

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 220/110/35/20 кВ «Артём»
Приморского края (комплексная выпускная квалификационная работа)

Исполнитель

студент группы 242об-1 _____ А.А. Карташова

Руководитель

ст. преподаватель _____ Н.С. Бодрог

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки 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
« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 7 рисунков, 14 источников, 23 таблицу, 67 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция напряжением 220/110/35/20, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для выбора и проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Проектирование подстанции 220/35/10 «Верхний Улак»	9
1.1 Климатическая характеристика района строительства	9
1.2 Выбор схемы проектируемой подстанции	10
2 Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования	14
2.1 Выбор силовых трансформаторов	14
2.2 Расчет токов КЗ	16
3 Выбор электрического оборудования	22
3.1 Выбор КРУЭ 220 кВ	23
3.2 Выбор выключателей	25
3.3 Выбор разъединителей	26
3.4 Выбор трансформаторов тока	27
3.5 Выбор трансформаторов напряжения	31
3.9 Выбор ограничителей перенапряжения	46
3.10 Выбор трансформатора собственных нужд.	48
4 Релейная защита на подстанции	51
4.1 Продольная дифференциальная токовая защита	51
4.2 Максимальная токовая защита	53
4.3 Защита от перегрузки	55
4.4 Газовая защита трансформатора	57
5 Заземление и молниезащита на подстанции	60
5.1 Расчет заземляющих устройств	60
5.2 Расчёт молниезащиты	65
6 Экологичность и безопасность	68
6.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом	68
6.2 Пожарная безопасность	73

Заключение	78
Библиографический список	80
Приложение А	82

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

ВН - высокое напряжение

НН - низкое напряжение

СН - среднее напряжение

КЗ - короткое замыкание

ПС - подстанция

СТ - силовой трансформатор

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КРУ - короткое комплектное распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование заходов на ПС 220/110/35/20 кВ «Артём» с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток Волна. Заказчиком проекта является ОАО «ФСК ЕЭС».

В выпускной квалификационной работе был произведен расчет варианта проектирования ПС «Артём». Учитывая количество присоединений, а также необходимую надежность, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

КРУЭ 220 кВ по схеме четырёхугольник;

КРУЭ 110 кВ по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин;

РУ 35 кВ и РУ 20 кВ по схеме одна секционированная системы шин.

Произведены расчеты токов КЗ для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты.

На ПС «Артём» выбрано основное электрическое оборудование, выбранное по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверенно на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Произведен расчет молниезащиты и заземления на подстанции. Также был учтен климат и географическое расположение подстанции.

1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ 220/35/10 «Артём»

1.1 Климатическая характеристика района строительства

В административном отношении площадка проектируемой ПС «Артём» намечена в северной части Советского района г. Владивосток, Приморского края, в 0,1 км к югу от границы Артемовского и Владивостокского городских округов, в 1,4 км к северо-востоку от п. Трудовое, в 4,4 км к юго-западу от г. Артёма, в 2,2 км к юго-востоку от п. Угловое.

В геоморфологическом отношении площадка проектируемой подстанции 220 кВ Артём располагается, в 0,2 км к северу от реки Песчанка, на правом борту её долины, впадающей в залив Угловой, Японского моря в 4,6 км к западу от района работ.

В рельефном отношении участок работ представляет собой всхолмленную площадку южной экспозиции, поурывтую лесом, с углом наклона местности 4°. Абсолютные отметки колеблются от 39 до 80 метров в Балтийской 1977 г. Системе высот.

С южной и восточной стороны участок работ ограничен грунтовыми дорогами, с западной стороны – ложиной. С северной стороны от проектируемой подстанции находится вершина сопки Пчелиная с расположенными на ней садово-огородными участками.

Грунты выветрелые, обладают сильной трещиноватостью и различной прочностью: средней и малой. Самая низкая прочность присуща песчаникам, обладающим сильной степенью выветривания.

На площадке подстанции на глубине 4,1 м вскрыты трещинные грунтовые воды. Воды среднеагрессивны к бетону нормальной проницаемости.

В период снеготаяния и обильного выпадения осадков на глубине 0,5-1,0 м прогнозируются локальные формирования грунтовых вод типа «верховодка». «Верховодка» слабоагрессивная к бетону нормальной проницаемости.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов (согласно СНиП 2.02.01.83, п.п. 2.26 и дополнение к СНиП II-A, 6-62) составляет по данным

многолетних наблюдений на ГМС «Озерные Ключи» составляет 126 см под снегом и 156 см под оголенной поверхностью, по данным ГМС «Владивосток» 141 см под снегом и оголенной поверхностью.

Категории грунтов по трудности разработки экскаватором, бульдозером и вручную – I-VI.

Сейсмичность района работ согласно СНиП II-7-81* составляет по картам ОСР-97-А (массовое строительство) и ОСР-97-В (объекты повышенной ответственности) – 6 баллов, по карте ОСР-97-С (особо ответственные объекты) – 7 баллов.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду произведено на основе карт климатического районирования РФ по ветровым и гололедным нагрузкам (ПУЭ-7, 2003 г.; СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия»).

В качестве нормативных рекомендуется принять:

1 Температура воздуха

а) абсолютная максимальная 38 °С

б) абсолютная минимальная минус 38 °С

в) среднегодовая 3,8 °С

г) средняя наиболее холодная пятидневка

обеспеченность 0,92 минус 26 °С

обеспеченность 0,98 минус 27 °С

д) среднюю наиболее холодных суток

обеспеченность 0,92 минус 28 °С

обеспеченность 0,98 минус 29 °С

е) зимняя вентиляционная минус 18,7 °С

ж) в 13 часов самого жаркого месяца 24,3 °С

з) обеспеченность 0,95 в теплый период года 23 °С

и) обеспеченность 0,98 в теплый период года 24 °С

к) при гололеде минус 5 °С

л) средняя из ежегодных абсолютных минимумов минус 34,7 °С

м) обеспеченность 0,94 в холодный период года минус 18 °С

2 Скорость ветра

а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров 36 м/с

б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров 28 м/с (IV р-н)

3 Стена стенки гололеда

а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0.9 г/см³ на высоте 10 метров 25 мм (IV р-н)

б) превышаемую 1 раз в 5 лет на элементах круглого сечения диаметром 10 мм, расположенных на высоте 10 метров 15мм (IV р-н)

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 10 до 20 часов.

1.2 Выбор схемы проектируемой подстанции

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой подстанции; числа и мощности устанавливаемых силовых трансформаторов; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании [1].

С учетом этих факторов на напряжение 220 кВ схема четырёхугольник наиболее подходящая.

Для данной схемы возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин. Ввиду простоты и наглядности схемы, а также простых и однотипных операций с разъединителями и электромагнитными блокировками, минимизированы отказы по вине персонала. Для заданной конфигурации сети с учетом количества присоединений является наиболее дешевой.

Для напряжений 110 кВ была выбрана схема одна секционированная система шин.

Для напряжений 35 и 20 кВ была выбрана схема одна секционированная система шин.

Для этой схемы возможно расширение до схемы с одной секционированной системой шин с обходной, а также до схемы с двумя системами сборных шин с обходной системой шин либо без нее. Является простой и наглядной.

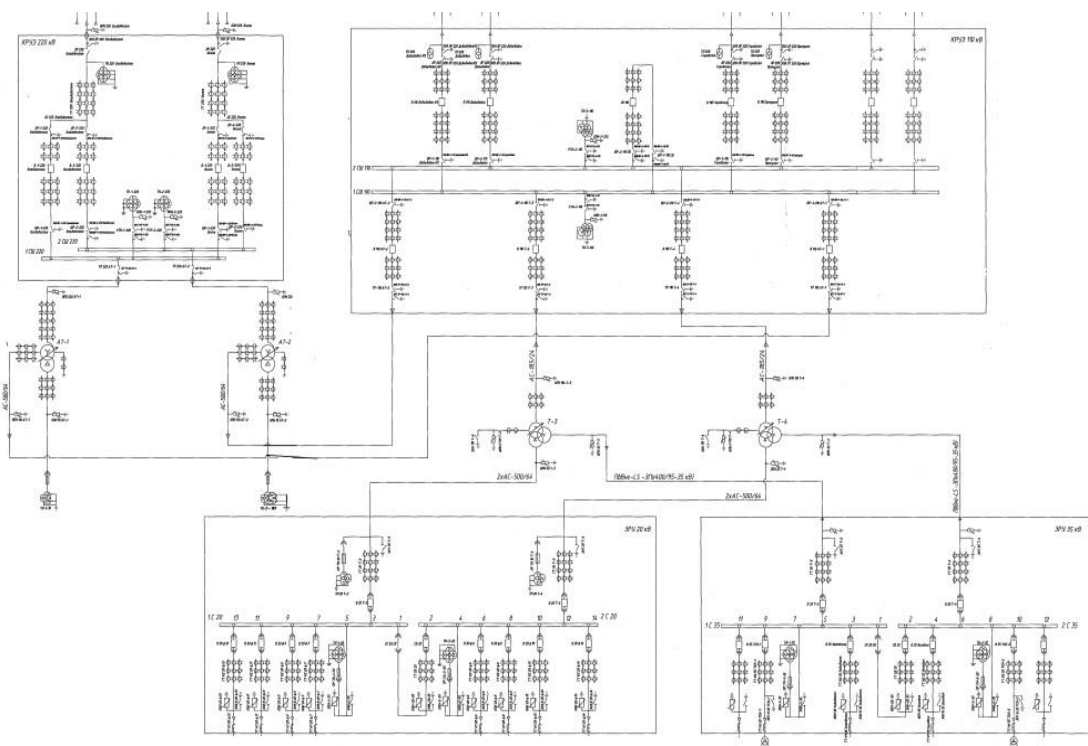


Рисунок 1 – Схема подстанции «Артём»

