92 \text{ (МВт)}$$

Прогноз реактивной мощности нагрузки:

$$Q_{расч.прог} = 9,17 \cdot \left(1 + \frac{5}{100}\right)^{10} = 14,94 \text{ (Мвар)}$$

После определения мощности нагрузки проводим расчет компенсации реактивной мощности т.к. на каждой современной ПС данные устройства должны присутствовать для соблюдения нормированного коэффициента реактивной мощности.

3 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В большинстве промышленных и коммерческих объектов основная доля электрического оборудования представляет собой индуктивную нагрузку: асинхронные двигатели, индукционные печи, трансформаторы и лампы с ПРА. Проблемы качества электроэнергии на промышленных предприятиях растут в связи с увеличением количества двигателей, управляемых выпрямителями, и общего увеличения гармоник и интергармоник. Такие нагрузки являются причиной низкого коэффициента мощности промышленных предприятий. Низкий коэффициент мощности свидетельствует о неэффективном использовании электроэнергии и приводит к увеличению общих расходов на энергоснабжение. Эти проблемы решаются при правильном выборе конденсаторной установки для компенсации реактивной мощности.

Установка компенсирующих устройств на подстанциях практически всех уровней напряжения в настоящее время является обязательным условием нормальной эксплуатации т.к. позволяет в значительной степени повысить качество электроснабжения, снизить потери напряжения и энергии в сети, повысить уровень напряжения в отдаленных точка сети. Выпускаемые в настоящее время устройства компенсации реактивной мощности благодаря своей конструкции, позволяют плавно регулировать реактивную мощность выдаваемую в сеть и тем самым менять режим работ электроустановки.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_{расч.прог} - P_{расч.прог} \cdot tg \cdot \varphi \quad (2)$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для данного уровня номинального напряжения равен 0,5.

$$Q_k = 14,94 - 19,92 \cdot 0,5 = 4,98 \text{ (Мвар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 6 кВ вычисляем по формуле [3]:

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (3)$$

$$Q_{k1c} = \frac{4,98}{2} = 2,49 \text{ (Мвар)}$$

На основании полученного значения мощности компенсирующего устройства принимаем тип ВАРНЕТ-А, номинальной мощностью из стандартного ряда мощностей 2,5 Мвар на каждую секцию шин 6 кВ.

Реактивная мощность потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{неск} = Q_{расч.прог} - Q_{ном} \quad (4)$$

$$Q_{неск} = 14,94 - 2 \cdot 2,7 = 9,54 \text{ (Мвар)}$$

На основании полученных данных а так же прогнозных значений нагрузки проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС Промузел

4 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Проверка установленных в настоящее время на ПС Промузел трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [5]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.прог}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (5)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.прог}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (6)$$

где n_T – количество трансформаторов;

$S_{\text{Тном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Проводим расчет для прогнозных значений нагрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{19,92^2 + 9,54^2}}{2 \cdot 16} = 0,69$$

$$K_A = \frac{\sqrt{19,92^2 + 9,54^2}}{16} = 1,38$$

В нормальном режиме работы силового трансформатора (на двух трансформаторной подстанции) его коэффициент загрузки должен составлять 0,7-1, а при аварийном отключении одного из них, данный коэффициент должен находиться в пределах 1-1,4. Следовательно можно сделать вывод о том, что установленные в настоящее время трансформаторы, при условии компенсации реактивной мощности, вполне справляются с прогнозными значениями нагрузки и их замена не требуется

5 РАСЧЕТ СИММЕТРИЧНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный расчет проводится для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 110 и 6 кВ ПС Промузел. В качестве источников питания принимаются РУ 110 кВ ПС «Спутник» и РУ 110 кВ «АТЭЦ», все точки КЗ показаны в графической части работы, в данном разделе проводим расчет применительно к ПС Промузел, расчётные точки КЗ для нее представлены на рисунке 2.

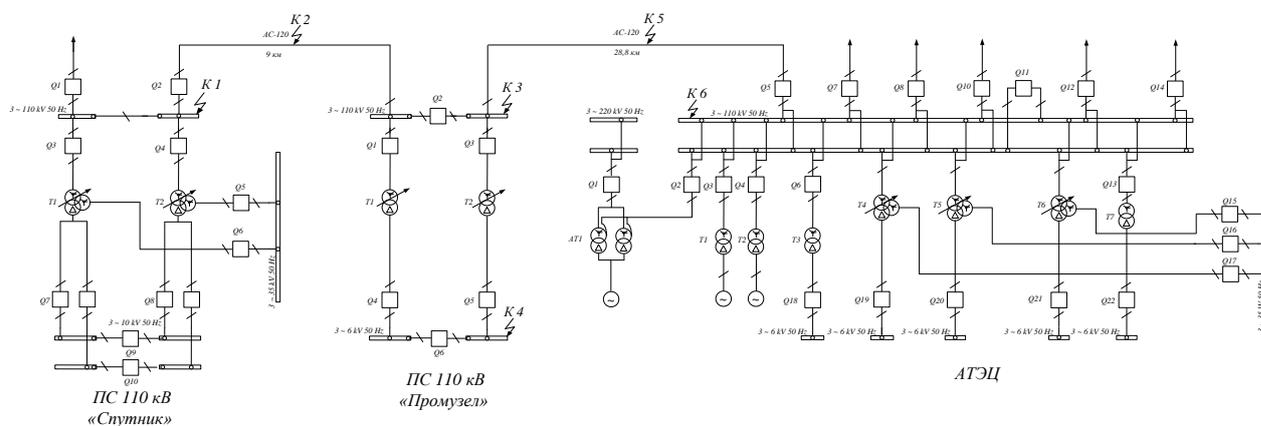


Рисунок 2 – Расчетное место КЗ

На рисунке 3 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

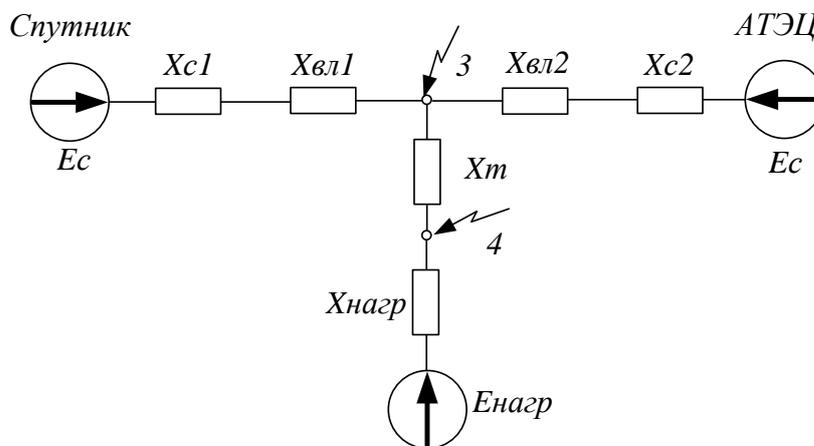


Рисунок 3 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС «Промузел»

Принимаем базисные условия [5]:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 16,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ $U_{\sigma 115} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 кВ $U_{\sigma 6} = 6,3$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (7)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 110} = \frac{16,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,08 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 6} = \frac{16,0}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,47 \text{ (кА)}$$

Определяем сопротивления прямой последовательности элементов:

Сопротивление энергосистемы определяется через мощность трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания, со стороны ПС «Спутник»:

$$X_{c1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{K3}} \quad (8)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_{c1} = \frac{16,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,7} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

Со стороны АТЭЦ:

$$X_{C2} = \frac{S_6}{S_{C2}} \quad (9)$$

$$X_{C2} = \frac{16,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,5} = 0,003 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС «Спутник» - ПС «Промузел»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (10)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 9 \cdot \frac{16,0}{115^2} = 0,012 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС «Промузел» - «АТЭЦ»:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 28,8 \cdot \frac{16,0}{115^2} = 0,013 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (11)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{16,0}{24,91} = 0,77 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции Промузел по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (12)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{16,0}{16,0} = 0,055 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$, – напряжение короткого замыкания

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

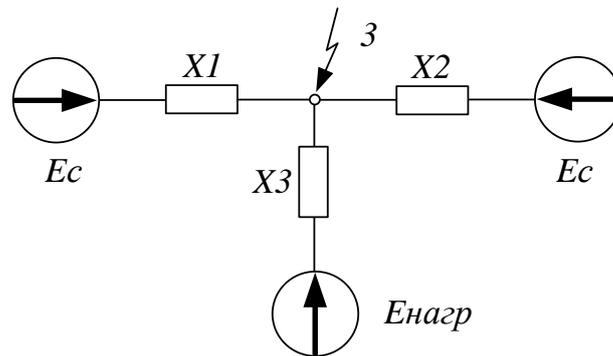


Рисунок 4 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (13)$$

$$X1 = 0,004 + 0,012 = 0,016 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (14)$$

$$X2 = 0,003 + 0,013 = 0,016 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (15)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 0,055 + 0,77 = 0,56 \text{ (о.е.)}$$

