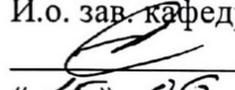


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы:
Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

«15» 06 2018 г.

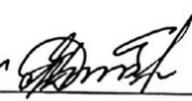
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции
напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Приморского края

Исполнитель

студент группы 442-об3 (п-2)

05.06.18

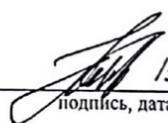

подпись, дата

Д.Е. Ялама

Руководитель

канд.техн.наук, доцент

15.06.2018


подпись, дата

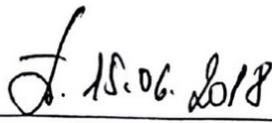
А.Н. Козлов

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд. техн. наук, доцент

15.06.2018


подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

15.06.2018


подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки 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

« 01 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ялама Дмитрия Евгеньевича

1 Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматизации подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Приморского края.

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы, перетоки мощности, токи короткого замыкания на шинах подстанций 220/35/10 кВ Лесозаводск, полученные в ходе прохождения преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района, расчет токов короткого замыкания, проверка основного электрического оборудования, релейная защита, расчет уставок релейной защиты, сетевая автоматика, разработка заземления и молниезащиты, экономика, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) однолинейная схема подстанции, вид сверху ячейки ОРУ 220 кВ, токи короткого замыкания

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

Булгаков А. Б – консультант по части Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 01.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Козлов Александр Николаевич, доцент, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 стр., 7 рисунков, 44 таблиц.

ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЩИТА ЛИНИИ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ, СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

Данная выпускная квалификационная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по профилю образовательной программы «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция релейной защиты и автоматики на стороне 220 кВ. Произведен расчет токов короткого замыкания для проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Лесозаводск – «НПС-38», а также силового трансформатора. проверено основное электрооборудование: выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ШОН – шкаф отбора напряжения

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	7
1 Характеристика района	9
2 Расчет токов короткого замыкания	12
3 Проверка основного электрического оборудования	24
3.1 Проверка выключателей	30
3.2 Проверка разъединителей	33
3.3 Проверка трансформаторов тока	33
3.4 Проверка трансформаторов напряжения	37
3.5 Система собственных нужд подстанции	41
3.5.1 Проверка трансформаторов собственных нужд	41
3.6 Проверка ВЧЗ	44
3.7 Измерения и учет	45
3.8 Проверка ОПН	47
3.9 Проверка шинных конструкций	
4 Релейная защита	54
4.1 Выбор устройств релейной защиты	55
5 Расчеты уставок релейной защиты ПС 220/35/10 кВ «Лесозаводск»	61
5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ	61
5.2 Уставки срабатывания ДЗ	63
5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и ТО	66
5.4 Уставки пуска УРОВ	68
5.5 Уставки срабатывания ДЗЛ	
5.6 Уставки срабатывания ДЗТ	70
6 Сетевая автоматика	72
6.1 Устройство АПВ	72
6.2 УРОВ	73

7	Разработка заземления и молниезащиты	75
7.1	Конструктивное исполнение заземления ПС «Лесозаводск»	77
7.2	Определение зон молниезащиты	80
8	Экономика	82
9	Безопасность и экологичность	85
9.1	Безопасность проекта	85
9.2	Экологичность проекта	86
9.3	Чрезвычайные ситуации	91
	Заключение	97
	Библиографический список	98
	Приложение А	100

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшими характеристиками электрических систем являются надёжность и безопасность, а также экономичность и удобство в эксплуатации и высокое качество электроэнергии. Ведущую роль в обеспечении этих требований играют устройства релейной защиты и автоматики.

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

Решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

Целью реконструкции ПС 220/35/10 «Лесозаводск» является замена трансформатора Т-1, Т-2 20 МВА на 2х40 МВА с заменой МВ-220 кВ в цепи Т-1, Т-2, а также реконструкция РЗиА ОРУ 220 кВ.

Трансформатор Т-1 был введен в эксплуатацию в 1968 году, трансформатор Т-2 в 1972 году, тем самым срок их эксплуатации составляет 44 года и 40 лет соответственно, при нормативном сроке службы 25 лет. В связи с превышением срока службы трансформаторов, а также прогнозируемом росте требуемой мощности и вводе нового количества потребителей, а также в рамках программы реконструкции электрической сети Приморского края, было принято решение произвести замену двух трансформаторов ТДТНГУ 20000/220/35/10 на ТДТН 40000/220/35/10.

В ходе расчетов было установлено, что замена трансформаторов не повлечет за собой замену основного силового оборудования подстанции, однако повлияет на установленные уставки срабатывания защит, тем самым имеет смысл произвести перерасчет токов короткого замыкания, осуществить проверку действующего оборудования на подстанции, а также произвести

расчет и проверку уставок срабатывания РЗА силовых трансформаторов и отходящих присоединений.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы применялся пакет офисных приложений Microsoft Office Word, Microsoft Office Visio, а также ПВК MathCAD 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

В административном отношении площадка подстанции располагается на территории Лесозаводского городского округа г. Лесозаводск, Приморского края. Город расположен на реке Уссури, площадка относится к западному Приморью — это таежно-низменный район.

В геоморфологическом отношении район изысканий расположен на слабонаклонной поверхности правобережной террасы р. Уссури в пределах зоны развития аккумулятивного рельефа.

Гидрогеологические условия района характеризуются наличием аллювиальных грунтовых вод, распространенных практически повсеместно. Грунтовые воды носят локально-напорный характер. Напор проявляется в тех случаях, где глубоко опускаются глинистые грунты, служащие верхним водоупором. В местах неглубокого залегания песчаных, гравийных и галечниковых грунтов, являющихся водовмещающими, водоносный горизонт имеет свободный уровень залегания. В период снеготаяния, паводков, обильных дождей максимальные уровни грунтовых вод устанавливаются у дневной поверхности.

Площадка реконструкции существующей ПС 220/35/10 кВ расположена по улице Красноармейская. Площадка ровная, с абсолютными отметками 133-134м, застроена сооружениями существующей подстанции.

По степени морозного пучения все глинистые грунты (ИГЭ-44, 47, 26, 32, 35, 12), а также насыпные грунты, содержащие до 40% суглинка полутвердой до мягкопластичной консистенции (ИГЭ-73), учитывая близкое залегание грунтовых вод, в зоне сезонного промерзания относятся к пучинистым.

Сейсмичность района 7 баллов. Грунты на площадке реконструкции ПС согласно таблице 1 СНиП 2-7-81* относятся к II - III категории. Рекомендуемая сейсмичность - 8 баллов.

Климат проектируемого объекта носит муссонный характер, чем обуславливается влиянием Азиатского континента и Тихого океана и характеризуется хорошо выраженной периодичностью. Влияние материка проявляется главным образом зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию Приморского края. В это время наблюдается ясная и сухая погода с низкими температурами. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°C. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 дней, средняя температура этого периода минус 14,8°C. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

Устойчивый снежный покров образуется в среднем 10 ноября, самая ранняя дата 18 октября, самая поздняя – 12 декабря, залегает он в течение 138 дней. Характерная особенность снежного покрова для данной территории это небольшая его плотность (0.18). Дата появления снежного покрова средняя – 26 октября, самая ранняя – 23 сентября, самая поздняя – 10 ноября.

Температура гололедообразования минус 10°C по фактическим материалам наблюдений. Зона влажности вторая, нормальная.

Грозовая деятельность начинается в апреле и заканчивается в октябре.

Протаивание грунта на начало грозовой деятельности достигает 0.4 м. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца - 72 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца 64%. Количество осадков за ноябрь – март 47 мм. Суточный максимум осадков в летний период составляет 122 мм. Температура воздуха теплого периода года обеспеченностью 0,95 составляет плюс 24,7°C, обеспеченностью 0,99 плюс 28,1°C.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины	Доп. условия
1	Район до гололеду 25 летней повторяемости	III	
2	Нормативная стенка гололеда, мм	20	
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	III	
4	Нормативное ветровое давление, Па	650	32м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575	
6	Низшая температура воздуха, °С	-45	
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-38	
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки. °С	-34 -36	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
9	Среднегодовая темп-ра воздуха, °С	0.0	
10	Высшая температура воздуха, °С	+41	
11	Число грозочасов в год	49	Максим,- 69
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	33/17	
13	Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек (до 10, от 10 до 30, более30%)	от 10 до 30	
14	Степень загрязнения атмосферы	II	
15	Температура гололедообразования, °С	-10	
16	Преобладающее направление ветра	СЗ	
17	Расчетная температура самых холодных суток, °С	-37 -38	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
18	Продолжительность отопительного периода, сутки	212	
19	Средняя температура отопительного периода, °С	-11.5	
20	Вес снегового покрова, кгс/м ²	80	I район
21	Сейсмичность района, баллы (группа В)	7	Группа В
21.1	Сейсмичность района для строительства	8	
22	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2.6	
23	Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период °С	32.1	

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

Причиной возникновения коротких замыканий являются нарушения изоляции электрических цепей, которые образуются в результате старения, а вследствие этого происходит пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Возникновение КЗ в электрической системе сопровождается уменьшением сопротивления цепи, что приводит к возрастанию токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это влечет за собой снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Чаще всего КЗ происходит через переходное сопротивление, например через сопротивление возникающей в месте повреждения электрической дуги. При больших токах КЗ (сотни и более ампер) сопротивление дуги приблизительно постоянно и по своему характеру почти чисто активное. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления.

Существует несколько основных видов КЗ в одной точке, возникающих в трехфазных системах с заземленной нейтралью:

- а) трехфазное K^3 ;
- б) двухфазное K^2 ;
- в) однофазное K^1 ;
- г) двухфазное на землю $K^{1,1}$, т.е. замыкание между двумя фазами с одновременным замыканием той же точки на землю.

При трехфазном КЗ все фазы электрической системы оказываются в одинаковых условиях, поэтому оно носит название симметричное КЗ. При других видах КЗ фазы находятся не в равных условиях, ввиду чего системы токов и напряжений искажены, а Такие короткие замыкания называются несимметричными.

Расчёт токов короткого замыкания проводится для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Наиболее часто проводится расчёт токов только трёхфазного КЗ для выбора оборудования. В редких случаях значение тока однофазного КЗ может превысить значение трёхфазного (при большом количестве заземлённых нейтралей – чем больше заземлённых нейтралей, тем больше параллельных контуров). В данном проекте количество заземлённых нейтралей незначительно и значения токов однофазного КЗ подстанций, входящих в рассматриваемую сеть меньше токов трёхфазного КЗ, в связи с чем расчёт проводим только для трёхфазного КЗ.

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем для решения задачи выбора и проверки оборудования можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- обычно пренебрегают активным сопротивлением к.з., если отношение X/R более 3. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з.;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- при вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Исходными данными для расчёта токов КЗ является значение токов КЗ на шинах подстанции 220 кВ «Лесозаводск», значение нагрузки сторон СН и НН подстанции «Лесозаводск».

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ $I_{по}$, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения $I_{пт}$, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения $i_{ат}$ в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ $i_{уд}$ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

В связи с тем, что оборудование на ПС осталось прежним и не было необходимости в его замене, поэтому данный расчет проводился именно для проверки оборудования на РУ ПС «Лесозаводск». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 1.

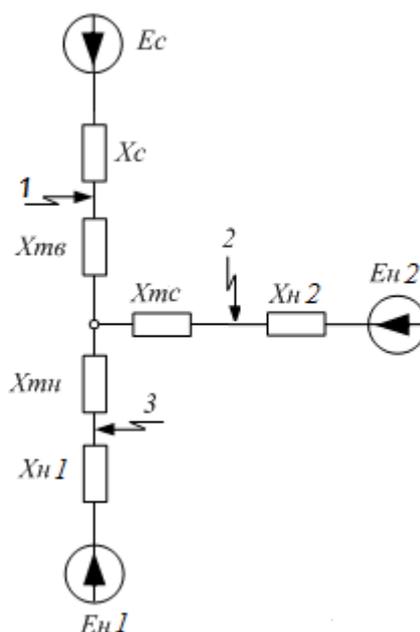


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Подробный показательный расчет токов короткого замыкания проводится для точки К1.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ПС «НПС 38» используются расчетные данные о токах короткого замыкания с учетом перспективы, при этом расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Лесозаводск» составляет 8,1 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

Принимаем базисные условия [1]:

- 1) базисная мощность $Sб = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 220 (кВ) $Uб220 = 230$,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $Uб35 = 37,5$,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $Uб10 = 10,5$,
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (1)$$

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

$$I_{6220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 (\text{кА})$$

$$I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,56 (\text{кА})$$

$$I_{610} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 (\text{кА})$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах, приведенные к базисным условиям (о.е.) [8]:

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot S_c} \quad (2)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 8,1} = 0,031 (\text{о.е.})$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Лесозаводск»

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции «Лесозаводск» (о.е.):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (3)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) \cdot \frac{100}{40} = 0,3125 (\text{о.е.})$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (4)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (22 + 9,5 + 12,5) \cdot \frac{100}{40} = 0,2375 (\text{о.е.})$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (5)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) \cdot \frac{100}{40} = 0 (\text{о.е.})$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} \quad (6)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{19,8} = 1,76 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{10}{8,2} = 4,26 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 2,3:

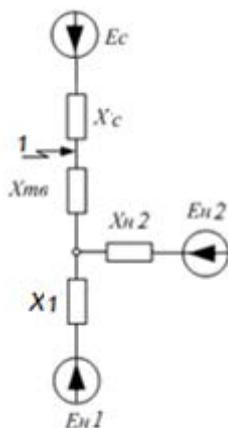


Рисунок 2 – Преобразование схемы замещения

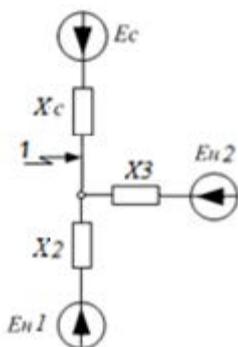


Рисунок 3 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X_1 = X_{H1} + X_{TH} = 1,76 + 0,2375 = 1,99 \text{ (о.е.)}$$

$$X_2 = X_1 + X_{TB} + \frac{X_1 + X_{TB}}{X_{H2}} = 1,99 + 0,3125 + \frac{1,99 + 0,3125}{4,26} = 2,456 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{TB} + \frac{X_{H2} + X_{TB}}{X_1} = 4,26 + 0,3125 + \frac{4,26 + 0,3125}{1,99} = 5,24 \text{ (о.е.)}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ для каждой ветви определяется по формуле:

$$I_{noi} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{6U_i} \text{ (кА)} \quad (7)$$

$$I_{noc} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_{6220} = \frac{1}{0.031} \cdot 0,251 = 8,09 \text{ (кА)}$$

$$I_{noH1} = \frac{E_{H1}}{X_2} \cdot I_{610} = \frac{0,85}{2,456} \cdot 5,5 = 1,9 \text{ (кА)}$$

$$I_{noH2} = \frac{E_{H2}}{X_3} \cdot I_{635} = \frac{0,85}{5,24} \cdot 1,56 = 0,253 \text{ (кА)}$$

$$I_{no\Sigma} = 8,09 + 1,9 + 0,253 = 10,24 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания равно амплитуде периодической составляющей ток КЗ в начальный момент КЗ:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \quad (8)$$

где I_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

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

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{a\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 10,24 = 14,48 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (9)$$

Ta – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле [1]:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (10)$$

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

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

ω – угловая частота (314 рад/сек).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Определяем постоянную времени для каждой ветви:

$$Ta_c = 0,04 \text{ с (для 220 кВ)}$$

$$Ta_{H1} = 0,02 \text{ с (для 10 кВ)}$$

$$Ta_{H2} = 0,02 \text{ с (для 35 кВ)}$$

Определяем значение ударного тока короткого замыкания каждой ветви:

$$I_{y\partial c} = \sqrt{2} \cdot 8,09 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 20,25 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 4,32 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H1} = \sqrt{2} \cdot 0,253 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 0,575 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial \Sigma} = 20,25 + 4,32 + 0,575 = 25,145 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 и 3 результаты расчета сводятся в таблицу 2:

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	U _{ном} , кВ	$I_{KЗ}^{(3)}$, кА	$I_{ПО}^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$i_{ат}$, кА
К0	220	8,1	10,24	7,01	25,145	14,48
К1	35	4,5	3,4	3,89	7,87	4,79
К2	10	9,4	4,628	8,14	7,46	6,545

Полученные данные будут использованы в расчетах при проверке основного электротехнического оборудования на ПС Лесозаводск.

Также необходимо рассчитать подтекающие токи КЗ с обеих сторон для участка сети: «Лесозаводск»–«НПС-38»– «Приморская ГРЭС» для того, чтобы рассчитать уставки срабатывания защит, а также проверить их чувствительность. Расчетная схема замещения участка сети представлена на рисунке 4.