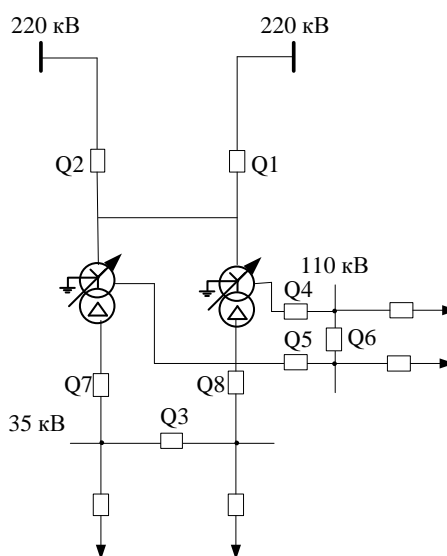


Рисунок 2 – Однолинейная схема проектируемой подстанции «Артём»

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения. Для потребителей второй категории устанавливают два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое U_k , и одинаковые схемы соединения обмоток. Поэтому устанавливаем на подстанции два трансформатора одного типа и мощности.

Мощность трансформатора определяем по формуле [1]:

$$S = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{тр}} \cdot k_z}, \quad (1)$$

где k_z - коэффициент загрузки, для двухтрансформаторной подстанции.

$$k_z = 0,7.$$

$n_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов на подстанции;

P, Q – соответственно активная и реактивная мощности низкой и средней стороны, МВт, Мвар.

$$S = \frac{\sqrt{156^2 + 39^2}}{2 \cdot 0,7} = 114,858 \text{ АА}$$

Выбираем 2 трансформатора АТДЦТН 125000/220/110-ХЛ1.

Параметры трансформатора сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Номинальные параметры трансформатора [2]

Параметр	Единица измерения	Значение
$S_{НОМ}$	МВА	125
$U_{ВН}$	кВ	230
$U_{СН}$	кВ	121
$U_{НН}$	кВ	11
ΔP_{XX}	кВт	34
$U_{К ВН-СН}$	%	11
$U_{К ВН-НН}$	%	45
$U_{К СН-НН}$	%	28
I_X	%	0,045

Обозначение расшифровывается: автотрансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой.

Тогда коэффициент загрузки будет равен

$$k_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{mp} \cdot n_{mp}} \quad (2)$$

где $n_{mp} = 2$ в нормальном режиме;

$n_{mp} = 1$ в аварийном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах

$$0.5 \leq K_{3,\text{норм}} \leq 0.75,$$

а в послеаварийном режиме не должен превышать технически допустимого значения

$$K_{3,\text{ав}} \leq 1,5.$$

Рассчитываем коэффициенты по формуле:

$$k_{\varphi.i\dot{i}\dot{i}} = \frac{\sqrt{156^2 + 39^2}}{125 \cdot 2} = 0,64$$

$$k_{\varphi.\dot{a}\dot{a}} = \frac{\sqrt{156^2 + 39^2}}{125} = 1,29$$

Значения соответствуют требованиям ПУЭ.

2.2 Расчет токов КЗ

Ниже даны основные указания по выбору режимов для расчета токов коротких замыканий.

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:

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

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

пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

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

считают, что трехфазная система является симметричной;

при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым)[3].

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения:

Расчет токов КЗ проводим в именованных единицах.

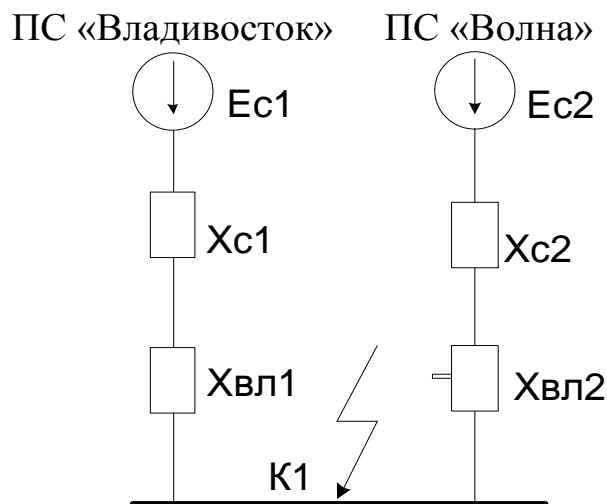


Рисунок 3 - Схема замещения ПС «Верхний Улак»

Находим значения сопротивлений.

Сопротивление системы:

$$\tilde{O}_{\bar{n}} = \frac{S_{\hat{a}}}{S_k}. \quad (3)$$

Сопротивление системы 1 равно:

$$\tilde{O}_{\bar{n}1} = \frac{100}{8000} = 0,013 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$\tilde{O}_{\bar{e}} = X_{0\bar{e}} \cdot l_{\bar{e}} \frac{S_{\hat{a}}}{U^2} \quad (4)$$

где $X_{0\bar{e}}$ - удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности (для

КЛ АС-300 $X_{0\bar{e}} = 0,0366$), Ом/км;

$l_{\bar{e}}$ - длина ВЛ, км.

Сопротивление линии 1 равно:

$$\tilde{O}_{\bar{e}1} = 0,0366 \cdot 300 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,023 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трансформатора:

$$X_{\hat{0}\hat{A}} = \frac{U_{\hat{E}\hat{A}}}{100} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{S_{\hat{0}\hat{f}\hat{i}\hat{i}}} \quad (5)$$

где U_{κ} - напряжение КЗ обмотки трансформатора, %

$U_{cp.}$ - напряжение обмотки трансформатора из среднего ряда (515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3)

Сопротивление высокой стороны трансформатора равно:

$$\tilde{O}_{\delta} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,1 \text{ о.е}$$

Для нахождения тока КЗ в точке К1 эквивалентруем схему:

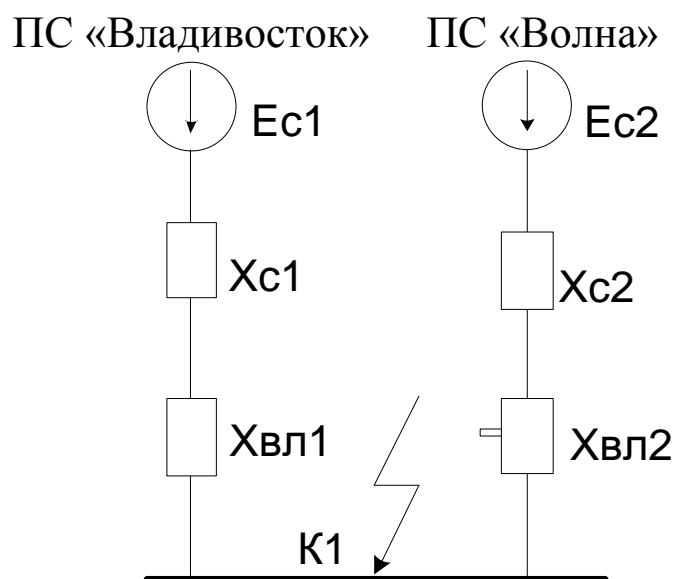


Рисунок 4 - Преобразование схемы замещения

Находим эквивалентное сопротивление:

$$\tilde{O}_{y\acute{e}} = \frac{\tilde{o}_{\bar{n}} + \tilde{o}_{\acute{e}\acute{e}}}{2} \tag{6}$$

Эквивалентное сопротивление после преобразования равно:

$$\tilde{O}_{y\acute{e}} = \frac{0,023 + 0,013}{2} = 0,018, \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного КЗ находим по формуле:

$$I_{i\dot{i}(\dot{E}-1)}^{(3)} = \frac{E_C}{X_5} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{N}D}} \quad (7)$$

Находим ток КЗ в точке К1:

$$I_{i\dot{i}.E}^{(3)} = \frac{1}{0,018} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 14,5 \text{ кА.}$$

Расчет токов сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ.