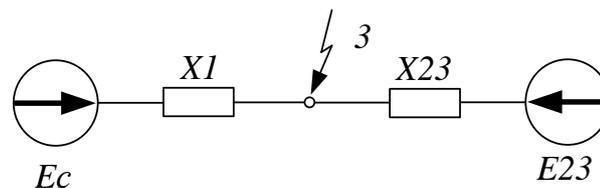


Рисунок 5 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (16)$$

$$X_{23} = \frac{0,016 \cdot 0,56}{0,016 + 0,56} = 0,015 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{23} = \frac{E_c \cdot X_3 + E_H \cdot X_2}{X_2 + X_3} \quad (17)$$

$$E_{23} = \frac{1 \cdot 0,56 + 0,85 \cdot 0,016}{0,56 + 0,016} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

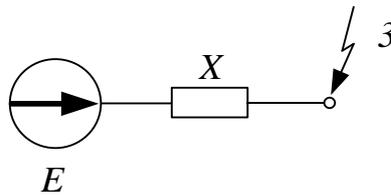


Рисунок 6 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}} \quad (18)$$

$$X = \frac{0,016 \cdot 0,015}{0,16 + 0,015} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1} \quad (19)$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,015 + 0,97 \cdot 0,016}{0,015 + 0,016} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке КЗ №3 [6]:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{6110} \quad (20)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,007} \cdot 0,08 = 8,76 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (21)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока КЗ

I_{no} – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени
(кА)

t_{OB} – время отключения выключателя

T_a – постоянная времени

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 2,34 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (22)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (23)$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 21,26 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (24)$$

где t_{pz} - максимальное время работы резервной защиты;

t_{cv} - собственное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени.

Для точки КЗ №3:

$$B_k = 8,76^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 159,61 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 4
результаты расчета сводятся в таблицу 2:

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания для выбора
оборудования

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_{at} (кА)	$I_{y\delta}$ (кА)	B_k (кА ² с)
3	8,76	2,34	21,26	159,61
4	21,45	5,73	52,07	957,01

Аналогично проводится расчет и для токов несимметричного короткого замыкания, все результаты расчетов приведены в таблице 3

Таблица 3 – Результаты расчета токов короткого замыкания для отстройки
защит

Расчетная точка	Ток трехфазного КЗ (кА)	Ток двухфазного КЗ (кА)	Ток однофазного КЗ (кА)
1	7,7	6,67	7,2
2	9,4	8,14	7,56
3	8,76	7,59	6,58
4	21,45	18,58	-
5	9,37	8,12	6,65
6	17,5	15,16	20,1

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС ПРОМУЗЕЛ

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС Промузел [3]:

$$I_{.м} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (25)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{.м110} = \frac{2 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 161,0 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{.м6} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,5 \text{ (А)}$$

6.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [3]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (26)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (27)$$

Первоначально проверяем установленные на ПС Промузел элегазовые выключатели марки ВЭБ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Проверка термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (28)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (29)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 4:

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2500	161,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	20	8,76	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	102	21,26	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{вкл}$ (кА)	20	8,76	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ном.а}$ (кА)	12,46	2,34	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	102	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	1200	159,61	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-1600-40У1.

Сравнение параметров в показано в таблице 5:

Таблица 5 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
1	2	3	4

1	2	3	4
$I_{ном} (A)$	1600	1466,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл} (кА)$	40	21,45	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{пик} (кА)$	81	52,07	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{вкл} (кА)$	40	21,45	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ном.а} (кА)$	16,96	5,73	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв} (кА)$	81	52,07	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$	4800	957,01	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.3 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} (кВ)$	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном} (A)$	1000	161,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв} (кА)$	80	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$	2790	159,61	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

6.4 Выбор высокочастотного заградителя связи

Данные устройства предназначены для организации связи между подстанциями, а так же для обеспечения технических каналов для обеспечения работы устройств защиты и автоматики линий электропередач.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1, Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	200	161	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	30,2	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ПС «Промузел»

6.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Данные устройства предназначены для ограничения перенапряжений в электроустановках связанных с грозовой деятельностью. Основное назначение данных устройств не допустить повышение напряжения на защищаемых устройствах выше предельного значения. Первоначально принимаем на напряжении 110 кВ ОПН-110/10/77/400.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \quad (30)$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{\beta}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (31)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$ - остаточное напряжение на ОПН;

Z_{β} - волновое сопротивление линии Ом;

t - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

k - коэффициент полярности;

L - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где β - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

c - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$\mathcal{E} = \left(\frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 9

Таблица 9 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{наст} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

6.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	5,77	5,77	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр}$ (кВ)	3,67	3,46	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

6.7 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть принят как можно ближе к рабочему току электроустановки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на динамическую и термическую стойкость, а также на величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (32)$$

Сопротивление контактов зажимов принимается равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (33)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (34)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный комплекс фирмы АВВ «delta +». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 11, 12.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{np} = 1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2,110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 6 кВ):

$$Z_{2,6} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,06 + 0,43 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}.$$

Сравнение параметров встроенных трансформаторов тока ВЭБ-110 приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	200	161,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	126	52,99	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	13872	79,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Нагрузка в классе точности 0,5 Z2 ном (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока на стороне 6 кВ ПС «Промузел» ТПЛК-6, с номинальным током 1600 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1600	1466,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	189	56,4	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА ² с)	15037	340,12	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Нагрузка в классе точности 0,5 Z2 ном (Ом)	1,2	0,59	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

6.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения его обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2, \quad (35)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС «Промузел» приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Варметр	СК3021-1	3	1,5
Ваттметр	СК3021-1	3	1,5

1	2	3	4
Счетчик АЭ	delta +	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			50

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	50 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	delta +	15	4
Счетчик РЭ			
Сумма			68

Принимаем для РУ 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	68 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

В качестве потребителей электрической энергии у трансформатора собственных нужд ПС «Промузел» выступают в первую очередь цепи оперативного тока, благодаря которым происходит управление работой коммутационных аппаратов, а так же режимом работы силовых трансформаторов, второстепенными потребителями являются обогрев выключателей, а так же освещение территории ПС. Исходя из вышесказанного проводим расчет номинальной мощности силового трансформатора собственных нужд для ПС «Промузел»

Расчётная нагрузка потребителей ПС «Промузел» приведены в таблице 19:

Таблица 19 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Промузел»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

Расчет нагрузки приведен в приложении Б.

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Промузел»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онм}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем к установке на ПС «Промузел» в качестве источников переменного оперативного тока два сухих трансформатора типа ТСЗ 40/6/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют защищенное исполнение.

6.10 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибких шин проводится на подстанции при напряжении 110 кВ и выше так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Промузел» составляет 161,0 А, следовательно принимаем сечение провода для данного РУ с учетом сечения ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

При токе трехфазного короткого замыкания на шинах менее 30 кА проверка шин на схлестывание не выполняется.

Проводим проверку по условиям возникновения короны, разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (36)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;
 r_0 - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (37)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

6.11 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС «Промузел». Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм ($4,8 \text{ см}^2$). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания (см^2).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{76,47}}{91} = 0,09 \quad (38)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на электродинамическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (39)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) . \quad (40)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами шин 6 кВ 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании в рассматриваемом РУ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{56400^2}{0,4} = 2578,01 (\text{Н/м}) . \quad (41)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) . \quad (42)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{56400^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 32,62 \quad (\text{МПа}) . \quad (43)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала секции шин составляет 63 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

6.12 Выбор опорных изоляторов

В распределительном устройстве 6 кВ шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «Промузел».

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{56400^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 2835,81 \text{ (Н)}.$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 2835,81$$

Неравенство выполняется, расчет окончен.

7 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

В данном разделе рассматривается подробный расчет молниезащиты ПС 110/6 кВ «Промузел».