Расчетная схема замещения участка сети Лесозаводск-НПС 38-Приморская ГРЭС

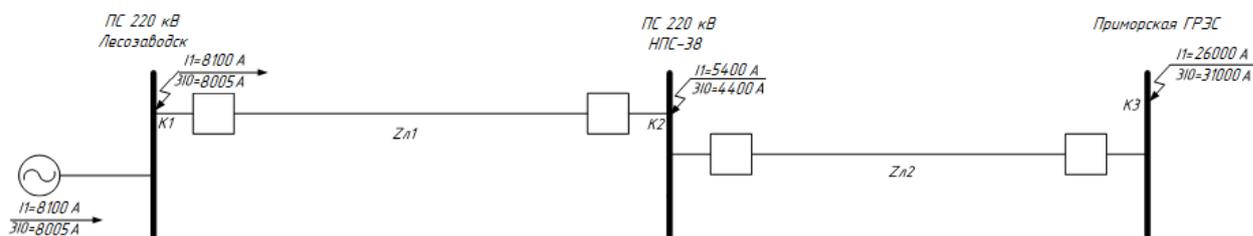


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети

В качестве исходных данных мы используем значения суммарного трёхфазного и однофазного тока короткого замыкания на шинах ПС Лесозаводск, ПС НПС-38 и Приморской ГРЭС, также нам необходимо знать сопротивление линий данного участка сети. Все необходимые исходные данные для расчета токов КЗ занесены в таблицу 3:

Таблица 3 – Исходные данные для расчета токов КЗ

ПС	U _{ном} , кВ	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$3I_0$, кА
Лесозаводск	220	8,1	8,05
НПС-38	220	5,4	4,4
Прим. ГРЭС	220	26	31

Для участка «Лесозаводск» – «НПС-38» со стороны ПС Лесозаводск.

Для того, чтобы рассчитать подтекающие токи, нам необходимо знать сопротивление линии, а также эквивалентное сопротивление короткого замыкания.

На участке «Лесозаводск» – «НПС-38» используется провод марки АС 300/39, зная удельное сопротивление данного провода, а также зная длину пролета линии, можем определить полное сопротивление линии интересующего нас участка:

$$Z_{л1} = Z_0 \cdot l = 0,44 \cdot 62,569 = 27,53 \text{ Ом («Лесозаводск» – «НПС-38»);} \quad (11)$$

$$Z_{л2} = Z_0 \cdot l = 0,44 \cdot 110,762 = 48,73 \text{ Ом («НПС-38» – «Приморская ГРЭС»);}$$

$$Z_{э\text{кв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 8,1} = 15,68 \text{ Ом.} \quad (12)$$

Просчитав необходимые данные, можем приступить к расчету подтекающих токов короткого замыкания.

Ток в К2 с учетом Z_l равен:

$$I_{К2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{э\text{кв}} + Z_l)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (15,68 + 27,53)} = 2,94 \text{ кА} \quad (13)$$

Тогда подтекающие токи к ПС «Лесозаводск» и ПС «НПС-38» равны:

$$I_{\text{НПС-ЛЕС}}^{(3)} = I_{КЗ(\text{НПС})}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 5,4 - 2,94 = 2,46 \text{ кА} \quad (14)$$

$$I_{\text{ЛЕС-НПС}}^{(3)} = I_{КЗ(\text{ЛЕС})}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 8,1 - 2,94 = 5,16 \text{ кА}$$

$$I_{К2}^{(0)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{э\text{кв}} + 3Z_l)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (15,68 + 82,59)} = 1,29 \text{ кА} \quad (15)$$

$$I_{\text{НПС-ЛЕС}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(НПС)}}^{(0)} - I_{\text{К2}}^{(0)} = 4,4 - 1,29 = 3,11 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ЛЕС-НПС}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(ЛЕС)}}^{(0)} - I_{\text{К2}}^{(0)} = 8,05 - 1,29 = 6,76 \text{ кА}$$

Для расчета КЗ, ступеней защит, которые осуществляют дальнейшее резервирование необходимо рассчитать подтекающие токи от шин соседней подстанции, поэтому производим аналогичный расчет для участка сети «НПС-38» – «Приморская ГРЭС»:

$$Z_{\text{экв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 5,4} = 23,52 \text{ Ом}$$

Ток в КЗ с учетом $Z_{\text{л}}$ равен:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{л}})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (23,52 + 48,73)} = 1,758 \text{ кА}$$

Тогда подтекающие токи к ПС «НПС-38» и «Приморская ГРЭС» равны:

$$I_{\text{ГРЭС-НПС}}^{(3)} = I_{\text{КЗ(ГРЭС)}}^{(3)} - I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 26 - 1,758 = 24,24 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НПС-ГРЭС}}^{(3)} = I_{\text{КЗ(НПС)}}^{(3)} - I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 5,4 - 1,758 = 3,64 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(0)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + 3Z_{\text{л}})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (23,52 + 146,19)} = 0,748 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ГРЭС-НПС}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(ГРЭС)}}^{(0)} - I_{\text{КЗ}}^{(0)} = 31 - 0,748 = 30,252 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НПС-ГРЭС}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(НПС)}}^{(0)} - I_{\text{КЗ}}^{(0)} = 4,4 - 0,748 = 3,65 \text{ кА}$$

Расчетная схема замещения с нанесенными значениями подтекающих токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.

Расчетная схема замещения участка сети Лесозаводск-НПС 38-Приморская ГРЭС

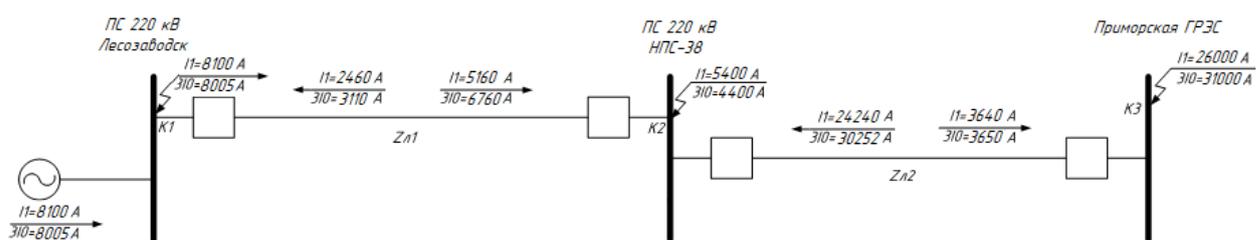


Рисунок 5 – Схема с подтекающими токами КЗ

3 ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распределительное устройство 220 кВ на ПС «Лесозаводск» выполнено по схеме 220-12 «одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин» с семью линейными присоединениями. Выполнено комплектным блочным элегазовыми ячейками типа PASS MO, включающие в себя выключатель, два комбинированных разъединителя-заземлителя, встроенные трансформаторы тока. Шинные трансформаторы напряжения присоединены к сборным шинам через разъединитель SGF123n, производства фирмы АВВ, в линейных ячейках 220 кВ установлены однофазные трансформаторы напряжения.

Распределительное устройство 35 кВ на ПС «Лесозаводск» выполнено по типовой схеме 35-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «одна, секционированная выключателем, система шин» с двадцатью линейными присоединениями.

Сборные шины выполнены трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 1-2-70, закрепленными на блоках опорных изоляторов. Для устранения вибраций жесткой ошиновки, возникающих от воздействия ветра, применены специальные виброгасящие устройства, смонтированные в трубчатых шинах. Конструкция узлов крепления жестких шин обеспечивает компенсацию температурных изменений - их длины возможных неточностей в установке блоков, а также смещений блоков, возникающих вследствие деформации грунта в процессе эксплуатации. Спуски к оборудованию и перемычки выполнены сталеалюминевым проводом АС-300/39.

Ограничители перенапряжений 220 кВ для защиты обмоток трансформатора установлены на существующие железобетонные стойки.

На территории ПС кабели прокладываются в наземных лотках из сборного железобетона.

Защита оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии выполняется существующими молниеотводами, установленными на прожекторной мачте и порталах. Сборные шины выполнены трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 1-2-70, закрепленными на блоках опорных изоляторов.

Освещение оборудования подстанции осуществляется существующими прожекторами. Для защиты персонала от поражения электрическим током вокруг вновь устанавливаемого оборудования прокладывается выравнивающий контур, который присоединяется к существующему контуру заземления.

Несущая конструкция блока (каркас) унифицирована для всех исполнений блоков с выключателем. Кроме выключателя, в блоках устанавливаются другие аппараты: разъединители, трансформаторы тока и напряжения, опорные изоляторы, аппаратура высокочастотной связи. В зависимости от главной схемы электрических соединений и функционального назначения применяются следующие блоки:

- блок линии;
- блок ввода;
- блок шинных аппаратов;
- блок опорных изоляторов;
- блок разъединителя;
- блок трансформаторов собственных нужд;
- блок кабельных муфт.

В зависимости от наличия в блоке высоковольтных аппаратов в блок применяются различные схемы вспомогательных цепей.

Металлоконструкции блоков имеют общее принципиальное решение, обеспечивающее их унификацию по размерам, применяемым материалам, способу крепления на фундаменты.

Выбранное высоковольтное оборудование удовлетворяет по параметрам следующим условиям:

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- номинального напряжения;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания;

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

Проверяются выключатели:

На возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ):

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (16)$$

где $i_{a\text{.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени отключения выключателя и времени срабатывания основной защиты;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ.

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad \text{или} \quad i_{\text{эл.дин.ст.}} \geq i_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{эл.дин.ст.}}$ – каталожное значение электродинамической стойкости выключателя.

Выключатель проверяется на термическую стойкость.

Тепловой импульс от тока КЗ определяется:

$$B_K = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{c.с} + t_{рз} + T_a) \quad (17)$$

где $t_{сoбс.}$ - собственное время отключения выключателя;

$t_{рз}$ – степень селективности РЗ;

T_a – апериодическая составляющая времени КЗ.

Условие проверки выключателя на термическую стойкость:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} \geq Bk \quad (18)$$

где $I_{терм.}$ – каталожное значение тока термической стойкости в течение определённого времени $t_{терм.}$

Проверка по отключающей способности.

$$i_{откл} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \quad (19)$$

$$i_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм.}}{100}\right) \quad (20)$$

$$i_{откл.ном} \geq i_{откл}$$

Выбор разъединителей и заземлителей производят по наибольшему рабочему току и напряжению установки аппарата. Проверяют по термической стойкости и электродинамической стойкости.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [5].

Трансформаторы тока выбирают [17]:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сет.}};$$

- по току (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей);

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{эл.дин.ст.}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

- по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} \geq Bk \quad (21)$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_2 .$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов.

$$Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} + R_{\text{пр}} \quad (22)$$

где $R_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов;

$R_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов;

$R_{\text{пр}}$ - сопротивление соединительных проводов.

Трансформаторы напряжения выбираются [17]:

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

$$S_{ном} \geq S_2$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ, потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков.

Ошиновка распределительных устройств выбрана по максимальному длительному току присоединений, по стойкости к токам трехфазного короткого замыкания, механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов распределительных устройств. Ошиновка не подлежит проверке по экономической плотности тока.

При выборе оборудования и ошиновки учтены нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а так же перегрузочная способность оборудования. Схема электрическая принципиальная подстанции с учетом выбранного оборудования и ошиновки приведена в графической части проекта.

Прокладка кабелей по территории подстанции, осуществляется в наземных кабельных лотках.

Как говорилось ранее, в ходе замены силовых трансформаторов Т-1 и Т-2, а также масляного выключателя в цепи Т-1, нет необходимости в замене силового оборудования на ПС «Лесозаводск». Тем не менее, в связи с

изменением нагрузки, а вследствие и с изменением параметров аварийных режимов, необходимо осуществить проверку установленного силового оборудования на подстанции и убедиться в его надежности.

3.1 Проверка выключателей

Условия выбора и проверки выключателей приведены выше. Расчётные данные для проверки правильности выбора выключателей берутся из предыдущих пунктов выпускной квалификационной работы. Подробный расчет данных приведен для проверки выключателя на высокой стороне, для стороны 35 кВ и 10 кВ расчет аналогичен. На ПС «Лесозаводск» на стороне 220 кВ установлен выключатель: ВГТ 220П 40/2500 У1, на стороне 35 кВ: выключатель вакуумный ЗАН-51, на стороне 10 кВ: выключатель ВБ-10-1000

Проверка выключателя 220 кВ по термической устойчивости

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_{A1}); \quad (23)$$

$$B_K = 10,24^2 \cdot (2,05 + 0,04) = 219,15 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (24)$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл}, \quad (25)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_H = 40\%;$$

$I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения.

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а1}}}}; \quad (26)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 10,24 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 4,7 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (27)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,24 + 4,7 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right);$$

$$19,1 \leq 56,79 \text{ кА}.$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Сопоставление расчетных и каталожных данных приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Условия выбора и проверки выключателей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Выключатели 220 кВ		
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$

Продолжение таблицы 4

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 253 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,14 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,24 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 10,2 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,7 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Выключатели 35 кВ		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 191,1 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,87 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 918 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 53,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 14,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,79 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Выключатели 10 кВ		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 141,2 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,46 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 730 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 44,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,54 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Все выключатели удовлетворяют условиям проверки.

3.2 Проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 220 кВ установлен РЛНД –220/1250 УХЛ1. На стороне 35 и 10 кВ роль разъединителей выполняют выкатанные тележки выключателей установленных на ЗРУ и КРУН.

Таблица 5 – Проверка разъединителя РЛНД –220/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,14 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_{Терм} \cdot t_{Терм} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{Терм} \cdot t_{Терм}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки.

3.3 Проверка трансформаторов тока

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.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Вторичные обмотки, предназначенные для релейной защиты, имеют класс точности 10Р. Все ТТ выбираются по номинальному току, напряжению установки и проверяются на термическую и динамическую устойчивость. Номинальные параметры вторичных обмоток ТТ, используемых для включения РЗ, также обосновываются расчетом на допустимую погрешность в условиях КЗ с учетом фактической нагрузки.

Таблица 6 - Технические данные ТТ ввода РУ 220 кВ.

№	Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
1	Используемый коэффициент трансформации	$K_{ТТ}$	1000/5
2	Количество обмоток	-	3
3	Тип обмоток	-	0,5/10Р/10Р
4	Кол-во фаз	-	3
5	Номинальная мощность одной обмотки	$S_{НОМ}$	20/40/40ВА

В соответствии со схемой распределения устройств РЗА по трансформаторам тока к защитной обмотке подключены следующие элементы:

Таблица 7 – Основные элементы, подключенные к обмоткам РЗА ТТ 220 кВ.

№	Элементы	Характеристика
Обмотка ТАа 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

№	Элементы	Характеристика
Обмотка ТАв 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА
№	Элементы	Характеристика
Обмотка ТАс 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

Сопротивление проводов, подключенных к обмотке трансформатора тока ТАа 10Р.

$$R_{\text{пр}} = \rho_{\text{Cu}} l_{\text{каб}} / S_{\text{каб}} \quad (28)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,016760 / 2,5 = 0,4008 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{ном}} / I_{\text{ном}}^2 \quad (29)$$

$$R_{\text{приб}} = 0,1 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление контактов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{конт}} = n \cdot R_{\text{к}} \quad (30)$$

$$R_{\text{конт}} = 10 \cdot 0,001 = 0,01 \text{ Ом}$$

Величина общего сопротивления, подключенного к обмотке трансформатора тока ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{каб}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} \quad (31)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,4008 + 0,02 + 0,01 = 0,4308 \text{ Ом}$$

Переведем в мощность вторичных обмоток:

$$S_{\text{общ}} = R_{\text{общ}} \cdot I_{\text{ном}}^2 \quad (32)$$

$$S_{\text{общ}} = 0,4308 \cdot 25 = 10,77 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

Если принять, что $R_{\text{общ}} \approx Z_{\text{общ}}$ (что идет в запас), то можно сделать вывод, что поскольку $S_{\text{общ}}$ много меньше $S_{\text{ном}}$, то трансформатор тока даже в режиме с максимальным током короткого замыкания будет работать в области, далекой от точки насыщения, что соответствует условиям надежной работы релейной защиты.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и проходит проверку.

3.4 Проверка трансформаторов напряжения

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

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} = S_2,$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз (по каталогу);

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 9.

Таблица 9- Расчет по определению мощности вторичных обмоток ТН с учетом резервирования.

Наименование элементов нагрузки	Основная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка (раз.тр.)
		Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на фазу, ВА

Наименование элементов нагрузки	Основная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка (раз.тр.)
	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на 3U ₀ , ВА
Трансформаторы напряжения 220 кВ			
Шкаф микропроцессорной резервной защиты, автоматики трансформатора	0,5x2=1,0		1x2=2,0
Шкаф микропроцессорной защиты линий 220 кВ и СВ-220	0,5x4=2,0		1x4=4,0
Счетчик микропроцессорный		1,2x3=3,6	
Вольтметр	0,5x2=1,0		
Цифровые преобразователи АСУ ТП	0,5x5=2,5		

$$S_{\text{нф.махЗР}} = 1+2,0+1+2,5 = 6,5 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности ЗР номинальная мощность вторичной обмотки должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования).

$$S_{\text{нф.мах3P доп}} = 3,6 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{нф.мах3Uo}} = 2 + 4 = 6 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности 10P номинальная мощность вторичной обмотки «разомкнутый треугольник» должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования).