Параметры	К1
$U_{cp.}, \text{ кВ}$	230
$I_{no}^{(3)}, \text{ кА}$	14,5

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор электрооборудования состоит в выборе его по условиям продолжительных режимов и проверке по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых, как правило, является режим короткого замыкания.

Выбор электрических аппаратов и проводников, как и другого электрооборудования, производится на основе сформулированных для них расчетных условий и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования. Таким образом, выбору электрических аппаратов и проводников предшествует выявление расчетных условий, т.е. наиболее тяжелых, но достаточно вероятных условий, в которых может оказаться электрический аппарат или проводник при различных режимах его работы в электроустановке. Расчетные условия — это фактически требования энерго-систем и электроустановок к параметрам электрооборудования конкретной электрической цепи.

Электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов проверяется обычно по условиям воздействия электродинамических сил от ударного тока короткого замыкания.

Расчетную продолжительность короткого замыкания при проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость при коротком замыкании определяют сложением времени действия основной релейной защиты, в зону действия которой входят проверяемые проводники и аппараты, и полного времени отключения ближайшего к месту короткого замыкания выключателя [4].

Для выбора электрических аппаратов необходимы максимальные рабочие токи присоединения.

Максимальный рабочий ток рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{k_{з.ав} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8)$$

Для выключателей Q2, Q1 максимальный рабочий ток будет равен:

$$I_{\text{д\`а. max}} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,45 \text{ кА}$$

Подробный расчет максимальных рабочих токов, протекающих через остальные выключатели, представлен в приложении Б. Результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты расчетов максимальных рабочих токов через выключатели

	Q1	Q2	Q4
$U_{\text{ср.}}, \text{ кВ}$	230	230	115
$I_{\text{max. раб}}, \text{ кА}$	0.439	0,439	0,879

3.1 Выбор КРУЭ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными свойствами. Таким образом, КРУЭ

является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. В частности, разработка КРУЭ трехфазного герметичного исполнения позволила конструировать более компактные и экономически выгодные подстанции [10].

АББ является одним из лидеров в области КРУЭ. Никто не обладает таким огромным практическим опытом, полученным в результате обширного использования оборудования КРУЭ во всех климатических зонах и эксплуатационных условиях. Высокая надежность и небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании гарантируют надежную работу КРУЭ.

КРУЭ должны удовлетворять требованиям по стойкости сквозным токам короткого замыкания, выдерживать при включенном положении аппаратов главной цепи номинальный ток электродинамической стойкости, а также прохождение номинального тока термической стойкости в течение 3 с [9].

Для распределительного устройства 220 кВ выбираем модульное КРУЭ на 245 кВ с газовой изоляцией типа ELK-14 производства компании АББ.

Высокая надежность и небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании гарантируют надежную работу КРУЭ.

Таблица 5 - Параметры КРУЭ ELK-14

Параметры	КРУЭ ELK-14
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, А	50
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	135
Вид изоляции	элегазовая

3.2 Выбор выключателей

При выборе выключателя его номинальные параметры сравниваются с параметрами сети в месте его установки. Выключатель выбирается по наиболее тяжелому режиму работы, который возможен в эксплуатации. Номинальное напряжение выключателя должно быть равно или больше номинального напряжения защищаемой сети. Номинальный длительный ток выключателя должен быть больше номинального тока установки. Номинальный ток отключения выключателя должен быть больше максимального расчетного тока короткого замыкания к моменту расхождения контактов. При определении необходимо рассмотреть все возможные варианты КЗ и выбрать наиболее тяжелый вероятный режим.

Для проверки выключателя на термическую стойкость нужно определить величину B_k теплового импульса КЗ, характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{отк}$.

При удаленном к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) \quad (9)$$

где $t_{отк}$ - время отключения для данного выключателя, равное 3, с;

Ta - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания из таблицы 6, с.

Таблица 6 - Средние значения отношения постоянной времени Ta для характерных ветвей, примыкающих к точке КЗ

Наименование ветви или место КЗ	T_a , с
КЗ за кабельной линией 6-10 кВ	0,01
КЗ за трансформатором мощностью 1000 кВ·А	0,02
КЗ на присоединении РУ повышенного напряжения подстанции	0,05
КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции	0,06

Для выключателей Q1, Q2 B_k будет равен:

$$\hat{A}_e = 14,5^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 588,7 \hat{A}^2 \cdot \tilde{n}$$

Выбор выключателей входящих в состав КРУЭ ELK SP 14 245-63/4000 представлен в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор выключателя ELK SP 14 245-63/4000

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб\max} = 1500$ А	$I_{ном} \geq I_{раб\max}$
$I_{откл} = 63$ кА	$I_{по}^{(3)} = 4,041$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$I_{вкл} = 170$ кА	$I_{по}^{(3)} = 4,041$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{дин} = 170$ кА	$i_{y\partial} = 10,287$ кА	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_T^2 \cdot t_T = 11907$ кА ² *с	$\hat{A}_e = 588,7 \hat{A}^2 \cdot \tilde{n}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Выключатель, входящий в ячейку КРУЭ ELK-14, соответствует расчетным данным.

3.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей, заземлителей производится также, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность. Выбор разъединителя, входящего в состав КРУЭ ELK – 14 представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Проверка разъединителя ELK TW 14 245-63/4000

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб\max} = 1500$ А	$I_{ном} \geq I_{раб\max}$
$I_T^2 \cdot t_T = 11907$ кА ² *с	$\hat{A}_e = 588,7 \hat{A}^2 \cdot \tilde{n}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

3.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. По требованиям ПУЭ трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А или 1 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности.

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению, току первичной цепи и проверяется по току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при КЗ [1].

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке можно сделать допущение, что т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать:

$$Z_2 = r_2.$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$r_{\text{пров.}} \leq Z_{2\text{доп}} - (\sum r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}), \quad (10)$$

где $r_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$Z_{2\text{доп}} = r_{2\text{доп}}$ – допустимая вторичная нагрузка ТТ, Ом;

$r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (не должно быть выше 0,05).

$$r_{2\text{доп}} = \frac{S_{\text{номТТ}}}{I_{2н}^2}. \quad (11)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (12)$$

Для определения $S_{\text{приб}}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ. Перечень измерительных приборов приводится в [3].

Приборы, подключаемые к ТТ линейной ячейки 220 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Приборы, подключаемые к ТТ линейной ячейки 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА9054/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП8506/20	0,5	-	0,5
Варметр	ЦЛ9260Е411011	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СЕ101	2,5		2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5		2,5
ИТОГО		7,5	1,5	7,5

По данным таблицы 9 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Отсюда общее сопротивление приборов и максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{1^2} = 7,5 \text{ Ом};$$

Допустимая вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2\text{дон}} = \frac{20}{1^2} = 20 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пров}} = 20 - (7,5 + 0,05) = 12,45 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение провода можно определить из соотношения:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}. \quad (13)$$

где $l_{\text{расч}} = 100 \text{ м}$ – приблизительная расчётная длина соединительных проводов

для цепей РУ 220 кВ (таблица 10);

$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление для меди;

Таблица 10 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$l, \text{ м}$
220	100

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{12,45} = 0,141 \text{ мм}^2$$

Согласно [8] (ПУЭ) по условию прочности, для медных жил сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$. Принимаем для монтажа медный провод сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Для трансформатора тока линейной ячейки $B_{\text{к}}$ будет равен:

$$\hat{A}_{\text{е}} = 14,5^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 588,7 \text{ еА}^2 \cdot \text{н}$$

Таблица 11 – Проверка ТТ линейной ячейки ELK CM 14

Расчётные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{раб} = 1875 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
	Класс точности 0,2	
$i_{y\delta} = 10,287 \text{ кА}$	$i_{\delta_{ин}} = 170 \text{ кА}$	$i_{y\delta} < i_{\delta_{ин}}$
$\hat{A}\hat{e} = 588,7 \hat{e}\hat{A}^2 \cdot \hat{n}$	$I_{\delta i}^2 \cdot t_{\delta i} = 2976,8 \hat{e}\hat{A}^2 \cdot \hat{n}$	$Bк < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Как показывают расчеты, ТТ устанавливаемые в линейной ячейке удовлетворяют условиям выбора и проверки.

