

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) программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики на подстанции 220 кВ Сковородино/т в связи с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА

Исполнитель
студент группы 942 об4

(подпись, дата)

А.Г. Сметанников

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

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

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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 Сметанникова Алексея Геннадьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики на подстанции 220 кВ Сковородино/т в связи с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС Сковородино/Т 220 кВ, материалы производственной и преддипломной практик, учебно-методическая литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Обоснование необходимости реконструкции подстанции 2. Расчёт токов короткого замыкания 3. Выбор и проверка оборудования распределительных устройств 4. Расчет и описание заземляющего устройства и зоны молниезащиты 5. Расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты шин 220 кВ 6. Описание применяемых на подстанции устройств автоматики 7. Надежность схемы ру 220 кВ 8. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема замещения ПС Сковородино/Т 220 кВ, однолинейная схема ПС Сковородино/Т, Принципиальная схема ПС Сковородино/Т, схема отключения от дуговых защит, карта селективности, автоматики и релейная защита ПС Сковородино/Т.

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 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд. техн. наук Ю.В. Мясоедов

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит стр.104, рисунков 9, таблиц 15, формул 153, источников 32.

ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДУГОВАЯ ЗАЩИТА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Актуальность заключается в том, что с каждым годом повышается число потребления активной и реактивной мощности ПС Сковородино/Т, а также из-за перехода энергообъектов на микропроцессорную базу, необходим контроль режимов работы станции.

Целью, представленной выпускной квалификационной работы, является, обеспечение охранения устойчивости оборудования на ПС при возникновении аварийных режимов, путём применения импульсной разгрузки турбогенераторов.

Полученные результаты позволяют судить о сохранении устойчивости генераторов и предпочтительного варианта импульсной разгрузки. Новизна обосновывается отсутствием подобных данных за последние четыре года. Данные имеют практическую значимость при модернизации, реконструкции имеющихся на объекте и для корректировки работы автоматики.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС	11
1.1 Обоснование необходимости реконструкции ПС	11
1.2 Климатическая характеристика района	13
2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	16
2.1 Расчет токов короткого замыкания	16
2.2 Определение параметров схемы замещения	18
3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	28
3.1 Выбор и проверка выключателей 220 кВ	28
3.2 Выбор и проверка разъединителей	32
3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ	41
4 РАСЧЕТ И ОПИСАНИЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И ЗОНЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ	47
4.1 Общее положение о заземление	48
4.2 Расчет заземления	48
4.3 Расчет защиты от прямых ударов молнии	52
5 РАСЧЕТ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ШИН 220 кВ	54
5.1 Общая информация	55
5.2 Релейная защита распределительного устройства 220 кВ	56
5.3 Автоматический ввод резерва в сети потребителя	57
5.4 Устройство резервирования отказа выключателя	59
5.5 Дифференциальная защита трансформаторов	60
5.6 Газовая защита трансформатора	65
6 ОПИСАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОДСТАНЦИИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ	73
6.1 Устройство АПВ	73

6.2 УРОВ	74
6.3 АВР	75
6.4 АРКТ	77
7 НАДЕЖНОСТЬ СХЕМЫ РУ 220 КВ	79
7.1 Расчет надежности	79
8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	85
8.1 Безопасность	85
8.2 Основные электротехнические средства	86
8.3 Экологичность	88
8.4 Требования экологической безопасности к подстанциям	89
8.5 Акустические шумы	91
8.6 Чрезвычайные ситуации	93
8.7 Пожарная безопасность на подстанции	94
8.8 Пожарные щиты первичных средств пожаротушения	95
8.10 Огнетушители	96
8.11 Вспомогательные средства и инвентарь	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	103

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРКТ – Автоматическое регулирование коэффициента трансформации;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

ВВЕДЕНИЕ

Тема ВКР была выбрана из списка, предложенного ПАО ФСК «Подстанция Сковородино/Т». Актуальность заключается в том, что со временем увеличится число потребляемой нагрузки, и компенсация будет проходить за счет установки 3 силового трансформатора.

Новизна выбранной темы обосновывается отсутствием работ по данной тематике за последние четыре года.

Целью бакалаврской работы является обеспечение сохранения устойчивости и надежности. В настоящее время западный энергорайон Амурской области характеризуется резко переменной нагрузкой на тяговых подстанциях и протяжёнными линиями между подстанциями.

Данная проблема в настоящее время является актуальной, так как она может привести к таким неблагоприятным воздействиям как: сокращение срока службы электрооборудования, снижению надёжности сети, ухудшению качества электроэнергии, повышению потерь электроэнергии.

При выполнении ВКР применялись действующие методы проектирования.

Большая часть оборудования Пс Сковородино/Т было проверена на соответствие современных стандартов проектирования, данная реконструкция позволит повысить надежность её работы и качество отпускаемой электроэнергии

Графическая часть ВКР, выполнена на 6 листах формата А1.

При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Word, Visio 2016.

1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС

1.1 Обоснование необходимости реконструкции ПС

При выборе схем распределительных устройств подстанции учитываются число присоединений (количество присоединений линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах. В Белорусской энергосистеме большое количество подстанций напряжением 220/27,5/10 кВ имеют три автотрансформатора, один из которых обычно находится в отключенном состоянии (в резерве). Подстанции с тремя трансформаторами позволяют снизить не только суммарную, но и, что более существенно, единичную мощность трансформаторов, это дает возможность проще решать проблемы строительства, эксплуатации и ограничения токов короткого замыкания на шинах вторичного напряжения.

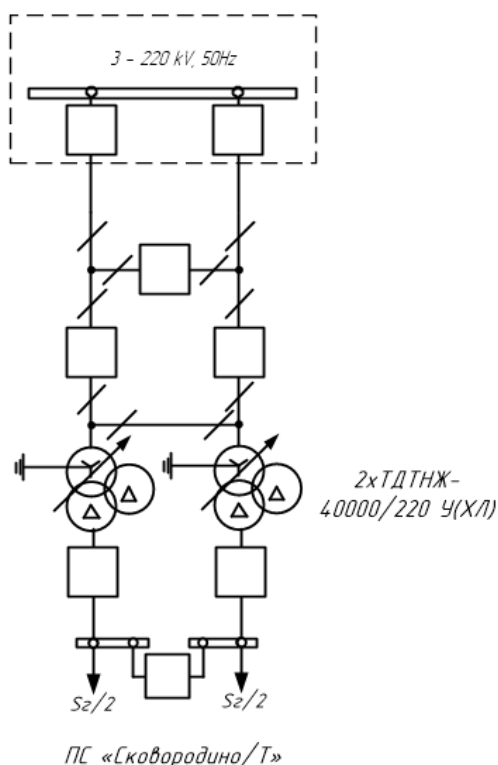


Рисунок 1 – Исходная схема подстанции 220 кВ Сковородино/т

Оценка эффективности сооружения с напряжением 220/27,5/10 кВ подстанции Сковородино/Т (рисунок 1). Аналогичной мощности должна проводиться на основе сравнения капитальных вложений, потерь мощности и электроэнергии в элементах подстанции, а также исходя из достижения максимума надежности подстанции.

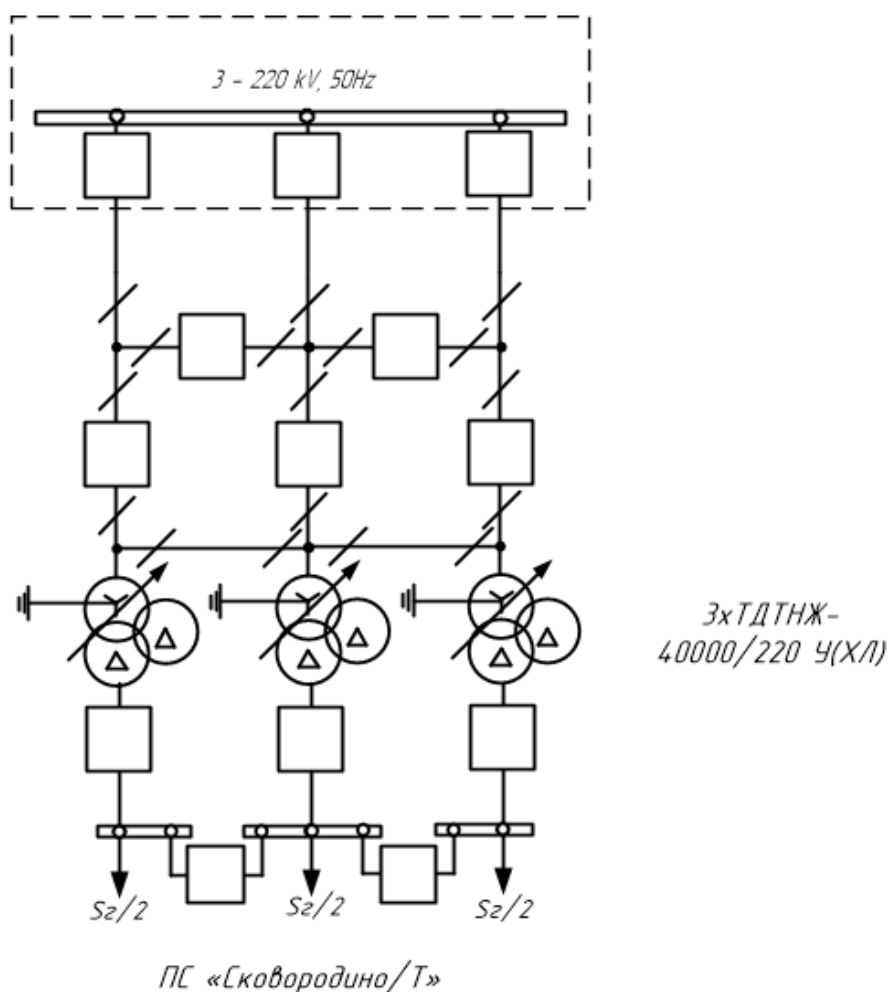


Рисунок 2 – Схема с тремя рабочими трансформаторами

Такое решение принимается в пользу того, чтобы повысить надежность.

В нормальном режиме работы (рисунок 2) секционный выключатель отключен. При исчезновении напряжения на одной секции СВ автоматически включается действием устройства АВР. Секционный выключатель может быть включен оператором, если по какой-либо причине выводится из работы один ввод от источника. Схема позволяет при этом сохранить питание всех

подключенных линий к потребителю. Так как потребитель подключен парными линиями, вывод в ремонт одного из трансформатора также не приводит к нарушению электроснабжения потребителя.

Операции с разъединителями допускаются только при отключенном выключателе соответствующего присоединения.

Достоинство рассматриваемой схемы с одной системой сборных шин:

1. Простота РУ, что практически исключают ошибочные операции с разъединителями. Тем не менее, предусматриваются блокирующие устройства, препятствующие неправильным операциям.

2. Низкая стоимость.

3. Ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением соответствующих присоединений

Недостатки ее следующие:

- Профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства на время ремонта:

- То же самое имеет место в случае внешнего замыкания и отказа выключателя соответствующего присоединения.

При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики, проектными решениями должна предусматриваться, и реконструкция устройств РЗА. В данном случае задача поставлена на реконструкцию подстанции, которая включает в расширение подстанции. В связи с этим необходима установка защиты для нового трансформатора с трех сторон и трех разъединителей.

С точки зрения надежности, реконструкция РЗА, возможно, существенно повысит надежность схемы системы.

1.2 Климатическая характеристика района

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, между 48°51' и 57°04' с. ш. и 119°39' и 134°55' в. д., является частью Дальневосточного федерального округа.

Сковородинский район образован в 1926 году. На западе Амурской области, граничит с Читинской областью, на севере - с Тындинским, на востоке с Магдагачинскими районами, на юге - государственная граница с Китаем. Площадь - 20,5 тыс. кв. км. Центр - город Сковородино, образованный в 1908 году, находится в 670 км от Благовещенска. В районе 37 сельских населенных пунктов, наиболее крупные поселки: Ерофей Павлович, Уруша, Талдан. Рельеф района средне- и низкогорный с абсолютными высотами 500- 1200 м и относительными превышениями в 150-550 м. Севернее протягивается Урушинский хребет, представляющий собой гольцовую гряду с абсолютными отметками 100-1440 м. По мере продвижения на юг (в пределах района) рельеф постепенно понижается и переходит в слаборасчлененное низко- 9 горье с отметками 700-900 м. Низкогорье в свою очередь сменяется Уруша Ольдойской депрессией. Последняя представляет собой плоско-холмистую заболоченную поверхность, абсолютные отметки которой не превышают 550 м. Район обладает очень обширной гидросетью. Вся речная сеть района принадлежит бассейну р. Амур. Все крупные его притоки берут начало за пределами района и текут в меридиональном и субмеридиональном направлениях. К наиболее крупным рекам района относятся (с запада на восток): Урка, Омутная, Уруша, Ольдой, Большой Невер. Ширина этих рек в нижнем течении 30-200 м, скорость течения достигает 1.5 м/сек. Глубина рек незначительная и редко превышает 1.5-2 м. Долины, как правило, широкие, ящикообразные и часто асимметричные. Берега обрывистые, большая часть широких речных пойм заболочена.

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, преимущественно слабые. Весной происходит смена зимнего муссона на летний: вместо северо-западных всё чаще дуют ветры южного направления. Климат района резко континентальный. Годовая амплитуда температурных колебаний достигает 50 °С. Среднегодовая температура по данным Сковородинской метеостанции составляет 4 С, при минимуме в январе минус 55 °С и максимуме в июле 38 °С. Среднегодовое количество осадков

достигаем 405 мм, при этом наибольшее количество (до двух третей) выпадает в июле-августе. Средняя температура января минус 29,1 °С, июля 18 °С. Район по гололеду и скорости ветра – II. Скорость ветра - 25 м/с, по скоростному напору ветра Амурская область имеет III район. На высоте 10 м толщина стенки гололеда составляет 15 мм. В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерзлота, максимально 70-80 м.

2. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание — это непреднамеренное соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала. Короткое замыкание, как правило возникает вследствие нарушения изоляции токоведущих элементов в результате соприкосновения между собой. В результате короткого замыкания в сети возникает ток большой величины, значительно превышающий допустимый ток, приводящий к разрушению этого участка, если не сработает защита. В электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- замыкание фазы на корпус или землю (однофазное);
- замыкание между собой двух фаз (двухфазное);
- замыкание двух фаз между собой и на землю;

- замыкание трех фаз между собой (трехфазное). От короткого замыкания может возникнуть электрическая дуга, которая может привести к пожару, нарушить функционирование энергосистемы, вызвать тяжелые системные аварии.

В случае замыкания проводов воздушной линии, может привести к обрыву проводов и замыкания их на землю. В зоне обрыва возникает опасность поражения человека «напряжением шага». Для защиты от короткого замыкания обычно принимают следующие меры:

- в электросистеме устанавливают токоограничивающие реакторы;
- используют распараллеливание электрических цепей;
- применяют понижающие трансформаторы с расщепленной обмоткой;
- применяют отключающее оборудование, то есть быстродействующие автоматические выключатели, плавкие предохранители и т.д.

В практике проектирования и эксплуатации современных подстанций, сетей и систем расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и

проверки аппаратуры и элементов электрических установок (шины, изоляторы, коммутационная аппаратура и т.п.), для проектирования, настройки и регулировки схем релейной защиты элементов электрической установки от аварийных токов, для выбора средств и методов ограничения аварийных токов. При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Расчетная схема, как правило, включает в себя все элементы электроустановки (в частности подстанции) и примыкающей части энергосистемы. Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

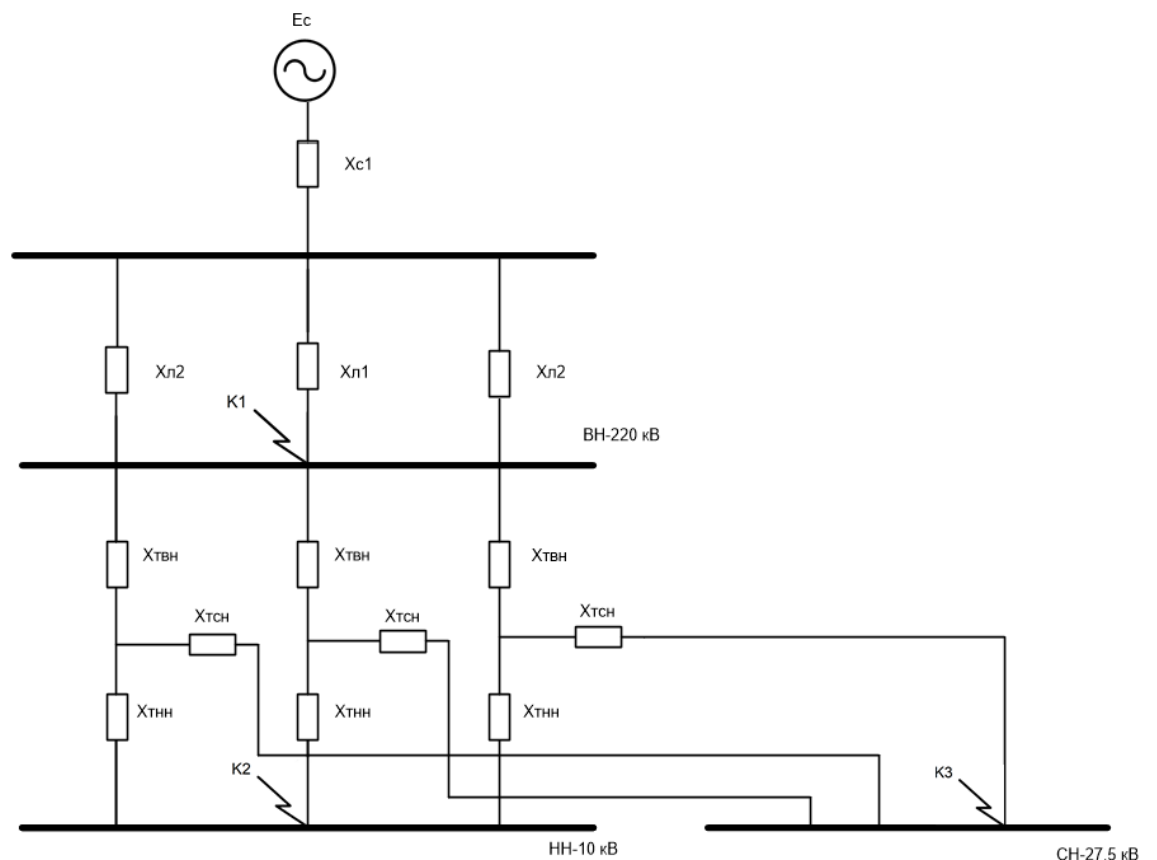


Рисунок 3 – Схема замещения подстанции 220 кВ.

Расчеты проводятся с использованием системы относительных единиц для подстанции с новым силовым трансформатором (рисунок 3). Также, учитываются допущения, допускаемые «Руководящими указаниями по расчету токов

короткого замыкания» [1]: – не учитывать ток намагничивания трансформаторов; – не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на ток короткого замыкания, если активная составляющая не превышает 30% от индуктивной составляющей.

Принимается базисное напряжение $U_6 = 230$ кВ. Намечаются расчетные точки короткого замыкания – К1 на шинах 220 кВ, К2 на шинах 27,5 кВ, К3 на шинах 10 кВ.

Ток трехфазного КЗ, приведенный к напряжению $U_{cp} = 230$ кВ, задан на шинах 220 кВ: – в максимальном режиме: $I_{max} = 0,14$ кА.

2.2 Определение параметров схемы замещения

Исходные данные:

T1, T2, T3 - ТДТНЖ-40000/220 У(ХЛ)

$U_{к.в-н} = 20,9\%$; $U_{к.в-с} = 8,3\%$; $U_{к.с-н} = 2,5\%$;

$L = 5.3$ км; $P = 8.6$ кВт; $Q = 7.5$ кВа; $X_{вл1} = 0,4$,

$S_{ном} = 40$ МВА;

$E_c = 1$;

Принимаем базисную мощность равной

$S_6 = 1000$ МВА;

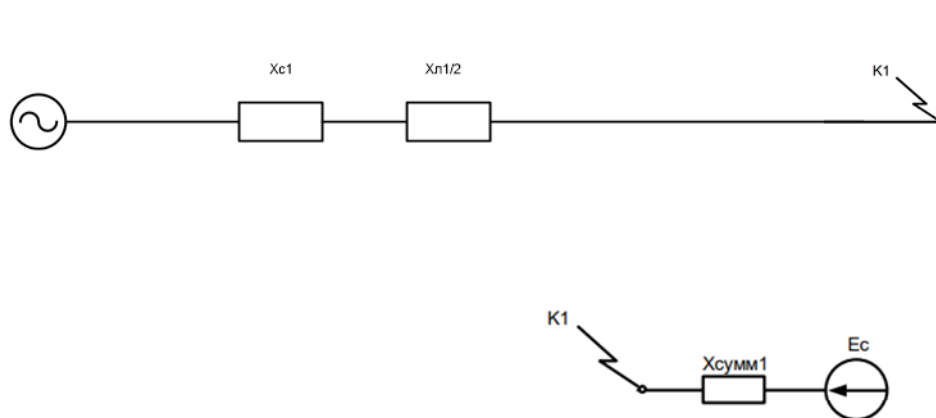


Рисунок 4 - Схема замещения для точки К1

Определим максимальную нагрузку в цепи (рисунок 4).

$$S_{кз1} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1)$$

$$S_{кз1} = \sqrt{16.2^2 + 15.1^2} = 124.2,$$

где $S_{кз1}$ – мощность подстанции

P – активная мощность;

Q – реактивная мощность;