В данном случае применяются отдельно стоящие и стационарные молниеотводы в количестве 4 шт. Высота молниеотвода над уровнем земли согласно принимается 19 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Находим эффективную высоту молниеотвода [25]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (44)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (45)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19 \text{ (м)} \quad (46)$$

где h_x – высота защищаемого объекта составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2):

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - 47/7 = 12,28 \text{ (м)} \quad (47)$$

где L – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{13,28}} = 2,2$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Рассмотрим расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (48)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 17,0$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)} \quad (49)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19$$

где h_x – высота защищаемого объекта составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{21}{7} = 16,0 \text{ (м)}$$

где L – расстояние между молниеотводами составляет 21 м.

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + h_x/h_c} = 1,6 \cdot \frac{16,0 - 11}{1 + 11/16,0} = 5,73$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет молниезащиты ПС «Промузел»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

8 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС «Промузел» согласно не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Промузел»

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС «Промузел» $\rho_1 = 50 \text{ (Ом/м)}$

Определяем площадь контура заземления ПС «Промузел»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (50)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС «Промузел»:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}. \quad (51)$$

где - ψ - коэффициент сезонности

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01 \text{ м}$:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}. \quad (52)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{8,73^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}, \quad (53)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (54)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (55)$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость следовательно принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (56)$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_m = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (57)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9 \quad (58)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}. \quad (59)$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2652}(11+1) = 1235,9 \text{ (м)} \quad (60)$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56 \quad (61)$$

Принимаем: $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_g = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho l \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,447 \text{ (Ом)} \quad (62)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,11 \quad (63)$$

$$R_{и} = R_c \cdot \alpha_{и} = 0,447 \cdot 1,11 = 0,496 \text{ (Ом)} \quad (64)$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

9 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС ПРОМУЗЕЛ

Для замены устройств релейной защиты и автоматики трансформаторов на ПС Промузел выбран шкаф типа ШЭ2607 041073. Он включает в себя все устройства, обязательные по требованиям нормативно-технической документации.

Шкаф типа ШЭ2607 041073 предназначен для защиты трансформатора и автоматики управления выключателем трансформатора и состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора.

Второй комплект реализует функции:

- автоматики управления выключателем (АУВ);
- автоматического повторного включения (АПВ);
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);

Кроме того, второй комплект обеспечивает прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН.

Произведём расчёт уставок защит.

9.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора.

Продольная дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора) используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах и должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Рассчитаем ДЗТ понижающего двух обмоточного трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА. Трансформатор имеет РПН в пределах 12% номинального напряжения.

Схема соединения обмоток силового трансформатора ВН/НН – Y/Д.

Поясняющая схема представлена на рисунке 7.

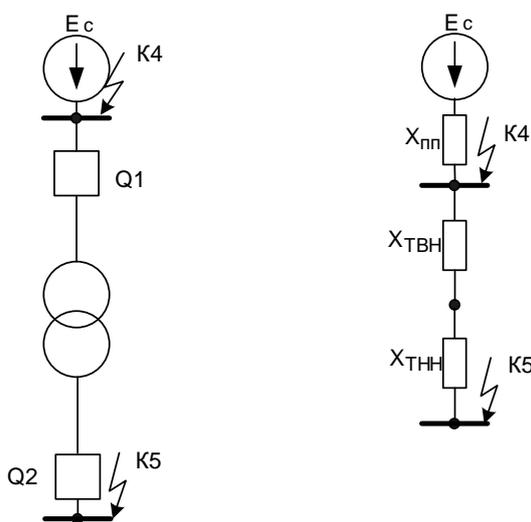


Рисунок 7 – Поясняющая схема и схема замещения трансформатора

Первичные токи трансформатора определяются по выражениям [12]:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,32; \quad (65)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78. \quad (66)$$

Исходя из полученных значений токов в обмотках трансформатора, выбираем соответствующие коэффициенты трансформации трансформаторов тока (ТТ):

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{100}{5} = 20;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Определяем вторичные (базисные) токи ТТ, А:

$$I_{вторВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{СХ.ТТ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{80,32 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 4,6 \quad (67)$$

$$I_{вторНН} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{СХ.ТТ.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{839,78 \cdot 1}{1000/5} = 4,199 \quad (68)$$

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и расчет вторичных токов в плечах защиты приведен в таблице 21.

Таблица 21– Параметры защиты

Параметр	Величины	
	ВН	ВН
Первичный номинальный ток трансформатора	80,32	839,78
Схема соединения трансформатора тока	Д	У
Коэффициент схемы ($K_{СХ.ТТ.}$)	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	150/5	1000/5
Вторичные токи в плечах защиты	4,6	4,199
Параметры РПН трансформатора		

Таблица 22 – Параметры РПН

Положение регулятора РПН	Пределы регулирования НН, %	Пределы регулирования НН, кВ	Схема соединения обмоток
крайнее (-)	9х1,25	5,6	У/Δ - 11
среднее	0	6,3	
крайнее (+)	9х1,25	7,0	

Сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{тср}} = U_{\text{ксп}} \cdot U_{\text{срвн}}^2 / 100 \cdot S_{\text{нт}} \quad (69)$$

где $U_{\text{ксп}}$, $U_{\text{кмин}}$, $U_{\text{кмак}}$ – напряжение короткого замыкания в % для различных положений РПН (среднее и крайнее);

$U_{\text{вн}}$ – напряжение на стороне высшего напряжения;

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{тср}} = 6,3 \cdot 110^2 / 100 \cdot 16 = 47,64 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тмин}} = \frac{U_{\text{кмин}} \cdot U_{\text{минвн}}^2}{100 \cdot S_{\text{нт}}} = \frac{U_{\text{кмин}} \cdot [U_{\text{срвн}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{крпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (70)$$

$$X_{\text{тмин}} = \frac{5,26 \cdot [110 \cdot (1 - 0,12)]^2}{100 \cdot 16} = 32,8, \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тмак}} = \frac{U_{\text{кмак}} \cdot U_{\text{маквн}}^2}{100 \cdot 16} = \frac{U_{\text{кмак}} \cdot [U_{\text{срвн}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{крпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (71)$$

$$X_{\text{тмак}} = \frac{7,0 \cdot [110 \cdot (1 + 0,12)]^2}{100 \cdot 16} = 66,4, \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{кзмаквн}}^{(3)} = U_{\text{минвн}} / [\sqrt{3} \cdot (X_{\text{лин}} + X_{\text{тмин}})], \quad (72)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное междуфазное напряжение сети.

$$I_{\text{кзмаквн}}^{(3)} = 110 / [\sqrt{3} \cdot (14,236 + 32,8)] = 1225 \text{ А}$$

Минимальный ток трехфазного короткого замыкания определяется при наибольшем сопротивлении трансформатора:

$$I_{\text{кзминвн}}^{(3)} = U_{\text{маквн}} / [\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{смин}} + Z_{\text{тмак}})] \quad (73)$$

$$I_{\text{кзміпвн}}^{(3)} = 121 / [\sqrt{3} \cdot (3,794 + 66,4)] = 981 \text{ A}$$

Приведение тока к стороне низшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

$$I_{\text{кзміпнн}}^{(3)} = I_{\text{кзміпвн}}^{(3)} \cdot U_{\text{махвн}} / U_{\text{нн}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{кзміпнн}}^{(3)} = I_{\text{кзміпвн}}^{(3)} \cdot 121 / 7 = 16960 \text{ A}$$

Приведение тока к стороне высшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

$$I_{\text{кзтахнн}}^{(3)} = I_{\text{кзтахвн}}^{(3)} \cdot U_{\text{міпвн}} / U_{\text{нн}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{кзтахнн}}^{(3)} = 1225 \cdot 110 / 6,3 = 19250 \text{ A}$$

Приведение тока к стороне высшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

Расчёт двухфазных токов короткого замыкания:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2;$$

$$I_{\text{кзтахнн}}^{(2)} = I_{\text{кзтахнн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 16670 \text{ A};$$

$$I_{\text{кзміпнн}}^{(2)} = I_{\text{кзміпнн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 14687 \text{ A};$$

$$I_{\text{кзтахвн}}^{(2)} = I_{\text{кзтахвн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 1061 \text{ A};$$

$$I_{\text{кзміпвн}}^{(2)} = I_{\text{кзміпвн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 849 \text{ A}.$$

Дифференциальный ток срабатывания ДЗТ на первом горизонтальном участке характеристики ИД.0 при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{Д.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (76)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас.

Может быть принят равным $K_{\text{отс}} = 1,1 \div 1,3$.

