

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профес-
сионального образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и электро-
техника

Профиль – Релейная защита и автоматика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряже-
нием 110/35/10 кВ Бурун Приморского края

Исполнитель

студент группы 242 об5

(подпись, дата)

Э.О. Сафронов

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сафронова Эдуарда Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 110/35/10 кВ Бурун Приморского края

(утверждено 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: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа: 110 с., 20 рисунков, 34 таблицы, 30 источников, 4 приложений.

Трансформатор, выключатель, разъединитель, подстанция, трансформатор тока, трансформатор напряжения, характеристика района, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита, надёжность, безопасность и экологичность, срок окупаемости.

В данной выпускной квалификационной работе было произведено расчёт варианта реконструкции релейной защиты и автоматики подстанции “Бурун”. Определена надёжность работы подстанции. Произведены расчёты наибольших токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции; рассмотрен расчёт релейной защиты трансформатора, сборных шин. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции. Проведено экономическое обоснование защит принятых к установке.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Характеристика района расположения подстанции 110/35/6 «Бурун»	6
2. Выбор силовых трансформаторов	7
3. Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	9
3.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	9
3.2 Расчет короткого замыкания в максимальном режиме	12
3.3 Расчет короткого замыкания в минимальном режиме	17
4. Выбор электрических аппаратов	19
4.1 Выбор выключателей	19
4.2 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ	25
4.3 Выбор разъединителей	27
4.4 Выбор трансформаторов тока	27
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	32
4.6 Выбор шинных конструкций	35
4.6.1 Выбор и проверка ошиновки	35
4.6.2 Выбор и проверка жестких шин	36
4.7 Выбор ограничителей перенапряжения	38
5. Выбор и расчёт релейной защиты	40
5.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов	41
5.2 Выбор защиты трансформатора	44
5.3 Состав шкафа и конструктивное выполнение	45
5.3.1 Дифференциальная защита трансформатора	46
5.3.2 Максимальная токовая защита на стороне высшего напря-	

жения трансформатора	48
5.3.3 Устройство для блокировки РПН при перегрузке и при уменьшении напряжения	49
5.3.4 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	50
5.3.5 Дистанционная защита	51
5.3.6 Газовая защита трансформатора	52
5.4 Дополнительные функции терминала	52
5.5 Конфигурирование терминала	53
5.5.1 Выбор уставок ДЗТ	56
5.5.2 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению	58
5.6 Расчет релейной защиты ошиновки	60
5.6.1 Назначение шкафа	60
5.6.2 Выбор уставок	61
5.6.2.1 Выравнивание токов присоединений	61
5.6.2.2 Выбору уставок ДЗО	63
5.6.2.3 Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока	65
5.6.2.4 Выбор уставок УРОВ	67
5.6.2.5 Выбор уставок реле напряжения	67
5.6.2.6 Выбор уставок по выдержкам времени	67
6. Изоляция и перенапряжения	68
6.1 Расчёт заземления ОРУ 110 кВ	68
6.2 Расчет молниезащиты	72
7. Оценка надёжности ПС «Бурун»	76
8 Безопасность и экологичность	84
8.1 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики	84
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы	85

8.1.2 Техника безопасности при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики	88
8.1.3 Пусконаладочные работы	92
8.2 Экологичность	95
8.3 Чрезвычайные ситуации	105
Заключение	106
Библиографический список	107
Приложение А. Расчет токов короткого замыкания	
Приложение Б. Выбор электрического оборудования	
Приложение В. Расчет заземления и молниезащиты ОРУ 110 кВ	
Приложение Г. Расчет надежности	

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается вариант реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Бурун», а именно реконструкция релейной защиты и автоматики.

ВЛ 110 кВ Волна-Седанка-Академическая-Бурун с ПС 110/6 кВ Академическая и Седанка предназначены для надёжного электроснабжения потребителей северной части города (объектов Академгородка ДВО РАН, пригородных жилых районов и др.), которое будет обеспечено с созданием кольцевой схемы сети 110 кВ района и заменой изношенной действующей ВЛ 35 кВ Чайка-Седан-Ипподром-Академическая-Бурун. Схема рассматриваемой сети показана на рисунке 1.

