

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

Факультет Энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В.Савина
« 19 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Садовая напряжением 110/6 кВ в Приморском крае

Исполнитель
студент группы 542 ОБ1


19.06.2019
подпись, дата


М.А. Розовский

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


19.06.2019
подпись, дата

А.А. Остапенко

Консультанты:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


10.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Розовского Максима
Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Садовая напряжением 110/6 кВ
в Приморском крае

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 73944)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 4.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходная схема
электрической сети, ПУЭ, ГОСТы и другая нормативно-
справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

115 страниц, 10 рисунков, 29 таблиц, 6 листов графической
части

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) рабочая кар-ка,
выбор схемы проектируемой ПС, выбор силовых тр-ов,
расчет молниезащиты и заземления ПС. Безопасность человека.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Буманов А.Б., доцент, и т.д.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Сетякин В.А. доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

05.04.2019г

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 97 с., 6 рисунков, 28 таблиц, 117 формул

АВТОТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

В работе произведено проектирование подстанции 110/6 кВ в городе Большой Камень Приморского края, на основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы подстанции. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты и надёжности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН	-	высокое напряжение
АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматическое повторное включение
ТКЗ	-	ток короткого замыкания
ЛЭП	-	линия электропередачи
МТЗ	-	максимальная токовая защита
НН	-	низкое напряжение
КЗ	-	короткое замыкание
ПС	-	подстанция
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ТО	-	токовая отсечка

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Исходные данные	9
1.1 Характеристика района проектирования	9
1.2 Анализ существующей схемы района проектирования	14
2 Выбор схемы проектируемой подстанции	16
3 Выбор силовых трансформаторов	17
4 Расчёт токов короткого замыкания	20
5 Выбор и проверка оборудования	31
5.1 Общие положения	31
5.2 Выбор выключателей	31
5.3 Выбор разъединителей	36
5.4 Выбор трансформаторов тока	36
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	40
5.6 Выбор и проверка жестких шин	44
5.7 Выбор ОПН	46
5.8 Выбор аккумуляторных батарей	50
6 Релейная защита	55
6.1 Релейная защита на ПС	55
6.2 Релейная защита трансформатора	57
6.3 МТЗ трансформатора	60
6.4 Описание и расчет трансформатора от перегрузки	64
6.5 Газовая защита трансформатора	65
6.6 Релейная защита линии 6кВ	67
7 Автоматика и автоматизация	69
8 Надежность подстанции	72
8.1 Общие положения	72
8.2 Расчет надежности ПС	73

8.3 Расчет показателей надежности с учетом преднамеренных отключений элементов	77
9 Технико-экономический расчёт проекта	79
10 Расчет молниезащитных устройств ору	84
11 Безопасность	89
11.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	90
11.2 Безопасность при эксплуатации установок ПС	92
11.3 Экологичность	93
12 Чрезвычайные ситуации	98
Заключение	101
Библиографический список	102

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования новой подстанции напряжением 110/6 кВ «Садовая» в городе Большой Камень Приморского края. Площадка для строительства ПС 110/6 кВ «Садовая» расположена на незастроенной территории в пределах города Большой Камень, расположенного на юге Приморского края на восточном берегу Уссурийского залива, в 20 км к востоку от г. Владивостока. На востоке от площадки проектируемой ПС расположена улица Лазо, а на юге – улица Карла Маркса.

Большой Камень находится в южной части Приморского края и граничит на севере и востоке – со Шкотовским районом, на юге – по северной границе закрытого административнотерриториального образования г. Фокино, на западе – имеет морскую границу вдоль восточного берега Уссурийского залива.

Строящаяся ПС будет расположена на территории обслуживаемой АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» филиал «Приморские электрические сети» (АО «ДРСК», филиал «ПЭС», Шкотовский РЭС).

Подстанция 110/6 кВ Садовая предназначена для электроснабжения потребителей микрорайонов «Садовый», «Шестой» и «Парковый». Подстанция выполняет прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, преобразование ее до напряжения 6 кВ, распределения электроэнергии на напряжении 6 кВ.

Целью данной работы является проектирование Подстанции 110/6 кВ для обеспечения требуемой мощности в объеме 26 МВт для питания микрорайонов.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схемы подстанции;

2. произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. произвести выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произвести расчёт молниезащиты подстанции;
5. произвести расчёт надёжности.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности подстанции «Садовая» для обеспечения оптимальной надёжности электроснабжения микрорайона.

В работе проводится проектирование новой подстанции и выбор силового оборудования.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой подстанции 110/6 кВ «Садовая», разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему подстанции. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии..

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Характеристика района проектирования

Приморье находится на стыке азиатского материка и Тихого океана, которые обладают резко выраженным сезонным чередованием областей высокого и низкого атмосферного давления.

Зима в Приморье характерна обилием ясных дней, незначительной высотой снежного покрова и довольно крепкими для южного положения края морозами.

Лето в Приморском крае отличается большой облачностью и влажностью воздуха. Для первой половины его характерны частые длительные туманы и морозящие осадки в прибрежной зоне, а для второй половины - значительные обложные дожди и ливни.

Сложный рельеф края создает большое разнообразие и в климате его отдельных зон и районов. Даже в пределах одного и того же физико-географического района можно заметить разницу в погодных условиях. Они зависят от многих причин: высоты местности, ее удаленности от моря, защищенности от господствующих ветров, направления горных склонов, долин и т.д.

Значительны различия в температурном режиме внутри края. Так, средняя годовая температура в южном Приморье составляет $+5,7^{\circ}$, а в северном - только $+0,1^{\circ}$.

Самым холодным месяцем в крае является январь со средней температурой на побережье $12-13^{\circ}$ мороза, а восточных и центральных горно-долинных районах - $19-22^{\circ}$ ниже нуля. Наиболее теплый на побережье - август (в среднем $18-20^{\circ}$ выше нуля), а в континентальной части края - июль со средней положительной температурой, достигающей 21° .

Минимальные температуры воздуха зарегистрированы в центральных горно-долинных районах, где зимой в отдельные дни морозы достигают 49° .

На побережье края самые низкие температуры воздуха зимой колеблются от -27° до -32°.

Последние морозы весной прекращаются раньше всего на южном побережье края - в среднем 21 апреля, на восточном побережье - 14 мая и в центральных горно-долинных районах - 16 мая. В отдельные годы, когда весна теплая и ранняя, морозы прекращаются повсеместно уже в апреле. При затяжной же весне и прохладном лете морозы на южном побережье, на восточном побережье и в центральных горно-долинных районах - даже в начале июня.

Первые морозы осенью наступают в горно-таежной зоне уже в конце сентября. Во всех остальных районах края - 4-22 октября. В годы с теплой солнечной осенью безморозный период в горно-таежной зоне длится до середины октября, на востоке - до 22 октября, а на южном побережье края - до 6 ноября.

В среднем по краю период положительных температур определяется в 135-183 дня. В отдельные годы он может продолжаться до 216 дней на южном побережье и до 172 дней - в горно-долинных районах. В целом же безморозный период в крае на 50 дней короче, чем в других районах России, расположенных на тех же широтах.

В отдельные периоды колебание годовых сумм осадков по краю происходит в очень широких пределах. Так, на восточном побережье края наибольшее количество осадков за год может достигать 800 мм, а наименьшее - 300 мм; в центральных горно-долинных районах - соответственно 1000 и 400 мм; на южном побережье края - 1200 и 450 мм. Таким образом, наряду с чрезвычайно дождливыми в Приморском крае бывают и засушливые годы.

В Приморском крае основная масса осадков выпадает летом - 60% годового количества. В зимне-весенний период, наоборот, осадков в Приморье выпадает мало (17% годового количества).

Имеется еще одна особенность в характере осадков Приморского края: во второй половине лета, особенно в августе и начале сентября, дожди имеют характер ливней. В этот период за сутки выпадает до 160-250 мм осадков.

В связи с незначительными осадками зимнего периода высота снежного покрова в крае также невелика. Ранний и наиболее мощный снежный покров, достигающий в среднем 50-90 см, устанавливается только в центральных и горно-долинных районах.

Число дней с различными явлениями представлено в таблице 1. Влажность воздуха показана в таблице 2.