Аналогично выбираем и проверяем трансформаторы тока для ячейки с секционным выключателем.

Приборы, подключаемые к ТТ ячейке секционного выключателя 220 кВ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Приборы, подключаемые к ТТ ячейке секционного выключателя 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА9054/10	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		1,5	1,5	1,5

По данным таблицы 12 видно, что фазы загружены одинаково. Отсюда общее сопротивление приборов и максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$r_{приб} = \frac{1,5}{1^2} = 1,5 \text{ Ом};$$

Допустимая вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2доп} = \frac{20}{1^2} = 20 \text{ Ом}.$$

$$r_{пров} = 20 - (1,5 + 0,05) = 18,45 \text{ Ом}.$$

$$S_{min} = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,45} = 0,095 \text{ мм}^2$$

Принимаем для монтажа медный провод сечением 2,5 мм².

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока ячейки с секционным выключателем ELK CM 14

Расчётные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 94 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
	Класс точности 0,2	
$i_{уд} = 10,287 \text{ кА}$	$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{дин}$
$Bк = 41,314 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Bк < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как показывают расчеты ТТ устанавливаемые в ячейки с секционным выключателем удовлетворяют условиям выбора и проверки.

3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению сети;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}},$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$ - суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Определим нагрузку приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ. Для этого определяем перечень измерительных приборов подключённых к ТН [3]. Данный перечень представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	1,2 5	1	3	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	0,5	2	3	3
Ваттметр	ЦП8506/20	0,5	2	3	3
Частотомер	RDН1А	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	2,5	2	4	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	2	2	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	3	9
Осциллограф					
Итого:					62,75

$$S_{2\Sigma} = 62,75, \text{ ВА}$$

Результаты выбора и проверки трансформатора напряжения ELK PI 14 приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты проверки ТН ELK PI 14

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{1\text{ном}} = 2450 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{1\text{ном}}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 62,75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2н} = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2p} < S_{2н}$

Как видно из таблицы 15 трансформатор ELK PI 14 устанавливаемый в ячейках соответствует условиям выбора и проверки ТН.

3.6 Выбор токопроводов

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительно допустимому току нагрузки. $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$. По экономической плотности тока не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шиносоединительного и секционного выключателей.

В конструкции КРУЭ ELK-14 для соединения элегазового оборудования подстанции между собой используются элегазовые токопроводы. Линейные и угловые секции токопроводов выполнены в виде алюминиевых оболочек, в которых с помощью изоляционных элементов установлена алюминиевая токоведущая шина. Секции имеют фланцевые соединения, при этом токоведущая система одной секции токопровода соединяется с токоведущей системой другой секции штепсельным разъемом.

Максимальный рабочий ток шины равен $I_{\text{max}} = 1875 \text{ А}$.

Токоведущие шины которыми комплектуется КРУЭ на 220 кВ с рабочим током 2000 А, имеет сечение $q = 1785 \text{ мм}^2$, и рассчитана на длительно допустимый ток равный $I_{\text{доп.ном}} = 2820 \text{ А}$.

С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 уточним длительно допустимый ток:

$$I_{\text{доп}} = 2820 \cdot 0,94 = 2655 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{max}} = 1875 \text{ А}$$

Как видно из сравнения наибольший рабочий ток меньше длительно допустимого тока шин, таким образом выбор шин сделан верно.

3.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{\text{нр}}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{\text{н.р.}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном.сети}}, \quad (14)$$

$$U_{\text{н.р.}} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

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

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле [1]:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B},$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

Проверка ОПН КРУЭ 220 кВ по номинальному и длительно допустимому напряжению представлена в таблице.

Таблица 16 – Проверка ОПН

Вид РУ	Характеристика ОПН	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Длительно допустимое напряжение, кВ
КРУЭ 220кВ	ОПН EXLIM Q-E-220/180	151,97	231

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА ПОДСТАНЦИИ

4.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по выражению:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \text{ кА} \quad (22)$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5}, \text{ кА}; \quad (23)$$

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}}, \text{ кА}; \quad (24)$$

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

- От максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.мах}, \text{ А}. \quad (25)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.мах} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{КЗ.внеш.мах}, \text{ А} \quad (26)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением аperiodических составляющих в токе КЗ, принимается $K_a = 2$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{\text{рег}}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{\text{рег}} = 0,10$);

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$ – наибольший ток при сквозном КЗ ($I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)}$).

Проверяем возможность использования реле без торможения (РНТ-560).

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{над.}} \cdot I_{\text{н.б.мах}} = K_{\text{над.}} \cdot (K_a \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}}, \text{ A}; \quad (27)$$

Проверка по чувствительности в минимальном режиме при КЗ на стороне 10 кВ.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}. \quad (28)$$

Реле без торможения, требуемую чувствительность обеспечивает.

4.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах[11].

В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

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

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зан.}}}{k_B} \cdot I_{\text{р.мах}}, \text{ A} \quad (29).$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

$k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{р.мах} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ A.} \quad (30)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{ср.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{МТЗ}}{k_T}, \text{ A.} \quad (31)$$

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

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{МТЗ}}. \quad (32)$$

где $I_{КЗ.мин}$ – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_{ч}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{р.мах.ВН} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \text{ A ;} \quad (33)$$

$$I_{МТЗ.В} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_в} \cdot I_{р.мах}, \text{ A ;} \quad (34)$$

$$I_{ср.В} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{МТЗ.В}}{k_{т.ВН}}, \text{ A;} \quad (35)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.\text{min}}}{I_{\text{MT3.B}}}; \quad (36)$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{p.max.CH}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.CH}}}, \quad A; \quad (37)$$

$$I_{\text{MT3.C}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{p.max.C}}, \quad A; \quad (38)$$

$$I_{\text{ср.C}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{MT3.C}}}{k_{\text{ТCH}}}, \quad A; \quad (39)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.\text{min}}}{I_{\text{MT3.C}}}; \quad (40)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{p.max.HH}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.HH}}}, \quad A \quad (41)$$

$$I_{\text{MT3.H}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{p.max.H}}, \quad A \quad (42)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.\text{min}}}{I_{\text{MT3.H}}} \quad (43)$$

4.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при

невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{сз.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \text{ А} \quad (44)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

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

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{сз.пВ}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} \text{ А.} \quad (45)$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{сз.п.С}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ}} , A . \quad (46)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{сз.п.Н}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ}} , A . \quad (47)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{k_{\text{ТВН}}} , A . \quad (48)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{сз.п.В}}}{k_{\text{ТВН}}} , A . \quad (49)$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{сз.п.С}}}{k_{\text{ТСН}}} , A . \quad (50)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{k_{\text{сх.}\Upsilon} \cdot I_{\text{сз.п.Н}}}{k_{\text{ТНН}}} , A . \quad (51)$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени[12].

Подробный расчет представлен в приложении В.

4.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора[11].

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

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

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

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. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [1].

Результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт релейной защиты трансформатора.

Наименование	Обозначение	220 кВ
1	2	3
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра соответствующей его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,777$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5
Схема соединения ТТ	–	Д
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{313 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 13,55$
Рабочий максимальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,777$

Ток срабатывания защиты, А	$I_{MTЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап}}{K_B} \cdot I_{p.max}$	$\frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 313,777 = 1107$
Коэффициент чувствительности	$K_{ч} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{MTЗ}}$	$\frac{14,5 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1107} = 11,382$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{CЗ.П} = \frac{K_{омс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 313,777 = 387,607$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{CЗ.П}}{n_T}$	$\frac{387}{30} \cdot 1 = 12,92$

5 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Расчет заземляющих устройств

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8) \quad (16)$$

$$S = (141 + 2 \cdot 1,8) \cdot (117 + 2 \cdot 1,8) = 17438,76 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (17)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (18)$$

где $T = t_{01} = 0,2 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 292,8 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (19)$$

$$\text{где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$$

где $T = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2,$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (20)$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 292,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 9 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (21)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 17438,76}{9} = 3875,28 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (22)$$

$$m = \frac{3875,28}{2 \cdot \sqrt{17438,76}} - 1 = 13,673$$

Принимаем: $m = 14$.