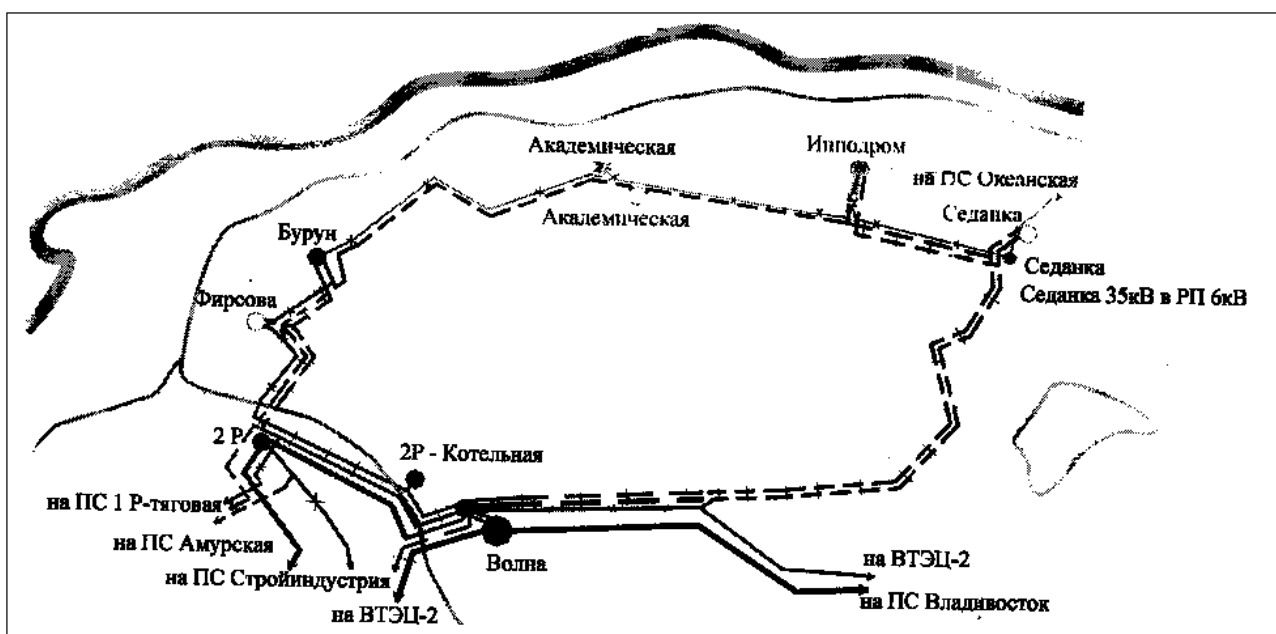


Рисунок 1 – Кольцевая схема сети северного района города

Электроснабжение рассматриваемого района осуществляется сегодня от ПС 110/35/6 кВ Бурун и трёх ПС 35/6 кВ Академическая, Ипподром, Седанка, центром питания которых является ПС 220/110/6 кВ Волна.

Пропускная способность ВЛ 35 кВ на участке Бурун-Седанка ограничена величиной 16 МВт и в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна-Бурун требуется ограничение нагрузки питающихся от ПС Бурун потребителей.

Максимальная электрическая нагрузка рассматриваемого района, питающегося от ПС Бурун, Академическая, Ипподром и Седанка, сегодня составляет порядка 44 МВт. В перспективе ожидается рост нагрузки района до 70

МВт за счёт развития потребителей быта и сферы услуг, ДВО РАН, городских очистных сооружений.

В отчётные годы (2014-2015 гг.) загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Бурун превышает нормируемую ПТЭ ~ на 15 % (составляет 32,5 МВА).

Дальнейшее развитие рассматриваемого района невозможно без усиления действующей схемы сети с заменой старых ВЛ и ПС 110/35 кВ на новые с необходимой пропускной способностью.

Для повышения надёжности электроснабжения и обеспечения дальнейшего развития северной части города с ожидаемым ростом нагрузки предлагается ряд мероприятий, одно из которых рассматривается в данной работе. Для повышения пропускной способности предлагается замена на ПС 110/35/6 кВ Бурун двух трансформаторов мощностью по 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора мощностью по 40 МВА. В связи с такой заменой необходимо произвести реконструкцию релейной защиты и автоматики.