Расчет произведен с условием применения микропроцессорной техники.

На стороне 220 кВ установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1.(Н-трансформатор напряжения, А-антирезонансный, М-охлаждение - естественная циркуляция воздуха и масла, И – для контроля изоляции сети, 220 – номинальное напряжение, УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения) [3].

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения, устанавливаемых на шинах 220 кВ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные технические характеристики ТН 220 кВ.

Наименование	Значение
1	2
Тип	НАМИ-220
Напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$
Напряжение вторичной обмотки, кВ №1, №2, №3	$0,1/\sqrt{3}$, 0,1
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 0,5	360
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной	500

Наименование	Значение
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 1,0	500
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 3,0	1200
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, В·А в классе точности 3,0	80
Номинальная частота, Гц	50
Рабочий диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 5 до плюс 40

Результаты проверки трансформатора напряжения показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка трансформатора напряжения на стороне 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условие выбора	
$P_2 = 49,2 \text{ Вт}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$	$220 \geq 220 \text{ кВ}$
	$P_{2ном} = 360 \text{ Вт}$	$P_{2ном} \geq P_2$	$360 \geq 49,2 \text{ Вт}$

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-35 У3 (П - предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; Н — для трансформаторов напряжения; 0 — однополюсный, без цоколя и без указателя срабатывания; 01 — конструктивное исполнение контакта; 10 — номинальное напряжение в киловольтах; У — климатическое исполнение; 3 — категория размещения) [3].

3.5 Система собственных нужд подстанции

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электрообогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, двигатели заводки приводов выключателей 220 кВ, разъединителей 220 кВ, связь и сигнализация. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются открыто, на территории подстанции. Щит СН-0,4кВ размещается в помещении ОПУ. На территории открытых распределительных устройств ПС кабели 0,4 кВ прокладываются в заглубленных сборных железобетонных лотках, частично в металлических коробах и асбесто-цементных трубах, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей, с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. При этом кабели принимаются с изоляцией, не распространяющей горение. Сечение прокладываемых кабелей выбирается по допустимой нагрузке, проверяется по условию допустимого падения напряжения и удовлетворяет требованиям устойчивости к возгоранию. В данный проект разработка системы собственных нужд не входит, и поэтому будет рассмотрена ориентировочно, для проверки существующего оборудования.

3.5.1 Проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформатора собственных нужд определяем суммированием мощностей всех потребителей, подключенных к шинам 380/220 В.

Для каждого потребителя требуемые активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{расч} = P_y \cdot \alpha, \text{ кВт} \quad (33)$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (34)$$

Сведения по установленной мощности потребителей собственных нужд приведены в таблице 12.

Таблица – 12 Расчетная ориентировочная мощность потребителей собственных нужд 380/220 В.

Наименование потребителей	Установленная мощность P_u , кВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор		
				Коэф. спроса, α	Активная $P_p = P \cdot \alpha$, кВт	Реактивная $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$, кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Рабочее освещение	24	0,8	0,75	0,7	16,8	-
Моторные нагрузки вентиляция ЗРУ и КРУН 35	2	0,8	0,75	0,7	1,2	0,9
Обдув трансформатора	6	0,8	0,75	1	3,6	2,7
Приводные механизмы РПН трансформатора	2,2	0,8	0,75	0,8	1,1	0,825
Приводы разъединителей и заземлителей	16,5	0,85	0,75	0,7	6,6	4,95
Отопление здания ЗРУ,	70	1	0	0,7	49	-

Наименование потребителей	Установленная мощность P_u , кВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор		
				Коэф. спроса, α	Активная $P_p = P \alpha$,	Реактивная
1	2	3	4	5	6	7
Обогрев приводов разъединителя	12	1	0	0,5	6	-
	2	3	4	5	6	7
ЗВУ	20.8	0,87	0,5	0,7	16.64	9,48
Сварочная сеть	10	0,7	1,0	1	10	10,2
Итого					110,94	29.055
Суммарная мощность S кВА					114.7	

Расчетная мощность электроприемников собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$$

(35)

$$S_{расч} = \sqrt{110.94^2 + 29.05^2} = 114.7 \text{ кВА}$$

Установленные на ПС «Лесозаводск» трансформаторы ТМ-160/10/0.4 кВ, на каждую секцию шин 10кВ, удовлетворяют требуемой нагрузке собственных нужд. Каждый трансформатор собственных нужд присоединён одним трехжильным кабелем АПвВнг 3х50-10 к ячейке 10 кВ с плавким предохранителем.

Характеристики трансформатора:

- номинальное напряжение обмотки ВН: $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$
- номинальное напряжение обмотки НН: $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$
- потери мощности короткого замыкания: $P_{кз} = 2,65 \text{ кВт}$

- напряжение короткого замыкания: $U_k = 4,5$
- схема и группа соединения обмоток: Y/Y_0-11 .

3.6 Проверка ВЧЗ

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Проверку ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1) $U_{ном} = U_{сети}$,
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб. расч}$,
- 3) $i_{пред.скв} \geq i_{уд}$
- 4) $I_{терм. ном}^2 \cdot t_{терм. ном} \geq B_k$

На ВЛ 220 кВ установлен высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

На линиях 35 кВ установлен аналогичные ВЧЗ.

Значения $I_{max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН и СН для проверки представлены в таблицах 13, 14 соответственно.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

$I_H = 630 \text{ A}$	$I_{P\text{MAX}} = 253 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
-----------------------	-----------------------------------	----------------

Продолжение таблицы 13

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ A}$	$I_{P\text{MAX}} = 191,1 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,87 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 538 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

3.7 Измерения и учет

Измерения на ПС снимаются в следующем объеме:

- Измерение напряжение напряжения на шинах 220 кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение напряжения на шинах 35кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение тока на вводах 220 кВ (цифровой амперметр типа N12P; «Сириус-Т»; «Сириус-УВ»);
- Измерение тока на вводе 220 и 35 кВ (анализаторы параметров типа N10А);
- Измерение тока на линиях 35кВ (анализаторы параметров типа N10А);
- Измерение тока на секционных выключателях 220, 35 и 10кВ;
- амперметры типа N12P.

Учет электроэнергии предусмотрен на вводах 220кВ и линиях 35 кВ, на вводах 35 и на линиях 35кВ - на счетчиках типа «МЕРКУРИЙ-230».

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии соответствуют классу точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322-2005 или классу 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005. Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии соответствуют классу точности 1 или 2 согласно ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчик предназначен для работы в закрытом помещении. По условиям эксплуатации относится к группе 4 ГОСТ 22261-94 с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 55°С.

Таблица 15 - Технические характеристики счетчиков Меркурий-230:

Номинальное значение тока (I _{ном}) для счетчика трансформаторного включения.	5А
Максимальное значение тока (I _{макс});	7,5А или 60А или 100А
Номинальное значение фазного напряжения (U _{ном});	57,7В или 230В
Установленный рабочий диапазон напряжения;	от 0,9 до 1,1 U _{ном}
Расширенный рабочий диапазон напряжения	0,8 до 1,15 U _{ном} ;
Предельный рабочий диапазон напряжения;	от 0 до 1,15 U _{ном}
Частота сети.	50 Гц

Постоянная счетчика и стартовый ток, при котором счетчик начинает регистрировать энергию приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Постоянная счетчика и стартовый ток

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		

00	5000	160000	0,005	1,74
01	1000	32000	0,020	0,36

Продолжение таблицы 16

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
02	500	16000	0,040	0,44
03	1000	160000	0,005	0,44

Центральная сигнализация на ПС выполнена на микропроцессорном устройстве «Сириус-ЦС». Аппаратура размещается в шкафу ЦС типа ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика". Сигналы передаются на панель телемеханики и далее на диспетчерский пункт.

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей ОРУ-220 кВ с двигательными приводами и ячейками PASS MO.

3.8 Проверка ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН. Назначением ОПН является защита электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений, соответствуя их вольт-амперными характеристикам и пропускной способности.

На стороне ВН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	220	230	10	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (36)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta=0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (37)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (38)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (39)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{220} = 1,34 \text{ кДж / кВ}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 равна 2 кДж / кВ .

На стороне СН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	35	37	10	32

На стороне НН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее

10	10	11,5	10	24
----	----	------	----	----

Все установленные устройства ОПН проходят необходимые проверки и в замене не нуждаются.

3.9 Проверка шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (40)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;
 $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (41)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (42)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,
 C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const}, \quad (43)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 8 м; 220 кВ – 7 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (44)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200$ °С;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400$ °С;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения установлены гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 300/39, допустимый ток которых $I_{доп} = 605$ А, радиус провода $r_0 = 1,08$ см. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700$ см.

Проверка шин на сжигание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 240 = 336 \text{ А}$$

$$605 \geq 336$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (45)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (46)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (47)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (48)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Установленный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

В процессе эксплуатации электрических сетей и оборудования, использующего электрический ток, постоянно возникает опасность нарушения нормальных режимов работы и риск появления повреждений, приводящих к коротким замыканиям (КЗ). В большинстве случаев аварии, а также их дальнейшее развитие могут быть предотвращены быстрым отключением повреждённого участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств – релейной защиты, действие которых приводит непосредственно к отключению выключателя.

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети, а также выявление нарушения нормальных режимов оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени. Все устройства релейной защиты должны отвечать следующим требованиям:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Классификация РЗА очень разнообразна. По видам контролируемого параметра защиты делят на: токовые, дистанционные (сопротивление линии), частотные, реле мощности, напряжения. По способу исполнения различают микропроцессорные РЗ и электромеханические [5].

В процессе проектирования релейной защиты необходимо принятие сложных решений по определению принципов выполнения релейной защиты среди огромного многообразия ее модификаций. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики

всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока.

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [6].

4.1 Выбор устройств релейной защиты

При выборе основной защиты ВЛ 110-220 кВ следует учитывать перечень важных аспектов, которые необходимо учитывать. Одним из самых важных является сохранение устойчивости передачи и мгновенное срабатывание (без выдержки времени) при КЗ на защищаемом участке.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка,

выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности [6].

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая

на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока [2].

Существует большое количество вариантов панелей, шкафов и логических органов МП защит. Исходя из требований и необходимых комплектов защит, которые необходимо установить на защищаемую линию и трансформатор, целесообразно принять к установке два шкафа фирмы ЭКРА. Шкаф с комплектом ступенчатых защит КСЗ и АУВ – ШЭ2607 011 и шкаф с основной защитой линии – ДЗЛ и КСЗ, ШЭ2607 091 для защиты линии. Шкаф с комплектом основной и ступенчатых защит ШЭ2607 041 и ШЭ2607 073 для защиты трансформатора.

Для защиты линии 220 кВ используется шкаф типа ШЭ2607 011 содержит один комплект.

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях
- ступень ДЗ от земляных замыканий,
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;

- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);

Принцип действия защит шкафа типа ШЭ2607 011:

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V011.

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая и пятая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены следующие возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Шкаф типа ШЭ2607 091 предназначен для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ. Шкаф содержит: основную дифференциальную защиту линии. Выбирается одна из защит:

- ДЗЛ,

Комплект ступенчатых защит (КСЗ):

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий,
- ступень от земляных замыканий,
- шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- УРОВ;
- МТЗ;
- АРПТ;
- ЗНФР.

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V085. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ. Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ.

Шкаф типа ШЭ2607 041 реализует функции основных и резервных защит трансформатора. Шкаф содержит:

- Дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- Токową защиту нулевой последовательности;
- Максимальную токовую защиту;
- Реле максимального и минимального напряжения;
- Защиту от перегрузки (ЗП);
- Реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- Токowe реле для пуска автоматики охлаждения;
- УРОВ;
- Защиту от потери охлаждения;
- ГЗТ;
- Логикy пуска пожаротушения.

Кроме того, комплект обеспечивает прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения. ДЗТ имеет до четырех входов для подключения к четырем трехфазным группам трансформаторов тока сторон ВН, СН, НН1, НН2.

Предусмотрена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации тока присоединений в пределах от 0,251 до 16,000 А.

ДЗТ выпалена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке.

Шкаф типа ШЭ2607 073 предназначен для резервной защиты трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ и автоматикой управления выключателем ВН.

Содержит один комплект, реализующий функции МТЗ с комбинированным пуском по напряжению стороны НН;

- ТНЗНП;
- АУВ;
- УРОВ;
- ГЗТ;

Комплект оснащен устройствами контроля изоляции цепей ГЗ.

5 РАСЧЕТЫ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПС 220/35/10 КВ «ЛЕСОЗАВОДСК»

Подробный расчет произведен с помощью ПК MathCAD 15 и предоставлен в Приложении А.

Шкаф ШЭ2607011, БЭ2704011 (КСЗ+АУВ)

Уставки защит комплекта А1

5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ

Посредством АУВ осуществляется прием команд на включение и отключение выключателя (от ключей управления, от РЗА и ПА, по каналам телемеханики, от АСУ), формируются сигналы управления, выполняется защита выключателя и контроль его состояние.

Таблица 18 - Уставки АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В (60...100)	80
2	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В (10...80)	40
3	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В (60...100)	80
4	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В (10...80)	40
5	Разность напряжений ИО контроля синхронизма, В (5...50)	44
6	Угол между напряжениями ИО контроля синхронизма, град. (5...85)	40
7	Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...0,4)	0,05
8	Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...2,0)	0,06

Таблица 19 - Уставки по времени АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	DT101 Время включения выключателя, с (0,01...1,00)	0,6
2	DT76 Время первого цикла АПВ, с (0,25...16)	1,8

Продолжение таблицы 19

3	DT78 Время второго цикла АПВ, с (2,5...160)	160
4	DT81 Время подготовки АПВ, с (15...120)	20
5	DT72 Задержка на срабатывание защиты ЭМВ, с (1,0...2,0)	1,0
6	DT73 Задержка на срабатывание защиты ЭМО1, с (1,0...2,0)	1,0
7	DT74 Задержка на срабатывание защиты ЭМО2, с (1,0...2,0)	1,0
8	DT75 Задержка на срабатывание ЗНФ, с (0,1...0,2)	0,2
9	DT77 Задержка на срабатывание ЗНФР, с (,025...0,8)	0,5
10	DT82 Врем включения от АПВ, С (0,0...2,0)	0,1
11	DT100 Время сброса готовности АПВ при отключенном выключателе, с (10...840)	620
12	DT102 Ожидание КС (УС), с (0...840)	600

Таблица 20 - Логика работы АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	XB77 Контроль синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
2	XB84 Улавливание синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
3	XB74 Второй электромагнит отключения (не предусмотрен/ предусмотрен)	уточнить при наладке
4	XB73 Обесточивание ЭМ при приеме «Блокировка вкл. и откл.» (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
5	XB81 Выбор режима АПВ (слепое АПВ, АПВ шин или линии)	слепое АПВ
6	XB82 Второй цикл АПВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
7	XB 80 Отключение выкл. от «Авар. Снижение давл. элегаза в ТТ» (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
8	XB78 Привод выключателя (трехфазный, пофазный)	уточнить при наладке
9	XB76 Контроль сигнализации АПВ от датчика тока ЭМВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
10	XB71 Логика включения с КС (типовая, не типовая)	типовая
11	XB2 Включение с контролем отсутствия напряжения (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
12	XB75 Сброс готовности АПВ при отключенном выключателе (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен

Таблица 21 - АВР (Не используется)

№	Наименование	Значение
1	XB79 Выбор режима АВР (двусторонний, шин, линии)	линии
2	DT70 Задержка на срабатывание АВР шин (0,0...60,0)	60
3	DT71 Задержка на срабатывание АВР линии (0,0...60,0)	60

5.2 Уставки срабатывания ДЗ

Таблица 22 - Уставки ИО Z_{I-V} ст. (Первичные величины)

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
2	Уставка по оси R характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
3	Угол наклона φ_1 характеристики с при КЗ на землю ступени, °(45...89 шаг 1)	77
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию КKR=1,00)	1
5	Корректирующий множитель ККХ коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию ККХ=1,00)	1
6	Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	25,63
7	Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	13,01
8	Угол наклона φ_1 характеристики РС I ступени, °(45...89 шаг 1)	80
9	Угол наклона φ_4 верхней части характеристики РС I ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0
10	Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	45,63
11	Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	23,17
12	Угол наклона φ_1 характеристики РС II ступени, °(45...89 шаг 1)	- 22
13	Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	135,96
14	Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	69,02
15	Угол наклона φ_1 характеристики РС III ступени, °(45...89 шаг 1)	120
16	Уставка по оси X характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона φ_1 характеристики РС IV ступени, °(45...89 шаг 1)	77
19	Направленность IV ступени (вперед, назад)	вперед
20	Уставка по оси X характеристики РС V ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС V ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона φ_1 характеристики РС V ступени, °(45...89 шаг 1)	77