Длина стороны ячейки:

$$\hat{a} = \frac{\sqrt{S}}{m} = 9,43 \text{ м}; \quad (23)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 9,43 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (24)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{17438,76} \cdot (14 + 1) = 3961,59$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = 10 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (25)$$

$$n_{\hat{A}} = \frac{4 \cdot \sqrt{17438,76}}{10} = 52,822$$

Принимаю: $n_{\hat{A}} = 53$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (26)$$

где $\rho_{\text{э}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 4 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (27)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта ($\rho_1 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) .;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_0} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (28)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_0} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (29)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по

формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30}\right)^{0,1} = 30,8 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,3}{\sqrt{17438,76}} + \frac{1}{3961,59 + 53 \cdot 5} \right) = 0,077 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия, зависит от отношения:

$$\frac{l_A}{\sqrt{S}} = 0,038;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,3$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (30)$$

$$\alpha_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{17438,76}}{(30,8 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,32;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (31)$$

$$R_{\xi} = 0,077 \cdot 2,32 = 0,179$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется [13].

5.2 Расчёт молниезащиты

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:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На КРУЭ 220 кВ произведен расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (32)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,9 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (85)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,35 \text{ м.} \text{ – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 17 \text{ м.} \text{ – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_0 = 32,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (86)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (87)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (88)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение А, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>гсх на уровне 1-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне 2-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне земли, м</i>
<i>1-2</i>	<i>69</i>	<i>20,3</i>	<i>21,8</i>	<i>32,9</i>
<i>1-3</i>	<i>60</i>	<i>21,92</i>	<i>23,03</i>	<i>32,9</i>
<i>1-4</i>	<i>51</i>	<i>23,53</i>	<i>24,29</i>	<i>32,9</i>
<i>3-4</i>	<i>60</i>	<i>21,92</i>	<i>23,03</i>	<i>32,9</i>
<i>4-5</i>	<i>69</i>	<i>20,3</i>	<i>21,77</i>	<i>32,9</i>
<i>4-6</i>	<i>48</i>	<i>24,07</i>	<i>24,71</i>	<i>32,9</i>
<i>5-6</i>	<i>84</i>	<i>17,61</i>	<i>19,67</i>	<i>32,9</i>

4.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (37)$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной

полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (38)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (39)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (40)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (41)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

P_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

η_{on} – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (42)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{он_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_\alpha \cdot \psi_{np} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (43)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозовых часов;

$l_{он_зон}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_э$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

ψ_{np} – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{он}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{он}$ – Доля грозовых ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (44)$$

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000792 раза.

6. НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Общие положения

Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков в системе и вероятности их выхода. Задача определения показателей надежности ЭЭС при конкретных исходных данных включает в себя в общем случае: расчетную схему ЭЭС, состав работающего, ремонтируемого и резервного оборудования; показатели надежности элементов расчетной схемы; значения нагрузки потребителей в расчетной схеме.

Важным элементом энергосистемы является - подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью

рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных подстанциях характеризуются стационарными и переменными режимами, особенно при ступенчатом градиенте нагрузки.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

В своем проекте произвожу расчет вероятности безотказной работы подстанции «Биробиджан» относительно мощности, передаваемой автотрансформаторами, в нормальном и ремонтном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного автотрансформатора. Для оценки надежности подстанции необходимо:

- составить схему замещения для подстанции;
- показатели надежности каждого элемента схемы;
- выбрать модель представления выключателя;
- определить показатели надежности схемы с учетом возможного дефицита электроэнергии;
- учесть вероятность отказа и безотказной работы средств РЗ и А;

6.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_r}, \quad (45)$$

где ω -средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

t_B – среднее время восстановления элемента, ч.;

T_T – время года, ч.;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Показатели надежности элементов.

Элемент	ω , 1/год	T в, ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{оп}/a_k$
АТС 220 кВ	0,02	6	1	30	–
Выключатели	0,00	2	0	30	0,011
Разъединител	0,01	7	0	13	–
Шины 220 кВ	0,01	5	0	3	–
КЛ 220 кВ (на	0,5	1	2	17	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой - $q_T=0,00525$; $W=0,003087$;
- дифференциальной - $q_{ДЗТ}=0,0044$; $W=0,0102$;
- ДЗШ - $q_{ДЗШ}=0,0096$; $W=0,02636$;
- УРОВ – $q_{УРОВ} = 0,00078$; $W=0,02134$;
- АВР – $q_{АВР}=0,001$.

Вероятность безотказной работы элемента определяется по формуле:

$$p = 1 - g \quad (46)$$

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы элементов свожу в таблицу 20.

Таблица 20 – Вероятности работы элементов

№ элемента	g	P
1,4	$7,2 \cdot 10^{-4}$	0,999282
2,5	$5,8 \cdot 10^{-4}$	0,999418
3,6	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,99837
7-10	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
11-15	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
16,17	$2,97 \cdot 10^{-4}$	0,99997
19,20	$1,712 \cdot 10^{-4}$	0,999828

Составление схемы замещения.

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы и их РЗиА, а также оперативные переключения выключателя. Схема замещения составляется нормального и аварийного режимов.

Для начала необходимо изобразить исходную схему замещения (рис.5).

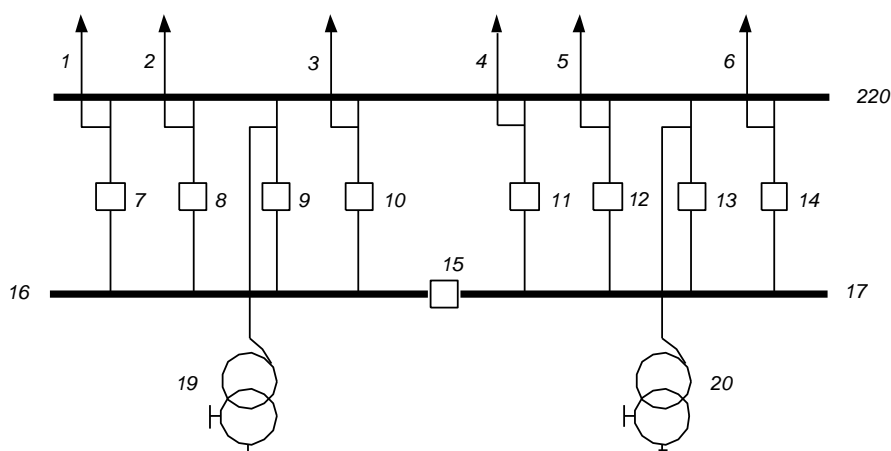


Рисунок 5 – Исходная схема замещения

Расчет модели отказа выключателя:

Вероятность отказа выключателя определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по формуле:

$$g = g_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum g_{PЗ}) \cdot (\sum g_{см}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (47)$$

где $g_{CT_B} = g_B + 2 \cdot g_P$ – статическая вероятность отказа выключателя;

a – коэффициент, учитывающий отсутствие или наличие АПВ; если АПВ есть, то $a = 1$, если АПВ нет $a = 0$;

$a_{кз}$ – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$ – относительная частота отказов выключателя;

$N_{он}$ – количество оперативных переключений за год, определяется по формуле:

$$N_{он} = 2 \cdot \mu_{pi} + \sum \mu_{p.см} + \mu_{p.выкл}, \quad (48)$$

где μ_p – частота капитальных ремонтов;

$\mu_{см}$ – частота капитальных ремонтов смежных элементов;

$\mu_{p.выкл}$ – частота капитальных ремонтов выключателя.

$$N_{он9,13} = 2 \cdot 0,166 + 1 + 0,166 + 0,14 = 1,9 \quad (49)$$

Полученное значение округляем в большую сторону до целого числа, то есть принимаем $N_{он6,7} = 2$. Рассчитанные значения $N_{он}$ заносу в таблицу 21

Таблица 21 – Количество оперативных переключений

№ модели отказа выключателя в схеме	N_{on}	g'
1	2	3
9	2	0.00803
13	2	0.00803
7	4	0.006
8	4	0.006
10	4	0.006
11	4	0.006
12	4	0.006
14	4	0.006
15	1	0.00402

Теперь необходимо начертить схему замещения, соответствующую рассчитанным моделям отказа выключателей.