1. Характеристика района расположения подстанции 110/35/6 «Бурун»

Приморский край является административной единицей Российской Федерации с 20 сентября 1938 года. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей. Приморье располагается на восточной окраине Евразии – величайшего материка земного шара – и на западном побережье Тихого океана – самого большого океана на Земле. В то же время Приморский край расположен на юге умеренного пояса Северного полушария и значительно вытянут в меридиональном направлении. Климатические условия края во многом определяются его географическим положением – на стыке Евразии и Тихого океана. Зимой здесь господствуют холодные континентальные воздушные массы, а летом прохладные океанические. В центральных и северных районах края климат более континентальный. Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом. От географического положения зависит величина и распределение солнечной радиации по территории края, и,

следовательно, степень нагревания земной поверхности, продолжительность дня и ночи, циркуляция воздушных масс. Южное положение территории края определяет положительность дня летом – около 16 часов; зимой этот показатель не превышает 8 часов. Над Приморьем устанавливается холодная, но сухая и солнечная погода. Господствующие ветры в это время – западных и северо-западных направлений. В первую половину лета, летний муссон несет с собой мелкие морозящие дожди. Поэтому в конце весны и первой половине лета (май-июнь) часто бывает пасмурная дождливая погода. Во второй половине лета и ранней осенью идут интенсивные и продолжительные ливневые дожди, нередко сопровождающиеся мощными, пришедшими из тропических районов циклонами-тайфунами. В Приморском крае устанавливается необычайно холодная для столь низких широт зима. Она продолжительная, с низкими температурами воздуха. В центральных и северных районах края продолжается 4-5 месяцев. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Снежный покров при значительной радиации сходит быстро, испаряясь и почти не образуя талой воды. Осень в Приморье теплая, сухая, ясная и тихая. Температура воздуха понижается медленно. Средняя температура января от -12 до -27 градусов. Абсолютный минимум -45 градусов. Средняя температура июля от +14 до +21 градуса.

2. Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории или $P_{\text{НМАХ}} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. На ПС 110 кВ, осуществляющих электроснабжение потребителей II-й и III-й категорий, допускается установка одного трансформатора до 6,3 МВА при наличии в сетевом районе централизованного передвижного транс-

форматорного резерва, дающего возможность замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\delta\delta} = \frac{S_{\bar{ii}} + S_{i\bar{i}}}{2 \cdot \hat{E}_{\zeta}} = \frac{11,5 + 32,5}{2 \cdot 0,7} = 31,428 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, $K_3 = 0,7$;

$S_{сн}$, $S_{нн}$ – мощность средней и низкой стороны соответственно, МВА.

По расчетной мощности трансформаторов определяем номинальную мощность трансформаторов.

При расчете формулы (1) получили значение $S_{mp} = 31,428$ МВА. Выбираем трансформаторы марки ТДТН - 40000/110/35/6.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и после аварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузке

$$K_3^{норм} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{n_T \cdot S_{Тном}} = \frac{11,5 + 32,5}{2 \cdot 40} = 0,55, \quad (2)$$

$$K_3^{ав} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} = \frac{11,5 + 32,5}{40} = 1,1, \quad (3)$$

Полученный коэффициент загрузки трехобмоточного трансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый 1.4, поэтому оставляем данный трансформатор.

3. Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования

3.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

По имеющимся данным расчётных токов короткого замыкания на 2006 год выделим участок, для которого будем проводить реконструкцию. Присылающие участки замещаем (вводим в схему замещения) эквивалентными ЭДС и сопротивлениями.

Для рассматриваемой подстанции составляем расчетную схему (рисунок 2) и электрическую схему замещения (рисунок 3).