Базисный ток ступени короткого замыкания.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (2)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51;$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}}; \quad (3)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 20,9;$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 3}}; \quad (4)$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,49,$$

Определяем ЭДС и сопротивления элементов расчетной схемы
Расчет напряжения блочных трансформаторов:

$$U_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.в_н} + U_{к.в_с} - U_{к.с_н}); \quad (5)$$

$$U_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot (20,9 + 8,3 - 2,5) = 13,35;$$

$$U_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.в_с} + U_{к.с_н} - U_{к.в_н}); \quad (6)$$

$$U_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot (8,3 + 2,5 - 20,9) = -5,05;$$

$$U_{к.н} = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.в_н} + U_{к.с_н} - U_{к.в_с}); \quad (7)$$

$$U_{к.н} = \frac{1}{2} \cdot (20,9 + 2,5 - 8,3) = 7,55,$$

Сопротивления трансформатора определяются по формулам

$$X_{ТВН} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}; \quad (8)$$

$$X_{ТВН} = \frac{13,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,34;$$

$$X_{ТСН} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}; \quad (9)$$

$$X_{ТСН} = \frac{-5,05}{100} \cdot \frac{1000}{40} = -1,263;$$

$$X_{ТНН} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}; \quad (10)$$

$$X_{ТНН} = \frac{7,55}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,88,$$

Так как сопротивление не может быть отрицательным примем

$$X_{TCH} = 0;$$

Расчет сопротивление системы:

$$X_{C1} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз1}}; \quad (11)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{22,146} = 45,16,$$

Расчёт сопротивления ВЛ:

$$X_{вл_c1} = X_{вл1} \cdot L_{вл1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma1}^2}; \quad (12)$$

$$X_{вл_c1} = 0,4 \cdot 5,3 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,04,$$

где $X_{вл1}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L_{вл1}$ - длина линии, км;

U_{σ} - базисное напряжение в месте установки элемента, кВ.

Расчет сопротивления обмоток трансформатора:

$$X_{T.BH.HH} = X_{TBH} + X_{TНН}; \quad (13)$$

$$X_{T.BH.HH} = 3,34 + 1,89 = 5,2;$$

$$X_{T.BH.CH} = X_{TBH} + X_{TCH}; \quad (14)$$

$$X_{T.BH.CH} = 3,34 + 0 = 3,34,$$

Расчет трехфазных токов кз

$$X_1 = \frac{X_{\text{вн1-с1}}}{2} + X_{\text{с1}}; \quad (15)$$

$$X_1 = \frac{0,4}{2} + 45,16;$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_c}{X_1} \cdot I_{\text{б1}}; \quad (16)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{1}{45,18} \cdot 230 = 0,056;$$

$$I_{\text{п02}} = \frac{E_c}{X_2} \cdot I_{\text{б2}}; \quad (17)$$

$$I_{\text{п02}} = \frac{1}{46,84} \cdot 27,5 = 0,45;$$

$$I_{\text{п03}} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{\text{б3}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{п03}} = \frac{1}{47,79} \cdot 11 = 1,09,$$

Расчет апериодического токов кз:

$$I_{\text{ат1}} = I_{\text{п01}} \cdot \sqrt{2}; \quad (19)$$

$$I_{\text{ат1}} = 0,45 \cdot \sqrt{2} = 0,08;$$

$$I_{\text{ат2}} = I_{\text{п02}} \cdot \sqrt{2}; \quad (20)$$

$$I_{\text{ат2}} = 0,45 \cdot \sqrt{2} = 0,63;$$

$$I_{\text{ат3}} = I_{\text{п03}} \cdot \sqrt{2}; \quad (21)$$

$$I_{at3} = 1,09 \cdot \sqrt{2} = 1,09,$$

Расчет ударного тока

$$I_{ВД1} = I_{at1} \cdot 1,8; \quad (22)$$

$$I_{ВД1} = 0,08 \cdot 1,8 = 0,14;$$

$$I_{ВД2} = I_{at2} \cdot 1,8; \quad (23)$$

$$I_{ВД2} = 0,63 \cdot 1,8 = 0,63;$$

$$I_{ВД3} = I_{at3} \cdot 1,8; \quad (24)$$

$$I_{ВД3} = 1,09 \cdot 1,8 = 2,79,$$

Расчет однофазного тока кз

Расчет сопротивление обратной последовательности:

$$X_{1.1} = \frac{X_3 \cdot X_1}{X_3 + X_1}; \quad (25)$$

$$X_{1.1} = \frac{47,79 \cdot 45,18}{47,49 + 45,18} = 23,22;$$

$$X_{2.1} = \frac{X_{ТВН}}{2}; \quad (26)$$

$$X_{2.1} = \frac{3,39}{2} = 1,67;$$

$$X_{оп} = \frac{X_{1.1} \cdot X_{2.1}}{X_{1.1} + X_{2.1}}; \quad (27)$$

$$X_{оп} = \frac{45,18 \cdot 1,67}{45,18 + 1,67} = 1,56,$$

Расчет сопротивление нулевой последовательности и шунта:

$$X_1 = X_{c1} + \frac{X_{\text{эл-}c1}}{2}; \quad (28)$$

$$X_1 = 0,04 + \frac{0,04}{2} = 45,18;$$

$$X_2 = \frac{X_{ТВН}}{3}; \quad (29)$$

$$X_2 = \frac{3,34}{3} = 1,11;$$

$$X_{оп} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}; \quad (30)$$

$$X_{оп} = \frac{45,18 \cdot 1,11}{45,18 + 1,11} = 1,09;$$

$$X_4 = X_{c1} + \frac{3 \cdot X_{\text{эл-}c1}}{2}; \quad (31)$$

$$X_4 = 45,16 + \frac{3 \cdot 0,04}{2} = 45,12;$$

$$X_5 = \frac{X_{ТВН}}{3}; \quad (32)$$

$$X_5 = \frac{3,39}{3} = 1,11;$$

$$X_{HT} = \frac{X_{оп} \cdot X_4}{X_{оп} + X_4}; \quad (33)$$

$$X_{HT} = \frac{1,09 \cdot 45,22}{1,09 + 45,22} = 1,06;$$

$$X_{\text{шунт}} = X_{оп} + X_{HT}; \quad (34)$$

$$X_{\text{шунт}} = 1,09 + 1,06 = 2,15;$$

$$X_6 = X_{c1} + \frac{X_{\text{вл-с1}}}{2}; \quad (35)$$

$$X_6 = 45,16 + \frac{0,04}{2} = 45,18;$$

$$X_7 = \frac{X_{ТВН}}{3}; \quad (36)$$

$$X_7 = \frac{3,34}{3} = 1,11;$$

$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}; \quad (37)$$

$$X_8 = \frac{45,18 \cdot 1,11}{45,18 + 1,11} = 1,09;$$

$$X_9 = X_8 + X_{\text{шунт}}; \quad (38)$$

$$X_9 = 1,09 + 2,15 = 3,23;$$

Расчет однофазного тока КЗ для К-1:

$$I_{\text{ПО1.}\Phi 1} = \frac{3 \cdot E_c}{X_9}; \quad (39)$$

$$I_{\text{ПО1.}\Phi 1} = \frac{3 \cdot 1}{3,23} = 0,93,$$

Расчет апериодического тока для К-1:

$$I_{\text{ат1.}\Phi 1} = I_{\text{ПО1.}\Phi 1} \cdot \sqrt{2}; \quad (40)$$

$$I_{\text{ат1.}\Phi 1} = 0,93 \cdot \sqrt{2} = 1,31,$$

Расчет ударного тока для К-1:

$$I_{\text{уд1.}\Phi 1} = I_{\text{ат1.}\Phi 1} \cdot 1,8; \quad (41)$$

$$I_{\text{уд1.}\Phi 1} = 1,31 \cdot 1,8 = 2,363,$$

Для точек К1, К2, К3 проводим аналогичный расчет по приведенным преобразованиям и результаты сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчетные токи трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
К1	0,06	0,08	0,14
К2	0,45	0,63	1,14
К3	1,09	1,55	2,8

Таблица 2 – Расчетные токи однофазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
К1	0,93	1,31	2,36

Дальше будет проводиться проверка оборудования с учетом точек кз (таблица 1, таблица 2)

3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВСЕХ НАПРЯЖЕНИЙ

В данной главе производится выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/27,5/10 кВ «Сковородино/Т», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;

3.1 Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Выключатель - это механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также включать, и автоматически отключать токи в указанном аномальном состоянии цепи. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

На подстанции Сковородино/т установлен выключатель марки ВМТ – 220 кВ, В 25/1250.

Таблица 3 - Параметры выключателя марки ВМТ – 220 кВ, В 25/1250,

Параметр выключателя	ВМТ-220Б-25/ 1250 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	25
при частоте 50 Гц	25
Номинальное относительное содержание	36
Апериодической составляющей, % не более	36
Ток включения при частоте 50 Гц, кА:	65
Ток отключения при частоте 50 Гц, кА:	65
Начальное действующее значение периодической составляющей:	25
Сквозной ток короткого замыкания,	65

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования: надежное отключение любых токов, быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения. Выключатели высокого напряжения (таблица 3) должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{вст} \leq U_{НОМ}; \quad (42)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (43)$$

$$6,963 \leq 1250 \text{ А.}$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (44)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$4,2 \leq 65 \text{ кА.}$$

Проверку по включаемом току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (45)$$

$$1,9 \leq 65 \text{ кА.}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (46)$$

$$2,8 \leq 125 \text{ кА.}$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (47)$$

$$B_K = 4,2^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 2;$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.с.}^2 \cdot t_{Т.с.}; \quad (48)$$

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (49)$$

$$29,2 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{аНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (50)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 65 = 36,8 \text{ кА};$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (51)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,2 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 0,58;$$

$$i_{ar} \leq i_{aНОМ}; \quad (52)$$

$$0,58 \leq 36,8 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Проверка выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 62,8 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,9 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 0,9 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 65 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 1,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 22,65 \text{ кА}$	$i_{at} = 0,6 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

По результатам проверки (таблица 4) выключатель удовлетворяет всем заданным условиям и может быть принят к установке.

3.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроуста-

новки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Помимо этого, основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно:

1. Для отключения и включения не нагруженных силовых трансформаторов небольшой мощности и линий ограниченной длины при строго ограниченных условиях.

2. Для переключений присоединений РУ с одной системы сборных шин на другую без перерыва тока.

3. Для заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

РГН – 2 220/1000 УХЛ1

Разъединители выполнены в виде отдельных полюсов, представляющих собой двухколонковые аппараты с разворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости.

Полюс разъединителя, к которому присоединяются приводы, называется ведущим.

Полюс разъединителя, присоединяемый к ведущему, называется ведомым.

Соединение ведущего полюса разъединителей с приводами и с ведомыми полюсами выполняется с помощью соединительных элементов, входящих в комплект поставки. Монтаж разъединителей осуществляется без применения сварки с помощью болтовых соединений.