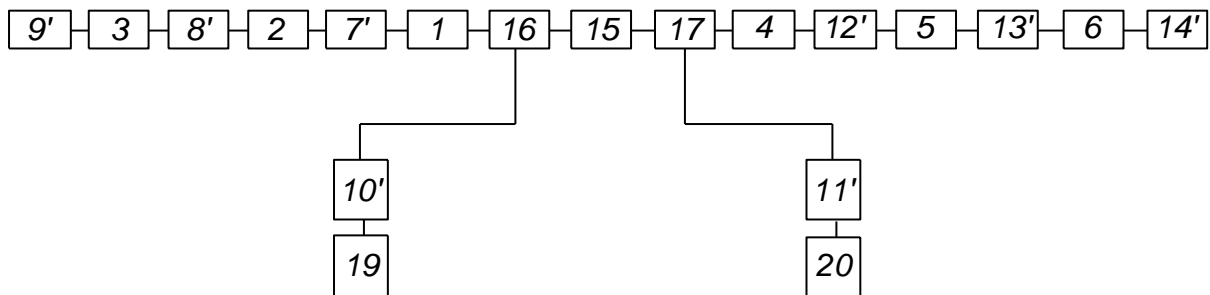


Рисунок 6 – Схема замещения моделей выключателей

Произведя математические операции, такие как сложение последовательных элементов и перемножение параллельных можно вычислить вероятность отказа подстанции:

$$g_c = (g'_9 + g_3 + g'_8 + g_2 + g'_7 + g_1 + g_{16} + g'_{10} + g_{19}) \times (g'_{14} + g_6 + g'_{13} + g_5 + g'_{12} + g_4 + g_{17} + g'_{11} + g_{20}) = 3,4 \cdot 10^{-7} \quad (50)$$

Вероятность безотказной работы подстанции будет определяться как

$$p_c = 1 - g_c = 1 - 3,4 \cdot 10^{-7} = 0,99999 \quad (51)$$

Определение вероятности отказа системы с учетом АВР:

Вероятность системы с учетом АВР определяется по полной формуле вероятности:

$$g_c(t) = g(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + g(S/\bar{A}_1A_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) + g(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot g(\bar{A}_2) + g(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot g(\bar{A}_2), \quad (52)$$

где $g(S/A_1A_2)$ – условие вероятности отказа системы при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и включения резерва;

$p(A_1)$ – вероятность отсутствия отказов срабатывания при автоматическом отключении повреждения;

$p(A_2)$ – вероятность отсутствия отказов при повреждении выключателя.

Пересчет веду для выключателя 220 кВ с учетом его АВР, принимая во внимание, что количество отходящих линий с шин равно 4:

$$g_{c220} = 3,4 \times 10^{-7} \cdot 0,999 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,999943 \cdot 0,0000187 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,0000187 = 5,3 \times 10^{-6}; \quad (53)$$

Отсюда $p_{c220} = 1 - 0,0000053 = 0,9999947$;

Определение вероятности отказа системы с учетом УРОВ.

Пересчет веду для выключателя 220 кВ с учетом его УРОВ:

$$g_{c110} = 5,3 \times 10^{-6} \cdot 0.99922 \cdot 0.9904 + 0.5 \cdot 0.00078 \cdot 0.9904 + 0.5 \cdot 0.99922 \cdot 0.0096 + 0.5 \cdot 0.00078 \cdot 0.0096 = 0,00008; \quad (54)$$

Отсюда $p_{c220} = 1 - 0,00008 = 0,99992$.

Определение среднего параметра потокоотказа системы с учетом преднамеренных отключений:

Средний параметр потокоотказа модели выключателя определяется по формуле:

$$\omega = \omega_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum \omega_{PЗ}) \cdot (\sum \omega_{см.}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (55)$$

где ω_{CT_B} – статический параметр потокоотказа выключателя;

$a_{кз}$ – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$ – относительная частота отказов выключателя;

$N_{он}$ – количество оперативных переключений за год.

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_I \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_I + \omega_I^* \cdot g_{IIPI} + \omega_{II}^* \cdot g_{IPI} = 0.027 \quad (56)$$

где $g_{IIPI} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_{Г}}$ – преднамеренный параметр вероятности отказа;

Таблица 22 – Количество оперативных переключений и параметр потокоотказа

№ модели отказа выключателя в схеме	$N_{он}$	ω'
1	2	3

9	2	0,029
13	2	0,029
7	4	0,037
8	4	0,037
10	4	0,037
11	4	0,037
12	4	0,037
14	4	0,037
15	1	0,025

$$\omega_1^* = \omega_{cI} - \omega_{ПР.НБ.I}, \quad (57)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{ПР.НБ.II}, \quad (58)$$

где $\omega_{ПР.НБ.} = \mu_{i,max}$;

Расчёт времени работы системы:

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot T_\Gamma = \frac{0,00008}{0,027} \cdot 8760 = 25 \text{ (часа)}; \quad (59)$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_C = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,027} = 37 \text{ (лет)}; \quad (60)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0.105 \cdot T_c = 0.105 \cdot 37 = 3,8 \text{ (лет)}; \quad (61)$$

6 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Герметизация КРУЭ обеспечивает высокую степень безопасности для операторов и другого персонала вследствие того, что невозможно случайно прикоснуться к какой-либо части коммутационной аппаратуры, находящейся под напряжением, т.е. без использования инструментов или чрезмерного усилия. Также предусмотрена защита от проникновения животных или актов вандализма. Последствия внутренней дуги обычно локализуются внутри оболочки за счет быстрого срабатывания защиты. Даже в наихудших условиях это ограничивается срабатыванием устройства сброса давления или сквозным прогаром после определенного времени. Никакая часть КРУЭ не взрывается и поврежденная зона ограничивается газовым отсеком.

6.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслоборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник.

На подстанции «Артём» установлено два трансформатора наружной установки марки АТДЦТН-125000/220/110-ХЛ1. Параметры автотрансформатора этой марки представлены в таблице 41 [2].

Таблица 23 – Параметры трансформатора АДЦТН-125000/220/110-ХЛ1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
АДЦТН-125000/220/110-ХЛ1	125	140,8	38,5	3282	7238	3238

Габариты маслоприемника для автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110-ХЛ1 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

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

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

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 .

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) осуществляется замена гравия.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Трансформаторы мощностью 125 МВА на напряжение 220 кВ, установленные на ПС «Артём» по паспортным данным имеют полную массу 164 т. Масса масла в трансформаторе составляет 38,5 т, а его объем вычисляется по выражению :

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (69)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла.

$$V = \frac{38,5}{0,895} = 43,017 \text{ м}^3;$$

Для трансформатора АТДЦТН-125000/220/110-ХЛ1 принимаем прямоугольный заглубленный маслосборник емкостью 44 м³ с установкой

металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (70)$$

где $L' = L + \Delta$ м - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 7,2$ м - длина трансформатора;

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

$B' = B + \Delta$ м - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 3,2$ м - ширина трансформатора.

$$L' = 7,2 + (2 \cdot 1,5) = 10,2$$

$$B' = 3,2 + (2 \cdot 1,5) = 6,2$$

$$S = 10,2 \cdot 6,2 = 63,24 \text{ м}^2$$

Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 \text{ м}, \quad (71)$$

$$h = \frac{43.017}{63,24} + 0,25 = 0,93$$

где $h_1 = 0,25$ м - толщина гравийной засыпки.

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, исключая 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 маслonaполненном 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.

6.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

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

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

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

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

Пожарная техника, предназначенная для защиты подстанции, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,

-инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

-относятся пожарные автоцистерны,

-насосно-рукавные автомобили,

-автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

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

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

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

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

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

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

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

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

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

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [14].

8 ЭКОНОМИКА

Расчёт объёма обслуживания

Расчёт объёма обслуживания заходов КЛ 220 кВ на ПС «Артём»:

$3000/100 \times 0,99 \times 2 = 59,4$ у.е.:

- 3000 – нормативное количество условных единиц на 100 км КЛ 220 кВ

- $0,99 \times 2$ – протяжённость заходов КЛ 220 кВ.

№ п/п	Основное оборудование	Ед.изм.	Кол - во
1	Автотрансформатор трехфазный 125000 кВА, номинальное напряжение 220/110/10 кВ	шт.	2
2	Трансформатор трехфазный, 40000 кВА, номинальное напряжение 110/35/20 кВ	шт.	2
	Оборудование 220кВ		
3	Ячейки КРУЭ-220 кВ (<i>однополюсного исполнения</i>)		
3.1	Ячейка отходящей линии с воздушным вводом, 220 кВ	шт.	2
3.2	Ячейка ввода трансформатора с воздушным вводом, 220 кВ	шт.	2
3.3	Ячейка перемычки, 220 кВ	шт.	2
3.4	Ячейка шинных аппаратов I и II системы шин	шт.	1
3.5	Проходной изолятор элегаз-воздух, 220 кВ	шт.	12
4	Ограничитель перенапряжений, 220 кВ	шт.	12
5	Шинная опора, 220 кВ	шт.	6

1.3 Календарный план строительства и потребность в строительномонтажных кадрах

Нормативная продолжительность строительства ПС 220/110/35/20 кВ «Артем» с двумя трансформаторами мощностью 125000 кВА принимается, согласно СНиП 1.04.03-85*

$$P_{пс} = K_t \times P_{норм.} = 1,2 \times 15 \text{ мес.} = 18 \text{ месяцев,}$$

$K_t = 1,2$ - территориальный коэффициент для Приморского края.