Таблица 1 – Число дней с различными явлениями

Вид осадков	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Снег	5	6	7	4	0,3	0	0	0,1	0,03	1	5	6	35
Дождь	0,2	0,3	2	9	13	18	18	15	10	8	4	0,8	98
Туман	1	2	5	11	13	20	21	14	5	4	4	2	103
Гроза	0,03	0	0	0,2	0,8	1	1	1	2	0,9	0,1	0,1	8
Роса	0	0	0	2	5	5	6	9	14	7	2	0,1	50
Иней	10	8	9	3	0,2	0	0	0	0,07	2	6	9	49
Метель	3	3	2	0,6	0	0	0	0	0	0,2	1	2	12
Поземок	2	2	0,7	0,1	0	0	0	0	0	0	0,7	1	6
Гололед	0,1	0,2	0,4	0,3	0	0	0	0	0	0,07	0,4	0,3	2
Изморозь	0,4	0,8	0,9	0,2	0	0	0	0	0	0,03	0,2	0,3	3

Таблица 2 – Влажность воздуха, %.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
59	58	61	67	74	88	91	87	77	66	61	60	71

Ветры в Приморском крае носят характер муссонов. Зимой муссоны дуют в основном с севера и северо-запада, а летом - с юга и юго-востока. Однако значительная пересеченность территории края очень сильно влияет на передвижение воздушных масс, поэтому в ряде мест наблюдаются отклонения муссонов от их основного для данного сезона направления.

Что касается скоростей ветра, то для Приморья замечена следующая закономерность. Среднегодовая скорость ветра в южных районах в два - два с половиной раза выше, чем в северных. Например, у острова Аскольд она составляет 11,2 м в секунду, а у мыса Золотого - 5,3 м в секунду. Другой закономерностью является возрастание скорости ветра от зимы к лету в равнинной части.

Штормы наблюдаются главным образом на побережье края. Наиболее часто они свирепствуют в холодное время года. Количество штормовых дней резко убывает от побережья в глубь территории края.

В связи с тем, что образующиеся в тропиках и субтропиках циклоны достигают приморского побережья главным образом в августе и сентябре, в эти же месяцы наблюдаются и наиболее сильные штормовые ветры-тайфуны.

Кроме ветров, связанных с сезонными изменениями атмосферного давления и циклонической деятельности, в Приморском крае наблюдаются еще и местные ветры, вызываемые особенностями рельефа и тепловым взаимодействием суши и моря. К ним относятся: бризы, фены, горно-долинные астры и суховеи. Эти ветры бывают преимущественно в теплое время года. Владивосток относится к 4 району по скоростному напору ветра и к 4 району по гололеду.

Повторяемость различных направлений ветра представлена в следующей таблице .

Таблица 3 – Повторяемость различных направлений ветра, %.

Вид осадков	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
С	64	61	40	22	16	9	10	21	30	36	47	60	34
СВ	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2
В	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
ЮВ	6	8	12	22	27	31	30	23	15	15	12	7	17
Ю	6	8	18	29	33	41	42	35	27	19	12	8	23
ЮЗ	2	2	7	9	9	9	9	8	9	6	4	3	6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3	2	2	4	4	3	3	2	3	4	4	2	2	3
СЗ	15	16	16	10	8	4	4	7	12	16	20	17	12
Штиль	1	1	2	1	1	1	2	3	2	1	2	1	1

1.2 Анализ существующей схемы района проектирования

Рассматриваемый участок проектирования подстанции 110/6 кВ Садовая питается от ПС 110\35 кВ Смоляниново-тяговая, а также от ПС 110/6 кВ Береговая-1.

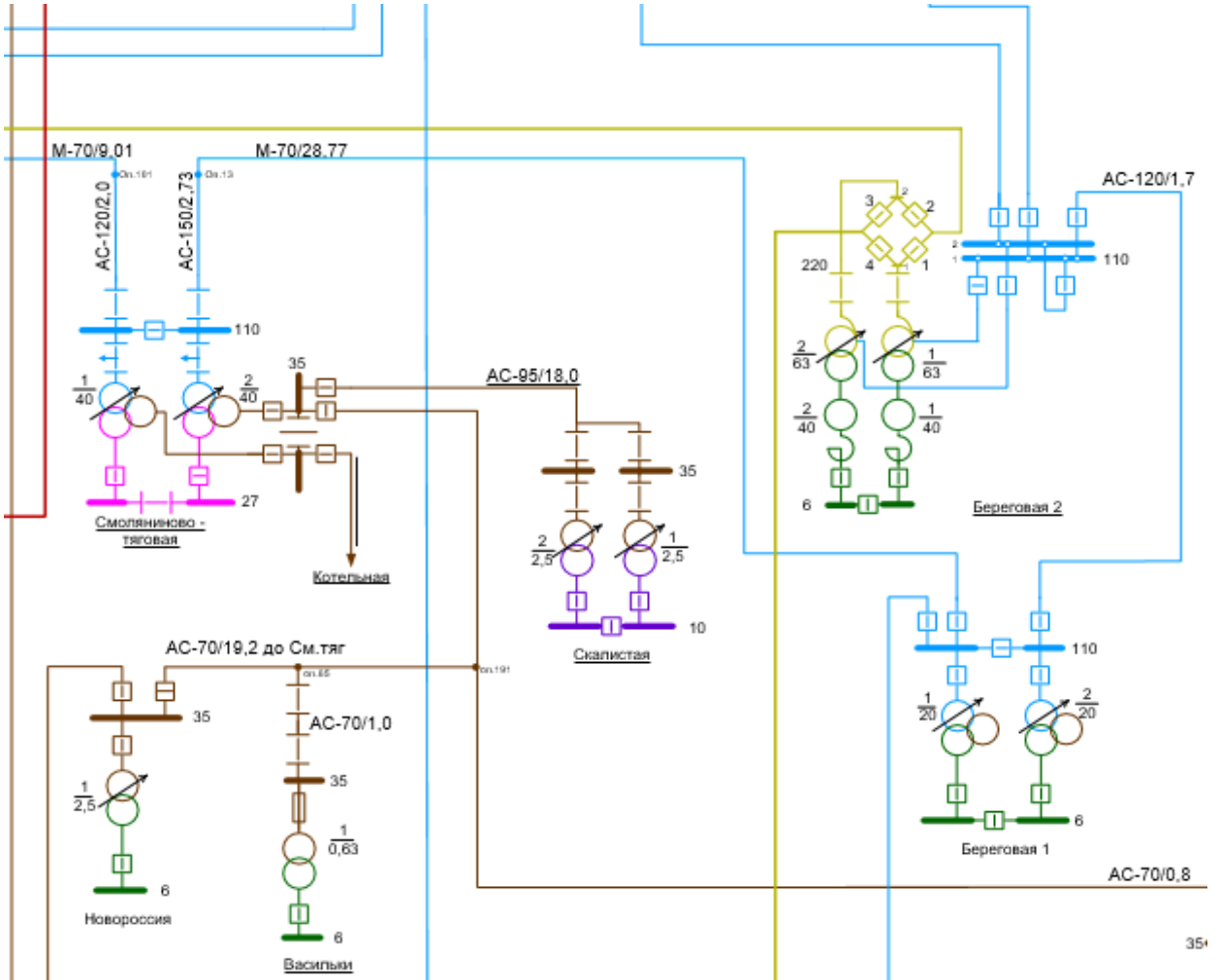


Рисунок 1 – Схема существующей сети 110-6 кВ Приморского края

На рисунке ниже представлена схема электрической сети Приморского края после проведения проектирования новой подстанции.