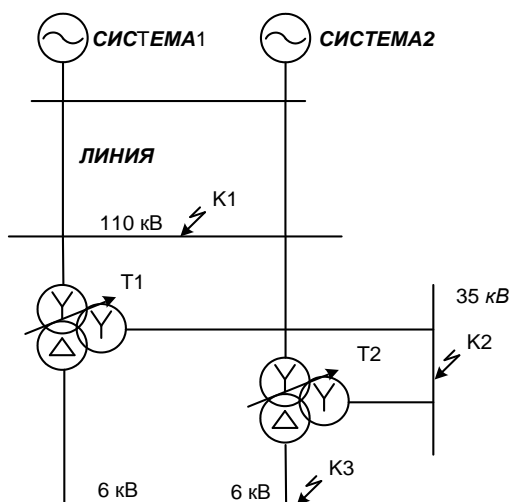


Рисунок 2 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

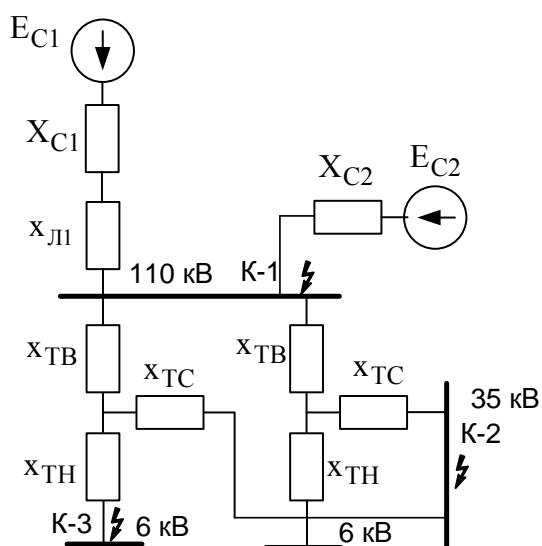


Рисунок 3 - Электрическая схема замещения

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения:

U_{cp} : 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37,5; 20; 18; 17,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. При этом считаем, что номинальные напряжения всех элементов данной ступени одинаковы и равны U_{cp} . Расчет производим в системе относительных единиц.

Все сопротивления схемы нумеруются порядковыми номерами.

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Расчет ведется в относительных единицах, поэтому принимаем определенные базисные условия: $S_b = 100$ МВА;

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трехобмоточных трансформаторов с номинальной мощностью $S_{T, ном} = 40$ МВ·А:

$$U_{кв-с} = 10,5 \% ; U_{кв-н} = 17,5 \% ; U_{кс-н} = 6,5 \% .$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{\hat{a}} = 0,5 \cdot (U_{\hat{a}\tilde{n}} + U_{\hat{a}\tilde{c}} - U_{\tilde{n}\tilde{c}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75; \quad (4)$$

$$U_{\hat{n}} = 0,5 \cdot (U_{\hat{a}\tilde{n}} + U_{\tilde{n}\tilde{c}} - U_{\hat{a}\tilde{c}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25; \quad (5)$$

$$U_{\hat{c}} = 0,5 \cdot (U_{\hat{a}\tilde{c}} + U_{\tilde{n}\tilde{c}} - U_{\hat{a}\tilde{n}}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75; \quad (6)$$

Сопротивления трехобмоточных трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{\delta\hat{a}} = \frac{U_{\hat{a}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{2 \cdot S_{\hat{c}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0,134; \quad (7)$$

$$X_{\delta\hat{n}} = \frac{U_{\hat{n}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{2 \cdot S_{\hat{c}}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0; \quad (8)$$

$$X_{\sigma i} = \frac{U_{\hat{e}i} \%}{100} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{S_{\hat{i}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,169; \quad (9)$$

Система:

$$E_{C1} = E_{C2} = 1 ;$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\max} \cdot S_{\hat{a}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}\zeta} \cdot U_{\hat{a}}^2}, \quad (10)$$

где U_{σ} – базисное напряжение, кВ;

U_{\max} – максимальное напряжение, кВ;

I_{K3} – ток короткого замыкания в максимальном режиме, кА;

S_B – базисная мощность, о.е.

$$X_{C1} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}\zeta 1}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 6} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,087 ;$$

$$X_{C2} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}\zeta 2}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 13,5} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,039 ;$$

Нагрузка:

$$\dot{A}_{\hat{i} 1} = \dot{A}_{\hat{i} 2} = 0,85;$$

Сопротивление нагрузки в относительных единицах:

$$\tilde{O}_{\hat{i} \hat{a}} = \tilde{O}_{\hat{i}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{S_{\hat{i} \hat{1} \hat{1}}} \quad (11)$$

где X_H – сопротивление нагрузки, Ом;

S_B – базисная мощность, о.е;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка, МВА.