Каждый полюс разъединителей состоит из цоколя, изоляторов, токоведущей системы, состоящей из контактных ножей.

Таблица 5 – Параметры разъединителя марки РГН – 2 220/1000 УХЛ1

Параметр выключателя	РГН – 2 220/1000 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	1000
Допустимый ток	1200

Проверка разъединителя марки РГН – 2 220/1000 УХЛ1 (таблица 5)

$$B_{K.HOM.1} = I_{BKЛ}^2 \cdot t_{НОМ}; \quad (53)$$

$$B_{K.HOM.1} = 31,5^2 \cdot 3 = 4,8;$$

$$I_{a.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot I_{BKЛ}}{100} = 1; \quad (54)$$

$$I_{a.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 22,6,$$

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (55)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (56)$$

$$104,4 \leq 1250 \text{ А.}$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (57)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$1,09 \leq 40,5 \text{ кА.} \quad (58)$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (59)$$

$$1,09 \leq 40,5 \text{ кА.}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (60)$$

$$2,8 \leq 125 \text{ кА.}$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (61)$$

$$B_K = 1,09^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 2,02 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (62)$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_K \leq B_{K.\text{НОМ}}; \quad (63)$$

$$29,2 \leq 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$29,2 \leq 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных РГН – 2 220/1000 УХЛ1 представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Данные разъединителя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{РАБ.МАКС.ВН}} = 100,409 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.ВН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ПО1.Ф1}} = 0,056 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО1}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ПО1.Ф1}} = 0,056 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПО1}}$
$I_{\text{Д.С.}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{УД1.Ф1}} = 0,141 \text{ кА}$	$I_{\text{Д.С.}} \geq I_{\text{УД1}}$
$B_{K.\text{НОМ1}} = 4,9 \text{ кА}$	$B_{K1} = 2,02 \text{ кА}$	$B_{K.\text{НОМ1}} \geq B_{K1}$
$B_{K.\text{НОМ1.1}} = 1,6 \text{ кА}$	$B_{K1} = 2,02 \text{ кА}$	$B_{K.\text{НОМ1.1}} \geq B_{K1}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям (таблица 6) и может быть принят к установке.

3.3 Выбор и проверка разъединителя РДЗ 220 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроустановки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Помимо этого, основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно:

1. Для отключения и включения не нагруженных силовых трансформаторов небольшой мощности и линий ограниченной длины при строго ограниченных условиях.

2. Для переключений присоединений РУ с одной системы сборных шин на другую без перерыва тока.

3. Для заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

РДЗ – 2^б–220/1000 УХЛ1

Разъединители РДЗ-220 предназначены для коммутации обесточенных элементов электрических сетей 220 кВ и заземления отключенных элементов при помощи стационарных заземлителей. Разъединители также используются для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Разъединители РДЗ-220 состоят из отдельных полюсов. Разъединители используются в однополюсном, двухполюсном и трехполюсном исполнении.

Разъединители РДЗ-220 приводятся в действие ручными приводами ПР-180/180 УХЛ1.

Таблица 7 - характеристик разъединителя марки РДЗ – 2⁶ –220/1000 УХЛ1

Параметр выключателя	РДЗ – 2 ⁶ –220/1000 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	1000
Допустимый ток	1200
Ток термической стойкости, кА	25
Количество ножей	2
Время протекания термической стойкости для главных ножей, с	3
Время протекания термической стойкости для заземляющих ножей, с	1

Проверка разъединителя марки РДЗ – 2⁶ –220/1000 УХЛ1.(таблица 7)

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (64)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (65)$$

$$62,8 \leq 1000 \text{ А.}$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (66)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$1,09 \leq 40,5 \text{ кА.}$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (67)$$

$$1,09 \leq 40,5 \text{ кА.}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (68)$$

$$2,8 \leq 125 \text{ кА.}$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (69)$$

$$B_K = 1,9^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 1,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (70)$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.\text{НОМ}} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.\text{НОМ}}; \quad (71)$$

$$3,23 \leq 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$3,23 \leq 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных РДЗ – 2⁶ –220/1000 УХЛ1 представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Данные разъединителя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{РАБ.МАКС.ВН}} = 100.409 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.ВН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ПО1.Ф1}} = 0,056 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО1}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ПО1.Ф1}} = 1 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПО1}}$
$I_{\text{Д.С.}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{УД1.Ф1}} = 0.141 \text{ кА}$	$I_{\text{Д.С.}} \geq I_{\text{УД1}}$
$B_{K.\text{НОМ1}} = 4,9 \text{ кА}$	$B_{K1} = 1,46 \text{ кА}$	$B_{K.\text{НОМ1}} \geq B_{K1}$
$B_{K.\text{НОМ1.1}} = 1.6 \text{ кА}$	$B_{K1} = 1.46 \text{ кА}$	$B_{K.\text{НОМ1.1}} \geq B_{K1}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям (таблица 8) и может быть принят к установке.

3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Для нормального функционирования устройств обеспечивающих релейную защиту высоковольтных ЛЭП, требуется контролировать параметры электрической линии. Снимать показания с высоковольтных проводов напрямую – опасно и не эффективно. Режим работы обычного трансформатора не позволяет контролировать изменение тока. Решает эту проблему трансформатор тока, у которого показатели вторичной цепи изменяются пропорционально величине тока первичной обмотки.

Трансформатор тока необходимо выбирать с двумя вторичными обмотками, при этом функция одной из них – это включение электроизмерительных приборов, другая же предназначена для приборов защиты. Выбор трансформатора тока осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по ударному току;
- на термическую стойкость;
- по вторичной нагрузке;

На подстанции Сквородино/т установлен трансформатор тока ТМБО – 220 300/5. Аналогично для реконструкции под силовой трансформатор мы выберем такой же марки.

Принцип действия трансформаторов тока основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки магнитный поток, который в свою очередь вызывает появление во вторичной обмотке ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току. Трансформаторы тока ТБМО относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин и предназначены для работы в электрических системах переменного тока промышленной частоты с эффективно и глухо заземленной нейтралью.

Трансформаторы состоят из активной части с зажимами первичной обмотки и компенсатором объема масла, размещенной в металлическом баке трансформатора с коробкой зажимов вторичных обмоток и высоковольтного фарфорового изолятора. Активная часть состоит из первичной обмотки и магнитопроводов со вторичными обмотками. Компенсатор объема масла представляет собой тонкостенный цилиндр из нержавеющей стали с маслоуказателем. Компенсация уровня масла происходит за счет сжатия или растяжения компенсатора. Первичная обмотка трансформатора, в зависимости от исполнения трансформатора, состоит из одного, двух или нескольких витков. Обмотка выполняется в виде алюминиевой трубы и коаксиального стержня. Магнитопроводы обмоток учета изготовлены из специального nano кристаллического сплава, имеющего большое удельное сопротивление и высокую магнитную проницаемость. Магнитопроводы обмоток для измерений и защиты изготовлены из холоднокатаной электротехнической стали. Вторичные обмотки выполнены из медного провода. Выводы вторичных обмоток подключены к

клеммам, размещенным в контактной коробке на баке трансформатора. Изоляция между первичной и вторичными обмотками - бумажно-масляная. Высоковольтный изолятор изготовлен из фарфора. Бак трансформатора изготавливается из стали. На трансформаторах имеется табличка технических данных. Рабочее положение трансформаторов в пространстве – вертикально.

В качестве трансформаторов напряжения на подстанции Сковородино/т 220 кВ установлены трансформаторы трансформатора тока ТМБО – 220/300.

Таблица 9 - Общие сведения трансформатора тока ТМБО – 220/300.

Параметр выключателя	ТМБО – 220 300
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток (первичный), А	300
Номинальный ток (вторичный), А	5
Класс точности каждой обмотки	0,2S/0, 5S/5P/5P/5P
Номинальная мощность, ВА	50
Наибольший рабочий ток (первичный)	630
Сопротивление обмотки активное и реактивное, Ом	2,41
Ток включения при частоте 50 Гц, кА:	65
Начальное действующее значение периодической составляющей:	25

Продолжение таблицы 9

1	2
Сквозной ток короткого замыкания,	65
ток термической стойкости	65

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K); \quad (72)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (73)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K, \quad (74)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}; \quad (75)$$

$$R_{ПРИБ} = \frac{1,7}{5^2} = 0,07 \text{ Ом.}$$

где $S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 20 - 0,07 + 0,05 = 19,88 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}; \quad (76)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,88} = 0,09 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПРОВ}}}; \quad (77)$$
$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,07 + 0,7 + 0,05 = 0,82 \text{ Ом}$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (78)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 82^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 11,

Таблица 10 – Проверка трансформаторов тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 200$ А	$I_{РАБ.МАКС.ВН} = 100.409$ А	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАКС.ВН}$
$I_{ДИН.} = 125$ кА	$I_{УД1.Ф1} = 0.141$ кА	$I_{Д.С.} \geq I_{УД1}$
$Z_{2НОМ} = 0,8$ кА	$Z_2 = 0.778$ кА	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$B_{К.НОМ1.1} = 4.8$ кА	$B_{К1} = 1.465$ кА	$B_{К.НОМ1.1} \geq B_{К1}$

Таким образом мы видим, что ТТ полностью подходит (таблица 10).

3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 220 кВ

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

В качестве трансформаторов напряжения на подстанции Сковородино/т 220 кВ установлены трансформаторы напряжения марки НАМИ-220

Таблица 11 - Общие сведения трансформатора НАМИ-220

Параметр выключателя	НАМИ-220
1	2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	0,1
Класс точности	0,2
Номинальная мощность, ВА	2000

1	2
Класс точности каждого обмоток	0,2S/0, 5S/5P/5P/5P
Номинальная мощность, ВА	50

Определим нагрузку активной и реактивной мощности:

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (79)$$

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{35^2 + 9^2} = 36,1 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения на 220 кВ марки НАМИ-220

Таблица 12 – Проверка трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{\text{РАСЧ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{РАСЧ}}$

Таким образом мы видим, что трансформатор напряжения полностью подходит.

4. РАСЧЕТ И ОПИСАНИЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И ЗОНЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

4.1 Общее положение о заземление

В процессе работы подстанции на ней возможны перенапряжения- внутренние и грозовые.

Если источником внутренних перенапряжений являются генераторы системы и их причиной нормальные или аварийные коммутации, которые сопровождаются колебательными процессами или резонансным процессом. Значение внутренних перенапряжений зависит от характеристик установки и характера коммутации и имеют статический характер.

Источник грозовых перенапряжений — это удар молнии в саму электроустановку или в близь нее в землю. Молния является источником тока. Поскольку токи молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения есть величина статистическая.

Для защиты открытых распределительных устройств используют стержневые молниеотводы, присоединенные к заземлителю исполненном в виде сетки из электродов расположенный на площади подстанции. При установке на ОРУ нескольких молниеотводов, должны соблюдаться безопасные расстояния по земле и воздуху. Для защиты шинных мостов могут применять тросовые молниеотводы.