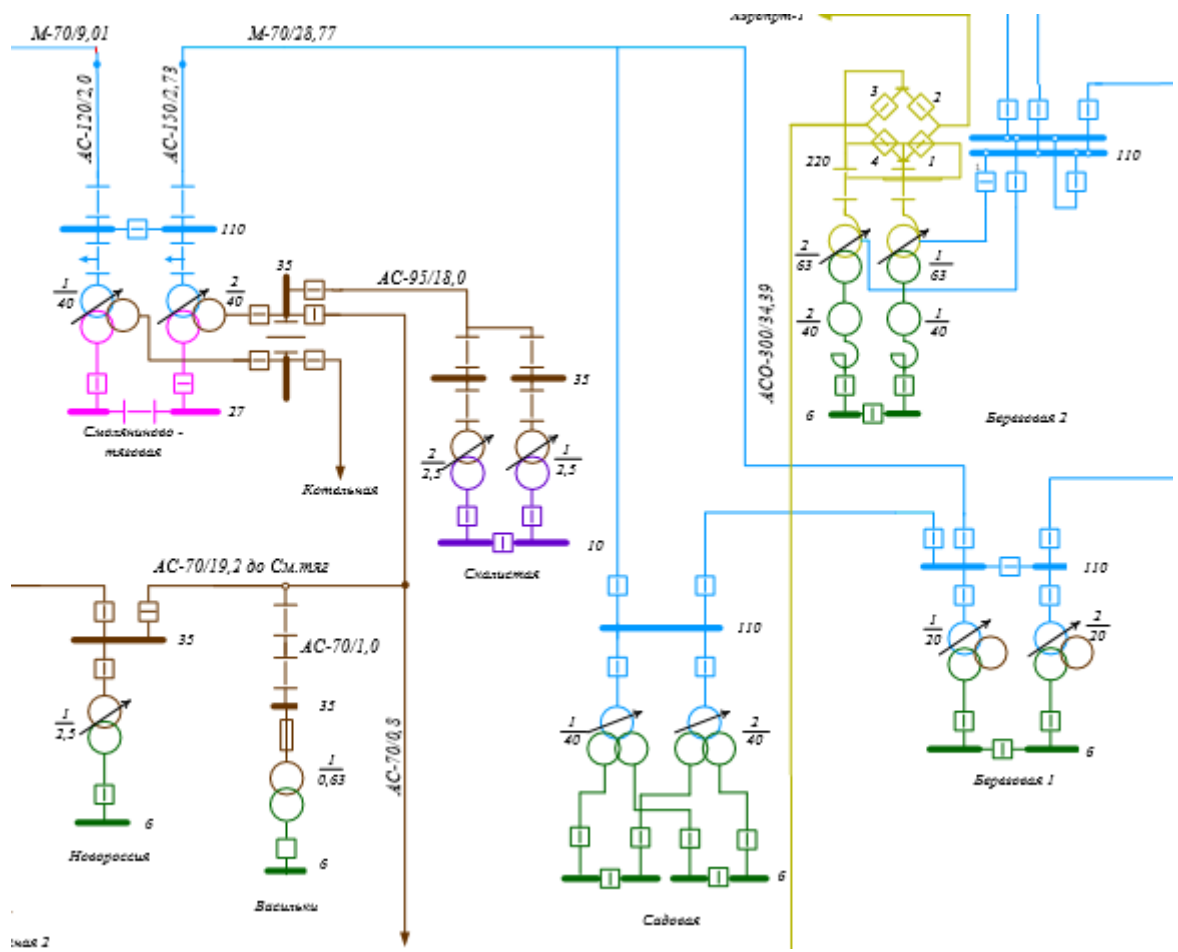


Рисунок 2 – Схема сети 6-110 кВ после проведения реконструкции

2 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РУ

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Аппараты и проводники в цепях трансформаторов, с учетом перспективы, должны быть, как правило, рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току к.з. на установку более мощных трансформаторов, следующий по стандартной шкале номинальной мощности.

Подстанции делятся на тупиковые, ответвленные, проходные и узловые.

В соответствии с НТН для ПС 35 – 750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать практичные решения.

ПС 110/6кВ «Садовая» по высокому напряжению является тупиковой. На строящуюся подстанцию предусмотрен заход-выход двух линий 110 кВ: ВЛ-110 кВ «Смоляниново/т» - «Садовая» на 1 секцию 110 кВ; ВЛ-110 кВ «Садовая» - «Береговая-1» на 2 секцию 110 кВ. В связи с количеством присоединений к подстанции и технико-экономичность целесообразностью приняты следующие схемы электрических соединений распределительных устройств:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ) – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при

условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (1)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки

Расчетная мощность трансформатора на ПС Садовая:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{40^2 + 31,5^2}}{2 \cdot 0,7} = 36,37 \text{ МВА},$$

Принимаем трансформаторы ТРДН-40000/110

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \Psi_{\text{трасч}}} \quad (2)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \geq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{40^2 + 31,5^2}}{36,57} = 1,39$$

Условие выполняется, следовательно трансформаторы на подстанции Садовая выбраны верно.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

5) считают, что трехфазная система является симметричной;

6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

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

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: S_6 – базовой мощностью, МВ·А; U_6 – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой и низкой сторонах подстанции 110/6 кВ «Садовая» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС.

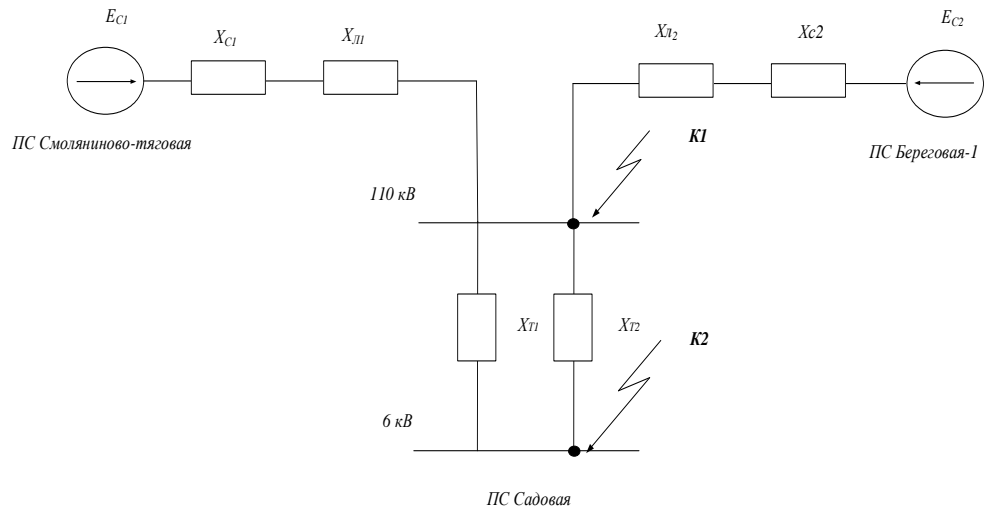


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА},$$

$$U_{\text{баз}1} = 6,3 \text{ кВ}; U_{\text{баз}2} = 115 \text{ кВ} .$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (3)$$

$$I_{\text{баз}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9,164 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}} \cdot I_C}, \quad (4)$$

где I_C - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 110 кВ ПС «Смоляниново-тяговая» $I_C = 11,37$ кА, для шин

110 кВ ПС «Береговая-1» $I_C = 10,52$ кА.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,37} = 0,044 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10,52} = 0,048 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H}, \quad (5)$$

где $X_{H*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки.

В качестве примера рассчитаем нагрузки ПС 110 кВ Береговая-1:

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 6,3} = 2,778 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} \text{ о.е.}, \quad (6)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

l – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 110 кВ «Береговая-1» - «Смоляниново-т», выполненной проводом марки АС-150, $X_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$, $l = 50 \text{ км}$.

$$X_{Л} = 50 \cdot 0,427 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,161 \text{ о.е.}$$

Для определения сопротивления трансформатора ТДЦН-40000/110/6 на подстанции «Садовая» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже.

Таблица 4 – Фазные напряжения короткого замыкания автотрансформаторов

$U_{K_B,\%}$	5,96
$U_{K_H,\%}$	18,32

Сопротивление обмоток трансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_T = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}}, \quad (7)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{T_B} = \frac{5,96}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,095 \text{ о.е.},$$

$$X_{T_H} = \frac{18,32}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,29 \text{ о.е.}$$

Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 5 – Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.		Сопротивления нагрузок, о.е.
X_{C1}	X_{C2}	X_{H1}
0,044	0,048	2,788

Таблица 6 – Сопротивления линий

Сопротивления линии
$X_{ЛЛ}$
0,161

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (8)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (9)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (10)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения подстанции 110/6 кВ «Садовая».