$$\tilde{O}_{i1} = \tilde{O}_i \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{i\hat{i}35}} = 0,35 \cdot \frac{100}{11,5} = 3,043 \text{ о.е.};$$

$$\tilde{O}_{i2} = \tilde{O}_i \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{i\hat{i}6}} = 0,35 \cdot \frac{100}{32,5} = 1,077 \text{ о.е.};$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{\ddot{e}} = X_{\ddot{o}\ddot{a}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{U_{\ddot{n}\ddot{o}}^2}, \quad (12)$$

где $X_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{\text{ср}}$ – напряжение из среднего ряда, кВ.

$$\tilde{O}_{\ddot{e}} = 0,4 \cdot 3,6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,011;$$

3.2 Расчет короткого замыкания в максимальном режиме

Расчет производим для точки К – 1:

Преобразования схемы замещения приведены на рисунках 4, 5.

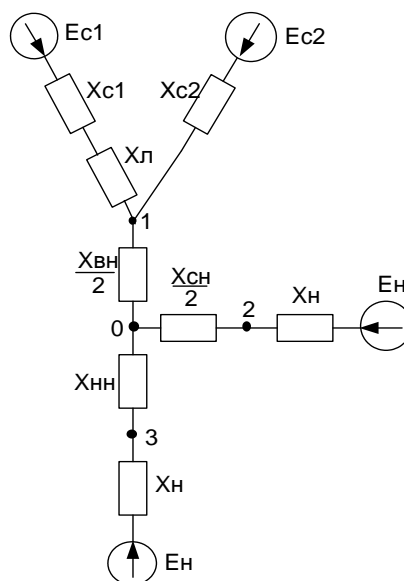


Рисунок 4 – Схема замещения

Эквивалентрируем схему:

$$\tilde{O}_1 = X_{C1} + X_{\tilde{e}} = 0,087 + 0,011 = 0,098;$$

$$\tilde{O}_2 = X_i + X_{\tilde{\alpha}} + X_{\tilde{\alpha}\tilde{\alpha}} = 1,077 + 0,169 + 0,134 = 1,38$$

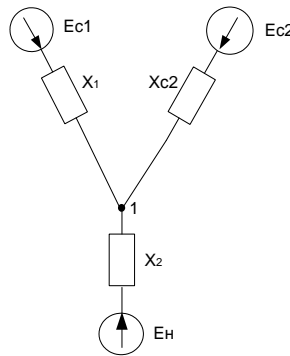


Рисунок 5 – Схема замещения для точки К-1 в максимальном режиме
Базисное значение тока КЗ:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{a}\dot{a}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \quad (13)$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания ($I_{п0}$) находится по формуле:

$$I_{i0} = \frac{\dot{A}_{\dot{y}\dot{e}\dot{a}}}{\tilde{O}_{\dot{y}\dot{e}\dot{a}}} \cdot I_{\dot{a}} \quad (14)$$

где $I_{\dot{a}}$ – базисный ток, о.е;

$X_{\text{эке}}$ – эквивалентное сопротивление схемы относительно точки к.з.,

$E_{\text{эке}}$ – эквивалентное эдс.

Определяем $I_{п0}$ для каждой ветви:

$$I_1 = \frac{\dot{A}_{\dot{n}}}{X_1} \cdot I_{\dot{a}} = \frac{1}{0,098} \cdot 0,502 = 5,112$$

$$I_2 = \frac{\dot{A}_{\hat{n}}}{X_{\hat{n}2}} \cdot I_{\hat{a}\hat{a}} = \frac{1}{0,039} \cdot 0,502 = 12,938$$

$$I_3 = \frac{\dot{A}_{\hat{i}}}{X_2} \cdot I_{\hat{a}\hat{a}} = \frac{1}{1,38} \cdot 0,502 = 0,309$$

Ток трёхфазного короткого замыкания будет равен сумме токов, сходящихся в узле:

$$I_{\hat{i}\hat{E}1} = I_1 + I_2 + I_3 = 5,112 + 12,938 + 0,309 = 18,359;$$

Ток двухфазного КЗ в точке К-1 определяется по формуле:

$$I_{\hat{i}\hat{E}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\hat{i}\hat{E}1}^{(3)} \quad (15)$$

$$I_{\hat{i}\hat{E}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,359 = 15,899$$

Для определения однофазных токов необходимо знать эквивалентные сопротивления нулевой и обратной последовательности. Сопротивление обратной последовательности в приближённом расчёте принимаем равным сопротивлению прямой последовательности. Сопротивления некоторых элементов в схеме замещения нулевой последовательности несколько отличаются от сопротивления прямой последовательности. Изменится сопротивление линии.