4.2 Расчет заземления

Сопrotивление заземлителя на подстанции не должно превышать 0,5 Ом, согласно ПУЭ. Контур заземления должен выходит на 1.5 м за границы оборудования, чтобы человек при прикосновении к оборудованию не находился за границей заземления.

Размеры подстанции в данной работе 190 метров в ширину, 320 метра в длину.

Площадь контура заземления определяем по формуле:

$$S_3 = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (80)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (100 + 2 \cdot 1,5) = 5459 \text{ м}^2$$

Диаметр электродов принимаем равным: $d = 0,025$

$$F_{\text{МЛ}} = \pi \cdot R^2; \quad (81)$$

$$F_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4};$$

Проверка сечения на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{РЕЛ}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T_{\text{РЕЛ}}}{400 \cdot \beta}} \cdot 10^3; \quad (82)$$

где I_m - ток молнии;

T - время работы защиты в секундах;

β - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{\text{РЕЛ}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T_{\text{РЕЛ}}}{400 \cdot \beta}} \cdot 10^3; \quad (83)$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на устойчивость к коррозии проведем по формуле

$$S_{\text{СР}} = 0,0026 \cdot \ln(T)^3 + 0,0092 \cdot \ln(T)^2 + 0,0104 \cdot \ln(T) + 0,0224;$$

T - время использования заземления, равное 240 мес;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$ - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (S_{\text{СР}} + d); \quad (84)$$

$$l_{\text{П-П}} = 5;$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S_3}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (85)$$

Сечение электродов должно проходить по условию:

$$F_{\text{М.П}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}}; \quad (86)$$

$$F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} = 562 \text{ мм}^2;$$

$490 \geq 310$ условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным 5 м.

Общая длина горизонтальных полос в сетке рассчитаем по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S_3}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (87)$$

Количество горизонтальных полос по длине рассчитаем по формуле:

$$n_{\Gamma A} = \frac{A + 3}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (88)$$

Общее количество горизонтальных полос по обеим сторонам найдем по формуле:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma A} + n_{\Gamma B}; \quad (89)$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (90)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 5; \quad (91)$$

где $l_{\text{в}}$ - длина вертикальных электродов равная 5 м

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (92)$$

Далее определяем стационарное сопротивление заземления по формуле:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + l_B \cdot n_B} \right); \quad (93)$$

где A - коэффициент принимается по ЭТС, и равен по формуле:

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}}; \quad (94)$$

Принимаем $A=0,16$.

$$R_C = 100 \cdot \left(0,16 \cdot \frac{1}{\sqrt{5459}} + \frac{1}{2184 + 5 \cdot 59,1} \right) = 0,255 \text{ Ом};$$

Находим импульсные коэффициенты по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (95)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5459}}{(100 + 100) \cdot (61 + 45)}} = 1,6;$$

Определяем импульсное сопротивление заземления по формуле:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (96)$$

$$R_u = 0,255 \cdot 1,6 = 0,4 \text{ (Ом)};$$

$$0,4 \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (97)$$

Заземление выбрано правильно.

4.3 Расчет защиты от прямых ударов молнии

Согласное ПУЭ открытые подстанции 220 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии на подстанции осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Высота самого высокого элемента подстанции составляет 17 м, это линейные порталы, а так как высота других элементов ниже, они тоже попадут под зону защиты молниеотвода.

Высоту молниеотвода на линейном портале 220 кВ – 23 м.

Т.к высота молниеотвода меньше 150 м, то его параметры определяются следующими формулами:

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h ; \quad (98)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h ; \quad (99)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного и шинного портала по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) ; \quad (100)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, для линейного портала 17 м, для шинного 11 м.

$$r_{\text{хл}} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{17}{19,55} \right) = 3,16 \text{ м.}$$

$$r_{\text{хш}} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{1}{19,55}\right) = 10,26 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами находится в пределе $h \leq L_{\text{m-m}} \leq 2h$. Тогда найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 по формуле:

$$h_c = h - \frac{L}{7}; \quad (101)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{\text{сх}} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}; \quad (102)$$

$$r_{\text{схл}} = 24,242 \cdot \frac{18,7 - 17}{18,7} = 46,26 \text{ м.}$$

$$r_{\text{схш}} = 24,242 \cdot \frac{18,7 - 11}{18,7} = 38,5 \text{ м.}$$

Аналогичный расчет проводится для других пар молниеотводов, результаты расчета. Так же результаты расчета молниезащиты представлены в графической части. по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов. Расчет зон защиты молниезащиты показан в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеот- воды	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _с (м)	r ₀ (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)

1-2	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2-3	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
3-4	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
4-5	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
5-6	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
6-1	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5

Для защиты открытых распределительных устройств используют стержневые молниеотводы, присоединенные к заземлителю исполненном в виде сетки из электродов расположенный на площади подстанции. При установке на ОРУ нескольких молниеотводов, должны соблюдаться безопасные расстояния по земле и воздуху.

5. РАСЧЕТ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ШИН 220 кВ

5.1 Общая информация

Релейная защита — комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания). Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

Система релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем совершенствовалась с каждым годом на протяжении последнего столетия. На сегодняшний день при появлении нового первичного оборудования требуется разработка современных микропроцессорных комплексов защиты.

Наряду с современными микропроцессорными системами защиты оборудования, в энергосистеме большое количество еще не модернизированных комплексов релейной защиты, а значит, для грамотной эксплуатации требуется уметь выполнять выбор и расчет для уже существующих электромеханических комплексов релейной защиты и автоматики.

В работе трансформаторов могут возникать различные короткие замыкания, как и в обмотках трансформатора, и на вводах трансформаторов, и в кабелях так же могут возникать короткие замыкания на землю и между фазами.

Так же через трансформаторы могут проходить сверхтоки, падать уровень масла, повышаться температура.

Исходя из выше написанного следует что защита трансформаторов должна выполнять следующее:

- отключать трансформатор при повреждении;
- отключать трансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих по самому трансформатору так и по смежному оборудованию устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла

И так же устанавливают защиту от перегрузок на ВН и НН.

5.2 Релейная защита распределительного устройства 220 кВ

В соответствии с правилами устройства электроустановок в качестве защиты шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин, соединенных секционным выключателем. Защита должна быть отстроена от токов небаланса.

В закрытом распределительном устройстве подстанции должна быть установлена дуговая защита.

В качестве защиты секционного выключателя 220 кВ и выше, следует предусматривать трехступенчатую максимальную токовую защиту от междуфазных коротких замыканий.

5.3 Автоматический ввод резерва в сети потребителя

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточеннию электроустановок потребителя.

Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.I} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}; \quad (103)$$

$$U_{c.p.I} = 0,3 \cdot 10 = 3кВ,$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых 103 может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{рз.макс} + \Delta t; \quad (104)$$

где $t'_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения; Δt – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ с};$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с},$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{сп2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_н \cdot k_в}, \quad (105)$$

где $k'_н$ – коэффициент надежности ($k'_н = 1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

$$U_{сп2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ},$$

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (106)$$

$$t_{POB} = 0,8 + 0,5 = 1,3c,$$

5.4 Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его задача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА вышестоящего присоединения.

Следует учесть, что в цепях отключения вводных и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции.

Для того, чтобы сформировался сигнал УРОВ, необходимо совпадение следующих событий:

- срабатывание релейной защиты присоединения;
- продолжение аварийного процесса после формирования команды на отключение собственного выключателя, либо отсутствие сигнала о том, что выключатель отключился.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном}, \tag{107}$$

где $k_{отс}$ - коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$ - номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока отходящего присоединения.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 1000 = 150 A,$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зап} + t_{погр}, \quad (108)$$

где $t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя (0,06 с);

$t_{возв}$ - время возврата схемы (0,01 с);

$t_{зап}$ - время запаса (0,1 с)

$t_{погр}$ - погрешность схемы выдержки времени схемы УРОВ (0,025 с).

$$t_1 = 0,06 + 0,01 + 0,1 + 0,025 = 0,195 \text{ с};$$

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с}; \quad (109)$$

5.5 Дифференциальная защита трансформаторов

ДЗТ применяется как основная защита трансформатора. Но ДЗТ устанавливается лишь в некоторых случаях:

- на трансформаторах мощность выше 6300 кВА;
- на параллельно работающих трансформаторах мощностью выше 4000 кВА;
- на трансформаторы мощностью выше 1000 кВА, в случае если токовая отсечка не имеет необходимой чувствительности.

В случае, когда трансформаторы работают параллельно, ДЗТ обеспечивает не только быстрое отключение, но и выборочно отключает поврежденный трансформатор.

При вычислениях дифференциальной защиты условно принимаем что трансформатор имеет одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон и коэффициент трансформации равен 1.

Если схема ДЗТ выполнена правильно и ТТ одинаковые, то при прохождении через них токов нагрузки и токов сквозного КЗ, ток в реле ДЗТ будет отсутствовать, то и ДЗТ на них реагировать не будет.

При расчете релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы работы, такие как:

- многофазные замыкания в обмотках и выводах;
- однофазные замыкания в обмотках и выводах;
- витковые замыкания в обмотках;
- внешние замыкания;
- повышение напряжения;
- токи при перегрузках обмоток;
- понижение уровня масла или его возгорания.

Для защиты трансформаторов с установленным в них РПН, применяют ДЗТ 11.

ДЗТ 11 имеет одну тормозную обмотку в реле НТТ, что дает возможность не отстраивать ток срабатывания защиты от токов небаланса при внешних повреждениях, и тем самым, когда имеется тормозная обмотка, не действие защиты происходит как раз торможением.

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 62,8 \text{ А} \quad (110)$$

$$I_{\text{рабНН}} = 1375 \text{ А} \quad (111)$$

Для компенсации сдвига токов по фазе, вторичные обмотки ТТ со стороны трансформатора включенных в схему звезда, собирают в треугольник, а со стороны треугольника трансформатора в звезду.