Продолжение таблицы 22

23	Направленность V ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона φ_3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона φ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	51,2
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

Таблица 23 - Орган определяющий вид повреждения

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО РННП, В (6,00...15,00 шаг 0,01)	6
2	Ток срабатывания $3I_0$ ПО РТНП, А (0,05·Ином...0,2· Ином шаг 0,01)	300
3	Коэффициент торможения ПО РТНП, о.е. (0,000...0,150 шаг 0,001)	0,150
4	Ток срабатывания ПО БТ, А (1,00...15,00 шаг 0,01)	2· Ином=2000

Таблица 24 - Уставка блокировки при качаниях (БК) по DI

№	Наименование	Значение
1	Уставка по приращению I_2 чувствительного реле тока (РТ) БК, А (0,04·Ином...1,5· Ином шаг 0,01)	100
2	Уставка по приращению I_2 грубого РТ БК, А (0,06·Ином...2,5· Ином шаг 0,01)	300
3	Уставка по приращению I_1 чувствительного РТ БК, А (0,08·Ином...3· Ином шаг 0,01)	200
4	Уставка по приращению I_1 грубого РТ БК, А (0,12·Ином...5· Ином шаг 0,01)	600
5	DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК,с	0,4
6	DT38 Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК,с (0,2...1 шаг 0,1)	0,4
7	DT39 Время ввода медленнодействующих ступеней от РТ БК,с (3...16 шаг 1)	6,0

Таблица 25 - Уставки блокировки при качаниях (БК) по DZ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания РТ I_2 для dZ/dt , (1,0-50,0)% I_1	15
2	DT43 Время задержки блокировки по DZ, (0,001-1,000) с	0,045
3	DT44 Время возврата БК по DZ, (0,01-5,00) с	2,5
4	XB26 Формирование области контроля DZ/dt относительно III ступени/ II ступени	II ступени

Таблица 26 - Уставки по времени для ДЗ

№	Наименование	Значение
1	DT28 Время ввода ускорения при включении выключателя, с (0,7...2 шаг 0,1)	1,0
2	DT29 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ДЗ и ТО, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
3	DT33 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
4	DT34 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
5	DT35 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,6
6	DT36 Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	2,5
7	DT46 Задержка на срабатывание IV ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
8	DT47 Задержка на срабатывание V ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
9	DT48 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ на землю, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
10	DT45 Задержка на срабатывание I, II или III ступени ДЗ при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
11	DT42 Продление сигнала пуска ВЧТО №2, с (0,00...0,20 шаг 0,01)	0,04

Таблица 27 - Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	XB62 I ступень ДЗ на землю (выведена, в работе)	Выведена
2	XB63 IV ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
3	XB64 V ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
4	XB20 Подхват срабатывания РС I ступени от ненаправленного РС II ступени (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB21 Подхват действия I ступени (или II ступени с меньшей выдержкой времени) (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
6	XB22 Действие II ступени в меньшей выдержкой времени (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
7	XB23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	II ступень
8	XB24 Контроль действия III ступени от блокировок (от БНН и БК, только от БНН)	Только от БНН
9	XB25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
10	XB27 Алгоритм БК DZ/DI	DI
11	XB28 Оперативно ускоряемая ступень (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень
12	XB29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
13	XB44 Контроль ускорения при включении выключатель от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН РН на линии)	Не предусмотрен

Продолжение таблицы 27

14	XB45 Контроль I ступени ДЗ на землю (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
15	XB46 Контроль IV ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
16	XB47 Контроль V ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
17	XB41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
18	XB42 Запрет АПВ от ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
19	XB41 Запрет АПВ от III ступени ДЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
20	XB15 Действие сигнала ВЧТО №1 (с контролем, без контроля)	Без контроля
21	XB16 Контроль от КQT при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
22	XB17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
23	XB18 Контроль I(II) ступени ДЗ или реле тока IV ступени ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
24	XB19 Контроль от I(II) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2 (I ступень, II ступень)	II ступень

5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки

Таблица 28- Уставки реле ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	1684
2	Ток срабатывания II ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	752
3	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	433
4	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	38
5	Ток срабатывания V ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания VI ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.е. (0,00...0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срабатывания токовой отсечки, А (0,35...30·Iном шаг 0,01)	2494
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении выключателя, А (0,35...30·Iном шаг 0,01)	18000

Таблица 29 - Уставки по времени для ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЗНП, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание I ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание II ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,8
4	DT52 Задержка на срабатывание III ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,3
5	DT53 Задержка на срабатывание IV ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,8
6	DT59 Задержка на срабатывание V ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание VI ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с (0,000...15,000 шаг 0,001)	0,05
12	DT58 Задержка на срабатывание II, III или IV ступени ТНЗНП при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00...0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЗНП от защиты парал. линии, с (0,05...5,00 шаг 0,01)	5,0

Таблица 30 - Логика работы ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	XB65 V ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
2	XB66 VI ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
3	XB30 Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
4	XB31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB32 Контроль направленности I ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
6	XB33 Контроль направленности II ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
7	XB34 Контроль направленности III ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
8	XB35 Контроль направленности IV ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
9	XB39 Контроль направленности V ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р

Продолжение таблицы 30

10	XB91 Направленности V ступени ТНХНП (вперед, назад)	вперед
11	XB40 Контроль направленности VI ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
12	XB92 Направленности VI ступени ТНХНП (вперед, назад)	Вперед
13	XB36 Ускоряемая ступень ТНЗНП при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	III ступень
14	XB37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень)	III ступень
15	XB38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
16	XB53 Отстройка V ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
17	XB54 Отстройка VI ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
18	XB57 Контроль ВЧТО №3 от III(IV) ступени ТНЗНП (III ступень, IV ступень)	III ступень

5.4 Уставки пуска УРОВ

Таблица 31 - Уставки реле тока УРОВ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А ($0,04 \cdot I_{ном} \dots 0,40 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	60

Таблица 32 - Уставки по времени УРОВ

№	Наименование	Значение
1	DT16 Задержка на срабатывание УРОВ, с ($0,1 \dots 0,6$ шаг 0,1)	0,25

Таблица 33 - Логика работы УРОВ

№	Наименование	Значение
1	XB5 Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КQC (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
2	XB6 Действие УРОВ «на себя» (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
3	XB83 Пуск УРОВ при действии ЗНФР (предусмотрено, не предусмотрено)	Не предусмотрено

5.5 Уставки срабатывания ДЗЛ

Шкаф ШЭ2607 091- (ДЗЛ+КСЗ)

Таблица 34 - Уставки ДЗЛ

№	Наименование	Значение
1	Базисный ток (0,10-16,00) Ib, А	300
2	Ток срабатывания ДЗЛ (0,20-2,00), о.е.	600
3	Вид торможения ДЗЛ (сумма модулей/модуль разности)	Сумма модулей
4	Коэффициент торможения дифф. защиты K1 (0,1-0,90) о.е	200
5	Коэффициент торможения дифф. защиты K1 (0,3-1,50) о.е	173
6	Ток начала торможения Is2 (0,50-5,00) о.е.	346
7	Ток срабатывания ДТО (2,0-15,00) о.е.	70
8	Угол сектора блокирования (10-89)°	140
9	Ток срабатывания ПО контроля обрыва цепей тока о.е. (0,04-2,00)	280
10	Компенсация емкостного тока (предусмотрена/не предусмотрена)	Не предусмотрена
11	Напряжение срабатывания (фазное) реле мин. U1 (10,00-60,00) В	40
12	Напряжение срабатывания (фазное) PH2 (1,00-20,00) В	6

Таблица 35 – Настройка КС

№	Наименование	Значение
1	Роль полукомплекта (ведущий/ведомый)	ведущий
2	Задержка сигнализации неисправности КС (0,0-10,0), с	3
3	Возврат к уставке по асимметрии КС после пропадания GPS (через 10с / после сбоя КС)	Через 10 с

Таблица 36 - Уставки РС

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики Zotв (1,000-250,000)/Ином, Ом	65,87
2	Уставка по оси R характеристики Zotв (1,000-250,000)/Ином, Ом	33,06
3	Наклон характеристики Zot (45-89)°	85

Таблица 37 - Уставки времени ДЗЛ

№	Наименование	Значение
1	DT3 Задержка на срабатывание ДЗЛ (0,000-0,150), с	0
2	DT7 Задержка на срабатывание ДТО (0,00-2,00), с	0
3	DT8 Время срабатывания контроля обрыва цепей тока (0,05-27,00), с	10

Таблица 38 - Логика работы ДЗЛ

№	Наименование	Значение
1	XB1 Работа на ВЛ с ответвлениями (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрен
2	XB84 Блокировка режима с ответвлениями (не испр.цепей U/ не предусмотрена)	Не испр. цепей U
3	XB85 Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) (предусмотрен/ не предусмотрен)	Предусмотрен
4	XB97 Совместная работа с предыдущими версиями ДЗЛ (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена

Все рассчитанные нами уставки срабатывания находятся в допустимых пределах панельных значений выбранных нами терминалов; проходят по чувствительности и могут быть приняты к установке.

5.6 Уставки срабатывания ДЗТ

Шкаф ШЭ2607 041

Таблица 40 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение для стороны		
	220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	62,755	374,903	1312
Схема соединения обмоток ТТ	Д	У	У
Коэффициент трансформации ТТ	150/5	500/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А	3,623	6,494	3,28

Таблица 41 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	14,13
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	7
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	0
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

6 СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва (АВР), автоматического опережающего деления сети (АОДС). В рамках курсового проекта будет выбрано и описано устройство АПВ.

Будет описано устройство релейной защиты, так же не требующее расчета в рамках курсового проектирования – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

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 самозапуска других электродвигателей.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

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.

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

6.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя – 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) [5].

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 трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле).

7 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений

молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

В торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Основным условием наличия совместной зоны защиты двойного стержневого молниеотвода является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$. В этом случае конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной $2r_{cx}$, которое лежит посередине между молниеотводами.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищаются несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

7.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Лесозаводск

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в

поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Согласно ПУЭ, заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5), \quad (49)$$

$$S=(40+2\cdot 1,5)\cdot (26+2\cdot 1,5) = 1247 \text{ м}^2$$

где A – длина территории ОРУ, м;

B – ширина территории ОРУ, м.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности. Диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 12 мм.

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2 = 113,04 \text{ мм}^2 \quad (50)$$

где R – радиус горизонтальных прутков.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (51)$$

где I_{K3} – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости, (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{8100^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 39,52 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (52)$$

$$S_{CP} = a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0, \quad (53)$$

где T – время использования заземлителя, мес.;

a_1, a_2, a_3, a_0 – коэффициенты зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,003 \cdot \ln(240)^2 - 0,041 \cdot \ln(240) + 0,243 = 0,932 \text{ мм}^2$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,975 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M.П} \geq F_{КОР} + F_{T.C}, \quad (54)$$

$$113,04 \geq 39,52 + 31,975 = 71,5 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Sigma} = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 415,6 \text{ м}. \quad (55)$$

где a_q – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Sigma}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (56)$$

$$m = \frac{415,6}{2\sqrt{1247}} - 1 = 4,88, \text{ принимаем } 5.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 423,6 \text{ м} \quad (57)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B} \quad (58)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равно 12 м;

l_B – длина вертикальных электродов, 5 м.

$$n_B = \frac{4\sqrt{1247}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 11,76, \text{ принимаем } 12.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n\epsilon \cdot l\epsilon} \right), \quad (59)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения $l\epsilon/\sqrt{S}$, равный 0,085.

$$R_{CT} = 22 \cdot \left(\frac{0,085}{\sqrt{1247}} + \frac{1}{423,6 + 12 \cdot 5} \right) = 0,0045 \text{ Ом},$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (60)$$

где I_m – ток молнии, 55 кА.

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1247}}{(22 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,244,$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{II} = R_{CT} \cdot \alpha_{II} = 0,01 \text{ Ом}, \quad (61)$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-220 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Определение зон молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (62)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 31,7 = 26,9 \text{ м}$$

где h – высота молниеотводов, 31,7 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 32,9 \text{ м}, \quad (63)$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$, $r_{c,0} = r_0$ м, расстояние между молниеотводами 1-3 и 2-4 $L=34,3$ м.

$$r_{c,0} = r_0 = 32,9 \text{ м}.$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{\text{сг}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (64)$$

$$h_{\text{сг}} = 26,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,7) \cdot (34,3 - 31,7) = 26,5 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх}} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{\text{сг}} - h_x}{h_{\text{сг}}} \right), \quad (65)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, 11 м;

$$r_{\text{сх}} = 26,3 \cdot \left(\frac{26,5 - 11}{26,5} \right) = 19,2 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 19,4 \text{ м},$$

(66)

Таблица 42 - Зоны защиты молниеотводов ПС Лесозаводск

Молниеотвод		h, м	h _{эф} , м	L, м	h _x	h _{сг} , м	r _{c0} , м	r _x , м
1	2	31,7	26,9	34,3	11	26,5	26,3	19,4

8 ЭКОНОМИКА

В условиях рыночных отношений важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, ввиду существенного влияния величины ущерба на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

По расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем (РД-34.20.801-93) технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением.

Последствия, возникающие после воздействия технологических нарушений, могут существенно отличаться в зависимости от типа самого энергопредприятия, его функций, времени действия нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов. Отсюда следует сделать вывод, что для определения величины экономического ущерба от технологического нарушения необходимо выявить и проанализировать последствия нарушения для энергопредприятия, энергосистемы, потребителей и окружающей энергопредприятие среды.

Последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. В настоящей Методике указанные выше последствия выражаются в денежной форме. В этой связи социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущербов.

Ущерб, понесённый потребителями энергии в случае технологического нарушения, в результате которого произошло прекращение или ограничение энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии.

Для незамедлительного определения экономического ущерба от технологического нарушения в качестве исходных данных используются периодически контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

Определение экономического ущерба от технологических нарушений в эксплуатации осуществляется с целью определения экономических потерь энергопредприятиями, решения вопросов имущественного и других видов страхования от последствий технологических нарушений, а также для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве исходной информации характеристики экономического ущерба.

Учет и результаты последующего статистического анализа экономического ущерба от технологических нарушений за ряд лет эксплуатации могут быть использованы в качестве одного из факторов для принятия решений по:

1) технико-экономическому обоснованию нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов;

2) технико-экономическому обоснованию периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;

3) технико-экономическому обоснованию проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;

4) технико-экономическому обоснованию мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность проекта

Электрификация РФ развивается по пути разработки и внедрения электроустановок, в которых применяются современные высокоэффективные электрические аппараты сверхвысокого напряжения и средства автоматики. Именно поэтому здоровье и безопасность условий труда электротехнического персонала и работников, которые эксплуатируют производственные электроустановки, должны быть обеспечены выполнением правил и норм при проектировании, монтаже, а также эксплуатации электроустановок.

Безопасность при монтаже и эксплуатации на ПС.

При монтаже и эксплуатации подстанции, во время осмотра и проведения ремонтных работ, необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по ТБ. Нарушение правил техники безопасности строго запрещается.

Необходимо предоставление возможности безопасного выполнения работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

Безопасность при эксплуатации установок ПС

Эксплуатация электроустановок на территории ПС должна производиться строго в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены технические мероприятия, способные обеспечить безопасное обслуживание:

- а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;
- б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ

закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, которая предупреждает все ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны надежно заземляться к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

9.2 Экологичность проекта

Вредные выбросы в атмосферу в нормальном режиме эксплуатации не происходят, но могут быть уместны лишь в случае возникновения пожара в трансформаторе.2]

1. Воздействие на почву

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора во время аварии, в проекте предусмотрено строительство под трансформаторами маслосборных ям, извлечение масла и замасленных вод из которых предусмотрено системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Согласно «Норм технического проектирования подстанции с высшим напряжением 35-750 кВ», для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора ТДТН-40000/220-У1 должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы, маслосборник.

Расчет маслоприемника под маслonaполненный трансформатор.

Исходные данные приведены в таблице 43

Таблица 43 – Характеристика трансформатора.

Трансформатор	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, м	Габариты трансформатора		
		Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м
ТДТН-40000/220	22	9	5,35	7,35

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в трансформаторе от 10 до 50 т.

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta = 9 + 2 \cdot 1,5 = 12, \text{ м}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta = 5,35 + 2 \cdot 1,5 = 8,35, \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot Г = 12 \cdot 8,35 = 100,2, \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (67)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

h_B – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

h_{TM+H_2O} – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

h_{TM} рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (68)$$

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} = \frac{22000}{890} = 24,72, \text{ м}^3.$$

Отсюда

$$h_{TM} = \frac{24,72}{100,2} = 0,246, \text{ м}.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}} \quad (69)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (70)$$

где $I=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды, $t=30 \text{ мин}=1800 \text{ с}$.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) = 2 \cdot 7,35 \cdot (9 + 5,35) = 211 \text{ м}^2 \quad - \quad \text{площадь боковой}$$

поверхности трансформатора.