$I_{\text{нб расч*}}$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб расч*}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}), \quad (77)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, в соответствии с следует принимать: $K_{\text{пер}} = 2$

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока 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;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования, $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,12$

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

Уставка по току срабатывания ДТЗ ИД.0 задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта с высшей стороны в диапазоне от 0,2 до 1,0 от $I_{\text{баз.ВН}}$ с шагом 0,01.

$$I_{\text{д.0}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,02) = 0,312$$

Принимаем $I_{\text{д.0}} = 0,32$ о.е.

9.2 Расчет уставки тока начала торможения ДТЗ.

Уставка ток начала торможения ДТЗ $I_{т.0}$, т.е. начало второго (наклонного) участка характеристики.

$I_{т.0} = 0,6$ – для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов (автотрансформаторов), на которых возможно несинхронное АВР НН.

$I_{т.0} = 1,0$ – во всех остальных случаях.

Уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,60 до 1,0 от $I_{баз}$ с шагом 0,01

В нашем случае примем $I_{т.0} = 1,0$.

Расчет уставки тока торможения блокировки ДТЗ.

Ток торможения блокировки $I_{т.БЛ}$ определяет переключение характеристики срабатывания ДТЗ с наклонного участка на вертикальный:

- если $I'1 \geq I_{т.БЛ}$ и $I'2 \geq I_{т.БЛ}$ – ДТЗ блокируется;

- если $I'1 < I_{т.БЛ}$ или $I'2 < I_{т.БЛ}$ – наклон характеристики срабатывания ДТЗ определяется коэффициентом торможения.

Ток торможения блокировки $I_{т.БЛ}$ определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки трансформатора.

$$I_{т.БЛ} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном, нагр}}{I_{баз, стор}} \cdot \frac{K_{сх_тт_стор}}{K_{тт_стор}} \quad (78)$$

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

$K_{пред.нагр}$ – коэффициент определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из

диапазона $1,5 \div 2,0$: $K_{пред.нагр} = 1,5$ – для большой мощности; $K_{пред.нагр} = 1,8$ –

для средней мощности; $K_{пред.нагр} = 2,0$ – для распределительных трансформаторов;

$I_{ном, нагр}$ – номинальный ток трансформатора;

$I_{баз, стор}$ – базисный ток соответствующей стороны трансформатора;

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

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

Уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 1,2 до 3,0 от $I_{баз}$ с шагом 0,1.

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 2,0 \cdot \frac{80,32}{6,956} \cdot \frac{1}{100/5} = 1,27$$

Принимаем $I_{Т.БЛ} = 1,3$

Расчет уставки коэффициента торможения ДТЗ.

Коэффициент торможения влияет на устойчивость ДТЗ при внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{д}$) к приращению тормозного тока ($I_{т}$). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т(АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{т0}$ до $I_{Т.БЛ}$.

Значение уставки рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{Т} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{д} - I_{д0}}{I_{т} - I_{т0}} \quad (79)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,3;

$I_{д}$ – расчетный дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока и рассчитываемый по формуле:

$$I_{д} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{СКВ} \quad (80)$$

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

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ_Ме_СТОП}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_СТОП}}{K_{ТТ_СТОП}} \quad (81)$$

Расчетный тормозной ток I_T , определяемый по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_D) \cdot \cos\beta} \quad (82)$$

где $\beta=180-\alpha$, а α – угол между векторами токов $I_{СКВ}$ и $(I_{СКВ} - I_D)$. В проектных расчетах может быть принят $\beta=10 \div 20^\circ$, примем $\beta=15^\circ$.

Уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,2 до 0,7 от $I_{баз}$ с шагом 0,1.

$$I_{СКВ} = \frac{981}{1,81} \cdot \frac{1}{100/5} = 6,77$$

$$I_D = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,05) \cdot 6,77 = 1,62$$

$$I_T = \sqrt{6,77 \cdot (6,77 - 1,62) \cdot \cos 15^\circ} = 5,8$$

$$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 1,62 - 0,32}{5,8 - 1} = 0,4$$

Расчет уставки уровня блокировки по второй гармонике.

Для предотвращения ложной работы ДТЗ при бросках тока намагничивания 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) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты - $I_{Д.100Гц}/I_{Д.50Гц}$.

По опыту эксплуатации рекомендуется уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10%.

Уставка задается в относительных единицах в диапазоне от 0,08 до 0,15 от $I_{баз}$ с шагом 0,01.

Принимаем $K_{2БЛ}=0,1$.

Расчет уставки дифференциальной отсечки.

Для исключения замедления работы ДТЗ при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники 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 $I_{отс} \geq 6,5$;

отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{СКВ} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}), \quad (83)$$

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

Уставка принимается равной наибольшему значению из двух полученных и задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 6,5 до 12,0 от $I_{баз}$ с шагом 0,1.

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 6,77 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,05) = 2,94$$

Примем $I_{отс} = 6,5$.

9.3 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Расчет максимальной токовой защиты производится в следующем порядке:

а) производится расчет тока срабатывания МТЗ без пуска по напряжению;

б) производится проверка чувствительности по выражению (107) По результатам проверки могут быть следующие варианты дальнейших расчетов:

- если чувствительность оказывается достаточной, то делают вывод об отсутствии необходимости в использовании комбинированного пуска по напряжению и переходят к расчету величины выдержки времени;

- если чувствительность оказывается недостаточной, при этом, то делают вывод о необходимости использования комбинированного пуска по напряжению.

Расчет уставок рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого трансформатора, для которой рассчитывается МТЗ.

Уставки для всех сторон рассчитываются одинаково.

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

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_{В}} \cdot I_{РАБ,МАКС} \quad (84)$$

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 равным 1,5;

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

$I_{РАБ,МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты, обычно принимается равным номинальному току трансформатора..

Проверка коэффициента чувствительности производится при двухфазном КЗ, по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,МИН}}^{(2)}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (85)$$

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

Для МТЗ с пуском и без пуска по напряжению должен быть обеспечен коэффициент чувствительности не менее 1,5 при выполнении функций основной защиты, для резервной не менее 1,2.

Уставки по току срабатывания МТЗ задаются в амперах во вторичных величинах из диапазона от 0,10 до 100,00 с шагом 0,01 А.

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 80,32 = 160,64;$$

$$I_{\text{УСТ}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot \sqrt{3}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{160,64 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 13,89;$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне.

Коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на низкой стороне трансформатора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{кНН}}}{I_{\text{МТЗ.В}}} = \frac{849}{565} = 1,51; \quad (86)$$

Коэффициент чувствительности соответствует требуемому значению 1,2.

Выдержка времени МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаем $t_{\text{СЗ,СМ}} = 2$ с):

$$t_{C3} = t_{C3,CM} + \Delta t \quad (87)$$

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

Δt – ступень селективности, принимается равным 0,5с.

$$t_{C3} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Расчеты для остальных сторон трансформатора выполняются аналогично.

Результаты расчета сведем в таблицу 23

Таблица 23 – Токи срабатывания МТЗ трансформатора.

Параметр	Сторона трансформатора	
	ВН	НН
Ток срабатывания защиты, А	160,64	2793
Ток срабатывания реле, А	13,89	13,96
Коэффициент чувствительности	1,51	1,81

9.4 Защита трансформатора от перегрузки

Для защиты трансформатора от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора, предусматривается защита от перегрузки.

Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током (фазы А) заданной уставки $I_{с.з}$ с выдержкой времени $t_{с.з}$ и действует на сигнал.

Расчет уставки производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора, с которой установлена рассматриваемая защита.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора, А:

$$I_{ЗП,СТОП} = \frac{I_{НОМ,СТОП}}{K_{ТТ,СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} = \frac{80,32}{100/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4,69, \quad (88)$$

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

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается $K_{\text{в}} = 0,9$;

$I_{\text{ном,стор}}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$K_{\text{тт,стор}}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора.

Величина выдержки времени защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора и может быть рассчитана по выражению:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз,мтз}} + \Delta t, \quad (89)$$

где $t_{\text{сз,мтз}}$ – величина выдержки времени максимальной токовой защиты;

Δt – ступень селективности, принимается из диапазона 0,4 – 0,5 с.

Как правило, время срабатывания защиты от перегрузки можно принимать без расчета из диапазона 7 – 9 с.

9.5 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.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимальная токовая защита не реагирует.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

У газовых реле этого типа внутри кожуха на шарнирах укреплены два поплавка, представляющие собой полые металлические цилиндры, а на них — ртутные контакты, соединенные гибкими проводниками с выводными зажимами на крышке реле. Верхний поплавок является сигнальным элементом защиты.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавки всплывают и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавки, опускаясь,

поворачивается на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Основными достоинствами газовой защиты являются простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от степени повреждения.