Вторичный ток в защите определим по формуле:

$$I_{\text{Свтор}} = \frac{I_{\text{рабС}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}},$$

где K_{cx} - коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

$K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{ВНвтор} = \frac{62,8 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 5,4 \text{ А} .$$

$$I_{ННвтор} = \frac{1375}{1000 / 5} = 6,9 \text{ А} .$$

Ток срабатывания ДЗТ определяется по условию отсрочки от броска тока намагничивая при включении ненагруженного трансформатора под напряжение. Ток срабатывания рассчитывается по стороне с более нагруженным вторичным током, в нашем случае по стороне 10 кВ

$$I_{ср.р} = k_n \cdot I_{рабНН} ; \tag{112}$$

где k_n - коэффициент отсрочки для ДЗТ-11 равен 1.5

$$I_{ср.р} = 1,5 \cdot 1375 = 1650 \text{ А} .$$

Ток срабатывания реле находим по формуле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{ср.р} \cdot K_{cx}}{K_{ТТ}} ; \tag{113}$$

$$I_{ср.р} = \frac{1650 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5} = 14,3 \text{ А} .$$

Далее определим число витков уравнильной обмотки на стороне 6.3 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{F_{\text{ср.р.}}}{I_{\text{ср.р.}}}; \quad (114)$$

где $F_{\text{ср.р.}}$ - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, для ДЗТ-11 принимается 180 Ав

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{180}{14,3} = 12,6 \text{ ВИТКОВ.}$$

На первой уравнильной обмотке устанавливаем 13 витков

Определение числа витков на стороне 220 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчнеосн}} = \omega_{\text{расчосн}} \cdot \frac{I_{\text{ННвтор}}}{I_{\text{ВНвтор}}}; \quad (115)$$

$$\omega_{\text{расчнеосн}} = 13 \cdot \frac{6,9}{5,4} = 16,4 \text{ ВИТКОВ.}$$

Число витков на стороне 220 кВ устанавливается 17 витками.

Далее считается число витков тормозной обмотки, необходимое для бездействия защиты при внешнем КЗ.

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot \omega_{\text{расчнеосн}}}{I_{\text{кмакс}} \cdot \text{tg}\alpha}; \quad (116)$$

где $\text{tg}\alpha = 0.8;$ (117)

$I_{\text{кмакс}}$ - максимальный ток кз на стороне 10 кВ;

$I_{\text{нб}}$ - ток небаланса ДЗТ;

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб1}} + I_{\text{нб2}} + I_{\text{нб3}}, \quad (118)$$

где $I_{\text{нб1}}$ - ток небаланса погрешности ТТ;

$I_{\text{нб2}}$ - ток небаланса, обусловленный РПН;

$I_{\text{нб3}}$ - ток небаланса, обусловленный неточностью витков на уравнительных обмотках реле.

$$I_{\text{нб1}} = I_{\text{кмакс}} \cdot k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon; \quad (119)$$

где $k_{\text{апер}}$ - коэффициент переходного режима, для ДЗТ-11 равен 1;

$k_{\text{одн}}$ - коэффициент схожести трансформаторов тока, равен 1;

ε - значение погрешности ТТ, равен 0.1.

$$I_{\text{нб1}} = 1375 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.1 = 137,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб2}} = I_{\text{кмакс}} \cdot U_{\text{рпн}}, \quad (120)$$

где $U_{\text{рпн}}$ - полный диапазон РПН равен 0.16.

$$I_{\text{нб2}} = 1375 \cdot 0,16 = 220 \text{ А}.$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{\omega - \omega_{\text{расчосн}}}{\omega_{\text{расчосн}}} \cdot I_{\text{кмакс}}; \quad (121)$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{13 - 12,6}{12,6} \cdot 1375 = 43,7 \text{ А}.$$

$$I_{нб} = 137,5 + 220 + 43,7 = 401,2 \text{ А.}$$

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot 401,2 \cdot 8}{1375 \cdot 0,8} = 5,5 \text{ витков.}$$

На тормозной обмотке устанавливаем 6 витка.

Данная схема дифференциальной защиты выполняется на ДЗТ-11 по всем требованиям ПУЭ удовлетворяет, так же подходит по требованиям к чувствительности и защиты от различных видов КЗ.

5.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более, следовательно, для всех силовых трансформаторов ПС 220 кВ Сковородино/т.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель. следует предусматривать отдельное газовое (струйное) реле.

После срабатывания струйных реле защиты контактора (URF-25/10, RS1000, PCT-25) следует производить их возврат медленным нажатием на кнопку, расположенную под крышкой в верхней части реле («контроля-возврата» у реле URF-25/10 и «Включено» у реле RS-1000) Целесообразно обратить внимание оперативного персонала на то, что возврат реле URF-25/10 выполняется нажатием кнопки только на половину ее хода и что через смотровое стекло следует убедиться, что после возврата груз располагается горизонтально. Возврат реле PCT-25 производится нажатием до упора на кнопку контроля, предварительно переведенную в положение возврата в соответствии с надписью на крышке коробки зажимов. Газовое реле не имеет устройства возврата, но имеет кнопку опробования работы контактов на сигнал и отключение (BF-80/Q, PGT-80/50). Струйное реле не срабатывает на появление газа в реле т.к. небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масла в процесс работы контактора, является нормальным явлением. Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием на сигнал должен производиться в следующих случаях: - на время проверки защиты; - при неисправности защиты; - при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла; - при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора; 100 - при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

- 1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{2ч} < 1$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение повреждённого трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле.

Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора. При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

К установке принят терминал МР801.

МР801 — современное цифровое комбинированное многофункциональное устройство, объединяющее в себе различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления, противоаварийной автоматики.

Использование в МР801 современной аналого-цифровой и микропроцессорной элементной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности. МР801 предназначено для защиты следующих типов трансформаторов:

- двухобмоточный трансформатор;
- двухобмоточный трансформатор с двумя вводами ВН;
- двухобмоточный трансформатор с двумя вводами НН;

- двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН;
- трёхобмоточный трансформатор.

Для предназначения терминал МР801 подходит, так как в схеме установлено два трёхобмоточного трансформатора.

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора: Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.1} \geq K_{зап1} \cdot I_{ном.ВН}; \quad (122)$$

$$I_{с.з.2} \geq K_{зап2} \cdot I_{н.б.К-2}; \quad (123)$$

$$I_{с.з.3} \geq K_{зап3} \cdot I_{н.б.К-2}; \quad (124)$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-3} = (K_{пер} \cdot K_{одн\epsilon} + \Delta U_{рпн} / 100 + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-3}, \quad (125)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ($K_{пер} = 2$);

$K_{одн}$ - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения ($K_{одн} = 1$);

ϵ - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе

$$\epsilon = 0,05; \quad (126)$$

$\Delta f_{\text{добав}}$ – величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение $\Delta f_{\text{добав}}$ можно принимать равным 0,04.

$\Delta U_{\text{рпн}}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения $\pm 9 \cdot 1,78\%$, наибольший относительный предел $\Delta U_{\text{рпн}} = 16,02\%$).

$$I_{\text{н.б.К-3}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 1,6 + 0,04) \cdot 809 = 242,9 \text{ A},$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{\text{н.б.К-2}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} + \Delta U_{\text{рпн}} / 100 + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{к.з.К-2}} \quad (127)$$

где $\Delta U_{\text{пбв}}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило $\Delta U_{\text{пбв}} = 5\%$).

$$I_{\text{н.б.К-2}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 1,6 + 0,04) \cdot 231 = 69,4 \text{ A},$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.1}} \geq 4 \cdot 74 = 384,8 \text{ A};$$

$$I_{\text{с.з.2}} \geq 1,3 \cdot 69,4 = 90,2 \text{ A};$$

$$I_{\text{с.з.3}} \geq 1,3 \cdot 242,9 = 315,7 \text{ A}.$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 384,8 А. Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{cx}}{n_{TA}} I_{c.з.}; \quad (128)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{20} \cdot 384,8 = 33,3 \text{ А};$$

Базовая уставка $I_{д1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к меж катушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной 69 характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{НОМ}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$ (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток небаланса):

$$I_{н.б.} = I_{диф} = (K_{пер} + K_{одн} + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (129)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную $I_{диф}$.

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \frac{I_{торм}}{I_{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн\epsilon} + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}), \quad (130)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot \frac{I_{диф}}{I_{торм}} = 100 \cdot K_{отс} \cdot \frac{(K_{пер} \cdot K_{одн\epsilon} + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}, \quad (131)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики. $I_{T2}/I_{НОМ}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь 70 незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{НОМ} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{НОМ} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются).

Поэтому рекомендуется уставка $I_{T2}/I_{НОМ} = 1,5 - 2$.

$$\frac{I_{T1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{д1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{K_{торм}}, \quad (132)$$

При больших уставках $I_{д1}/I_{НОМ}$ следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Сковородино/Т принимаем

$$I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3. \quad (133)$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 809 = 315,72;$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{\text{норм}} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 46;$$

$$I_{\text{T2}}/I_{\text{НОМ}} = 2; \tag{134}$$

$$I_{\text{T2}}/I_{\text{НОМ}} > I_{\text{T1}}/I_{\text{НОМ}}, \tag{135}$$

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично. Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

6. ОПИСАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОДСТАНЦИИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ

6.1 Устройство АПВ

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты. Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1. Воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий:

2. Шин электростанций и подстанций;
3. Трансформаторов;
4. Ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения само запуска других электродвигателей.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях. 76 Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

Выключение выключателей и порядок опробования линий следует осуществлять с АПВ КС или АПВ УС. Для данных режимов АПВ следует задать стандартные параметры синхронизации. Минимальное значение от ТН задается разным 60% от номинального значения. Минимальное значение тока от ШОН, этому условию ($60\%U_{ном}$), составляет 0,075 А. Разница углов напряжений принимается равным 40° .

В эксплуатации получили применение следующие виды устройств АПВ:

- 1) Трехфазные, осуществляющие повторное включение трех фаз выключателя после их отключения РЗ;
- 2) Однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном К.З;
- 3) Комбинированные, осуществляющие включение трех фаз или одной фазы.

6.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) — разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю). [17]

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- 1) Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- 2) Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект 78 трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле).

6.3 АВР

Автоматический ввод резерва (АВР) — автоматическое устройство, осуществляющее автоматический ввод резервных источников питания или включение выключателя, на котором осуществляется деление сети.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.)

Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

В системах электроснабжения при наличии двух (и более) источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток К.З, упростить РЗ, создать необходимый режим работы по напряжению и т.п. Электроснабжение потребителей, потерявших питание, можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику питания с помощью устройства автоматического ввода резервного источника.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания. Включение резервного источника часто допускается также при К.З на шинах потребителя;

- Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника
- Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ;
- Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на К.З в не отключившемся рабочем источнике;
- Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения;
- Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустановившееся К.З должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита действует без выдержки времени. В установках собственных нужд, а также на ПС, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для предотвращения ее неправильного срабатывания в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока

6.4 АРКТ

Трансформаторы с РПН подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации. 80 Подстанции, на которых предусматривается параллельная работа трансформаторов с автоматическим регулированием коэффициента трансформации, должны оснащаться общеподстанционной автоматизированной системой управления технологическими

процессами или системой группового регулирования, исключающей появление недопустимых уравнильных токов между трансформаторами.