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне подстанции - К1.

$$\mathbf{X}_1 = X_{C1} + X_{J1}, \quad (11)$$

$$\mathbf{X}_2 = X_{H1} + X_{J2}, \quad (12)$$

$$\mathbf{X}_3 = X_{H2} + X_{J3}, \quad (13)$$

$$\mathbf{X}_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (14)$$

$$\mathbf{X}_5 = X_4 + X_{AT.H}, \quad (15)$$

$$\mathbf{X}_6 = X_{H5} + X_{J10}, \quad (16)$$

$$\mathbf{X}_7 = X_{H6} + X_{J11}, \quad (17)$$

$$\mathbf{X}_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}, \quad (18)$$

$$\mathbf{X}_9 = X_8 + X_{J9}, \quad (19)$$

$$\mathbf{X}_{10} = X_{H4} + X_{J8}, \quad (20)$$

$$\mathbf{X}_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_9}{X_{10} + X_9}, \quad (21)$$

$$\mathbf{X}_{12} = X_{11} + X_{J7} + \frac{X_{11} \cdot X_{J7}}{X_{C2}}, \quad (22)$$

$$\mathbf{X}_{13} = X_{C2} + X_{J7} + \frac{X_{C2} \cdot X_{J7}}{X_{11}}, \quad (23)$$

$$X_{14} = X_{H3} + X_{J6}, \quad (24)$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_{12}}{X_{14} + X_{12}}, \quad (25)$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{J5} + \frac{X_{15} \cdot X_{J5}}{X_{13}}, \quad (26)$$

$$X_{17} = X_{13} + X_{J5} + \frac{X_{13} \cdot X_{J5}}{X_{15}}, \quad (27)$$

$$X_{18} = X_{C3} + X_{J4}, \quad (28)$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \quad (29)$$

$$X_{20} = \frac{X_5 \cdot X_{16}}{X_5 + X_{16}}, \quad (30)$$

$$X_{21} = X_{19} + X_{AT.B} + \frac{X_{19} \cdot X_{AT.B}}{X_{20}}, \quad (31)$$

$$X_{22} = X_{20} + X_{AT.B} + \frac{X_{20} \cdot X_{AT.B}}{X_{19}}, \quad (32)$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1}, \quad (33)$$

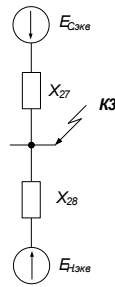


Рисунок 4 – Преобразованная схема замещения

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{по} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (34)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е., для нагрузки $E = 0,85$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{по1} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (35)$$

$$I_{по1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 12,083 \text{ кА}$$

$$I_{по2} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1}, \quad (36)$$

$$I_{по2} = \frac{0,85}{5,404} \cdot 0,251 = 0,039 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{по\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{поi} = I_{по1} + I_{по2}, \quad (37)$$

$$I_{\text{пo}\Sigma} = 12,083 + 0,039 = 12,122 \text{ кА} \quad (38)$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пo}} \cdot k_{y\partial}, \quad (39)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 12,083 \cdot 1,78 = 30,415 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,039 \cdot 1,78 = 0,099 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}, \quad (40)$$

$$i_{y\partial\Sigma} = 30,415 + 0,099 = 30,515 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне низкого напряжения ПС «Садовая» рассчитывается аналогично. Параметры расчетов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 7 – Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{\text{пo}}=I_{\text{пт}}$, кА	K_y	i_y , кА
1	К1 (110 кВ)	15,199	1,717	36,907
2	К2 (6 кВ)	4,446	1,608	10,111

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

5.2 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном дипломном проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

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

- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для КРУ 6 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (41)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (41)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель КРУ 6 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6} = 4,622 \text{ кА}. \quad (42)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл ном} . \quad (43)$$

На шинах КРУ ВН 6 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 110 - 50/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 6 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{об} = 2 + 0,06 = 2,06 \text{ с} \quad (44)$$

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

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

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,122^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (45)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$I_{н.о} = 12,122 \text{ кА}; \quad (46)$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА}, \quad (47)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,122 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 12,284 \text{ кА}. \quad (48)$$

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

$$B_{\kappa} \leq B_{\kappa.в} = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (49)$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 165 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\kappa} = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 307,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 165 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\kappa} = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 307,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке. Аналогичным образом, выберем выключатели в ОРУ 110 кВ.

Произведем выбор выключателей на ОРУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,21 \text{ кА}.$$

На шинах 110 кВ выбираю выключатель типа ВЭБ-110-40/2000 У1 (выключатель элегазовый, баковый).

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 15,199^2 \cdot (2,06 + 0,02) = 482,828 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 15,199 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 15,402 \text{ кА}.$$

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 36,907 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 482,828 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,199 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,199 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{at} = 15,402 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$
---------------------------------	------------------------------	--------------------------

Как видно из результатов сравнения, выбранные выключатели соответствуют всем условиям выбора.

5.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН выбираем разъединители марки РГП1-110/1000 с заземляющими ножами.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{yд} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

5.4 Выбор трансформаторов тока

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 [1].

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (50)$$

По току [1]:

$$I_{норм} \leq I_{1ном} , \quad (51)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (52)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (53)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (54)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2доп} \approx R_{2доп} . \quad (55)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (56)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (57)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН выберем трансформатор тока марки ТОЛ-110 Ш.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (58)$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные ТВТ-110-200-600/5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_P = 331 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$

$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,989 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 36,907 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 428,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из результатов сравнения каталожных и расчетных данных выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и могут быть приняты к установке.

5.5. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ},$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В*А .

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (59)$$

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. По аналогии с выбором трансформаторов тока, для

проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2 \text{ расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}}$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		P , Вт	Q , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик P Q	И-680 И-680	4	6
ФИП	ФИП	9	
Вольтметр	Э-335	6	
Частотометр	Э-362	4	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	

Итого		66	6
-------	--	----	---

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ – 110У1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{66^2 + 6^2} = 66.27 \text{ ВА}, \quad (60)$$

что меньше номинального значения $S_{2Н} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}$.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=110 \text{ кВ}$	$U_P=110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 1200 \text{ ВА}$	$S_P = 66,27 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Таблица 16 – Выбор трансформаторов напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		P , Вт	Q , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик	И-680	4	6
P	И-680		
Q			
Вольтметр	Э-335	6	
Вольтметр	Н-394	20	

регистрирующий			
Итого		46	6

Выбираю трансформатор напряжения ТОЛК – 10.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46^2 + 6^2} = 46.4 \text{ ВА}, \quad (61)$$

что меньше номинального значения $S_{2H} = 75 \text{ ВА}$.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 46,4 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

5.6 Выбор и проверка жестких шин

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,721 \text{ кА}. \quad (62)$$

$$I_{р.мах} = 1,35 \cdot I_{норм} = 0,974 \text{ кА} \quad (63)$$

Принимаю шину коробчатого сечения алюминиевые
 $2 \times (125 \times 55 \times 6,5) \text{ мм}$; $S = 1370 \text{ мм}^2$; $I_{ном} = 4640 \text{ А}$;

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 4640 \cdot 0,94 = 0,915 \text{ кА};$$

Проверка по термостойкости:

$$I_{н.о} = 25,085 \text{ кА}; T_a = 0,1; i_y = 62,807 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 47,193 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (64)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = 75,5 \text{ мм}^2, \quad (65)$$

где принимаю $c = 91$

$$q_{\min} < S. \quad (66)$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления
 $W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$.

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.мах} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} = 2,2 \frac{62807^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 2,6 \text{ МПа}, \quad (67)$$

где $l = 2$ м;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф.мах}} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа.} \quad (68)$$

Таким образом шины механически прочны.

5.7 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{нр.6} = 7,2 \text{ кВ} , \quad (69)$$

$$U_{нр.110} = 126 \text{ кВ} , \quad (70)$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5$ с, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (71)$$

$$U_{p.n.p.6} = \frac{7,2}{1,48} = 4,86 \text{ кВ.}$$

$$U_{p.n.p.110} = \frac{126}{1,48} = 85,13 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем , ОПН-110/83/10 (Ш)-УХЛ1, ОПН-6/7,2/10 (П)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 110/88/10	88	10	223 (232)	262 (282)	40	275
ОПН-6/37/10	37	10	88,4 (91,4)	104 (111)	40	115,8

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{ВБ}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{ВБ} \geq (1.15 - 1.20) I_{КЗ} ,$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА}$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} .$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одоминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 6 кВ $U_{исп50} = 18$ кВ, для 110 кВ $U_{исп50} = 200$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \tag{72}$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одоминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{и}=1.35$;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_K=0.9$.

$$U_{KH.6} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 18 = 30,92 \text{ кВ},$$

$$24,4 \leq \frac{30,92}{1,20} \text{ кВ},$$

$$24,4 < 25,77 \text{ кВ}.$$

$$U_{KH.110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,654 \text{ кВ},$$

$$223 \leq \frac{343,654}{1,20} \text{ кВ},$$

$$223 < 286,378 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (73)$$

$$\mathcal{E}_6^* = \frac{18}{6} = 3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{110}^* = \frac{275}{110} = 2,5 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

5.8 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд,

которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

Постоянно включенная нагрузка;

Временная нагрузка;

Кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°С. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК – 1 до СК – 48. Аккумуляторы типа СК – 1 имеют следующие характеристики:

Таблица 19 – Параметры Аккумуляторов СК –1

Режим разряда, ч	10	7,5	5	3	2	1
Разрядный ток, А	6,3	4,5	6	9	11	18,5
Номинальная емкость, А·ч	36	33	30	27	22	18,5
$U_{\text{наим. доп.}}$, В	1,75					

Разрядные токи и емкости других аккумуляторов определяются умножением соответствующего значения для СК – 1 на типовой номер. Например аккумулятор СК – 14 имеет разрядный ток получасового разряда $14 \cdot 18,5 = 259$ А. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора СК при разомкнутой цепи равно 2,15 В.