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (100,2 + 211) = 89,62, \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{89,62}{100,2} = 0,894, \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,246 + 0,894 = 1,44, \text{ м}$$

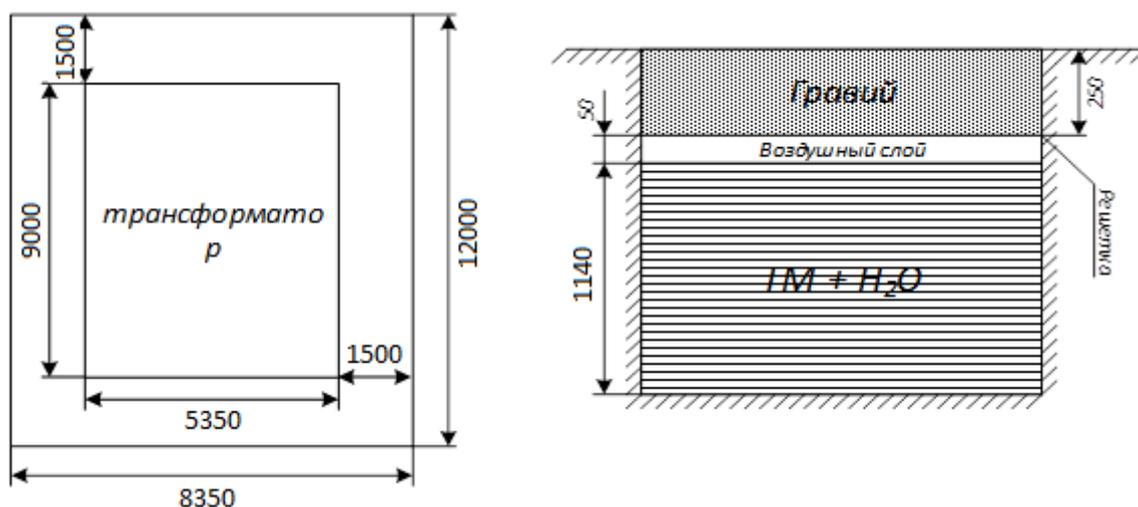


Рисунок 7 – Эскиз маслоприемника

1. Акустическое воздействие

Трансформатор является источником механического и аэродинамического шумов. Механический шум издается при работе баком трансформатора, его сила зависит от мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения.[5]

Для защиты населения от шума ключевое значение имеют санитарно – гигиенические нормы допустимых уровней шума, так как на их основании определяется необходимость разработки технических мер по защите от шума населенных пунктов. На территории непосредственно, прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений:

$$L_{a_{\max}} = 70 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_{a_{\max}} = 60 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» шумовые характеристики ТДТН – 40000/220 уровень звуковой мощности составляет $L_{WA} = 97$ дБА.

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Таким образом, получим формулу допустимого уровня звука:

$$DU_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (71)$$

Разрешив это уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DU_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (72)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(97-60)}}{2\pi}} = 28,24, \text{ м}$$

Такой принцип защиты, как «защита расстоянием» будет реализован в том случае, если расстояние от ПС до жилой зоны будет превышать R_{\min} и соблюдение санитарных норм по шуму будет успешно обеспечено.

2. Влияние электрического поля

Факторы влияния РУ и ЛЭП на окружающую среду имеют различные проявления. В первую очередь, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, которое негативно влияет на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.[1]

Различают следующие виды воздействия:

-непосредственное воздействие, возникающее при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

-воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными

предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Для уменьшения действия электрического поля на эксплуатационный персонал устанавливается допустимая продолжительность длительного и периодического пребывания в электрическом поле, кроме этого производится экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

3. Отвод земель

Трассы ВЛ, автодороги и площадки подстанций по проекту размещаются на малопродуктивных землях на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и с нанесением минимального ущерба окружающей среде.

Для ЛЭП, проходящих по лесным массивам и земельным насаждениям, отводятся земли с малоценными насаждениями и кустарниками.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность обеспечивает безопасность людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научной разработки, проектирования, строительства и эксплуатации).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Система предотвращения пожара – это комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается с помощью устранения образования горючей среды, источника зажигания в горючей среде, поддержания температуры и давления горючей среды ниже максимально допустимой.[3]

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на исключение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- эвакуацией людей;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 220 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством, так как при попадании в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Виды огнетушителей: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.[4]

Газовые огнетушители используются при тушении небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха.

Порошковые огнетушители используются при тушении небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ используются при тушении небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители должны размещаться на высоте менее 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Возможно устанавливать огнетушители в тумбах или шкафах, конструкция которых позволяет получить свободный доступ к нему.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается размещать огнетушители любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.[3]

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4

Продолжение таблицы 44

Щит управления ОРУ	огнетушитель	2	2
	порошковый	2	5
		2	10
	огнетушитель	4	2
	углекислотный	4 1 1	5 25 80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель	2	5
	порошковый	2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2 1	10 100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

Тушение пожара в силовых трансформаторах.

При аварии на трансформаторе с возникновением пожара его необходимо отключить от сети со всех сторон и заземлить. После снятия напряжения тушение пожара необходимо производить всеми доступными средствами пожаротушения.

При наличии на трансформаторе стационарной установки пожаротушения, нужно включить ее дистанционно или вручную в том случае, если не произошло ее автоматическое включение.

При внутреннем повреждении трансформатора с выбросом масла через выхлопную трубу или через нижний разъем и возникновении пожара внутри трансформатора, необходимо вводить средства тушения пожара в середину трансформатора через верхние люки и через деформированный разъем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над выпускной квалификационной работой был выполнен следующий объем работ:

- произведен расчет токов КЗ и произведена проверка оборудования.
- было произведена установка современных шкафов релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов, а также закреплены и дополнены знания по РЗА.
- произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты.
- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2012. - 608 с.
2. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2013.
3. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 648 с.
- 4 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 3-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2013. – 353 с.
- 5 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 286 с.
- 6 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго. - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 144 с.
- 7 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2014.
- 8 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2013. – 142 с.
- 9 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.
- 10 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2012. – 568 с.
- 11 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2012. – 152 с.

12 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

13 РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

14 Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2013 . – 102 с.

15 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.

16 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2012. – 416 с.

17 РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.

18 Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения. Утверждены приказом Ростехнадзора №533 от 12.11.2013

19 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

1. Расчет недостающих параметров защищаемой линии:

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100}$$

$$K_{\text{ТС}} := \frac{K_{\text{ТН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 11$$

2. Расчет защиты ВЛ 220 кВ Лесозаводск-НПС 38

2.1 Расчет ДЗ со стороны ПС 220 кВ Лесозаводск:

Расчет 1 ступени ДЗ

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, а также с учетом трансформатора:

$$Z_{\text{Л.1}} := 27.53 \text{ Ом} \quad Z_{\text{Тр}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} = 23.401 \text{ Ом} \quad Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot (Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{Тр}}) = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.1}} := 23.401 \text{ Ом}$

Расчет 2 ступени ДЗ

Согласование с 1 ступенью ДЗ:

$$K_{\text{Т}} := 1 \quad Z_{\text{Л.2}} := 48.73 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.66}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{Л.2}} = 55.56 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.78}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{ср.1}} = 41.65 \text{ Ом}$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего напряжения) предыдущей ПС:

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot \left(Z_{\text{Л.1}} + \frac{Z_{\text{Тр}}}{K_{\text{Т}}} \right) = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.И}} := 41.65 \text{ Ом}$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{КЗ}} := Z_{\text{Л.1}} = 27.53 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{Ч}} := \frac{Z_{\text{ср.И}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 1.513$$

$K_{\text{Ч}}$ более 1.2 ,окончательно принимает уставку: $Z_{\text{ср.И}} := 41.65 \text{ Ом}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПСК MathCad 15

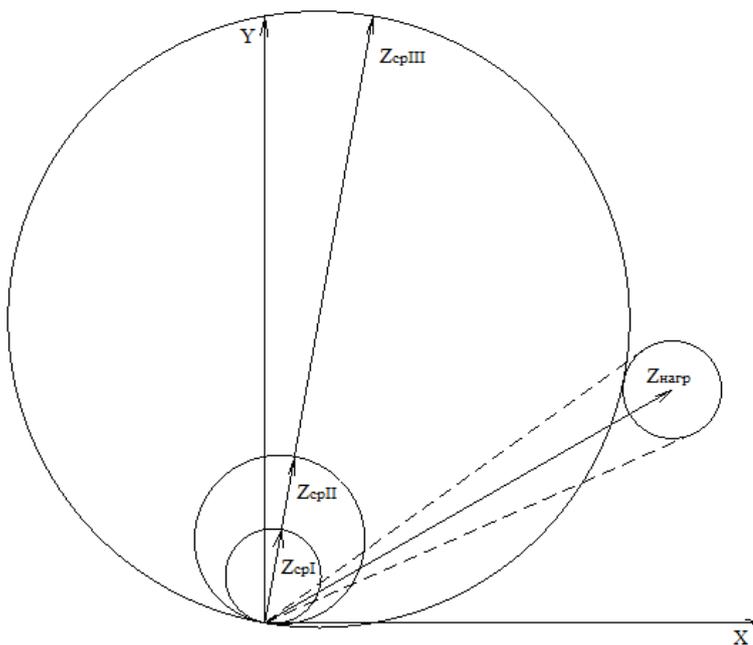
Расчет 3 ступени ДЗ

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем графическим способом. Для этого необходимо построить графическую характеристику срабатывания ДЗ для 1 и 2 ступеней:

$$Z_{\text{ар.И}} := 23.4 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{мч}} := 80 \quad \phi_{\text{раб}} := 30 \text{ град} \quad U := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$Z_{\text{ар.ИИ}} := 41.65 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{нагр}} := \phi_{\text{раб}} \quad I_{\text{раб.мах}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.мах}}} = 101.614 \text{ Ом}$$



Графически, значение уставки 3 ступени ДЗ получилось:

$$Z_{\text{ср.ИИИ}} := 137 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{л.2}} = 76.26 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{Z_{\text{ср.ИИИ}}}{Z_{\text{кз}}} = 1.796$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты в ПВК MathCad 15

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1,2.
Так как наше значение удовлетворяет условию, то принимаем данную уставку: $Z_{\text{отс}} := 137 \text{ Ом}$

2.2 Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ Лесозаводск

Расчет 1 ступени РТНП:

Отстройка от КЗ на землю на шинах ПС НПС-38

$I_{0.\text{конц}} := 3110 \text{ А}$ - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Лесозаводск при КЗ на шинах ПС НПС-38

$K_{\text{отс}} := 1.3$ - коэффициент отстройки

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.\text{конц}}} = 40.84 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{экв}})} = 1.858 \times 10^4 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз.1}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{0.\text{кз}} = 2.415 \times 10^4 \text{ А}$$

Расчет 2 ступени РТНП:

Согласование с 1 ступенью защиты следующей ВЛ:

$I_{0.\text{конц}} := 24240 \text{ А}$ - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС НПС-38 при КЗ на шинах Приморской ГРЭС

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.\text{конц}}} = 5.24 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{л.2}} + Z_{\text{экв}})} = 1.418 \times 10^4 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.1}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{0.\text{кз}} = 1.56 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{ток}} := 0.5$$

$$I_{\text{сз.11}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{сз.1}} = 857.922 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет 3 ступени РТНП:

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС
НПС-38:

$$S_{\text{тр}} := 40 \cdot 10^6 \text{ ВА} \quad U_{\text{ном.тр}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном.тр}} := \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} = 104.97 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 6 I_{\text{ном.тр}} = 629.837 \text{ А}$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.III}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 692.82 \text{ А}$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.кз} := 1418 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч.III}} := \frac{I_{0.кз}}{I_{\text{сз.III}}} = 2.047$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1.2

Расчет 4 ступени РТНП:

Отстройка от токов небаланса при трехфазном КЗ за
трансформатором на ПС НПС-38:

$$U := 230 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{кз.сум}} := 4400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 30.18 \quad Z_{\text{ТР}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{ТР}})} = 442.783$$

$$K_{\text{отс}} := 0.1$$

$$I_{\text{сз.IV}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} = 44.278$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет чувствительности:

Ток в защите при трехфазном КЗ на Приморской ГРЭС:

$$I_{\text{кз.сумм}} := 31000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{э.кв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 4.284 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз.защ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{э.кв}} + Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{л.2}})} = 1.649 \times 10^3$$

$$K_{\text{ч.IV}} := \frac{I_{0.\text{кз.защ}}}{I_{\text{сз.IV}}} = 37.234$$

2.3 Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ Лесозаводск

Ток в защите при КЗ на ПС НПС-38:

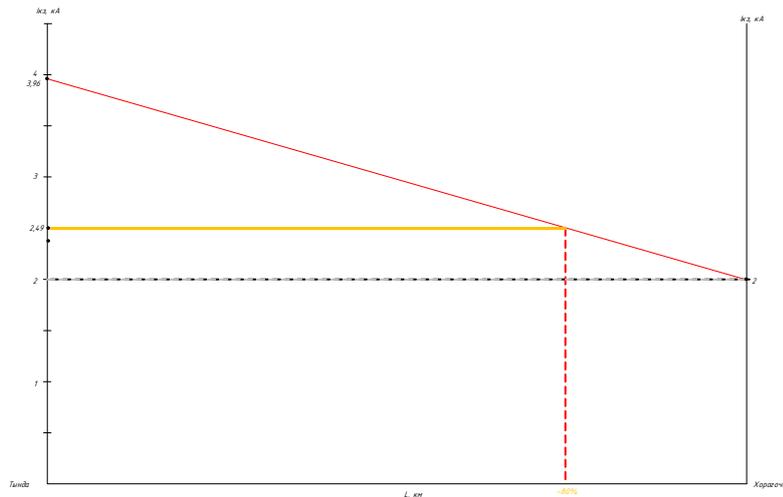
$$I_{\text{кз.сумм}} := 5400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{э.кв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 24.591 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.защ.}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{э.кв}} + Z_{\text{л.1}})} = 2.548 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс.}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср.отс.}} := K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{кз.защ.}} = 3.057 \times 10^3$$



ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.4 Расчет ДЗЛ со стороны ПС 220 кВ Лесозаводск:

Выбор уставок срабатывания:

Ток срабатывания, пускающий передатчик (блокирующий):

$$K_H := 1.1 \quad K_B := 0.85$$

$$I_{\text{ср.бл.рас}} := \left(\frac{K_H}{K_B} \right) \cdot I_{\text{раб.мах}} = 1.294 \times 10^3 \text{ A}$$

$$I_{\text{ср.откл}} := 1.4 \cdot I_{\text{ср.бл.рас}} = 1.812 \times 10^3 \text{ A}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3.\text{кз.min}} := 7900 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{3.\text{кз.min}}}{I_{\text{ср.откл}}} = 4.36 \quad K_{\text{ч}} \text{ ДОЛЖЕТ БЫТЬ БОЛЬШЕ, ЛИБО РАВЕН 2}$$

По фазным органам пуска данная защита является чувствительной

Ток срабатывания $I_{2.\text{откл}}$:

$$K_3 := 2 \quad K_{\text{нв}} := 1.2 \quad K_{\text{нб}} := 0.4 \quad I_{2.\text{небал}} := 0.02 \cdot I_{\text{раб.мах}} = 2 \text{ A} \quad I_{2.\text{несим}} := I_{2.\text{небал}}$$

$$I_{2.\text{откл}} := \left(\frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \right) \cdot (I_{2.\text{небал}} + I_{2.\text{несим}}) = 240 \text{ A}$$

$$I_{2.\text{откл.втор}} := \frac{I_{2.\text{откл}}}{K_{\text{ТТ}}} = 1.2 \text{ A} \quad \text{Полученное значение необходимо привести к значению панели защит. Выбираем ближайшее- 1A}$$

$$I_{2.\text{откл.вт}} := 1 \text{ A}$$

$$I_{1.\text{кз.min}} := 890 \text{ A}$$

$$I_{2.\text{блокир}} := 0.5 \cdot I_{2.\text{откл.вт}} = 0.5 \text{ A}$$

$$I_{2.\text{кз.min}} := 890 \text{ A}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{1.\text{кз.min}}}{K_{\text{ТТ}}} = 4.45 \quad K_{\text{нв}} := \frac{I_{2.\text{кз.min}}}{K_{\text{ТТ}}} = 4.45$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.
Данные органы защиты являются чувствительными.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет сопротивления срабатывания:

Сопротивление срабатывания принимаем равным $Z_{\text{ср. II}}$ второй ступени ДЗ:

$$Z_{\text{ср}} := 41.65 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3. \text{КЗ}} := 7900 \text{ А}$$

$$Z_{\text{КЗ}} := 0.5 \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{3. \text{КЗ}}} = 8.404 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{www}} := \frac{Z_{\text{ср}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 4.956 \quad K_{\text{ч}} \text{ должен быть больше, либо равен } 2$$