Требования к микропроцессорным устройствам таковы, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого силового оборудования, газовых защит устройства РПН. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от различных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

В шкафах защиты обеспечивается прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ);
- газовой защиты устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН).

9.6 Устройство резервирования отказа выключателя.

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 условию обеспечения чувствительности и по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания находится в диапазоне от 0,05 до 0,10 от $I_{ном}$ присоединения. Под номинальным током присоединения понимается номинальный ток стороны, на которой установлено УРОВ. Примем ток УРОВ ВН равным 16А.

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:

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{зап} \quad (90)$$

где $t_{откл.в}$ – время отключения выключателя с той стороны защищаемого трансформатора (автотрансформатора), для которой рассматривается УРОВ. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$t_{возв.уров}$ – 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.;

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

Примем выдержку времени УРОВ 0,25с.

Рассчитанные уставки защит трансформатора сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчета защит трансформатора

Наименование величин	Значения величин
ДЗТ	
Ток срабатывания ДЗТ, о.е. (от 0.2 до 1.0 с шагом 0.01)	0,32
Ток начала торможения ДЗТ, о.е. (от 0.60 до 1.0 с шагом 0.01)	1,0
Ток торможения блокировки ДЗТ, о.е. (от 1.2 до 3.0 с шагом 0.1)	1,3
Коэффициент торможения ДЗТ (от 0.2 до 0.7 с шагом 0.1)	0,4
Уровень блокировки по 2-й гармонике, о.е. (от 0.08 до 0.15 с шагом 0.01)	0,1
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. (от 6,5 до 12 с шагом 0.1)	6,5
МТЗ	
Ток срабатывания МТЗ ВН, А (от 0.10 до 100 с шагом 0.01)	13,89
Ток срабатывания МТЗ НН, А (от 0.10 до 100 с шагом 0.01)	13,96
Защита от перегрузки.	
Ток срабатывания ЗП на стороне ВН, А (от 0.10 до 100 с шагом 0.01)	4,69
Время срабатывания ЗП, с (от 0.05 до 27 с шагом 0.01) DT8	9
УРОВ	
Ток срабатывания УРОВ, А	16
Выдержка времени УРОВ, с	0,25

10 РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ ВЛ 110 КВ

Шкаф серии ШЭ2607 011021 содержит два комплекта релейной защиты. В состав каждого комплекта входит микропроцессорный терминал типа БЭ2704 и дополнительная аппаратура (реле, переключатели, лампы, клеммные зажимы и др.), установленные и смонтированные между собой в выделенном объеме шкафа. Аппаратная и программная части терминала реализуют основные (релейной защита и автоматика) и дополнительные функции (самодиагностика, регистрация событий и аварийное осциллографирование, определение места повреждения, связь по информационным каналам с системами АСУ верхнего уровня и др.). С помощью дополнительной аппаратуры осуществляется управление работой комплекта защит и его взаимодействие с внешними устройствами. Ввиду большого многообразия вариантов применения, резервные защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ могут быть реализованы в виде самостоятельного комплекта или в составе совмещенного комплекта защит и автоматики управления выключателем (АУВ) линии.

10.1. Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит реализованных на микропроцессорных терминалах резервных защит ШЭ 2607011021 являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются

дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Реле сопротивления являются измерительными органами дистанционной защиты. Наиболее наглядно уставки РС всех ступеней ДЗ могут быть представлены с использованием характеристик РС в комплексной плоскости сопротивлений.

Характеристики РС строятся на основе базовой характеристики, которая представляет собой центральный параллелограмм с горизонтальными верхней и нижней сторонами и боковыми сторонами, имеющими наклон вправо с углом, равным углу линии ϕ_l

Выбор уставок реле сопротивления по оси X

Для характеристик РС I ступени от однофазных и междуфазных КЗ, зоны работы которых не выходят за пределы защищаемой линии, угол между током и напряжением при металлическом КЗ на линии (так называемый "угол максимальной чувствительности") равен углу линии ϕ_l и определяется параметрами линии:

$$\phi_l = \arctg\left(\frac{X_l}{R_l}\right), \quad (91)$$

где X_l – удельное индуктивное сопротивление линии, $X_l = 0.427$ Ом/км;
 R_l – удельное активное сопротивление линии, $R_l = 0.249$ Ом/км;

$$\phi_l = \arctg\left(\frac{0.47}{0.249}\right) = 59.75^\circ$$

Для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ уставка РС по оси X в простом случае рассчитывается по формуле:

$$X_1 = 0.85 \cdot X_l \cdot l, \quad (92)$$

где l – длина линии «ПС Промузел – ПС Спутник», $l = 9$ км.

$$X_1 = 0.85 \cdot 0.427 \cdot 9 = 3.267 \text{ Ом}$$

Уставка $X_{I(3)}$ первой ступени ДЗ от КЗ на землю рассчитывается аналогично. В простом случае, когда первая ступень ДЗ от КЗ на землю используется для защиты одиночной воздушной линии без отпаек сопротивление $X_{I(3)}$ равно сопротивлению X_I :

$$X_{I(3)} = X_I \quad (93)$$

Расчёт уставок РС второй и следующих ступеней ДЗ от междуфазных КЗ проводится на основе расчёта токов и напряжений при КЗ в различных точках сети.

$$X_2 = 0.85 \cdot (X_l \cdot l + 0.85 \cdot X_{л.ас.120} \cdot l_{см.уч}) \quad (94)$$

где $l_{см.уч}$ – длина линии смежного участка

$X_{л.ас.120}$ – удельное индуктивное сопротивление линии выполненной проводом АС 120, $X_{л.ас.120} = 0.427 \text{ Ом/км}$;

$$X_2 = 0.85 \cdot (0.427 \cdot 9 + 0.85 \cdot 0.427 \cdot 8,4) = 5.858$$

Значение уставки аналогично должно отстраиваться от КЗ на шинах среднего напряжения противоположной подстанции:

$$X_2 = 0.85 \cdot X_l \cdot l + X_{m1} \quad (95)$$

где X_{m1} – сопротивление трансформаторов на ПС Спутник,

$$X_{m1} = 24.46 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = 0.85 \cdot 0.427 \cdot 9 + 24.46 = 27.73 \text{ Ом}$$

Выбираем большее значение из двух расчётных.

Уставка РС Z III CP третьей ступени рассчитывается по тем же условиям, что и уставка РС второй ступени, но отстраивается от максимального тока нагрузки линии:

$$X_3 = 0.95 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot I_{ном.раб}}$$

$$X_3 = \frac{0.95 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot 1.735} = 33,118 \text{ Ом}$$

Поскольку изменилось сопротивление линии за счет сопротивления автотрансформатора, то необходимо пересчитать угол:

$$\phi_{л3} = \arctg\left(\frac{0.427 + 0.084}{0.244}\right) = 64.47^\circ$$

Выбор уставок реле сопротивления по оси R

Правая часть области срабатывания РС предназначена для обеспечения срабатывания РС при КЗ через переходное сопротивление $R_{пер}$ в месте КЗ.

Для междуфазных РС при междуфазных КЗ и междуфазных КЗ на землю для линий с односторонним и двусторонним питанием $R_{пер}$ определяется сопротивлением электрической дуги и равно:

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{U_\delta}{I_{1.min}} \quad (96)$$

где U_δ – напряжение электрической дуги, $U_\delta = 1050 \text{ В/м}$;

$I_{1.min}$ – ток КЗ в месте установки защиты (в начале линии) при минимальном режиме сети.

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{1050}{1,63} = 22.63 \text{ Ом}$$

Уставки срабатывания R_N по оси R характеристик срабатывания междуфазных РС всех ступеней определяются формулой:

$$R_1 = k_{зан} \cdot R_{пер} \quad (97)$$

где $k_{зан}$ – коэффициент запаса, $k_{зан} = 0.9$;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление в месте КЗ.

$$R_1 = 0.9 \cdot 47.319 = 42.587 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление $R_{пер}$ при однофазных КЗ на землю определяется суммой сопротивления дуги и сопротивления опоры и её заземлителя $R_{оп}$. Поскольку сопротивление дуги обратно пропорционально току через дугу, а сопротивление опоры и её заземлителя – прямо пропорционально, то $R_{пер}$ следует рассчитать при минимальном и максимальном токе КЗ.