Аккумулятор Типа СН выпускается в закрытом исполнении, в стеклянных сосудах, заливочные отверстия закрыты вентиляционными пробками, что значительно уменьшает унос электролита. В этом аккумуляторе применяются намазные пластины, собранные в плотные блоки.

При расчете аккумуляторных нагрузок используется алгоритм:

Для данной подстанции применяем одну аккумуляторную батарею с элементным коммутатором с подзарядом основных и дополнительных элементов. В таблице 20 показаны нагрузки батареи.

Таблица 20 – Подсчет нагрузок батареи

Вид потребителя	электроприемников	Параметры электроприемников				Расчетные нагрузки, А		
		Номинальная мощность, КВт	А	длительного	Пусковой ток, А	до 30 мин	начале аварийного режима	режима
Постоянная нагрузка	-	-	-	20	-	20	20	20
Аварийное освещение	-	-	-	160	-	160	-	160
Приводы выключателей:								
Электромагнитный	1	-	115	-	-	-	115	-
	2	-	4,6	-	-	-	-	9,2

	2	-	2,3	-	-	-	-	4,6
Преобразовательные агрегаты оперативной связи	1	7,2	3,8	30	100	30	100	30
Электродвигатель аварийного маслососа смазки	3	14	73,5	73	184	219	-	219
Расчетные величины	-	-	-	-	-	429	235	422,8

Число основных элементов в батарее

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108,$$

Общее число элементов

$$n = \frac{220}{1,75} = 125,$$

Количество добавочных элементов

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17,$$

Типовой номер определяем по формуле:

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 18, \quad (74)$$

где $I_{ав}$ принимается;

$$j = 25 \frac{A}{N} \quad (75)$$

Проверка по максимальному толчковому току (предварительно принимаем СК-18):

$$46N \geq I_{m.max};$$

$$46 \cdot 18 = 828 > I_{m.max} = 422,8 A,$$

следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером

$$N \geq \frac{422,8}{46} = 9,19$$

Окончательно принимаем СК – 18.

Проверяем отклонение напряжения при толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{m.max}}{N} = \frac{422,8}{18} = 24,48. \quad (76)$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85%. Если принять потерю напряжения равным 5%, то напряжение на приводах будет 80%. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110%, таким образом принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Подзарядное устройство:

$$I_{nz} \geq 0,15N + I_n = 0,15 \cdot 18 + 20 = 22,7 A; \quad (77)$$

$$U_{нз} = 2.2n_0 = 2.2 \cdot 108 = 237.6 \text{ В}; \quad (78)$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП – 380/260-40/80.

Ток подзаряда добавочных элементов

$$I_{нз.доб} = 0,05 \cdot 18 = 0,9 \text{ А};$$

Напряжение

$$U_{нз.доб} = 2.2 \cdot 18 = 39,6 \text{ В};$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ 9045-00А2.

Зарядное устройство:

$$I_z \geq 5N + I_n = 5 \cdot 18 + 20 = 110 \text{ А}; \quad (79)$$

$$U_z = 2.75n = 2.75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В}; \quad (80)$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91:

$P_{ном} = 48 \text{ кВт}$; $U_{ном} = 270/360 \text{ В}$; $I_{ном} = 159 \text{ А}$ и асинхронного электродвигателя типа А2-82-4, $P_{ном} = 55 \text{ кВт}$.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

6.1 Релейная защита на ПС

Релейная защита предназначена для реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки РЗ должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства РЗ должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповреждённой части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путём успешного действия АПВ и АВР и т. д.).

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только тот повреждённый элемент.

Действия РЗ должны фиксироваться указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами в той степени, в какой это необходимо для учета и анализа работы защит.

Устройства, фиксирующие действие РЗ на отключение, следует устанавливать так, чтобы сигнализировалось действие каждой защиты, а при сложной защите – отдельных её частей.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для её действия при повреждениях в

пределах всего защищаемого элемента с временем меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью (высокочастотная защита, продольная и поперечная дифференциальные защиты), то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, т. е. действующая при отказе основной защиты данного элемента или выведении её из работы.

Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) должны предусматриваться в электроустановках 110–500 кВ.

При недостаточной эффективности дальнего резервирования следует рассматривать необходимость повышения надёжности ближнего резервирования в дополнение к УРОВ.

Оценка чувствительности должна производиться при помощи коэффициента чувствительности.

При оценке чувствительности основных защит необходимо исходить из того, что должны обеспечиваться следующие наименьшие коэффициенты чувствительности;

МТЗ с пуском и без пуска напряжения, направленные или ненаправленные:

- для органов тока и напряжения около одной целой пяти десятой;
- для органов направления мощности нулевой последовательности около двух по току и около одной целой пяти десятой по току и напряжению.

Ступенчатые защиты тока или тока и напряжения, направленные и ненаправленные, включенные на полные токи и напряжения или на составляющие нулевой последовательности:

- для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, без учета резервного действия около одной целой пяти десятой, а при наличии надёжно действующей селективной резервной ступени около одной целой трёх десятых; при наличии на противоположном конце линии отдельной защиты шин соответствующие коэффициенты чувствительности для ступени защиты нулевой последовательности допускается обеспечивать в режиме каскадного отключения;

- для органов направления мощности нулевой последовательности около двух по мощности и около одной целой пяти десятых по току и напряжению.

Дистанционные защиты от многофазных КЗ:

- для пускового органа любого типа и дистанционного органа третьей ступени около одной целой пяти десятых;

- для дистанционного органа второй ступени, предназначенного для действия при КЗ в конце защищаемого участка при наличии третьей ступени защиты около одной целой двадцати пяти сотых: для указанного органа чувствительность по току должна быть около одной целой трёх десятых при повреждении в той же точке.

Дифференциальные защиты трансформаторов около двух.

При оценке чувствительности ступеней резервных защит, осуществляющих ближнее резервирование следует исходить из коэффициентов чувствительности для основных защит.

6.2 Релейная защита трансформатора

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Защита от коротких замыканий выполняется с действием на отключение поврежденного трансформатора. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Опасным внутренним повреждением является также «пожар стали» магнитопровода. Для маслонаполненных трансформаторов защитой от подобных явлений является газовая, основанная на использовании явлений газообразования.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). В случае длительного прохождения таких токов (что может быть при коротких замыканиях на шинах или при неотключившемся повреждении на отходящем от шин присоединении) возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение. Вместе с этим при коротком замыкании понижается напряжение в сети. Поэтому на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков, обусловленных неотключившимся внешним коротким замыканием.

На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки должна действовать на разгрузку или отключение.

К ненормальным режимам работы трансформаторов относится также недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти, например, вследствие повреждения бака.

Согласно ПУЭ для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на

выводах; однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; понижения уровня масла; однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по условиям безопасности.

От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена газовая защита. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающего элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Защита от понижения уровня масла должна быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита, которая должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

В качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, на многообмоточных трансформаторах, присоединенных тремя и более выключателями, следует устанавливать со всех сторон трансформатора; допускается не устанавливать защиту на одной из сторон трансформатора, а выполнять ее со стороны основного питания так, чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует.

На трансформаторах в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал. На рассматриваемой подстанции (без постоянного дежурного персонала) допускается предусматривать защиту, которая должна действовать на автоматическую разгрузку или отключение.

6.3 МТЗ трансформатора

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних коротких замыканиях в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита.

Наиболее простой защитой от внешних КЗ является токовая максимальная защита. В тех случаях, когда её чувствительность оказывается недостаточной, применяются более чувствительные токовые максимальные защиты с пуском (блокировкой) по напряжению или же токовые защиты обратной и нулевой последовательностей.

При внешних КЗ защита трёхобмоточных трансформаторов должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки, которая непосредственно питает место повреждения.