$P_{норм} = 15 \text{ мес.}$ - нормативная продолжительность строительства, для ПС напряжением 220/110 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 250000 кВА.

Продолжительность работ по отсыпке территории подстанции и подъездной автодороги привозным непучинистым грунтом (ПГС) в объеме 41454,5 м³ равна:

$$i_{г} = \frac{41454,5 \text{ м}^3}{377 \text{ м}^3 \times 1 \text{ смена} \times 22 \text{ дня}} = 5 \text{ дни}$$

377 м³ - объем отгружаемого грунта в смену, который может выполнить карьерный экскаватор;

1 смена - количество рабочих смен в день;

22 дня - количество рабочих дней в месяц.

Согласно СНиП 1.04.03-85*, общая продолжительность строительства подстанции увеличивается на одну треть от продолжительности вертикальной планировки при формировании территории привозными грунтами.

$$P_{пс\text{общ}} = P_{пс} + P_{пл} \times 0,3 = 18 + 5 \times 0,3 = 20 \text{ месяцев.}$$

Продолжительность строительства КЛ 220 кВ определена по СНиП 1.04.03-85*.

Основной составляющей стоимости строительно-монтажных работ является цена силового кабеля (7589,098 тыс. рублей), которая не может влиять на определение продолжительности строительства, трудоемкости и численности работников.

Стоимость СМР сооружения заходов КЛ 220 кВ в ценах 2016г. равна:

$$\tilde{N} = \frac{14019,89 - 7589,098}{11,61 \times 1,51 \times 0,95} = 386 \text{ ÷ } \hat{u} \tilde{n}. \hat{d} \acute{o} \acute{o} \acute{a} \acute{e}$$

14019,89 тыс. руб. - стоимость СМР по сооружению ЛЭП 220 кВ в базовых ценах 2016г.;

11,61 - индекс перехода цен от 1991г. к базовым ценам 2000г. (КО-ИНВЕСТ, выпуск 34);

1,51 x 0,95 - индекс перехода от цен 1984 г. к ценам 1991 г.

Продолжительность строительства захода КЛ с объемом СМР 3 86 тыс. руб. составляет 6 мес.

Согласно СНиП 1.04.03-85* , (раздел АЛ «Общих указаний...», пункт 8) продолжительность строительства комплекса ПС с заходами КЛ 220 кВ - 20 месяцев.

Средняя потребность в строителях ПС, определена расчетом через объем СМР

и плановой выработки, на одного работающего за год, в ценах I квартала 2000 г.

$$D_{i \tilde{N}} = \frac{52620,82 \times 12}{1100 \times 20} = 38 \div \hat{a} \hat{e}. \quad \text{“}$$

где: 52620,82 тыс. руб. - стоимость СМР сооружения ПС «Артем» 220 кВ в ценах 2000 г.;

12 - кол-во месяцев в году.

1100 тыс. руб. - плановая выработка на одного работающего за год в ценах 2000 года.

$P_{пс} = 20$ месяцев - общая продолжительность строительства ПС.

Средняя потребность в строителях КЛ, определена расчетом через объем СМР

и плановой выработки, на одного работающего за год, в ценах I квартала 2000 г.

$$D_{\text{кв}} = \frac{14019,89 \times 12}{1100 \times 6} = 26 \text{ чел.}$$

где: 14019,89 тыс. руб. - стоимость СМР сооружения захода КЛ 220 кВ в ценах 2000 г.;

12 - кол-во месяцев в году.

1100 тыс. руб. - плановая выработка на одного работающего за год в ценах 2000 года.

$P_{\text{зах.}} = 6$ месяцев - общая продолжительность строительства захода. Из общего количества работников должно быть:

Категории работников	ПС «Артем»	заходы КЛ 220 кВ	Всего
Рабочие - 80,2%	30	21	51
ИТР-13,2%	5	3	8
Служащие - 4,5%	2	1	3
МОП и охрана - 2,1 %	1	1	2

Трудоемкость строительства ПС составит 12151 чел. - дн.

$$D_{\text{тн}} = \frac{52620,82 \times 254}{1100} = 12151 \text{ чел. - дн.}$$

где: 52620,82 тыс. руб. - стоимость СМР сооружения ПС «Артем» 220 кВ
в ценах I квартала 2000г.;

254 - кол-во рабочих дней в году.

Трудоемкость строительства захода КЛ составит 3237 чел. - дн.

$$\dot{O}_{\text{ЭА}} = \frac{14019,89 \times 254}{1100} = 3237 \text{ чел. - дн.}$$

где: 14019,89 тыс. руб. - стоимость СМР сооружения захода КЛ

ЭКОНОМИКА

8 ЭКОНОМИКА

8.1 Определение капиталовложений в сооружение продольно-поперечного регулятора мощности

Капиталовложения в сооружение продольно-поперечного регулятора мощности определяются по следующему выражению:

$$K_{\text{ППРМ}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПН}}, \quad (101)$$

где $K_{\text{ТР}}$ - стоимость трансформатора 220 кВ мощностью 200 МВА;

$K_{\text{ПН}}$ - стоимость преобразователя напряжения.

$$K_{\text{ППРМ}} = 4 \cdot (15000 + 1000) = 64000 \text{ тыс. руб.}$$

8.2 Определение капиталовложений в сооружение шунтирующей связи

Капиталовложения в сооружение шунтирующей связи определяются по следующему выражению:

$$K_{ШС} = K_{ВЫКЛ} + K_{ВЛ}, \quad (102)$$

где $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателя 220 кВ;

$K_{ВЛ}$ - стоимость воздушного обхода.

$$K_{ВЛ} = K_{УД}^L \cdot \alpha_P \cdot L^L, \quad (103)$$

где $K_{УД}^L$ - удельные капиталовложения в воздушный обход ЛЭП соответствующего напряжения, 21 тыс.руб./км;

α_P - поправочный коэффициент к базовой стоимости ЛЭП для выбранного района строительства, для Дальнего Востока $\alpha_P = 1,4$;

L^L - длина воздушного обхода ЛЭП соответствующего напряжения, 0,1 км.

$$K_{ВЛ} = 21 \cdot 1,4 \cdot 0,1 = 2,94 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ШС} = 2 \cdot 3000 + 2 \cdot 2,94 = 6005,88 \text{ тыс. руб.}$$

8.3 Определение годовых амортизационных отчислений введённых основных производственных фондов

Любые объекты основных средств, кроме земли, под влиянием природных, технических и экономических факторов постепенно утрачивают свои первоначальные свойства и физические качества, подвергаясь износу.

Износом называется постепенная утрата основными средствами их стоимости в процессе функционирования. Различают физический износ, моральный, социальный, экологический.

На интенсивность физического износа в энергетике оказывает влияние ряд факторов:

- степень загрузки средств труда;
- качество изготовления и монтажа основного и вспомогательного оборудования;
- степень защиты основных фондов от влияния атмосферных и других внешних факторов;
- технический уровень эксплуатации, качество ремонтов оборудования и своевременность их проведения.

Кроме материального износа, основные средства подвергаются и моральному износу.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания их физического срока службы в результате создания новых более экономически выгодных видов оборудования.

Социальный износ основных средств наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства, и т.д.).

Экологический износ наступает, если основные средства не соответствуют современным требованиям охраны окружающей среды и рационального природопользования.

Правильное установление степени износа основных фондов имеет первостепенное значение для определения их восстановительной и остаточных стоимостей и размера амортизационных отчислений.

Использование нового, более совершенного оборудования может вызвать увеличение капитальных затрат, но при этом должно быть обеспечено

или увеличение выпуска продукции, или снижение ее себестоимости, а в ряде случаев и то и другое одновременно.

Для обеспечения непрерывного воспроизводства основных фондов к моменту их ликвидации в результате физического и морального износа необходимо иметь денежные средства, компенсирующие первоначальную стоимость этих фондов. Кроме того, в процессе эксплуатации необходимо выделять средства для проведения капитальных ремонтов и модернизации, обеспечивающих частичную компенсацию износа и восстановление стоимости оборудования. Для получения этих средств производятся амортизационные отчисления.

Амортизация – это процесс постепенного переноса стоимости изношенной части основных фондов на производимую продукцию с целью образования фонда денежных средств для последующего полного или частичного их восстановления.