Требования, предъявляемые к АРКТ:

- АРКТ должен иметь релейную проходную характеристику;
- измерительный орган АРКТ должен иметь зону нечувствительности, величина которой должна превышать ступень регулирования;
- для отстройки от кратковременного отклонения напряжения электрической сети АРКТ должен иметь выдержку времени 1,3 минуты
- для обеспечения более четкой работы электропривода, снижения числа необоснованных переключений и уменьшения величины зоны нечувствительности, коэффициент возврата должен быть по возможности равен единице, или как можно ближе к этой величине;
- регулирующее воздействие на выходе АРКТ должно быть однократным и импульсным;
- в измерительном органе АРКТ должна быть предусмотрена возможность введения токовой компенсации для получения отрицательного статизма регулирования напряжения по току нагрузки;
- действие АРКТ не должно приводить к лавине напряжения при дефиците реактивной мощности в электрической сети, питающей трансформатор с УРПН;
- действие АРКТ на повышение напряжения должно блокироваться при ненормальных режимах работы электрической сети или оборудования;
- при выполнении и функционировании АРКТ должны учитываться различия в исполнении трансформаторов, схемах, их выключателях и режимах использования.

7. НАДЕЖНОСТЬ СХЕМЫ РУ 220 КВ

7.1 Расчет надежности

При определении надежности подстанции проведем расчет относительно шин 220 кВ. На рисунке показана упрощенная схема электроснабжения подстанции. При расчете надо указать следующее: ремонтная перемычка в нормальном режиме работы отключена, расчет проведем для одной цепи, а результаты будут равны параллельному соединению двух этих цепей.

Параметрами для расчета надежности являются: параметр отказов в год λ (1/год), среднее время восстановления $t_{в}$ (час), частота намеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время намеренных отключений $t_{пр}$ (час).

Параметры элементов сведены в таблицу 43.

Таблица 14 – Параметры элементов для расчетов надежности.

Элемент	λ , 1/год	$t_{в}$, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов
Воздушная линия 220 кВ	0.17	7	0.8	15
Разъединитель 220 кВ	0.01	7	0.83	5
Выключатель 220 кВ	0.02	21	0.8	12
Трансформатор	0.02	10	0.75	28
Выключатель 220 кВ	0.03	20	0.86	8
Сборные шины 220 кВ	0.03	7	0.834	2

Вероятность отключения элементов подстанции определим по следующим формулам:

Для воздушной линии 220 кВ:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\lambda_{\text{вл}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} \cdot l \frac{1}{100}; \quad (136)$$

где $T_{\text{г}}$ - число часов в году, равное 8760 часам;

l - длина линии.

$$q_{\text{вл}} = \frac{0,17 \cdot 7}{8760} \cdot 27 \frac{1}{100} = 3,67 \cdot 10^{-5}.$$

Для разъединителей 220 кВ:

$$q_{\text{разд}} = \frac{\lambda_{\text{разд}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}; \quad (137)$$

$$q_{\text{разд}} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,99 \cdot 10^{-6}.$$

Для трансформаторов:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{тр}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}; \quad (138)$$

$$q_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 10}{8760} = 1,6 \cdot 10^{-5}$$

Для шин 220 кВ:

$$q_{\text{шин}} = \frac{\lambda_{\text{шин}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} \cdot n_{\text{пр}}; \quad (139)$$

$$q_{\text{шин}} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4}.$$

Для выключателей и шин расчет ведется с учетом смежных элементов системы. Для выключателя 220 кВ смежные элементы — это воздушная линия и трансформатор. Для выключателей 220 кВ смежные элементы — это трансформатор и шины 220 кВ. Для шин 220 кВ смежные элементы — это все элементы.

Для выключателей 220 кВ.

$$q_{\text{в}} = \frac{\lambda_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (140)$$

где $a_{\text{кз}}$ - частота отказов при автоматических отключениях отказов смежных элементов равно 0.005;

$q_{\text{смеж}}$ - вероятность отказа смежного элемента;

$a_{\text{оп}}$ - частота отказов выключателя при переключениях равно 0.003;

$N_{\text{оп}}$ - число оперативных переключений в год равно 2.

Для выключателей 220 кВ.

$$q_{\text{в}220} = \frac{0,02 \cdot 21}{8760} + 0,005 \cdot (1,16 \cdot 10^{-5} + 3,67 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Для шин 220 кВ нужно произвести подробный расчет надежности при передаче мощности только по одной цепи.

Вероятность отказа цепи определим по формуле:

$$q_{\text{цепи}} = \sum q_{\text{смеж}} + \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\text{г}}}; \quad (141)$$

где $\lambda_{\text{прмакс}}$ - максимальная частота намеренных отключений

$$q_{\text{цепи}} = (3,67 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-5} + 7,9 \cdot 10^{-5} + 1,6 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-5} + \cdot 10^{-5}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

Параметр поток отказа цепи [5]:

$$\lambda_{\mu} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{прмакс}}; \quad (142)$$

где λ_i - вероятность потокоотказа всех элементов в цепи.

$$\lambda_{\mu} = 0,3 + 0,86 = 1,14$$

Время восстановления системы из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{цепи}} \cdot T_{\text{г}}}{\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}}; \quad (143)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,14 - 0,86} = 410 \text{ (час)}$$

Вероятность отказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$q_{2\text{цеп}} = q_{\text{цепи}}^2 + 2 \cdot K_{\text{пл}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}} \right); \quad (144)$$

где $K_{\text{пл}}$ - вспомогательный коэффициент, найдем по формуле:

$$K_{\text{пл}} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{пр}}}{t_{\text{вс}}} \right)}; \quad (145)$$

$$K_{\text{пл}} = 0,019.$$

$$q_{2\text{цеп}} = 0,013^2 + 2 \cdot 0,019 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760} \right) = 2,027 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot \lambda_{\mu} \cdot q_{\mu} + 2 \cdot (\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}}; \quad (146)$$

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot 1,14 \cdot 0,013 + 2 \cdot (1,14 - 0,86) \cdot \frac{0,86 \cdot 9}{8760} = 0,03$$

Среднее время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{2\text{цеп}}}; \quad (147)$$

$$T_c = \frac{1}{0,03} = 33 \text{ (года)}$$

Расчётное время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{2цеп}}; \quad (148)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,03} = 3,5 \text{ (лет)}$$

8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм: механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);

- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

- причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические [11].

Требования к обслуживающему персоналу

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование

85 и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путём сдачи экзамена по правилам техники безопасности на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого, от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

8.2 Основные электробезопасные средства

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Исходя из этого фактора безопасность персонала подстанции, основана на укомплектованности средствами индивидуальной защиты.

Персонал, обслуживающий электроустановки, делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы и сложности её реализации.

Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации, проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в.

Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов.

Таблица 15 – Средства защиты

Средства защиты	Минимальное количество
Изолирующая штанга	2 шт
Указатель напряжения	2 шт
Изолирующие клещи	по 1 шт. на 10 и 35 кВ
Диэлектрические перчатки	не менее 2 пар
Диэлектрические боты	1 пар
Переносное заземление	не менее 2 на каждое напряжение
Шланговый противогаз	2 шт
Защитные очки	2 пары

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена загородка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей;

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000 В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

8.3 Экологичность

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологичности. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, запыление, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе рассматривается реконструкция релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой

8.4 Требования экологической безопасности к подстанциям

На всех подстанциях и электросетевых объектах должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдение требований ГОСТов и санитарных норм в области;
 - электрических полей
 - магнитных полей
 - электростатических полей
 - электромагнитных помех
 - шумов
 - качества атмосферного воздуха
 - качества воды

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- повышенный уровень вибраций;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей;
- гибель птиц на линиях электропередач и в открытых распределительных устройствах подстанций;
- загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.

Безопасность человека в отношении поражения электрическим током в электроустановках – это основная задача. В данном случае основными мерами, направленными на предотвращение возникновения несчастных случаев в электроустановках, являются:

- соблюдение правил техники безопасности и нормативных актов по охране труда
- применение необходимых средств защиты;
- своевременное обнаружение, устранение неисправностей и других отклонений от нормального режима работы оборудования;
- совершенствование рабочих мест;
- улучшение условий труда.

Следует также отметить воздействие вредных веществ на человека. Например, в электрических распределительных устройствах, оборудованных элегазовыми выключателями, есть вероятность отравления элегазом по причине его утечки из поврежденного выключателя.

Еще один пример – кислотная аккумуляторная батарея. В данном случае особую опасность несет в себе серная кислота, которая может попасть на кожу человека или в дыхательные пути.

8.5 Акустические шумы

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения. Для анализа воздействия шума на подстанции до границы прилегающей территории выполним расчет уровня звуковой мощности, исходящий от трансформатора. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23:00 часов до 07:00 часов. Допустимый уровень шума по самым жестким требованиям составляет: 50 дБА.

Уровень шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте определяется по методике, приведенной в [13].

На подстанции Сквородино/т установлен силовой трансформатор марки ТДТНЖ-40000/220 УХ(Л). Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной системой охлаждения масла ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА, $U_{\text{ном}} = 220$ кВ) уровень звуковой мощности составляет – $L_{\text{РА}} = 87$ дБА

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно применять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен $L_{\text{РА}}$, то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 23) [13].

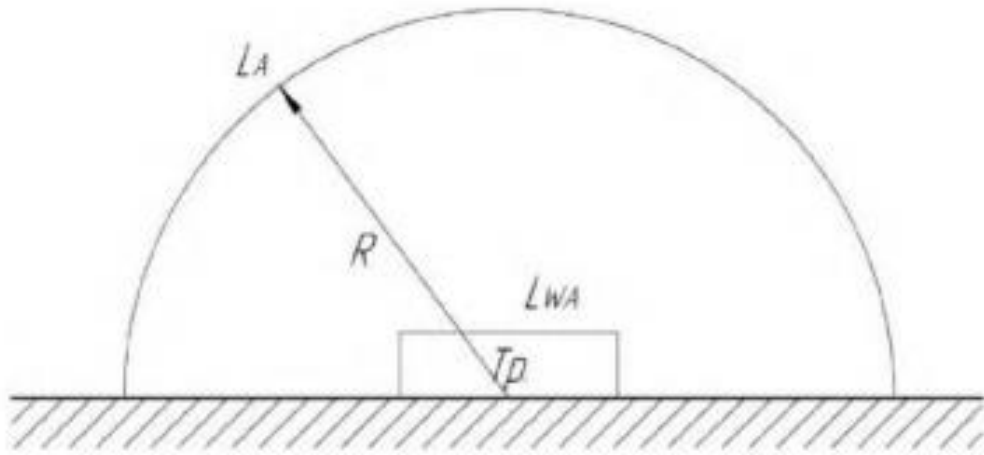


Рисунок 5 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A - 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}; \quad (149)$$

где S – площадь поверхности полусферы, м^2 .

$$S_0 = 1 \text{ м}^2; \quad (150)$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле [13]:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}; \quad (151)$$

где $S = \pi R^2$;

$$S = 3,14 \cdot 50^2 = 7850 \text{ м}^2;$$

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{LA}$

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде [13]:

$$DU_{LA} = L_{PA} - 10 \cdot \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}; \quad (152)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [13]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2\pi}}; \quad (153)$$

где DU_{LA} – допустимый уровень шума.