Расчет МТЗ трансформатора производим следующим образом :

1) Определяем номинальные токи трансформатора по формуле:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (81)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

2) Определяем максимальные рабочие токи с учетом работы одного трансформатора Т2 по следующему выражению:

$$I_{max} = 1,05 I_{НОМ}, \quad (82)$$

3) Определяем ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с,з} = \frac{k_H \cdot k_{с,з}}{k_B} \cdot I_{max}, \quad (83)$$

где $I_{р. max}$ – максимальный рабочий ток, А;

k_H – коэффициент надежности, для реле типа РТ-40 принимается $k_H=1,2$

$k_{с,з}$ – коэффициент, учитывающий самозапуск заторможенных двигателей (принимается равным $k_{с,з}=4$ – для обобщенной промышленной нагрузки);

k_B – коэффициент возврата токового реле (для реле РТ-40 принимается $k_B=0,8$).

4) Проверяем чувствительность МТЗ. Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к min}}}{I_{\text{с,з}}} \quad (84)$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности МТЗ должен быть $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основной зоны защиты и $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ – для резервной.

Расчет МТЗ трансформатора сводим в таблицу 6.19 в приложении 6.

Как видно из таблицы 6.19 в приложении 6 МТЗ на стороне 220 кВ применимо, так как проходит по чувствительности для резервной зоны защиты, на стороне 35 и 6 кВ не применимо, так как не проходит по чувствительности.

Рассматриваем возможность применения МТЗ с пуском напряжения. Максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения. Наличие комбинированного пускового органа напряжения позволяет выбрать ток срабатывания защиты без учета перегрузки трансформатора по условию:

$$I_{\text{с,з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (85)$$

Пусковые органы напряжения устанавливаем на сторонах среднего и низкого напряжений. Напряжение срабатывания защиты определяется как:

$$U_{\text{с,з}} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (86)$$

где $k_{\text{н}} = 0,9$;

$k_{\text{в}} = 0,8$.

Как правило, в расчетах принимают $U_{\text{с.з.}} = (0,5 - 0,6) U_{\text{НОМ}}$.

Ток срабатывания реле рассчитываем по формуле:

$$I_{c,p} = I_{c,z} \cdot \frac{k_{cx}}{k_I}, \quad (87)$$

где $I_{c,z}$ – первичный ток срабатывания защиты, А;

k_{cx} – коэффициент схемы, учитывающий соединение трансформаторов тока защиты (при соединении последних в звезду $k_{cx} = 1$, при соединении трансформаторов тока в треугольник $k_{cx} = \sqrt{3}$);

k_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока защиты.

На многообмоточных трансформаторах максимальная токовая защита должна обеспечить отключение только того выключателя, со стороны которого происходит короткое замыкание. На трехобмоточном трансформаторе это достигается путем установки отдельных защит с каждой стороны и соблюдения следующего порядка при выборе выдержек времени:

для низкой стороны:

$$t_{c,z} = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ сек,}$$

для высокой стороны:

$$t_{c,z} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ сек}$$

6.4 Описание и расчет трансформатора от перегрузки

На подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки действует на разгрузку или отключение трансформатора, а на подстанциях с обслуживающим персоналом защита действует с выдержкой времени на сигнал посредством токового реле, которое устанавливается только в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трёх фазах, т.е. является симметричной.

Чтобы избежать излишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

На трёхобмоточных трансформаторах перегрузочная защита должна устанавливаться таким образом, чтобы она, во-первых реагировала на перегрузку любой из трёх обмоток и, во-вторых, обеспечивала защиту при работе трансформатора в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Руководствуясь этими соображениями, на трёхобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием перегрузочную защиту устанавливают только на питающей обмотке. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трёх обмотках.

Учитывая, что обмотки трансформатора имеют одинаковую мощность, защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 110 кВ трансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по формуле:

$$I_{с,з} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном}, \quad (88)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент надёжности отстройки, $k_{отс} = 1,05$;

$$I_{с,з} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 62,755 = 82,336 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле рассчитывается по выражению :

$$I_{с,р} = \frac{82,366 \cdot 1}{300/5} = 1,373 \text{ А}$$

Таким образом, для защиты трансформатора от перегрузки применяем токовое реле типа РТ-40/6 /10.

Выдержка времени защиты от перегрузки принимается $t_{c,3}=9$ сек. Но в некоторых случаях (например, трансформатор питает мощный узел асинхронной нагрузки) выдержка времени берется в пределах (9 ÷ 20) сек. Для отстройки от кратковременных перегрузок предусматриваем реле времени, рассчитанное на длительное прохождение тока в его обмотках – РВ-133 (диапазон уставок (1–20) сек).

6.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элементы по скорости потока масла: 0,6- 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет $t_{c,p.}=0,05...0,5$ с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером

охлаждения трансформатора.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями, а также возможны ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

6.6 Релейная защита линии 6кВ

Для линий 6 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трёхрелейной в зависимости от требований чувствительности и надёжности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО), а вторая в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание повреждённого элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание повреждённого элемента поочерёдным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена с использованием ТА нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности, должна отключать только элемент, питающий повреждённый участок; при этом в качестве резервной должна быть предусмотрена защита, выполняемая в виде защиты нулевой последовательности с выдержкой времени около 0,5 сек, действующая на отключение всей электрически связанной сети – системы (секции) шин или питающего трансформатора.

В качестве защиты линий от многофазных КЗ устанавливаем двухступенчатую токовую защиту, первая ступень которой выполнена в виде ТО, а вторая – в виде МТЗ.

7 АВТОМАТИКА И АТОМАТИЗАЦИЯ

Под автоматизацией энергосистем понимают оснащение их автоматическими устройствами, которые осуществляют управление технологическим процессом производства, передачу и распределение электроэнергии в нормальных и аварийных условиях без участия человека в соответствии с программой, заложенной в эти устройства и их настройкой.

Все устройства делят на технологическую автоматику и системную. В данном разделе будет рассматриваться только системная автоматика, которая необходима для ликвидации аварийных ситуаций.

Выбор устройств автоматики на воздушных линиях начинаем с выбора видов автоматического повторного включения. Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путём автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

В случае отказов выключателей должны предусматриваться устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ), которые предназначены для быстрого и селективного отделения от энергосистемы повреждённого присоединения с отказавшим выключателем. Для схемы рассматриваемой подстанции УРОВ выполняет следующие функции:

- при повреждении на линии и отказе линейного выключателя УРОВ действует на выходные реле защит трансформатора с отключением выключателя 220 кВ в перемычке и с отключением выключателей в цепи трансформатора. В некоторых случаях УРОВ действует непосредственно на отключение выключателей без воздействия на выходные реле защит трансформаторов;

- при повреждении трансформатора и отказе выключателя 220 кВ в перемычке УРОВ действует на отключение второго трансформатора с полным отключением подстанции;

- при действии УРОВ производится запрет АПВ отключившихся от УРОВ на данной подстанции выключателей.

На случай аварийного отключения рабочего источника для предотвращения прекращения питания потребителей, т. е. аварии должно произойти быстрое автоматическое включение резервного источника или включение выключателя, на котором производится деление сети. Это действие осуществляется автоматами включения резерва (АЧР).

Для предотвращения отклонения частоты от номинальной при отсутствии вращающего резерва необходимо отключать часть наименее ответственных потребителей. Эта операция осуществляется с помощью автоматов частотной разгрузки (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты.

На выключателях 220 кВ предусматриваем устройства трёхфазного однократного АПВ с контролем напряжения на линиях и ошиновках, а также устройства резервирования отказа выключателей. На линиях 35 кВ (линиях с односторонним питанием) предусматриваем устройства АПВ двукратного действия и устройства и устройство автоматического ввода резерва (АВР). На стороне 6 кВ также устанавливаем АВР, АПВ и АЧР.

В данном разделе, кроме вышеописанных средств автоматизации, предлагается произвести автоматизацию подстанции “Ледяная” еще и с помощью интеллектуального контроллера телемеханики SMART-КП (см. П 11), для чего построим схему конфигурации универсальной системы сбора, обработки и передачи данных на ЦППС. Назначение и описание

Для построения такой схемы необходимо определить количество информационных сигналов, выбрать модули ввода/вывода и рассчитать мощностные показатели один SMART-КП.

Для выбора модулей определяем количество информационных сигналов (сигналы состояния схемы сети S_i , сигналы перетоков мощности I_j).