В минимальном режиме ток подпитки КЗ с противоположной стороны линии не учитывается, и $R_{пер}$ рассчитывается по формуле:

$$R_{пер} = (U_D + R_{оп} \cdot I_1) / I_1(1 + K_R) \quad (98)$$

где U_D – напряжение дуги;

$R_{оп}$ – сопротивление опоры и её заземлителя, $R_{оп} = 0.35 \text{ Ом}$;

K_R – Коэффициент компенсации тока I_0 , $K_R = 1.5$.

$$R_{пер} = (1050 + 0.35 \cdot 0.21) / 0.21 \cdot (1 + 1.5) = 37.284 \text{ Ом}$$

В максимальном режиме учитывается ток I_{II} подпитки КЗ с противоположной стороны линии. Он складывается с током через защиту арифметически, что соответствует КЗ на линии из режима холостого хода (без нагрузки по линии), и $R_{пер}$ рассчитывается следующим образом:

$$R_{пер} = (U_D + R_{оп} \cdot (I_1 + I_{11})) / I_1(1 + K_R) \quad (99)$$

$$R_{пер} = (1050 + 0,35 \cdot (044 + 0.12)) / 0.44 \cdot (1 + 1.5) = 54.7 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление первой ступени при КЗ на землю:

$$R_{1(3)} = 0.9 \cdot 54.7 = 49.235 \text{ Ом}$$

Выбор уставок по углам наклона характеристик срабатывания РС.

При передаче нагрузки по линии с двусторонним питанием в предаварийном режиме напряжения по концам линии расходятся по фазе, и падение напряжения от суммарного тока на активном переходном сопротивлении в месте КЗ отклоняется от направления вектора тока в месте установки защиты, при отсутствии двухстороннего питания угол $\varphi_2=0$.

Угол φ_4 наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления используется только для первых ступеней дистанционной защиты. Он, в отличие от угла φ_2 , ограничивает зону срабатывания РС и необходим для отстройки от КЗ в начале предыдущей линии с учётом угла поворота переходного сопротивления. Для шкафов серии ШЭ2607 угол наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления от однофазных КЗ $\varphi_{4(13)}$ задаётся равным 12° , что удовлетворяет большинству расчётных режимов.

Выбор уставок по оси R и углу выреза для отстройки от нагрузочного режима

Отстройка от нагрузочного режима реле сопротивления дистанционной защиты линий выполняется исключением из характеристик срабатывания реле всех ступеней области, соответствующей максимальным нагрузочным режимам, и определяемой двумя уставками: $R_{НАГР}$ и $\varphi_{НАГР}$.

Уставка $R_{НАГР}$ определяется на основе расчёта минимального сопротивления $Z_{НАГР}$ в режиме с максимальными аварийными перетоками мощности по линии:

$$R_{нагр} = K_{отс} (U_{нагр.min} / \sqrt{3} \cdot I_{нагр.max}) \cdot \cos \varphi_{нагр} \quad (100)$$

где $U_{нагр.min}$ – минимально допустимое рабочее междуфазное напряжение сети в месте установки защиты, $U_{нагр.min} = 0.9U_{ном}$ кВ;

$I_{нагр.max}$ – максимальный ток нагрузки линии, $I_{нагр.max} = 1.5 \cdot I_{раб}$ кА;

$\cos \phi_{нагр}$ – угол нагрузки в расчётном режиме;

$K_{отс}$ – Коэффициент отстройки, $K_{отс} = 0.8$.

$$R_{нагр} = 0.8(99 / \sqrt{3} \cdot 0.45) \cdot 0.436 = 51.309 \text{ Ом}$$

В системе на линиях с двухсторонним питанием коэффициент q , описывающий угол нагрузки принимается равным 1.4.

Угол $\phi_{нагр}$ определяется как угол наклона касательной к годографу Z при $|E_1|/|E_2|=q$, проведенной из начала координат:

$$\phi_{нагр} = \arccos(2q / (1 + q^2)) = 20^\circ$$

Уставки органа, определяющего вид повреждения

При междуфазных КЗ на землю предпочтение отдаётся РС, включённым на междуфазные величины.

При однофазных КЗ на землю разрешается действия фазного РС I степени от КЗ на землю, для чего предусмотрены быстродействующие пусковые органы: реле напряжения нулевой последовательности (РННП) и реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от модуля первой гармоники фазного тока $I_{ТФ}$, значение которого является средним из значений фазных токов.

Для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП используется блокирующее реле максимального тока (БТ), включённое также на среднее из значений фазных токов. Значение уставки РННП $3U_{(0)CP}$ соответствует значению напряжения нулевой последовательности на обмотке "разомкнутого треугольника" ТН с учётом отношения коэффициентов трансформации обмоток "звезды" и "разомкнутого треугольника" ТН.

Напряжение $3U_{(0)CP}$ выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса ФННП и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, по формуле:

$$3U_{(0)CP} = k_{omc} (U_{0HB} + 3U_{0H.P}) / k_g \quad (101)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, $k_{omc} = 1.25$;

U_{0HB} – напряжение небаланса нулевой последовательности в симметричном нагрузочном режиме (учитывающее погрешности ТН, фильтра напряжения нулевой последовательности, отклонение частоты), $U_{0HB} = 2$ В;

k_g – коэффициент возврата РННП, $k_g = 0.9$.

$$3U_{(0)CP} = 1.25(2 + 15.3) / 0.9 = 25 \text{ В}$$

При выборе характеристики срабатывания органа РТНП, реагирующего на ток нулевой последовательности ($3I_0$), используется зависимость тока небаланса в нулевом проводе защиты от величины тока для типовых трансформаторов тока при двухфазных КЗ $I_{HB} = f(I)$ с коэффициентом отстройки 1,5. Использование в РТНП среднего из значений трёх фазных токов в качестве тормозной величины позволяет иметь сильное торможение при двухфазных КЗ на землю, когда тормозной ток равен одному из токов повреждённых фаз, и слабое торможение - при однофазных КЗ, когда тормозной ток равен одному из токов неповреждённых фаз.

$$3I_{(0)CP} = k_{omc} (I_{0HB} + 3I_{0H.P}) / k_g \quad (102)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, $k_{omc} = 1.25$;

I_{0HB} – ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока (в пересчёте на вторичный) в рассматриваемом режиме, $I_{0HB} = 2I_{ном}$ кА;

k_g – коэффициент возврата РТНП, $k_g = 0.8$.

$$3U_{(0)CP} = 0.05(1.25(0.05 + 0.593) / 0.8) = 2.25 \text{ A}$$

Реле максимального тока блокировки торможения предназначено для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП и РННП. Реле БТ реагирует на величину одного из фазных токов, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями токов остальных двух фаз.

Ток срабатывания $I_{БТ}$ реле БТ выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока в месте установки защиты с учётом самозапуска двигателей потребителей, в частности, при успешном АПВ и АВР:

$$I_{БТ} = k_H \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_в \quad (103)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_{отс} = 1.25$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 1.7$;

$I_{раб.мах}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_в$ – коэффициент возврата БТ, $k_в = 0.9$.