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(87-50)}}{2\pi}} = 28,25 \text{ м};$$

ПС Сковородино/т 220 кВ находится на удалении более 150 метров от близлежащих построек. Любое $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае все санитарные нормы по шуму соблюдаются.

8.6 Чрезвычайные ситуации

К возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) на подстанции могут привести: неправильные действия оперативного персонала, метеоусловия, экологическая ситуация.

При ЧС могут быть нанесены различные виды ущерба: гибель людей, материальный ущерб от выхода из строя оборудования, экономический ущерб.

Причинами возникновения ЧС могут быть: выход из строя какого-либо оборудования, отключение электроэнергии, возникновение пожара, ураганные ветры, сильные морозы. Возникновение пожара является очень опасной

и угрожающей, но не мало вероятной опасностью. Для общей безопасности на подстанции принимается не мало мер.

8.7 Пожарная безопасность на подстанции

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно ПУЭ должны соответствовать требованиям ППБ. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пеногенераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе, не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям.

За установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое

обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия

8.8 Пожарные щиты первичных средств пожаротушения

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях, и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке. Пожарные щиты предназначены для концентрации и размещения в определенном месте ручных огнетушителей, немеханизированного пожарного инвентаря и инструмента, применяемого при ликвидации загораний на объектах, в складских помещениях и на строительных площадках.

Щиты могут быть промышленного изготовления (деревянные ЩПД, металлические - ЩПМ) или изготовленные на месте.

Пожарные щиты должны иметь габаритные размеры не менее 1200х600 мм и должны быть окрашены в соответствии с требованиями государственного стандарта.

Допускается установка пожарных щитов в виде навесных шкафов с закрывающимися дверцами, которые должны позволять визуально определять вид хранящихся средств пожаротушения и инвентаря.

Дверцы должны быть опломбированы и открываться без ключа и больших усилий.

Крепление средств пожаротушения и инвентаря на щитах должно обеспечивать быстрое их снятие без специальных приспособлений или инструмента.

Количество пожарных щитов на объекте или строительной площадке не регламентируется и определяется только спецификой местных условий, а также удобством пользования и надзора за их содержанием для персонала.

8.10 Огнетушители

Огнетушители предназначены для тушения очагов горения в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов.

Огнетушители бывают ручные и передвижные. К ручным огнетушителям, которые являются переносные, относятся все их типы с объемом корпуса, вмещающим до 10 л заряда воды, пены, газа или порошка. Огнетушители с большим объемом заряда относятся к передвижным, их корпуса устанавливаются на специальные тележки.

Огнетушители различаются по конструкции и типу используемого огнетушащего средства.

В соответствии с применяемым огнетушащим средством огнетушители могут быть:

- пенные (химические, химические воздушно-пенные, воздушно-пенные) (рисунок 7);

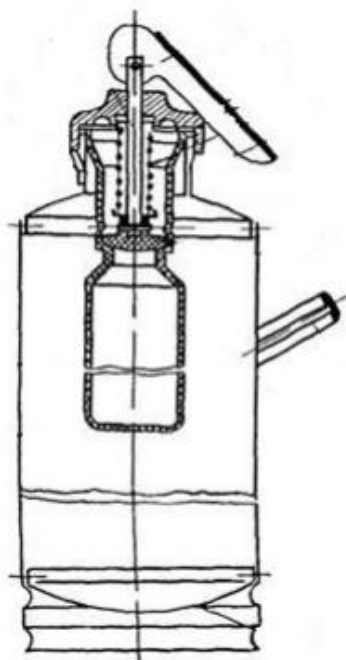


Рисунок 7 – Ручной пенный огнетушитель ОХП-10

- газовые (углекислотные, хладоновые, бромхладоновые) (рисунок 8);

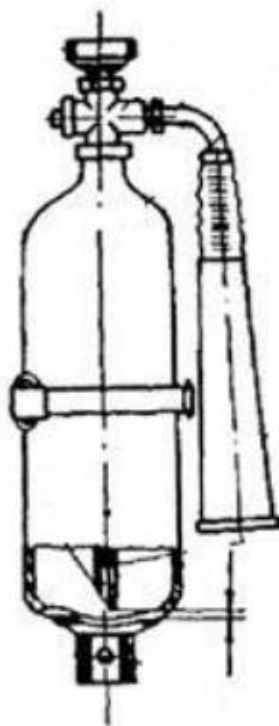


Рисунок 8 – Ручной углекислотный огнетушитель ОУ-2

- порошковые (рисунок 9).

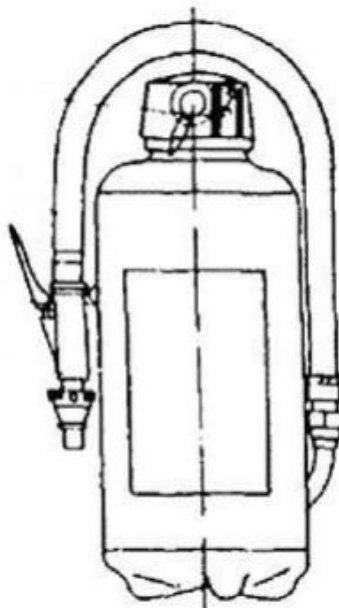


Рисунок 9 – Ручной порошковый огнетушитель ОП-5

Наибольшее распространение получили пенные, газовые и порошковые огнетушители. Водные огнетушители (ранцевой конструкции) применяются только в лесной отрасли и для подразделений разведки пожарной охраны и поэтому в данной Типовой инструкции не рассматриваются.

В местах установки огнетушителей температура окружающей среды должна быть не ниже 5 °С, за исключением газовых и порошковых огнетушителей, которые работоспособны при отрицательных температурах.

При наступлении похолоданий и на осенне-зимний период пенные огнетушители следует перенести в отапливаемое помещение, а на месте их постоянной установки вывешивается табличка с указанием нового местонахождения.

Огнетушители не допускается размещать вблизи отопительных и нагревательных приборов, а также в местах, не защищенных от действия солнечных лучей и атмосферных осадков.

Запорная арматура огнетушителей (краны, клапаны, рукоятки, крышки горловин и т.п.) должна после зарядки пломбироваться, к ней должна прикрепляться бирка с указанием даты зарядки и лица, ее производившего.

Регулярно огнетушители необходимо осматривать, очищать от грязи и пыли. Во время осмотров необходимо проверять состояние мембран и спрыска (пенные огнетушители), целостность пломбы и бирки. Огнетушители с неисправными узлами, глубокими вмятинами и коррозией на корпусе должны сниматься с эксплуатации.

Огнетушители, использованные во время пожара, а также во время занятий персонала или добровольных пожарных формирований на объекте, необходимо в кратчайшие сроки убрать из помещений для последующей их зарядки.

Для проведения занятий с применением огнетушителей рекомендуется использовать огнетушители, у которых наступил срок очередной перезарядки. Не допускается одновременно отправлять на перезарядку более 50 % огнетушителей, находящихся в эксплуатации. Зарядка и проверка огнетушителей должны быть произведены в сжатые сроки.

Перед транспортировкой огнетушители необходимо упаковать таким образом, чтобы исключить удары корпуса о корпус.

8.11 Вспомогательные средства и инвентарь

Вспомогательные средства и инвентарь на подстанции:

1) Песок.

Ящики вместимостью 0,5 м³ с песком и лопатами (совками) устанавливаются только на основных отметках обслуживания турбогенераторов, у трансформаторов и масляных реакторов открытой установки, монтажных площадок, мазутных насосных, на эстакадах слива мазута, маслоаппаратных и т.п. Тушение песком должно производиться путем разбрасывания его по горячей поверхности, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция. Песок, который хранится в металлических ящиках

вместимостью 0,5 м³, должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков. Один раз в год его необходимо перемешивать и удалять комки.

2) Допускается применять песок для предотвращения растекания горючих жидкостей, а также для их засыпки с последующей уборкой помещения.

3) Асбестовое полотно, войлок, кошма.

Асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации. При небольших пожарах асбестовое полотно, войлок, кошма набрасываются на горящую поверхность, изолируя ее от доступа воздуха. Асбестовое полотно следует хранить в закрытом металлическом ящике, проверка состояния готовности к действию должна производиться не реже двух раз в год.

4) Внутренние пожарные краны.

Пожарные краны должны быть оборудованы пожарными рукавами и стволами, размещаться в пломбируемых шкафах. На дверце шкафа должен быть указан буквенный индекс «ПК», порядковый номер пожарного крана, номер телефона вызова пожарной помощи.

Пожарные рукава следует хранить сухими, хорошо скатанными и присоединенными к кранам и стволам. Один раз в год рукава необходимо перематывать, изменяя места складок.

Работоспособность пожарных кранов проверяется не реже одного раза в 6 мес. посредством пуска воды, результаты проверки регистрируются в специальном журнале. Исправная задвижка должна плотно закрываться без больших усилий и применения ручного инструмента.

Внутренние пожарные краны укомплектовываются пожарными напорными рукавами диаметром 51 мм и длиной от 15 до 20 м, а также стволами. Напорные рукава рассчитаны на рабочее давление 0,7 МПа.

Пожарные шкафы могут быть навесными или встроенными в стену. При установке шкафов на топливоподачах их конструкция не должна допускать скопления пыли.

В пожарных шкафах допускается устанавливать ручные огнетушители.

4) Пожарные топоры, багры, ведра и другой инвентарь.

Пожарные топоры, ведра и другой инвентарь предназначены для вскрытия конструкций или растаскивания горящих материалов. Этот инвентарь навешивается на пожарных щитах, устанавливаемых на строительных площадках, складах и других вспомогательных сооружениях.

Использование этого инвентаря в помещениях электростанций и подстанций не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Сковородино/т напряжением 220 кВ в связи с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА

Была обоснована необходимость реконструкции подстанции Сковородино/т. Выбрана оптимальная схема ПС, оборудование, и релейная защиты и автоматики, установленные на неё. Все принятые решение по установке оборудования и РЗА являются соответствующими по климатическим условиям, запасом прочности к воздействию токов КЗ и условиям выбора, которые будут на должном уровне выполнять свои задачи в аварийных и нормальных режимах.

Спроектирована конструктивная реконструкция РЗА и установка третьего силового трансформатора на ПС Сковородино/Т.

На выбранных защитах рассчитаны уставки и проверены по чувствительности. Релейная защита проходит по всем требованиям.

В разделе БЖД были описаны основные методы по обеспечению защиты работников от вредных производственных факторов и произведёт расчёт по соблюдению санитарных норм шумов.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 3 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2017).
- 4 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2017).
- 5 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015
- 6 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 2.06.2017).
- 7 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НИЦ ЭНАС, 2011.
- 7 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.
- 8 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

10 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

11 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

12 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

13 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

14 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

15 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

16 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

17 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

18 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

19 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для

20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

21 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

22 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

23 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

24 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

25 Материалы преддипломной практики

26 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.

27 РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/.(дата обращения 29.05.2017).

28 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.

29 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

30 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.

31 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

32 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.