Амортизационные отчисления производятся от первоначальной стоимости с амортизации представляет собой установленный в плановом порядке ежегодный процент погашения стоимости основных фондов за счет амортизационных отчислений.

Для определения годового размера амортизационных отчислений необходимо знать среднегодовую стоимость амортизируемых основных фондов (средств), срок их полезного использования и способ начисления амортизации, принятый в учетной политике организации.

В энергетике к начислению амортизации принят линейный способ

Определим размер годовых амортизационных отчислений для ППРМ.

ППРМ состоит из преобразователей напряжения, входящих в шестую группу со сроком службы от 10 до 15 лет /11/, и трансформаторов, входящих в седьмую группу со сроком службы от 15 до 20 лет.

Капитальные вложения в преобразователи напряжения составляют 4000 тыс. руб. Амортизационные отчисления составляют 6,7%

Капитальные вложения в силовые трансформаторы составляют 60000 тыс. руб. Амортизационные отчисления составляют 5%

$$A_{\Gamma}^{\text{ППРМ}} = K_{\text{ПН}} \cdot M_A^{\text{ПН}} + K_{\text{ТР}} \cdot M_A^{\text{ТР}}, \quad (104)$$

где $M_A^{\text{ПН}}$ - норма амортизационных отчислений для преобразователей,
 $M_A^{\text{ПН}} = 0,067$;

$M_A^{\text{ТР}}$ - норма амортизационных отчислений для силовых трансформаторов, M

$$A_{\Gamma}^{\text{ППРМ}} = 4000 \cdot 0,067 + 60000 \cdot 0,05 = 3268 \text{ тыс. руб.}$$

Определим размер годовых амортизационных отчислений для шунтирующей связи.

Шунтирующая связь состоит из выключателей, входящих в шестую группу со сроком службы от 10 до 15 лет /11/, и воздушных линий, входящих также в шестую группу.

Капитальные вложения в шунтирующую связь составляют 6005,88 тыс. руб. Амортизационные отчисления составляют 6,7%

$$A_{\Gamma}^{\text{ШС}} = K_{\text{ШС}} \cdot M_A^{\text{ШС}}, \quad (105)$$

где $M_A^{\text{ШС}}$ - норма амортизационных отчислений, $M_A^{\text{ШС}} = 0,067$.

$$A_{\Gamma}^{\text{ШС}} = 6005,88 \cdot 0,05 = 300,3 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные годовые отчисления на амортизацию для ЛЭП и подстанций спроектированной схемы электроснабжения.

$$\Delta A_{\Sigma \Gamma} = A_{\Gamma}^{ППРМ} + A_{\Gamma}^{ШС} \quad (106)$$

8.4 Определение численности дополнительного персонала

В связи с тем, что в эксплуатацию вводятся продольно-поперечный регулятор мощности, необходимо определить дополнительное количество производственных рабочих в «СЭС», выделенных специально для обслуживания данного регулятора. Для этого воспользуемся нормативами численности промышленно-производственного персонала /12/

При выборе численности персонала воспользуемся коэффициентами К1, К3.

К1 - коэффициент условий эксплуатации. В данной работе выбирается для Амурской области (таблица 4.1.16. находящаяся в /12 с.55 /);

К3 - коэффициент, учитывающий объем по группам устройств: ВЛ 35 кВ и выше и подстанций 35 кВ и выше (таблица 4.1.19, находящаяся в /12 с. 60 /).

Воспользовавшись таблицей 4.1.1, находящейся в /12 с. 35/, выберем численность рабочих по оперативному и техническому обслуживанию.

Численность рабочих выбирается в зависимости от количества присоединения с выключателями 6 кВ и выше на подстанции и от напряжения подстанции.

8.5 Расчёт изменений по статьям калькуляции

Основная оплата труда производственных рабочих

Примем установленную среднюю заработную плату для персонала, занятого на обслуживании ВЛ и П/Ст, 7000 руб.

Расчёт заработной платы проведём по формуле:

$$\Delta \text{ЗАР} = N_{\Gamma} \cdot K \cdot C_3, \quad (107)$$

где N_{Γ} - число месяцев в году, $N_{\Gamma} = 12$;

К – количество дополнительных работников;

Сз - средняя заработная плата.

$$\Delta ZAP = 12 \cdot 3 \cdot 7 = 252 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на социальные нужды с оплаты производственных рабочих.
Данную статью калькуляции определяем по формуле:

$$\Delta CH = \frac{(CH \cdot \Delta ZAP)}{ZAP} \quad (108)$$

где CH - отчисления на социальные нужды, CH=3071,0 тыс. руб.;

ZAP - основная оплата труда производственных рабочих год,
ZAP=7987,0 тыс. руб.

$$\Delta CH = \frac{3071 \cdot 252}{7987} = 96,89 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления на введённую сеть составляют:

$$\Delta A_{\Sigma G} = 3568,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования.

$$\Delta CЭО = \frac{\Delta A_{\Sigma G}}{A_{\Sigma G}} \cdot CЭО, \quad (108)$$

здесь $A_{\Sigma G}$ - амортизационные отчисления до ввода новых производственных мощностей;

$\Delta A_{\Sigma G}$ - изменения годовых амортизационных отчислений, связанные с вводом новых фондов.

$$\Delta CЭО = \frac{3568,3}{49744} \cdot 30711 = 2203$$

Цеховые расходы находятся в зависимости от основной оплаты труда и отчислений на социальные нужды по формуле:

$$\Delta ЦР = \frac{(\Delta ЗАР + \Delta СН) \cdot ЦР}{ЗАР + СН}, \quad (109)$$

где ЦР - цеховые расходы.

$$\Delta ЦР = \frac{252 + 96,89}{7987 + 3071} \cdot 14335 = 452,3 \text{ тыс.руб.}$$

Общехозяйственные расходы находятся в зависимости от основной оплаты труда и отчислений на социальные нужды по формуле:

$$\Delta ОР = \frac{(\Delta ЗАР + \Delta СН) \cdot ОР}{ЗАР + СН} \quad (110)$$

где ОР - общехозяйственные расходы.

После расчета получили:

$$\Delta ОР = \frac{252 + 96,89}{7987 + 3071} \cdot 16606 = 523,9 \text{ тыс.руб.}$$

При расчёте статьи калькуляции «Производственная себестоимость» необходимо суммировать все затраты.

$$C_{\text{ПРОИЗ}} = 128042,52 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость электрической энергии

$$C = C_{\text{ПРОИЗ}} / W, \quad (111)$$

где W – полезный отпуск электроэнергии.

Рассчитав, получаем:

$$C=129550,39/1503642 = 86 \text{ руб/тыс.кВт.ч}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был предложен и рассчитан вариант проектирования подстанции «Артём».

Схемы присоединения ПС к энергосистеме и питание потребителей приняты в соответствии с типовыми проектными решениями (схемы принципиальные электрические РУ напряжением 6-750 кВ подстанций), учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

220 кВ - четырёхугольник;

110 кВ - одна рабочая секционированная выключателем система шин;

10 кВ - рабочая, секционированная выключателем, система шин

Было принято решение выполнить схемы для 220 кВ и 110 кВ комплектными распределительными устройствами с элегазовой изоляцией производства компании АББ ELK-14 и ELK-04 соответственно.

Расчет токов КЗ выполнен в именованных единицах.

Выбор основного электрооборудования произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и динамическую стойкость, также был учтено географическое расположение подстанции.

Объем релейной защиты и автоматики выбран в соответствии с требованием ПУЭ. Расчет РЗ выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите и требованиями ПУЭ.

Выбраны устройства РЗА на трансформаторе:

- дифференциальная;
- газовая защита на реле;
- максимальная токовая защита от внешних КЗ;
- защита от перегрузки на сторонах 220, 110, 35, 20 кВ.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи четырех стержневых молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2004.
- 2 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат. 2008. - 604 с.
- 3 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 4 Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанции : Учебное пособие / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 2005. – 312 с.
- 5 Козлов, А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов. / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Учебно-методическое пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
- 6 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Т.3. В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский – М.: Издательство МЭИ, 2002.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (РД153-34.3-35.125-99) С.-П.: Издательство ПЭИПК.
- 8 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 9 <http://new.abb.com/ru>
- 10 Качинский, У. Руководство пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). / У. Качинский, У. Боек, Р.К. Болин. 81

11 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие./Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004.

12 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету релейной защиты и автоматики. М.: 2012.

13 Савина, Н.В. УМКД - 140203, 204,205, 211 Изоляция и перенапряжение Н.В. Савина, - Благовещенск, 2007.

14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб.: Изд-во Деан, 2001.