Сигналы состояния схемы сети определяется как сумма всех установленных выключателей на подстанции, которые могут быть как в включенном состоянии, так и в отключенном, тогда количество сигналов состояния схемы сети равно сорока (C_{40}). Сигналы перетоков мощности определяется следующим образом: на каждую линию приходится два сигнала: один для активной мощности, а другой для реактивной; от подстанции отходит всего тринадцать линий, следовательно, количество сигналов перетоков мощности равно двадцати шести (I_{26}). Далее выбираем модули ввода/вывода и рассчитываем мощностные показатели на один SMART-КП. Максимальная расчетная мощность не должна превышать 6,75 Вт.

8 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Общие положения

Под надежностью понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в энергетике наибольшее распространение получили так называемые элементные методы оценки надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, при этом функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на "элемент" и "систему" носит условный характер. При анализе надежности схемы подстанции выключатель представляется как система, вероятность отказа которой состоит из вероятности отказа разъединителей, вероятности отказа самого выключателя в статическом состоянии, вероятности отказа выключателя в оперативном состоянии, вероятности отказа смежных с выключателем элементов, вероятности отказа релейной защиты и автоматики, вероятности отказа выключателя при оперативных переключениях.

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических

станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей .

В качестве основных показателей надежности приняты:

- параметр потока отказов ω , 1/год;
- среднее время восстановления T_B , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального) T_P , ч;
- частота ремонтов (планового, капитального, текущего) μ , 1/год.

Для линий электропередач используются также показатели надежности:

- среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_P , ч.

Для выключателей:

$a_{оп}$, a_k – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

8.2 Расчет надежности ПС

Расчет будет состоять расчета надежности подстанции «Садовая»,. А затем найдем параметры надежности всей системы

Составляем электрическую схему замещения ПС «Садовая» рис. 5

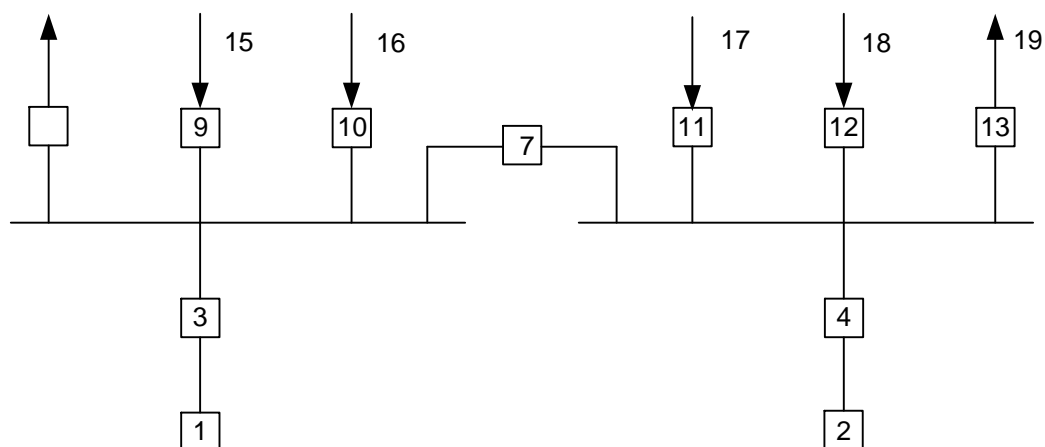


Рисунок 5 – Электрическая схема замещения ПС

Исходные данные для расчета надежности подстанции сведены в таблицу 21 и таблицу 22.

Таблица 21 - Показатели надежности

Элемент	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	ω , 1/год	$T_{\text{В}}$, ч	μ , 1/год	$T_{\text{Р}}$, ч
Трансформаторы	110	0.025	60	1	30
Сборные шины	110	0.013	5	0.166	5
ВЛ	110	0.34	14.3	2.8	17
Выключатели	110	0.02	55	0.2	122.2
	13,8	0.04	20	0.2	40
Разъединители	110	0.01	7	0.166	12.8
Генераторы	13,8	0,5	20	20	-

Таблица 22 - Относительная частота отказов выключателей

Элемент	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$a_{\text{оп}}$	$a_{\text{к}}$
Выключатель	110	0.004	0.006
	13,8	0,013	0,012

Определяем вероятности отказа и вероятности безотказной работы каждого элемента схемы замещения.

Вероятность отказа определяем как

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (89)$$

Вероятность безотказной работы определяем как

$$p = 1 - q \quad (90)$$

Для выключателей вероятность отказа определяем как

$$q_B = q_{CT} + q_{OP} + q_{P.З.} + q_P, \quad (91)$$

где q_{CT} – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии

q_{OP} - вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях

$q_{P.З.}$ - вероятность отказа выключателя при КЗ

q_P – вероятность отказа разединителей

$$q_{OP} = N \cdot a_{OP} \cdot q_L, \quad (92)$$

где N – число оперативных переключений.

$$q_{P.З.} = a_K \cdot \sum q_i \cdot \sum q_{Ci}, \quad (93)$$

где $\sum q_i$ – сумма вероятностей отказа релейных защит;

$\sum q_{Ci}$ – сумма вероятностей отказа смежных элементов выключателя.

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad (94)$$

где $q(S/A_1A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1'A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S/A_1'A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Затем находим вероятность отказа системы с учетом УРОВ по формуле (64) и суммируем вероятности отказа каждой схемы, так как они соединены последовательно линией 110 кВ.

8.3 Расчет показателей надежности с учетом преднамеренных отключений элементов.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (95)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (96)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_c} \quad (97)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}} \quad (98)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (99)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (100)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}$$

(101)

Все результаты расчетов сведены в таблицу 15.

Таблица 23 – Показатели надежности рассматриваемой схемы

Параметр	q_c	ω_c	T_c , год	T_p , год	t_{BC} , ч
Значения	0,008659	0,63275	1,58	0,1659	119,9

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРОЕКТА

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (102)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с

короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (103)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (104)$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

$$K_{ЛЭП} = 762,09 \cdot 32,6 = 24844,26 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 366828 + 24844,26 = 391672,26 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 23 – Капитальные вложения

$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
366828	24844,26	391672,26

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс} \cdot K, \quad (105)$$

где $a_{экс}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети, $a_{ампс} = 5.25\%$, $a_{амвлэп} = 0.65\%$.

$$\begin{aligned} I_{экс} &= 5,25 \cdot 366828 + 0,65 \cdot 24844,26 = 1925847 + 16148,769 \\ &= 1941995,769 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (106)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{сл} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{391672,26}{20} = 19583,613 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (107)$$

$c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 1,5 \cdot 1305,7284 = 1058,5926, \text{ тыс.руб}$$

Таблица 24 – Эксплуатационные издержки

№ п/п	Вид издержек	Значение
1	I_{AM} , тыс. руб.	19583,613
2	$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	1058,5926

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (108)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

E - норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 391672,26 + 145454,774 = 184622 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 25 – Укрупненные стоимостные показатели реконструкции

Тип оборудования	Затраты, тыс. руб	Величина затрат, тыс. руб.
ТДЦ-40000/110/6	2*16300	32600
Элегазовый выключатель 110 кВ	2*7000	14000
Элегазовый выключатель 6 кВ	5*2000	10000
РТД-20/35	3600	3600
Постоянная часть затрат	35000	35000
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		146400
Стоимость проектирования ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		560141

10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТНЫХ УСТРОЙСТВ ОРУ

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний 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 используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, 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.

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

$$h_0 = 0.85 \cdot h;$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \tag{109}$$

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot (h - \frac{h_x}{0.85}), \tag{110}$$

где h_0 – вершина конуса зоны защиты, м;

r_0 – радиус основания конуса на уровне земли, м;

r_x – радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от поверхности земли, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м.

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

Молниезащита ПС Садовая выполнена многократными стержневыми молниеотводами. Многократный стержневой молниеотвод – это молниеотвод состоящий из трех и более одинаковых стержневых молниеотводов, при условии, что расстояние между соседними не превышает трех высот молниеотвода для зоны А, и пяти для зоны Б.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода имеет следующие габариты:

$$\begin{aligned} \text{при } L \leq h \quad h_c &= h_0; \quad r_{cx} = r_x; \quad r_c = r_0; \\ \text{при } L \geq h \quad h_c &= h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h); \\ r_{cx} &= r_0 \cdot (1 - \frac{h_x}{h_c}); \quad r_c = r_0, \end{aligned} \quad (111)$$

где h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

r_c - ширина совместной зоны защиты на уровне земли, м;

r_{cx} - ширина совместной зоны защиты на уровне земли, м

Также должно выполняться условие эффективности молниеотвода:

$$D \leq 8 \cdot h_a = 8 \cdot (h - h_x). \quad (112)$$

Зона защиты многократного стержневого молниеотвода определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

На ПС Садовая установлено шесть отдельно стоящих молниеотводов по периметру ОРУ. Высота каждого $h=30$ м. Известны расстояния между ними, они сведены в таблицу .