Сопротивление линии для нулевой последовательности:

$$\tilde{O}_{\hat{e}0} = 3 \cdot \tilde{O}_{\hat{e}} = 3 \cdot 0,011 = 0,033; \quad (16)$$

Сопротивление системы для нулевой последовательности определяется следующим образом:

$$X_{0C} = \frac{U_{\max} \cdot S_{\hat{a}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}C}^0 \cdot U_{\hat{a}}^2}, \quad (17)$$

где $U_б$ – базисное напряжение, кВ;

U_{max} - максимальное напряжение, кВ;

$I_{KЗ}^0$ – ток замыкания на землю в максимальном режиме, кА;

S_B – базисная мощность.

$$X_{0C1} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}Q\tilde{N}1}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 6,6} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,079 ;$$

$$X_{0C2} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}Q\tilde{N}2}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 11} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,048 ;$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К –1:

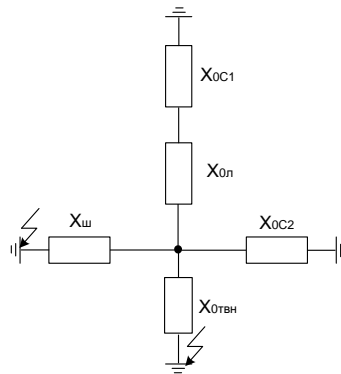


Рисунок 6 – Схема замещения для однофазного короткого замыкания в максимальном режиме

$$X_{экв0Л} = X_{0C1} + X_{0Л} = 0,079 + 0,033 = 0,112$$

Суммарное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\Sigma 01} = \frac{1}{\frac{1}{\tilde{O}_{\hat{y}\hat{e}\hat{a}01}} + \frac{1}{\tilde{O}_{0\tilde{N}2}} + \frac{1}{\tilde{O}_{0\hat{a}\hat{a}1}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,112} + \frac{1}{0,048} + \frac{1}{0,134}} = 0,027; \quad (18)$$

Ток однофазного КЗ будет равен:

$$I_{\Sigma 01} = \frac{3 \cdot E_C}{X_{\emptyset} + X_{\Sigma 01}} \cdot I_{\hat{a}} \quad (19)$$

где E_C – ЭДС системы;

$X_{\Sigma np}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

X_{III} – сопротивление шунта;

$X_{III} = X_{\Sigma np} + X_{\Sigma обр}$, т.к. $X_{\Sigma np} = X_{\Sigma обр}$, то $X_{III} = 2X_{\Sigma np}$

Отсюда

$$I_{\Sigma 01} = \frac{3 \cdot E_C}{2 \cdot X_{\Sigma \dot{\gamma}} + X_{\Sigma 01}} \cdot I_{\dot{\gamma}} = \frac{3}{2 \cdot 0,027 + 0,027} \cdot 0,502 = 18,527$$

Определяем ударный ток для точки К – 1:

$$i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = \sqrt{2} \cdot I_{\dot{\gamma}} \cdot K_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}}; \quad (20)$$

где $K_{y\delta}$ – ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}, \quad (21)$$

где t – время наступления ударного тока короткого замыкания ($t = 0.01$ с);

T_a – время затухания периодической составляющей тока короткого замыкания.

Значения $K_{y\delta}$ и T_a для простоты определяются по таблице /23, т.3.8/.

$$i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{N}1} = \sqrt{2} \cdot 5,112 \cdot 1,608 = 11,615;$$

$$i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{N}2} = \sqrt{2} \cdot 12,938 \cdot 1,608 = 29,394;$$

$$i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{f}} = \sqrt{2} \cdot 0,309 \cdot 1,82 = 0,795;$$

$$i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{N}1} + i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{N}2} + i_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{f}} = 11,615 + 29,394 + 0,795 = 42,828.$$

Подробный расчет токов короткого замыкания представлен в приложении А. Результаты сведены в таблицы 1 и 2.