Расчет коэффициентов фильтров тока:

$$I_{1.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1} := 626 \text{ А}$$

$$K_{\text{f.1}} := \frac{(I_{1.1.1} + I_{\text{раб. max}})}{I_{2.1.1}} = 2.597$$

$$K_{\text{f.2}} := 1.5 \cdot \left(\frac{I_{\text{раб. max}}}{I_{2.1}} \right) = 2.396$$

По полученным результатам необходимо привести значение $K_{\text{f. расч.}}$ в соответствие со значением панели защиты, а также соблюсти данное неравенство:

$$K_{\text{f.2}} \leq K_{\text{f. расч.}} \leq K_{\text{f.1}}$$

Принимаем ближайшее значение в соответствии с панелью

$$K_{\text{f. расч.}} := 4$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{www}} := \left[\frac{\left[\frac{I_{2.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} - \left(\frac{I_{1.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} \right) \right]}{I_{2. \text{блокир}}} \right] = 4.695$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2

Угол блокировки: 60 градусов

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.5 Выбор уставок срабатывания АПВ:

Время срабатывания АПВ выбирается с учетом времени срабатывания защит, осуществляющих ближнее резервирование с противоположной стороны, т.е 2 ступень ДЗ и 3 ступень ТЗНП. С учетом того, что данные ступени защит прошли проверку по чувствительности, время их срабатывания равно:

$$t_{2.ДЗ} := 0.5 \text{ с} \quad t_{3.ТЗНП} := 1.3 \text{ с}$$

Чтобы отстроиться от данных ступеней, необходимо выбрать наибольшее время срабатывания. В нашем случае это $t_{3.ТЗНП}$ и ввести выдержку времени, чтобы дать защите отработать, тогда время срабатывания АПВ:

$$\Delta t := 0.5 \text{ -ступень селективности}$$

$$t_{АПВ} := t_{3.ТЗНП} + \Delta t = 1.8$$

$$\Delta \phi := 40 \text{ градусов}$$

Минимальное вторичное напряжение, для работы АПВ:

$$U_{\min} := 80 \text{ В}$$

Максимально минимальный ток при минимальном напряжении в линии:

$$U_{\min.лин} := 0.075 \text{ А}$$

2.6 Выбор уставок срабатывания УРОВ:

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{ср.УРОВ}} := 60 \text{ А}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$T_{\text{ср.УРОВ}} := 0.3 \text{ с}$$

2.7 Расчет ДЗТ

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100.409 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.ВН}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 100.409 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} := I_{\text{раб.макс.транс.СН}} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2.099 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 2.099 \times 10^3 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{600}{5} = 120$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{3000}{5} = 600$$

Коэффициенты схемы ТТ:

$$k_{\text{сх.ВН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.СН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.НН}} := 1$$

Вторичные номинальный токи трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 5.797$$

$$I_{\text{ном.СН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.СН}} \cdot k_{\text{сх.СН}})}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 8.658$$

$$I_{\text{ном.НН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}})}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.499$$

Определение тока срабатывания защиты:

$k_{\text{пер}} := 1$ -коэффициент, учитывающий переходной режим

$k_{\text{одн}} := 1$ -коэффициент однотипности

$\varepsilon := 0.1$ -погрешность ТТ

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{кз.сумм.}} := 8100 \text{ A}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм.}}} = 16.394 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН}} := 275.06 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.СН}} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.НН}} := 148.11 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН.НН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.НН}} = 423.17 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН.СН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.СН}} = 280.76 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.НН}})} = 0.30 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.СН}})} = 0.44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр3}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН}})} = 0.45 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.мах}} := 430 \text{ A}$$

$$I_{\text{нб.расч1}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}} = 43 \text{ A}$$

Диапазон регулирования напряжения на сторонах (РПН, ПБВ) и коэффициенты токораспределения (отношение значения тока внешнего КЗ через трансформатор к току на стороне, где устраивается КЗ):

$$\Delta U_{\alpha} := 0.1$$

$$\Delta U_{\beta} := 0.1$$

$$K_{\text{ток.}\alpha} := \frac{0.291}{6.297} = 0.046$$

$$K_{\text{ток.}\beta} := \frac{0.423}{2.486} = 0.17$$

$$I_{\text{нб.расч2}} := I_{\text{к.мах}} \cdot (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{\text{ток.}\beta}) = 9.304$$

$$I_{\text{нб.расч}} := I_{\text{нб.расч1}} + I_{\text{нб.расч2}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{нб.расч}} = 52.304 \text{ A}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки максимального тока небаланса:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч1}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 67.995 \text{ A}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{ном.ВН}} = 100.40 \text{ A}$$

$$I_{\text{БТН}} := 3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 301.226 \text{ A}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 391.594 \text{ A}$$

Принимаем:

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 391.594 \text{ A}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{к.р}} := 423 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч.ДЗТ}} := \frac{I_{\text{к.р}}}{I_{\text{сз.ДЗТ}}} = 1.08$$

Определение числа витков обмотки НТТ:

$$F_{\text{ср}} := 150 \text{ -МДС для ДЗТ-11}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}} := \frac{(I_{\text{сз.ДЗТ}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 22.609 \text{ A}$$

$$\omega_{\text{осн.расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}}} = 6.635$$

$$\omega_{\text{осн}} := 7$$

Число витков обмотки НТТ реле на других сторонах:

$$\omega_{\text{I.расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН.втор}}}{I_{\text{ном.СН.втор}}} = 4.687$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\omega_{\text{II.расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.ВН.втор}}}{I_{\text{НОМ.НН.втор}}} = 11.597$$

$$\omega_{\text{I}} := 4$$

$$\omega_{\text{II}} := 11$$

Расчетный ток небаланса, обусловленный неточностью выставления витков в обмотках НТТ:

$$I_{\text{Нб.расч3}} := \left[\frac{(\omega_{\text{I.расч}} - \omega_{\text{I}})}{\omega_{\text{I.расч}}} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} - \frac{(\omega_{\text{II.расч}} - \omega_{\text{II}})}{\omega_{\text{II.расч}}} \cdot K_{\text{ток.}\beta} \right] \cdot I_{\text{к.мах}} = -0.855 \text{ A}$$

Окончательный расчет тока срабатывания защиты с учетом $I_{\text{Нб.расч3}}$

$$I_{\text{Нб.расч.}} := |I_{\text{Нб.расч1}}| + |I_{\text{Нб.расч2}}| + |I_{\text{Нб.расч3}}| = 53.159 \text{ A}$$

$$k_{\text{отс}} = 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч3}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нб.расч.}} = 69.107 \text{ A}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 391.594 \text{ A}$$

Расчет удовлетворяет принятое ранее значение

Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ:

$$I_{\text{раб.ВН}} := \frac{(I_{\text{к.р}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 24.422 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб.СН}} := \frac{\left(I_{\text{к.р}} \cdot k_{\text{сх.ВН}} \cdot \frac{230}{37.5} \right)}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 37.44 \text{ A}$$

$$F_{\text{раб}} := I_{\text{раб.ВН}} \cdot \omega_{\text{I}} + I_{\text{раб.СН}} \cdot \omega_{\text{II}} = 509.604$$

$$I_{\text{торм}} := I_{\text{к.мах}} = 430 \text{ A} \quad I_{\text{торм.втор}} := I_{\text{торм}} \cdot \frac{k_{\text{сх.СН}}}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 6.207 \text{ A}$$

$$\omega_{\text{раб}} := \omega_{\text{осн.расч}} = 6.635 \quad \text{tg}\alpha := 0.75$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\omega_{\text{торм.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{(I_{\text{нб.расч}} \cdot \omega_{\text{раб}})}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg}\alpha} = 1.422$$

$$\omega_{\text{торм}} := 1$$

Для выставления рассчитанных чисел витков обмоток НТТ необходимо применение реле ДЗТ-11/1

3. Пересчет необходимых уставок из ЭМ в МП:

3.1 Уставки АУВ и АПВ

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{НОМ}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad K_{\text{МММ}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$U_{\text{ср.мах.Ш}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{ср.мин.Ш}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мах.ШОН}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мин.ШОН}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\varphi := 40 \text{ Град} \quad T_{\text{АПВ}} := 1.8 \text{ с} \quad T_{\text{ВВ}} := 0.8 \text{ с}$$

$$\Delta f := \frac{\varphi}{360 \cdot (T_{\text{АПВ}} + T_{\text{ВВ}})} = 0.043 \text{ Гц}$$

Принимаем $\Delta f = 0.05 \text{ Гц}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ППК MathCad 15

Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\Delta f_{\text{пред}} := \frac{\varphi}{360 \cdot T_{\text{АПВ}}} = 0.062 \text{ Гц}$$

3.2 Уставки ДЗ:

$$Z_{\text{ср.I}} := 25.831 \text{ Ом} \quad \varphi_{\text{м.ч}} := 80 \text{ град}$$

$$X_1 := \left[Z_{\text{ср.I}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 25.635 \text{ Ом}$$

$$R_1 := \frac{Z_{\text{ср.I}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 13.014 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.II}} := 45.98 \text{ Ом}$$

$$X_2 := \left[Z_{\text{ср.II}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 45.631 \text{ Ом}$$

$$R_2 := \frac{Z_{\text{ср.II}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 23.166 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.III}} := 137 \text{ Ом}$$

$$X_3 := \left[Z_{\text{ср.III}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 135.959 \text{ Ом}$$

$$R_3 := \frac{Z_{\text{ср.III}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 69.024 \text{ Ом}$$

$$U := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{раб.max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.max}}} = 101.614 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{нагр}} := \left[Z_{\text{нагр}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 100.842 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нагр}} := \frac{Z_{\text{нагр}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 51.196 \text{ Ом}$$

3.3 Уставки органа определяющего вид повреждений:

Ток срабатывания 3Ю

$$3I_0 := 1.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А}$$

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5}$$

$$I_{\text{НОМ}} := 1000 \text{ А}$$

Ток срабатывания по БТ:

Принимаем $\Delta f = 0.05$ Гц

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

1.4 Уставки блокирования при качаниях (БК) по ДІ:

Уставка по приращению I₂ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.чувств} := 0.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 100 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₂ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.груб} := 3 \cdot I_{2.чувств} = 300 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.чувств} := I_{2.чувств} \cdot 2 = 200 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.груб} := 3 \cdot I_{1.чувств} = 600 \text{ А}$$

1.5 Уставки ДЗІ:

Ток срабатывания ПО по ЗІо, блокирующий:

$$ZI_{0.блокир} := 1.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по ЗІо, отключающий:

$$ZI_{0.отключ} := 2 \cdot ZI_{0.блокир} = 600 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, отключающий:

$$I_{2.отключ} := 1 \cdot K_{\text{ТТ}} = 200 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, блокирующий:

$$I_{2.блокир} := \frac{I_{2.отключ}}{2} = 100 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I_л (АВ), блокирующий:

$$I_{л.блокир} := I_{2.блокир} \cdot \sqrt{3} = 173.205 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Ток срабатывания ПО по Iл (AB), отключающий:

$$I_{л.отключ} := I_{2.отключ} \cdot \sqrt{3} = 346.41 \text{ A}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, блокирующий:

$$dI_{2.блокир} := I_{2.блокир} \cdot 0.7 = 70 \text{ A}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, отключающий:

$$dI_{2.отключ} := dI_{2.блокир} \cdot 2 = 140 \text{ A}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I1, блокирующий:

$$dI_{1.блокир} := dI_{2.блокир} \cdot 4 = 280 \text{ A}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I1, отключающий:

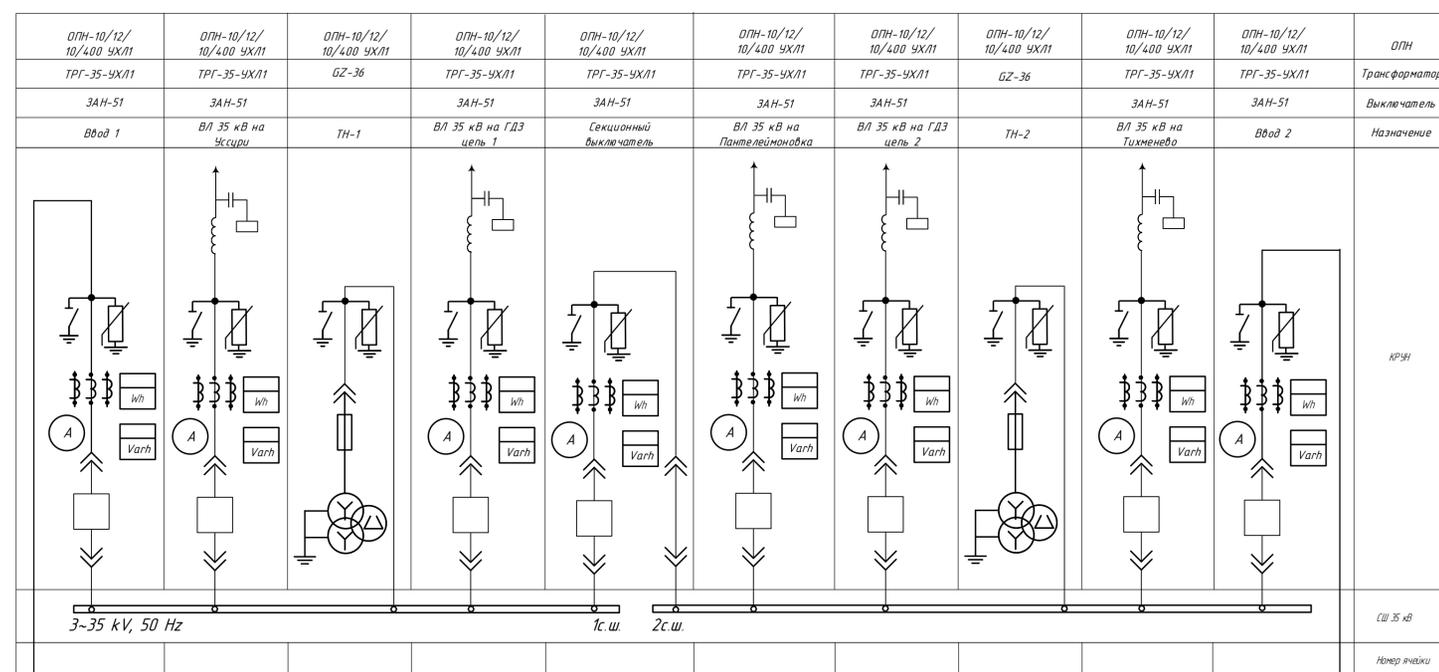
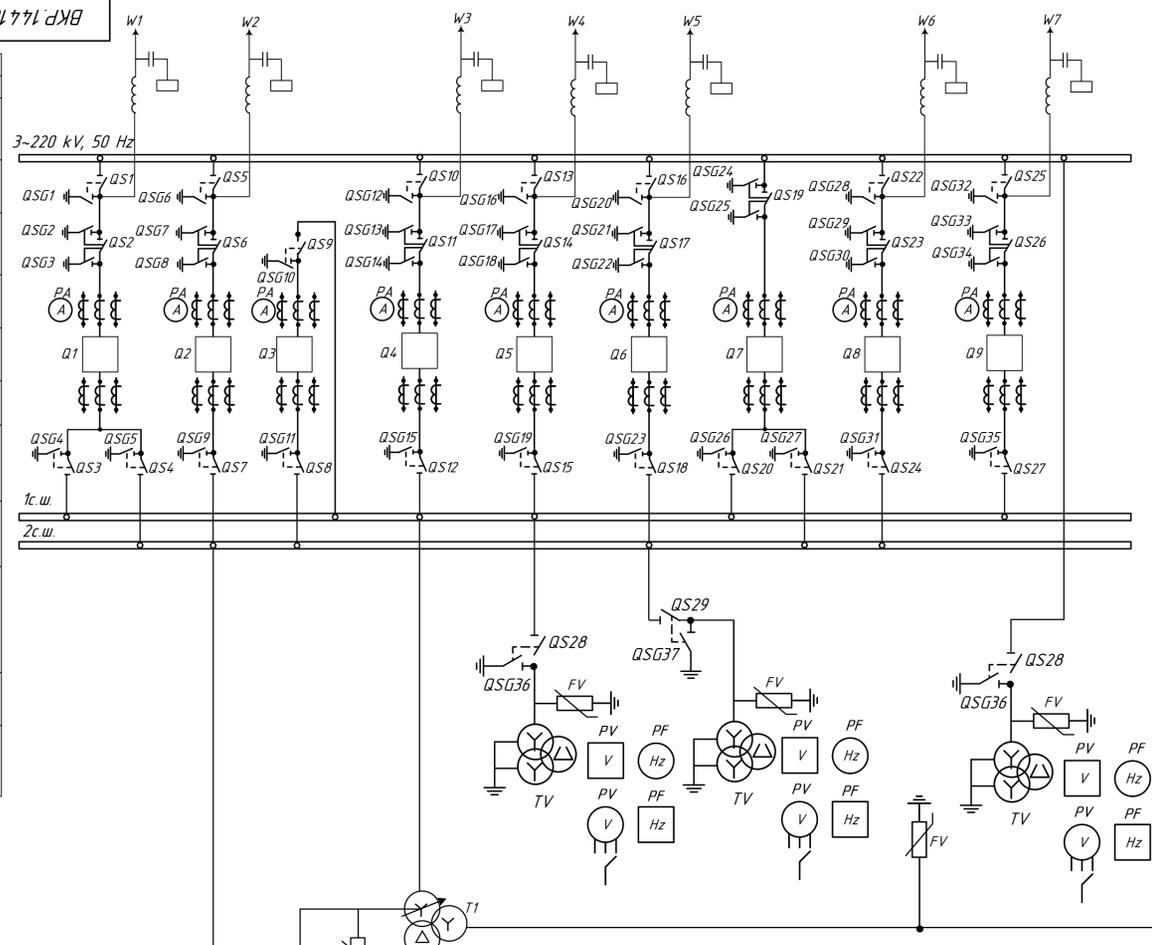
$$dI_{1.отключ} := dI_{1.блокир} \cdot 2 = 560 \text{ A}$$