$$I_{БТ} = 1.25 \cdot 1.7 \cdot 0.42 / 0.9 = 0.99 \text{ A}$$

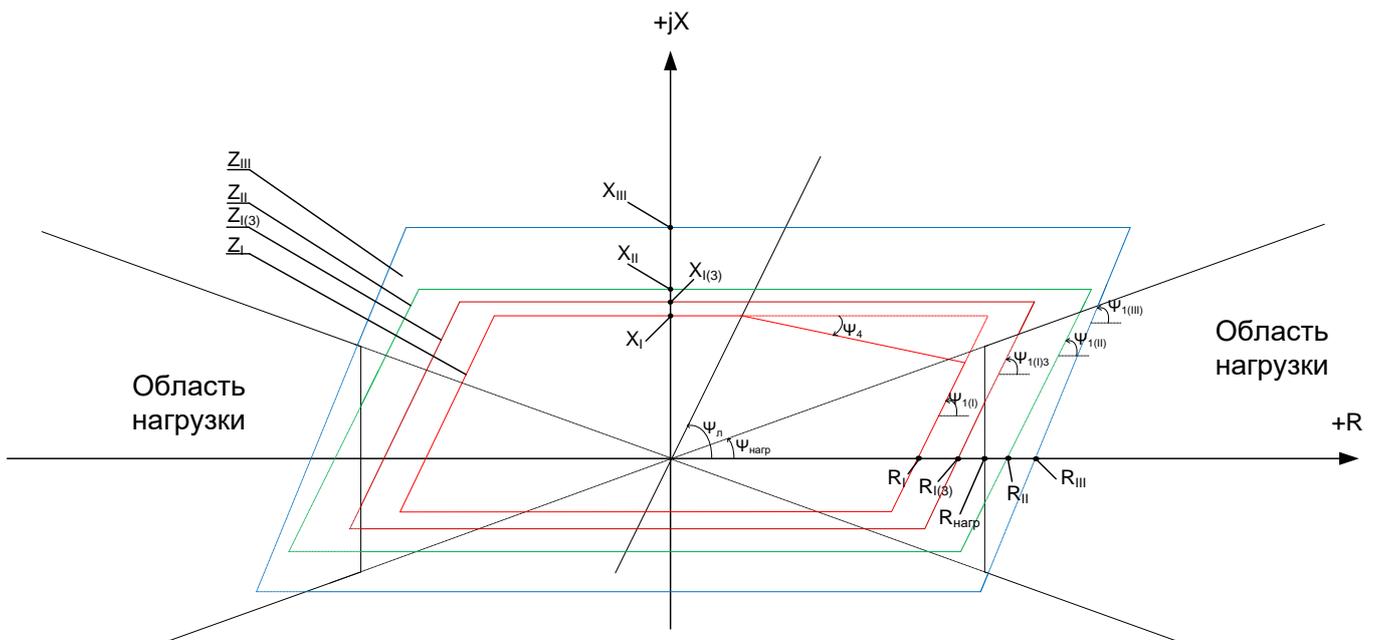


Рисунок 8 - Характеристики реле сопротивления

10.2 Направленная защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Расчет уставок срабатывания.

Ток срабатывания отсечки первой степени:

$$I_{0.c.з}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \quad (104)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,4$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

$$I_{0.max1} = 6,575 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.з.1}^I = 1,4 \cdot 2,11 = 9,205 \text{ кА.}$$

$$t_{c.з.}^I = 0 \text{ с.}$$

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.з.}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot I_{0.max}^{II}, \quad (105)$$

где $k_з$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,
 $k_з = 1,1$;

$I_{0.max}^{II}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (106)$$

где $I_{0.з.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежных.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.з.}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.max}^{(3)}, \quad (107)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$.

$$I_{к.max}^{(3)} = 3,728 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 3,728 = 0,82 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания третьей ступени должен быть отстроен от броска намагничивающего тока:

$$I_{0.c.3}^{III} = \frac{U_{ном} \cdot C_{\sigma}^{(I)}}{\sqrt{3} \cdot x_{расч}}, \quad (108)$$

где $C_{\sigma}^{(I)}$ – коэффициент затухания броска тока, $C_{\sigma}^{(I)} = 0,46$;

$x_{расч}$ – расчетное сопротивление контура включения трансформатора.

$$I_{0.c.3}^{III} = \frac{110 \cdot 0,46}{\sqrt{3} \cdot 148,385} = 0,591 \text{ кА.}$$

Принимаем $I_{0.c.3}^{III} = 0,591 \text{ кА}$, $t_{0.c.3}^{III} = 1 \text{ с}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.3}^{III}}, \quad (109)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = 1 \text{ кА}$.

$$k_{ч}^{III} = \frac{1}{0,591} = 1,693;$$

$$k_{ч}^{III} = 1,693 > 1,2.$$

Третья ступень защит выполняется, как правило, с органом направления мощности.

10.3 Максимальная токовая защита

В составе модернизированного варианта ступенчатых защит имеется двухступенчатая МТЗ с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Для каждой ступени используются по три фазных ПО тока, действующих по схеме ИЛИ.

Уставки по току для ступеней задаются независимо в фазных величинах. Предусматривается использование трёх междуфазных реле минимального напряжения и дополнительно реле напряжения обратной последовательности, уставки которых задаются.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{сзI} = k_H \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_в \quad (110)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_{отс} = 1.1$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 1$;

$I_{раб.мах}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_в$ – коэффициент возврата БТ, $k_в = 0.9$.

$$I_{сзI} = \frac{1.1 \cdot 1 \cdot 0.42}{0.9} = 0.072 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$k_ч = \frac{0.231}{0.072} = 3.2 \geq 1.2$$

Ток срабатывания второй ступени выбирается большим из значений рассчитанных по рабочему току и по току высокой стороны трансформатора соседней подстанции:

$$I_{сзII} = k_H (I_{раб.мах} + I_{сзI}) \quad (111)$$

$$I_{сзII} = \frac{k_H}{k_в} \cdot (k_{сам.зан} \cdot I_{раб.мах}) \quad (112)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_H = 1.5$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 2$;

$I_{раб.мах}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

k_g – коэффициент возврата БТ, $k_g = 0.9$.

$$I_{сзII} = 1.3 \cdot (70 + 72) = 185.831 \text{ А}$$

$$I_{сзII} = \frac{1.5}{0.9} \cdot (2 + 185.8) = 221.65 \text{ А}$$

10.4 Автоматика воздушной линии

На базе микропроцессорных терминалов защиты фирмы "ЭКРА" возможно реализовать функцию автоматического повторного включения линии на рабочее напряжение. Так же, в целях повышения надёжности, было реализовано устройство резервирования отказа выключателя.

10.5 Автоматическое повторное включение

Так как большинство повреждений на линии неустойчивые и самоустраняются при отключении линии, повторным включением можно восстановит электроснабжение по линии. Эту задачу в автоматическом режиме решает функция автоматического повторного включения, реализованная в терминале основной высокочастотной защиты линии ШЭ 2607 011021.

Функция АПВ – логическая функция, построенная из логических элементов. Она работает под управлением сигналов на отключение от функций защиты линии, сигналов, разрешающих включение, от функции контроля синхронизма и подачи напряжения, а также дискретных входных сигналов (готовность и положение выключателя, срабатывание внешних функций защиты).

Для функции АПВ могут задаваться приоритеты, позволяющие устанавливать последовательность повторного включения выключателей присоединения. Если повторное включение первого выключателя вследствие

устойчивого повреждения оказалось unsuccessfulным, то повторное включение второго выключателя не разрешается.

Функция обеспечивает от 1 до 4 попыток повторного включения в цикле АПВ. Для первой попытки может задаваться одна из шести программ, из которых одна предусматривает трехфазное АПВ при всех видах КЗ, остальные в зависимости от вида повреждения позволяют производить также одно- и двухфазное АПВ. Во всех последующих циклах производится только 3-х фазное АПВ. В трех программах предусматриваются ограничение числа попыток от числа первоначально отключенных фаз: либо разрешается выполнить только одну попытку, либо вообще ни одной независимо от заданного числа попыток.

10.6 Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство резервирования отказа выключателя реализовано в терминале резервных защит линии ШЭ 2607 011021 производителя "ЭКРА".

Пусковой орган по току УРОВ представляет собой три фазных реле тока, действующих по схеме ИЛИ. Он предназначен для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя.

Рекомендуется выбирать уставку по току срабатывания ПО УРОВ меньше минимального тока КЗ, протекающего в месте установки защиты при междуфазных КЗ и КЗ на землю в конце зоны резервирования (практически меньше уставки реле тока четвёртой ступени ТЗНП). Ток срабатывания ПО УРОВ не должен быть слишком маленьким, чтобы при отключении больших токов КЗ не увеличивалось время возврата из-за переходных процессов в ТТ при больших кратностях токов. Для выключателей с пофазным приводом необходима также отстройка УРОВ от максимального ёмкостного тока линии и токов через ёмкостные делители.

Задержка на действие УРОВ на ДЗШ должна быть достаточной для фиксации отказа выключателя. Для улучшения условий сохранения

устойчивости и уменьшения выдержек времени резервных защит задержку на срабатывание УРОВ рекомендуется выбирать в диапазоне (0,18-0,23) с.

Режимы работы УРОВ выбираются программными накладками:

- ХВ5 – режим «дублированный пуск», предполагающий одновременно с приёмом сигнала пуска УРОВ контроль сброса дискретного входа КQC (РПВ), который шунтируется выходным реле защиты, действующим на отключение выключателя.

Рекомендуется тщательный анализ возможности использования дублированного пуска при включении новых защит, замене выключателя на ОВ и других действиях, связанных с коммутациями в цепи контакта РПО;

- ХВ6 - режим «автоматическая проверка исправности выключателя» (УРОВ "на себя"), выполняющий действие без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя по цепям отключения от УРОВ для случаев, когда прямое действие на отключение выключателя от защит не происходит из-за обрывов в этих цепях.

В данном проекте был выбран режим работы " автоматическая проверка исправности выключателя " так как он более соответствует конфигурации сети.

11 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС «Промузел» для управления процессом переключения коммутационными аппаратами используются средства телемеханики.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приема и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. В данной статье рассмотрим, что представляют собой системы телемеханики электроэнергетических объектов – электростанций, подстанций.

Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения, анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Для передачи данных между системами телемеханики объектов с центральными пунктами управления, в зависимости от взаимного расположения объектов, используют беспроводные, проводные средства связи, ВЧ-связь по высоковольтным линиям электропередач.

Системы телемеханики строятся таким образом, чтобы обеспечить высокую точность, скорость и надежность при передаче информации, сигналов управления оборудованием. Также одной из основных задач данных систем является организация быстрой и точной фиксации изменения тех или иных параметров электрической сети, состояния оборудования, что обеспечивается благодаря максимальной автоматизации данного процесса.

Системы телемеханики применяют для организации контроля и управления над оборудованием объектов, которые расположены в различной степени удаленности от центра управления. На энергетических объектах, на которых запрещено находиться продолжительное время или вообще нахождение человека невозможно (например, по причине высокого радиационного фона, высокого уровня загрязнения).

К достоинствам систем телемеханики можно отнести:

-независимость от удаленности объектов контроля и управления энергетическими объектами (для электрических распределительных подстанций – центральный диспетчерский пункт). Благодаря наличию телемеханических систем на энергетических объектах и использования современных средств связи, контроль и управление над данными объектами можно выполнять из любой точки, независимо от взаимного расположения объектов. То есть посредством систем телемеханики можно организовать контроль и управление над объектами, расположенными, например, в нескольких областях;

-возможность контроля над оперативно-техническим персоналом. Во время проведения оперативных переключений на оборудовании, особенно во время ликвидации аварий и технологических нарушений, оперативно-технический персонал может допустить ошибку. Благодаря наличию систем АСУ ТП, в частности SCADA, дежурный диспетчер, который отдает команды на операции с оборудованием на подстанции, может в реальном времени контролировать процесс выполнения команд.

- в случае допущения ошибок во время оперативных переключений, дежурный диспетчер может своевременно обнаружить данную ошибку и сообщить о ней оперативному персоналу, что позволяет предупредить возникновения различных негативных последствий.

- при необходимости вывода в ремонт силового трансформатора, оперативный персонал выполнит все необходимые операции по отключению данного элемента оборудования от электрической сети, но заземление данного

элемента произведет только после того, как вышестоящий оперативный персонал – дежурный диспетчер лично убедиться в правильности выполненных переключений и возможности производства дальнейших операций – заземления силового трансформатора. В зависимости от сложности выполняемых переключений такая проверка может выполняться несколько раз;

- экономия средств, благодаря наличию систем телемеханики на энергетических объектах, можно значительно снизить затраты на содержание обслуживающего персонала, так как контроль над режимом работы оборудования, считывания информации с микропроцессорных терминалов защит оборудования относительно нарушений режимов работы в электрических сетях, а также выполнения операций с высоковольтными выключателями, автоматическими выключателями с мотор-приводами можно вести дистанционно;

- оперативность. Управление оборудованием персоналом непосредственно на объекте занимает определенное количество времени: обнаружение неисправности, фиксирование в журнале, доклад вышестоящему персоналу, получение команды на выполнение тех или иных команд, фиксация команды в журнале, выполнение команды, фиксация в журнале о выполненной команде, доклад вышестоящему персоналу.

В случае управления оборудованием дистанционно посредством систем АСУ ТП выполнение необходимых операций производится более оперативно, так как команда может быть выполнена непосредственно дежурным диспетчером сразу при возникновении такой необходимости.

Что касается недостатков, то наиболее ярко выраженным недостатком систем телемеханики является их уязвимость. Система телемеханики – это сложный комплекс техники, один из элементов которой, может в любой момент выйти из строя. Это приведет к некорректной работе данной системы, наличию ложных сигналов или вовсе полной ее неработоспособности. Подобные нарушения работы встречаются достаточно редко, но они имеют место быть.

Применение данных систем в энергетике позволяет значительно сократить количество обслуживающего персонала. Например, в группе нескольких подстанций благодаря наличию систем телемеханики отсутствует необходимость наличия постоянного обслуживающего персонала на каждой из подстанций, так как контроль над всеми объектами ведется дистанционно с диспетчерского пункта.

В данном случае для обслуживания объектов достаточно лишь оперативно-выездной бригады, которая в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций, требующих оперативного вмешательства персонала, прибудет на объект. В случае же отсутствия систем телемеханики на подстанциях для постоянного контроля над режимом работы оборудования и с целью своевременного обнаружения возникших неисправностей и аварийных ситуаций необходимо наличие на подстанциях постоянного обслуживающего персонала.

12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС «Промузел» с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, НН ПС «Промузел»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (113)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (4 \cdot 3 + 0,085 \cdot 15) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 68,31 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Промузел»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (114)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 110 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,82 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (115)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Ивановка»:

$$K_{пс} = K_{пу} + K_{мр} + K_{пост} = 68,31 + 105,82 + 116,84 = 290,97 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (116)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (117)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 290,97 \cdot \frac{1}{20} = 14,55 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (118)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[9]:

$$I_{ЭКС} = 290,97 \cdot 0,059 = 17,16 \text{ (млн. руб.)}$$

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1 Безопасность

В данной работе рассматривается реконструкция трансформаторной подстанции 110/6 кВ «Промузел» в Приморском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ Минтруда России от 28.10.2020г. №753н/
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Безопасность при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкатке тележки выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и

тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование

должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентированное время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

13.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных

загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при реконструкции объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период реконструкции являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

-с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

13.2.1 Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и

предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Промузел» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110/6 с размерами (м) 5,85×3,57×5,47 и массой масла 12,8 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [10].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [10].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [17]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (119)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 ТОННЫ.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{12,8}{0,88} = 14,55 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [17]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (120)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (5,85 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,57 + 2 \cdot 1,5) = 58,15 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [17]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (121)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (5,85 + 3,57) \cdot 2 \cdot 5,47 = 103,06 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [11]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (122)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (58,15 + 103,06) \cdot 10^{-3} = 58,04 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [10]:

$$V_{mH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (123)$$

$$V_{mH_2O} = 14,55 + 0,8 \cdot 58,04 = 60,98 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mH_2O}}{S_{mn}} \quad (124)$$

$$H_{mn} = \frac{60,98}{58,15} = 1,05 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [10]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [10]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [10]:

$$H_{nmt} = H_{mn} + H_{en} + H_z \tag{125}$$

$$H_{nmt} = 1,05 + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ (м)}$$

13.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был представлен проект глубокой модернизации и реконструкции ПС 110/6 кВ «Промузел» Приморского края, в котором произведена замена всего устаревшего оборудования включая силовое а так же устройств защиты и автоматики. Основной упор в данной работе сделан на модернизацию систем защиты силового оборудования, и перевод с релейной защиты на микропроцессорные терминалы. Подобное решение позволит в значительной степени повысить чувствительность, точность работы защиты и автоматики, избежать ложного отключения оборудования, своевременно определять значительные нарушения в работе оборудования и отключать его при необходимости. Так же в работе решены следующие основные задачи:

- расчет токов симметричного короткого замыкания
- выбор и проверка основного оборудования на ПС
- расчет несимметричных коротких замыкания в распределительных устройствах ПС Промузел
- выбор необходимых защит и расчет уставок
- расчет экономических показателей при реконструкции и модернизации ПС Промузел
- определение аспектов безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ

- 1 Надеин В.Ф., Петухов С.В., Радюшин В.В. Релейная защита и автоматика, 2015.
- 2 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем, 2013.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 5 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 6 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 8 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 9 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 11 Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Энергетика. 2021.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

14 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

16 Данильчук В.П. Автоматика ограничения изменений частоты энергосистем, 2014.

17 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

18 Беркович М.А. Автоматика энергосистем Учебное пособие. / М. А. Беркович. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2012. - 130 с.

19 Овчинников В.В. Автоматическое повторное включение Учебное пособие. / В. В. Овчинников. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 150 с.

20 Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110-220 кВ Учебное пособие. / М. И. Будаев. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 90 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_{ar} (кА)	I_{y0} (кА)	B_k (кА ² с)
3	8,76	2,34	21,26	159,61
4	21,45	5,73	52,07	957,01

Расчетная точка	Ток трехфазного КЗ (кА)	Ток двухфазного КЗ (кА)	Ток однофазного КЗ (кА)
1	7,7	6,67	7,2
2	9,4	8,14	7,56
3	8,76	7,59	6,58
4	21,45	18,58	-
5	9,37	8,12	6,65
6	17,5	15,16	20,1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16