Таблица 26 - Расстояния между молниеотводами

Молниеотводы	L, м
1-2	60,5
2-3	51,5
1-4	65,5
3-6	65,5
4-5	56,18
5-6	56,18

За высоту защищаемого объекта берется высота линейного портала равная $h_x=11$ м. Торцевые области защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов.

$$h_0 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot (30 - \frac{11}{0,85}) = 17,74 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Определяем габаритные размеры внутренних областей зон защиты двойного стержневого молниеотвода. Для 1 и 2 молниеотвода $L > h$

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (60,5 - 30) = 20,04 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = 25,5 \cdot (1 - \frac{11}{20,04}) = 11,5 \text{ м.}$$

Для остальных молниеотводов результаты расчета сводятся в таблицу 27

Таблица 27- Зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L, м	h_c , м	r_{cx} , м
1-2	60,5	20,04	11,5
2-3	51,5	21,65	12,54
1-4	65,5	19,15	10,85

3-6	65,5	19,15	10,85
4-5	56,18	20,81	12,02
5-6	56,18	20,81	12,02

Проверим рассчитанные молниеотводы по условию эффективности

$$D \leq 8 \cdot (30 - 11) = 152 \text{ м}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами равно 132 м.

Условие выполняется $132 \text{ м} < 152 \text{ м}$, следовательно рассчитанные молниеотводы выбраны верно и вся территория ОРУ находится в зоне защиты молниеотводов.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением

научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

До начала производства основных строительного-монтажных работ должны быть закончены подготовительные мероприятия, предусматривающие ограждение опасных зон, размещение площадок для складирования конструкций и изделий, выбор системы освещения места строительства, проходов, проездов и рабочих мест, обеспечение рабочих питьевой водой и организацию санитарно-технического и бытового обслуживания работающих, то есть создание безопасных условий труда.

Окончание подготовительных работ на строительной площадке должно быть принято по акту о выполнении мероприятий по безопасности труда, оформленного согласно приложению «И» к СНиП 12-03-2001 (Акт о соответствии выполненных внеплощадочных и внутриплощадочных подготовительных работ требованиям безопасности труда и готовности объекта к началу строительства). В целях обеспечения безопасности и (или) безвредности для человека и среды обитания вредного влияния в период строительства, подрядная строительная организация должна обеспечить выполнение санитарных правил, санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий, организацию и осуществление контроля за их соблюдением на всех стадиях выполнения строительного-монтажных работ, согласно СанПиН 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий». Ответственность за соблюдение требований охраны труда и производственной санитарии при производстве строительного-монтажных работ возлагается на инженерно-технических работников строительной организации.

11.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС

При монтаже и эксплуатации подстанции, при ремонтах осмотрах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила техники безопасности при

эксплуатации электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок».

Нарушение правил техники безопасности не допускается, поэтому к монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- ответственный руководитель работ;

- допускающий;

- производитель работ;

- наблюдающий;

- члены бригады

Категорически запрещается:

а) выполнять работы под линиями электропередач;

б) работать на кранах и строительных механизмах, имеющих неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;

д) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Допускается в электроустановках электростанций и подстанций одному работнику с группой III проводить по распоряжению:

- благоустройство территории ОРУ, скашивание травы, расчистку от снега дорог и проходов;

- ремонт и обслуживание устройств проводной радио и телефонной связи, расположенных вне камер РУ на высоте не более 2,5 м;
- возобновление надписей на кожухах оборудования и ограждениях вне камер РУ;
- наблюдение за сушкой трансформаторов, генераторов и другого оборудования;
- обслуживание маслоочистительной и прочей вспомогательной аппаратуры при очистке и сушке масла;
- работы на электродвигателях и механической части вентиляторов и маслонасосов трансформаторов, компрессоров;
- проверку воздухоочистительных фильтров и замену сорбентов в них.

Временные электрические сети на объекте должны быть выполнены с соблюдением соответствующих требований правил устройства электроустановок. Наиболее желательно применять инвентарные временные электрические устройства.

На месте работы необходимо иметь аптечку. Все работающие на объекте обязаны знать правила освобождения пострадавшего от действия электрического тока и уметь оказывать первую неотложную помощь.

Кроме того, монтажный персонал должен знать правила тушения пожаров в электроустановках и приемы пользования противопожарным инвентарем и оборудованием.

11.2 Безопасность при эксплуатации установок

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- 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;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие 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 быть надежно заземлены 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.[5]

11.3 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при

возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «Садовая» установлены два силовых трансформатора марки ТРДН-40000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 38 [3].

Таблица 28 – Параметры трансформатора ТРДН-40000/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТРДН-40000/110	40	63	17	4000	6500	6000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т, то согласно [3] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТРДН-40000/110 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [3].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [3] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «Садовая» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление

растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Садовая» по паспортным данным имеют полную массу 63т. Масса масла в трансформаторе составляет 17т, а его объем вычисляется по выражению [2]:

$$V = \frac{m}{\rho_M} = \frac{17}{0,885} = 19 \text{ м}^3, \quad (113)$$

где ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_M = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$ [5].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2 \quad (114)$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(4 \cdot 6) + (4 \cdot 6,5)] = 50 \text{ м}^2 \quad (183)$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 14,4 \text{ м}^3 \quad (115)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 14,4 + 19 = 33,4 \text{ м}^3 \quad (185)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 9 = 85,5 \text{ м}^2, \quad (116)$$

где $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом

выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$ - длина трансформатора [3];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [3];

$B' = B + \Delta = 6 + (2 \cdot 1,5) = 9 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 6 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТРДН-40000/110 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом $93,8 \text{ м}^3$. На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем, занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [4]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{19}{85,5} + 0,25 + 0,05 = 0,52 \text{ м}, \quad (117)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [3],

$h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [3].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 1.

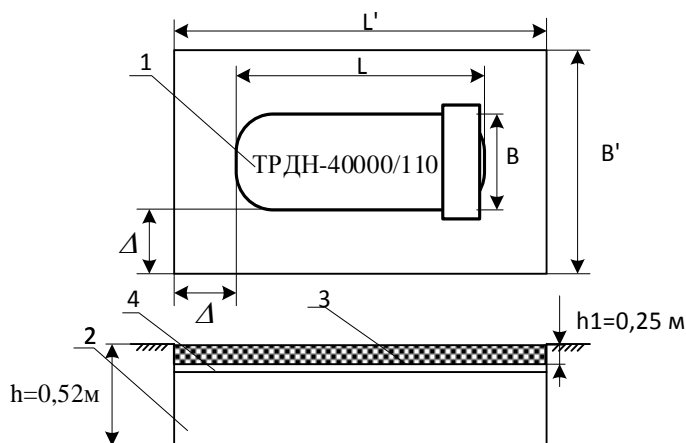


Рисунок 6 – Схема маслоприёмника

На рисунке 6 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

12 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 100 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5 м выше верха корпуса насосов.[4]

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины Тамбовской РЭС.

Расход воды на наружное пожаротушение автотрансформатора 10 л/сек. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение автотрансформатора составит 108 м³.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на ОРУ гидроэлектростанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Приморском крае в Городе Большой Камень планируется строительство Подстанции «Садовая» для электроснабжения потребителей микрорайонов «Садовый», «Шестой» и «Парковый». Подстанция должна выполнять прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, преобразовать ее до напряжения 6 кВ и распределять электроэнергию на напряжении 6 кВ.

В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схемы подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;

3. произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произведён расчёт молниезащиты подстанции;
5. произведен расчёт надёжности.

В результате выполнения работы была спроектирована подстанция Садовая напряжением 110/6 кВ, которая позволила значительно увеличить пропускную способность существующей линии 110 кВ в южном районе Приморского края. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 3 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.

- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 6 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 7 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.
- 9 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014
- 10 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.
- 11 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.
- 12 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.
- 13 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 14 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

15 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

16 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

17 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179

18 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

19 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.

20 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.