Уставки ИО Zот и Zотв ДЗЛ:

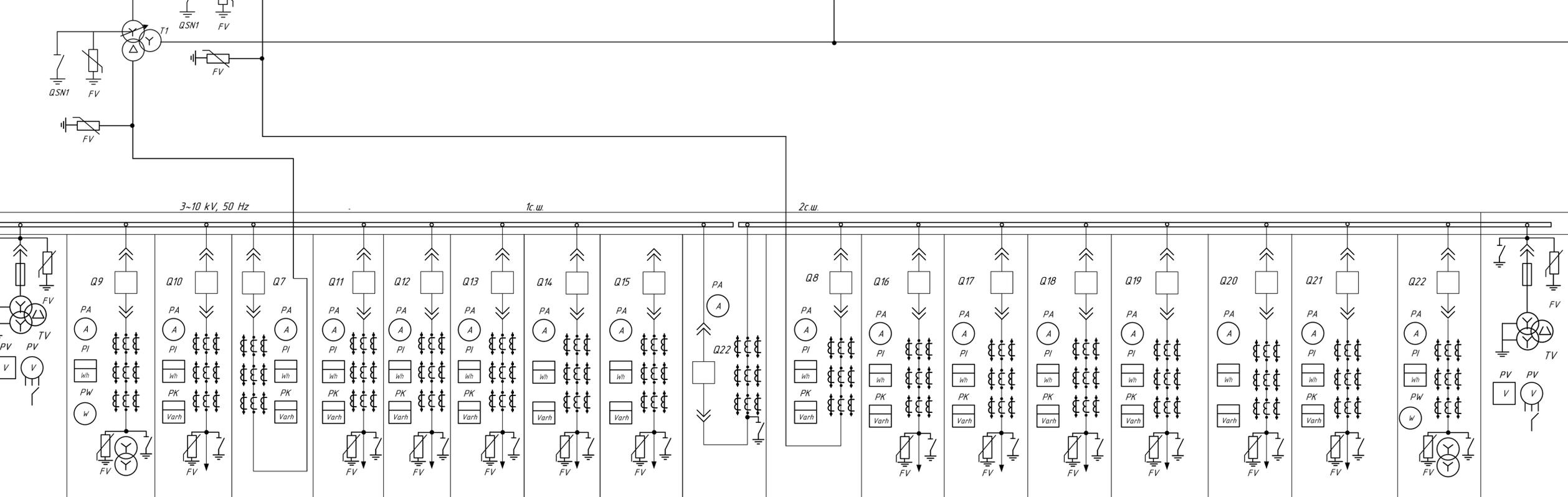
$$Z_{ср.ДЗЛ} := 66 \text{ Ом} \quad \phi := 85 \text{ град}$$

$$X_{ДФЗ} := \left[Z_{ср.ДЗЛ} \frac{(1 + \sin(85\text{deg}))}{2} \right] = 65.874 \text{ Ом} \quad R_{ДФЗ} := \frac{Z_{ср.ДЗЛ}}{(1 + \sin(85\text{deg}))} = 33.06 \text{ Ом}$$

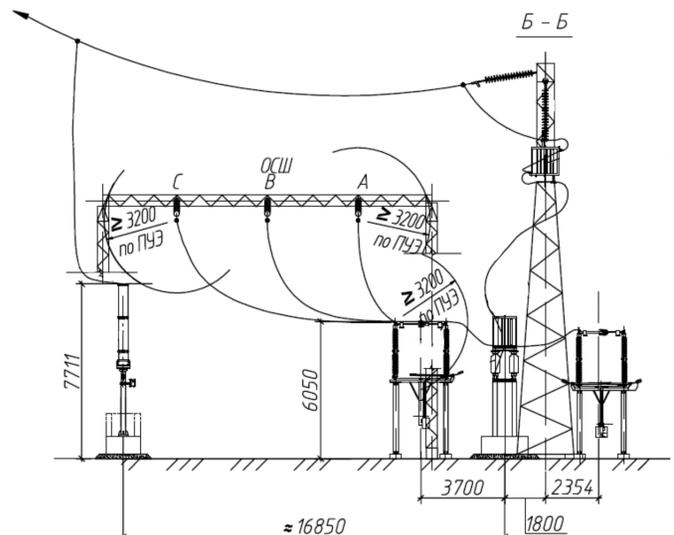
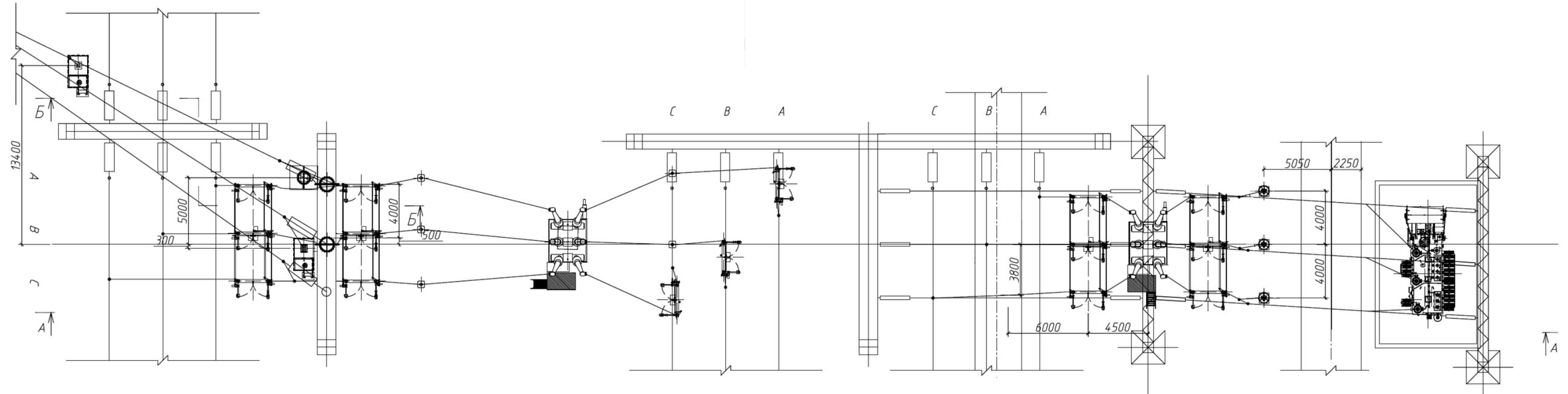
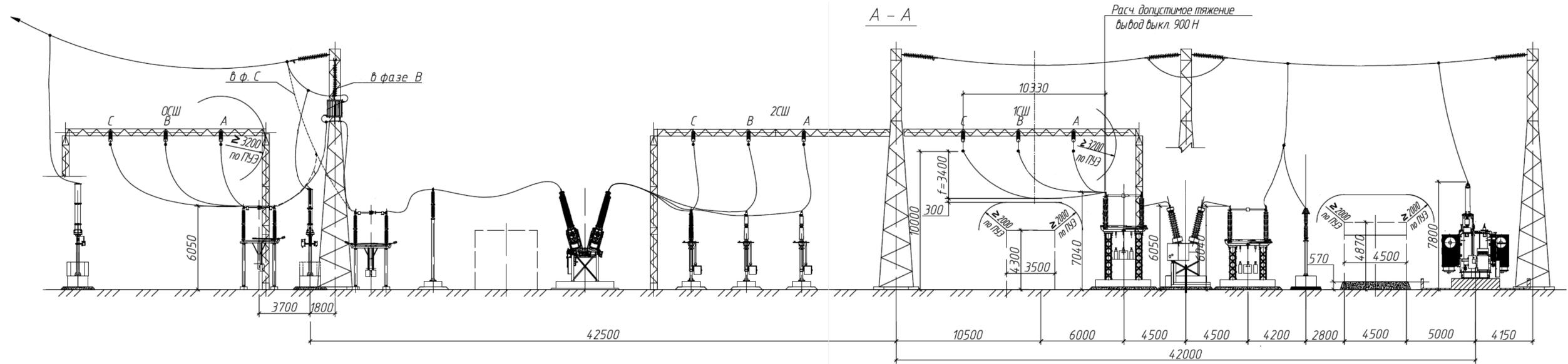
Конденсатор связи
ВЧ зарядитель ДЛТС1250/0,5
ОШ 220 кВ
Разъединитель обходной системы шп Р/НД-220/1000
Линейный разъединитель Р/НД-220/1000
Трансформатор тока 220 кВ
Выключатель колесный элегазовый ВТТ 220В 40/2500 У1
Трансформатор тока 220 кВ
Шпунный разъединитель Р/НД-220/1000
ОШ 220 кВ
Разъединитель Р/НД-220/1000
Ограничитель перенапряжения ОПН-220/115/10/400 УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1



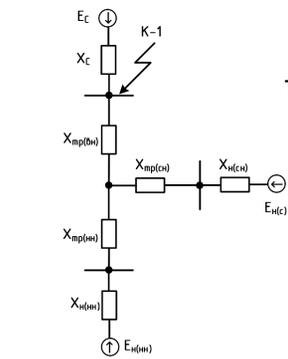
Синхронный трансформатор ТДН-40000/220/35/10 УХЛ1
ОПН-10/12/10/2 УХЛ1
Выключатель ВБ-10-1000
Трансформатор напряжения НМН 10-66 53
Трансформатор тока ТТН-10
ТН ТН-250/10



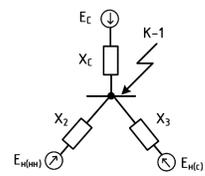
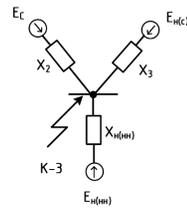
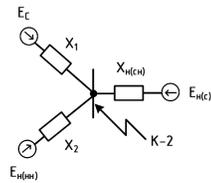
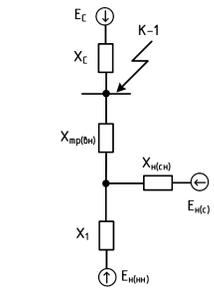
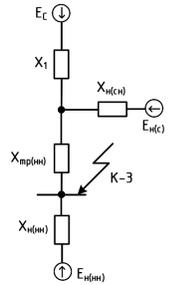
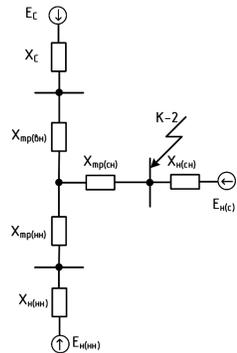
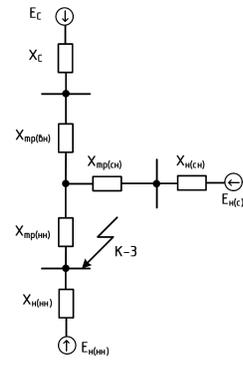
ВКР 14.4.163.13.03.02.CX				Лист	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата		
Разработал	Якина Д.Е.	Казлов А.Н.				
Проверил						
Т. контр						
Н. контр	Козлов А.Н.					
Чел	Свина Н.В.					
Подробная однолинейная схема ПС Лесозаводск 220/35/10				Лист 1	Листов 6	
Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Прикамского края				АмГУ Кафедра энергетики		



				ВКР.14.163.13.03.02.СХ		
				Вид сверху ячейки ОРУ 220 кВ ПС Лесозаводск		
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата	Литер.	Масса
Разработал		Язана Д.Е.			Д	
Проверил		Козлов А.Н.				
Т. контр.					Лист 2	Листов 6
Н. контр.		Козлов А.Н.			АМГУ Кафедра энергетики	
Утв.		Сабина Н.В.			Реконструкция релейной защиты и автоматизации подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Приморского края	



СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ ДЛЯ ТОЧЕК К-1, К-2, К-3



ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ТКЗ НА ШИНАХ ПС ЛЕСОЗАВОДСК

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вид КЗ	Расчетные точки		
	К-1	К-2	К-3
Трёхфазное	8,1 кА	4,5 кА	9,4 кА
Двухфазное	7,01 кА	3,89 кА	8,14 кА
Однофазное	8,05 кА	4,2 кА	8,9 кА

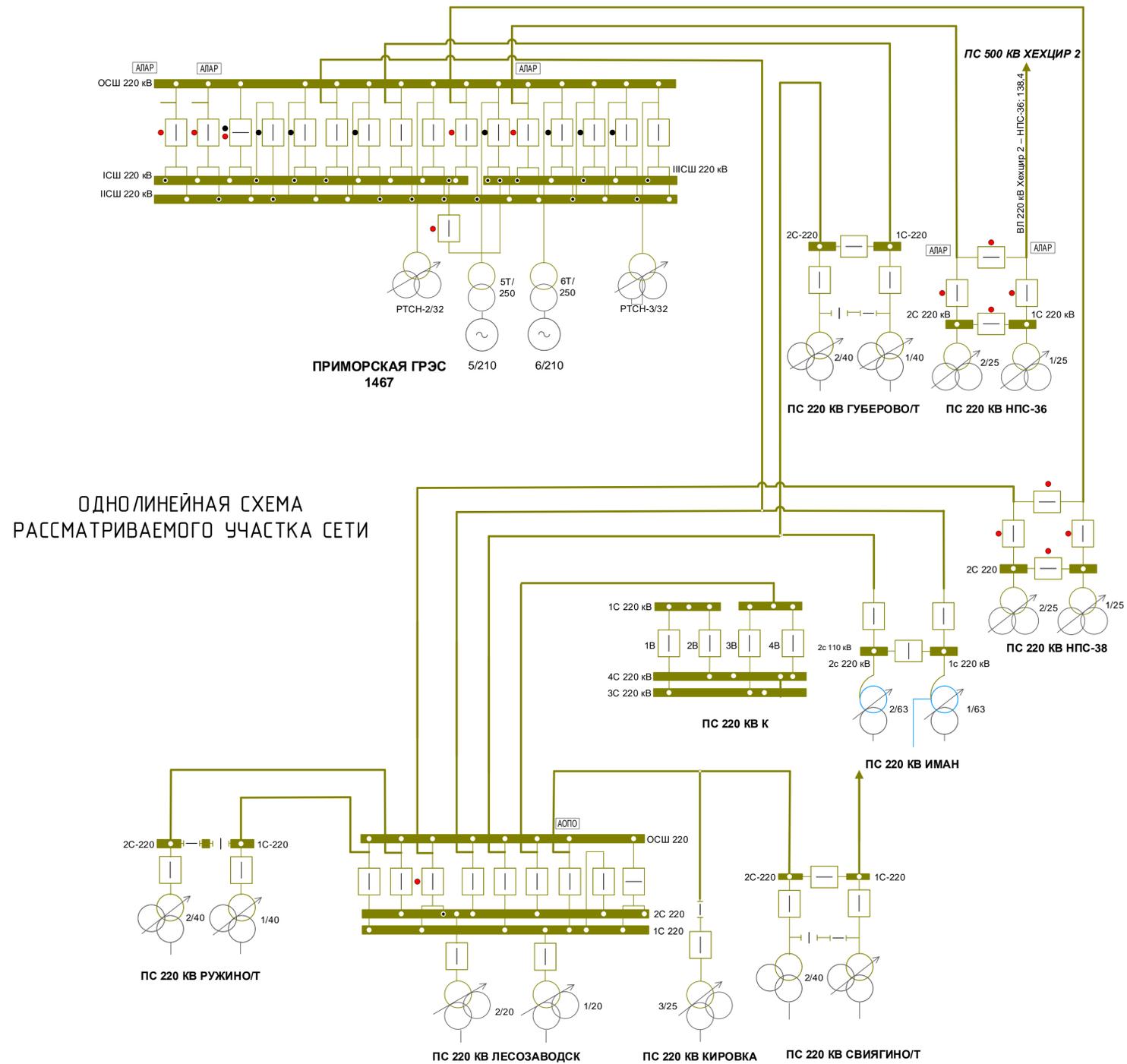
Точка КЗ	Расчетные точки		
	$I_{кз(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	I_a , кА
К-1	10,24	25,14	14,48
К-2	3,4	7,87	4,79
К-3	4,62	7,46	6,54

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОДТЕКАЮЩИХ ТКЗ УЧАСТКА СЕТИ ЛЕСОЗАВОДСК-НПС 38-ПРИМ. ГРЭС

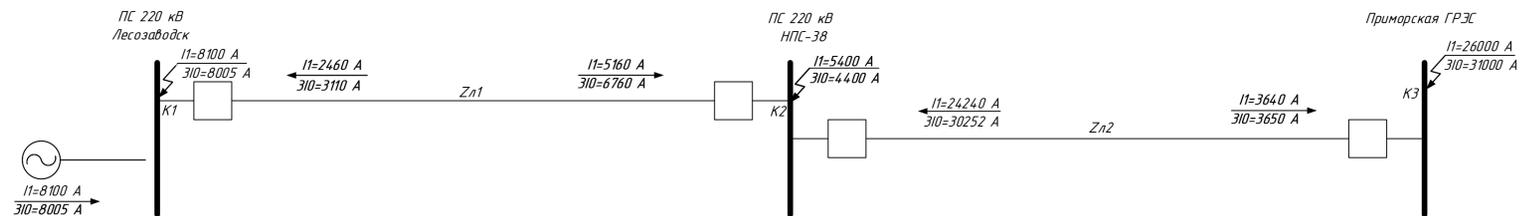
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

ПС	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		
	$U_{ном}$, кВ	$I_{кз(3)}$, кА	$3I_0$, кА
ЛЕСОЗАВОДСК	220	8,1	8,05
НПС-38	220	5,4	4,4
ПРИМ.ГРЭС	220	26	31

Участок	Токи КЗ		
	$I_{кз(3)}$, кА	$I_{кз(2)}$, кА	$3I_0$, кА
ЛЕСОЗАВОДСК-НПС 38	5,160	4,46	6,76
НПС 38-ЛЕСОЗАВОДСК	2,46	2,13	3,11
НПС 38-ПРИМ.ГРЭС	3,64	3,15	3,65
ПРИМ.ГРЭС-НПС 38	24,24	20,99	30,25



РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ УЧАСТКА СЕТИ ЛЕСОЗАВОДСК-НПС38-ПРИМОРСКАЯ ГРЭС



ВКР.14.163.13.03.02.СХ				Лист 3	Листов 6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Приморского края
Разраб.	Язема Д.Е.				
Пров.	Козлов А.Н.				
Т.контр.					
И.контр.	Козлов А.Н.				АМГУ
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра энергетики

Входные сигналы функционального блока ВФР

Сигнал	Описание
BLOCK	Блокирование функции
START	Пуск функции
STL A	Пуск фазы А
STL B	Пуск фазы В
STL C	Пуск фазы С

Выходные сигналы функционального блока ВФР

Сигнал	Описание
TRBU	Резервное отключение
TRRET	Повторное отключение
TRRETL A	Повторное отключение фазы А
TRRETL B	Повторное отключение фазы В
TRRETL C	Повторное отключение фазы С

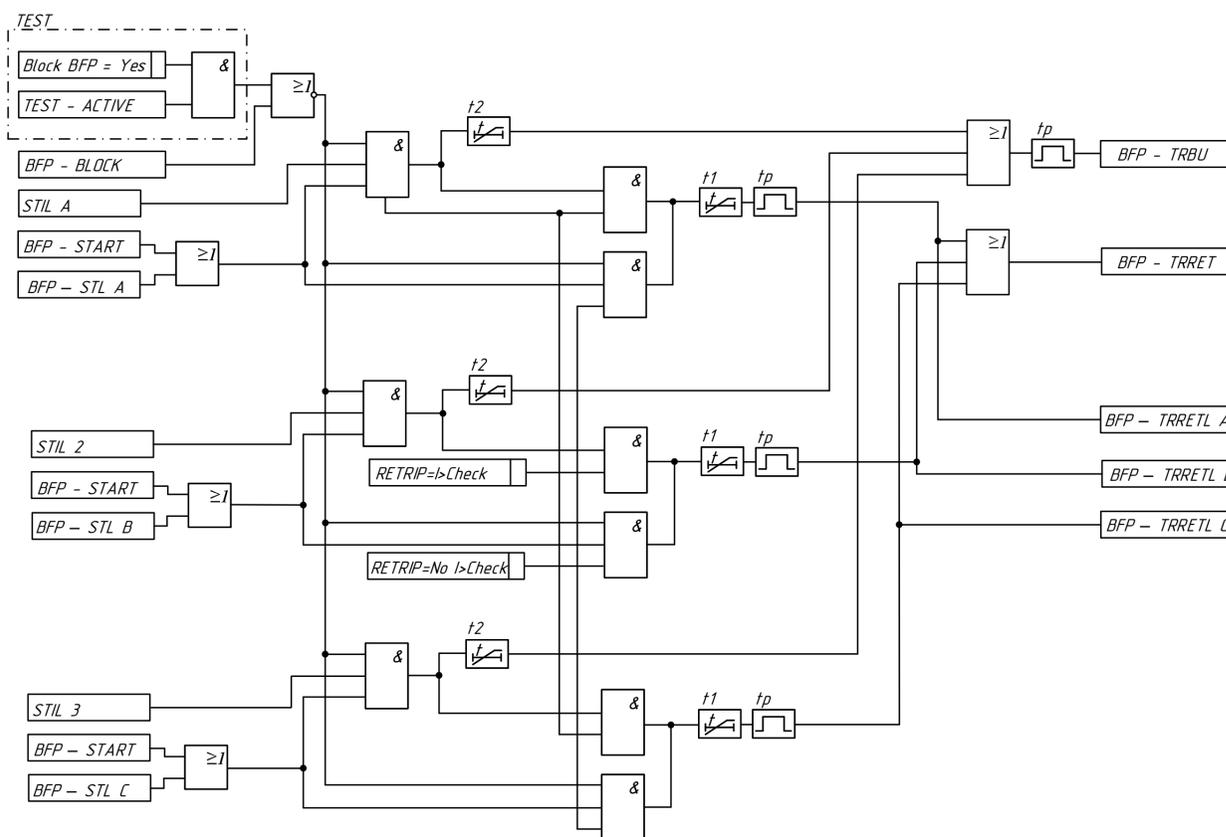
Уставки устройства резервирования при отказе выключателя ВФР

Параметр	Диапазон значений	По умолчанию	Размерность	Описание
Operation	Off, on	Off		Активизация функции
IP>	5 – 200 Шаг: 1	100	%I _b	Ток срабатывания фазного измерительного органа
t2	0.000 – 60.000 Шаг: 0.001	0.200	с	Таймер выдержки времени для резервного отключения
Retrip Type	Retrip Off, I> Check, No I> Check	Retrip Off		Вид повторного отключения
t1	0.000 – 60.000 Шаг: 0.001	0.050	с	Таймер выдержки времени для повторного отключения

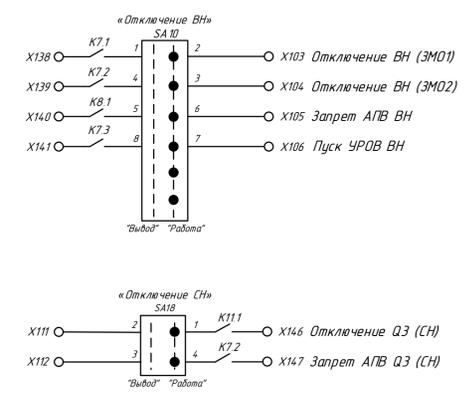
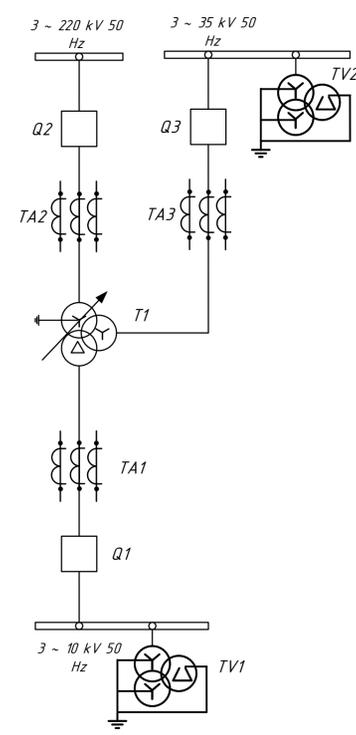
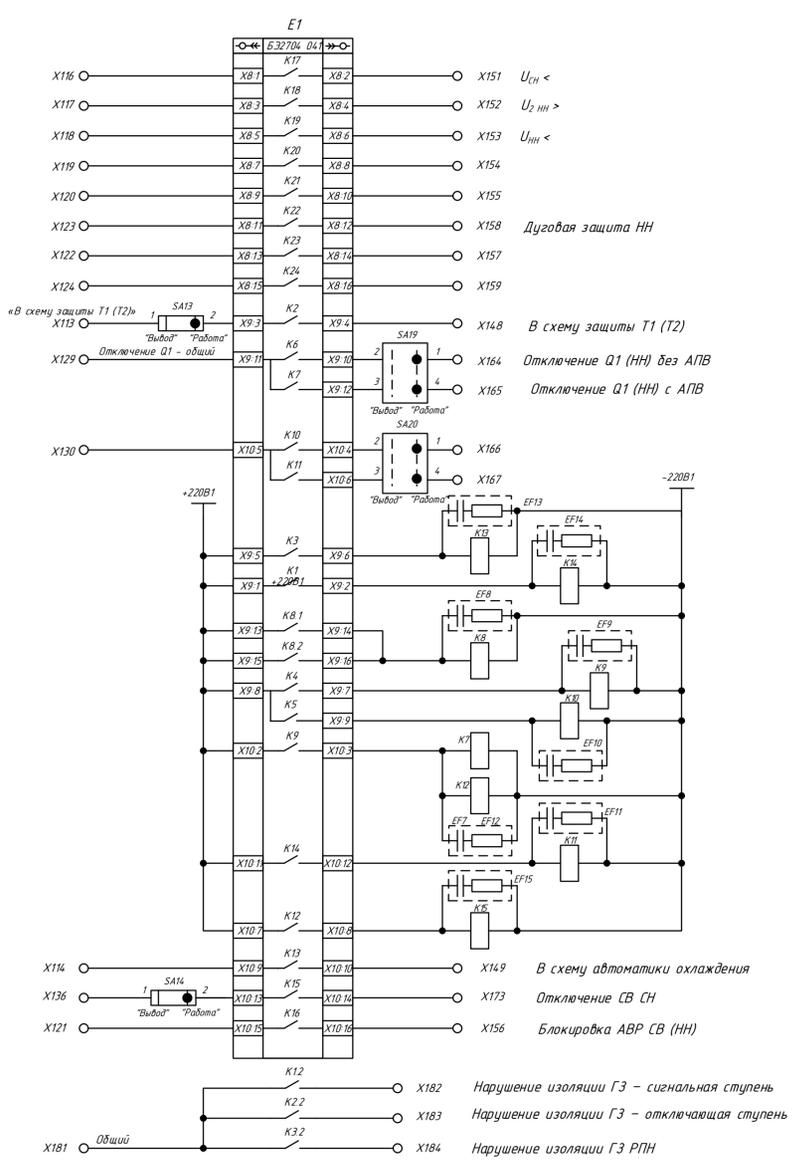
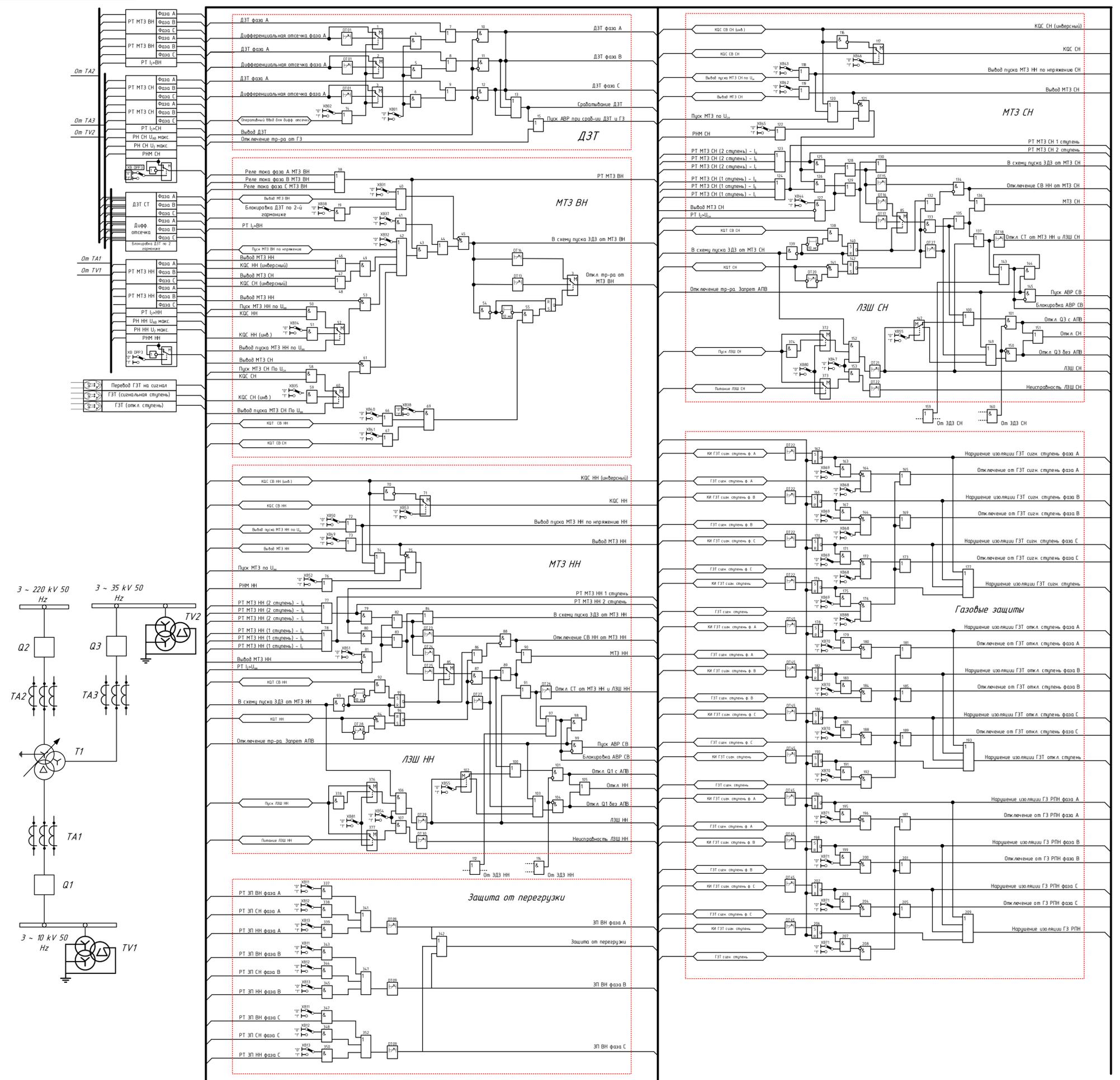
Технические данные устройства резервирования при отказе выключателя ВФР

Параметр	Диапазон значений	Точность
Ток срабатывания (один измерительный орган на фазу)	5 – 200 % от I _b с шагом 1 %	± 2,5 % от I _r при I ≤ I _r ± 2,5 % от I при I > I _r
Выдержка времени при повторном отключении, t 1	0.000 – 60.000 с, с шагом 1 мс	± 0,5 %, ± 10 мс
Выдержка времени при резервном отключении, t 2	0.000 – 60.000 с, с шагом 1 мс	± 0,5 %, ± 10 мс
Параметр	Значение	
Время действия на отключение	Не более 18 мс	
Время возврата	Не более 10 мс	

Логическая схема функционального блока ВФР



				ВКР.144.163.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	Логическая схема и функциональный блок устройства резервирования отключения выключателя	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Ялана Д.Е.					л		
Провер.	Козлов А.Н.					лист 4	лист 6	
Т. контр.						АМГУ		
Н. контр.	А.Н.Козлов					Кафедра Энергетики		
Утв.	Н.В.Сабина				Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Прикамского края			



БКР.14.163.13.03.02.СХ				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
			Ялана Д.Е.			
Разраб.			Козлов А.Н.			
Проберил						
Т.контр.						
Рецензент						
Н.контр.			Козлов А.Н.			
Утвердил			Савина Н.В.			
Релейная защита трехфазного трансформатора ТДН-40000-220/35/10 на базе ЭКРА ШЗ2607				Лист 6 / Листов 6		
Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Лесозаводск Приморского края				АМГУ Кафедра энергетики		