Таблица 1 – Результаты расчетов токов КЗ в максимальном режиме

Точка КЗ	Базисный ток ступени, кА	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток однофазного КЗ, кА	Ударный ток, кА
К1	0,502	18,359	15,899	18,527	42,828
К2	1,54	10,543	9,131	3,312	23,386
К3	9,164	34,925	30,246	-	81,52

3.3 Расчет короткого замыкания в минимальном режиме

В минимальном режиме в системе выведена из работы линия Бурун – Академическая.

Преобразование схемы замещения приведено на рисунке 5.

Сопротивление системы:

$$X_C = X_{C2} = 0,039;$$

$$\tilde{O}_2 = X_1 + X_{\text{от}} + X_{\text{дд}} = 1,077 + 0,169 + 0,134 = 1,38;$$

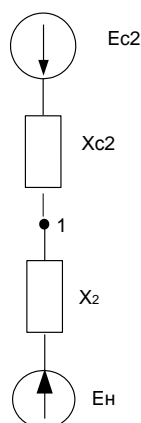


Рисунок 7 – Схема замещения для точки К-1 в минимальном режиме

Базисное значение тока КЗ:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{a}\dot{a}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502$$

Определяем I_{n0} для каждой ветви:

$$I_1 = \frac{\dot{A}_{\tilde{n}}}{X_{\tilde{N}}} \cdot I_{\dot{a}} = \frac{1}{0,039} \cdot 0,502 = 12,938;$$

$$I_2 = \frac{\dot{A}_f}{X_2} \cdot I_{\dot{a}} = \frac{1}{1,38} \cdot 0,502 = 0,309;$$

Находим сумму токов, сходящихся в узле:

$$I_{\dot{i}\dot{i}\hat{E}1} = I_1 + I_2 = 12,938 + 0,309 = 13,247;$$

Определяем ударный ток для точки К – 1:

$$i_{\dot{a}\dot{a}\tilde{N}2} = \sqrt{2} \cdot 12,938 \cdot 1,608 = 29,394;$$

$$i_{\dot{a}\dot{a}f} = \sqrt{2} \cdot 0,309 \cdot 1,82 = 0,795;$$

$$i_{\dot{a}\dot{a}} = i_{\dot{a}\dot{a}\tilde{N}2} + i_{\dot{a}\dot{a}f} = 29,394 + 0,795 = 30,189$$

Ток двухфазного КЗ в точке К-1:

$$I_{\dot{i}\dot{i}(\hat{E}1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,247 = 11,472$$

Сопротивление системы для нулевой последовательности:

$$X_{0C2} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}Q\tilde{N}2}} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{U_{\dot{a}}^2} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 11} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,048 ;$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К – 1:

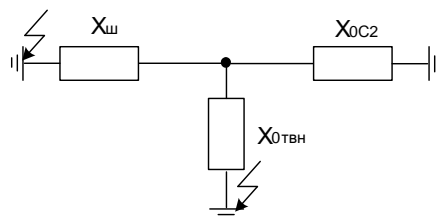


Рисунок 8 – Схема замещения для однофазного короткого замыкания в минимальном режиме

Суммарное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{\tilde{X}_{0\text{Н}2}} + \frac{1}{\tilde{X}_{0\text{д}а\text{т}}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,048} + \frac{1}{0,134}} = 0,035; \quad (22)$$

Ток однофазного КЗ будет равен:

$$I_{\Sigma 01} = \frac{3 \cdot E_c}{2 \cdot X_{\Sigma r\delta} + X_{\Sigma 01}} \cdot I_a = \frac{3}{2 \cdot 0,092 + 0,035} \cdot 0,502 = 6,893$$

Таблица 2 – Результаты расчетов токов КЗ в минимальном режиме

Точка КЗ	Базисный ток ступени, кА	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток однофазного КЗ, кА	Ударный ток, кА
К1	0,502	13,247	11,472	6,893	30,189
К2	1,54	9,941	8,609	2,736	22,9
К3	9,164	34,035	29,475	-	79,497

4. Выбор электрических аппаратов

4.1 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д. Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (23)$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (24)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (25)$$

- по отключающей способности:

$$I_{nt} \leq I_{откл\ ном} \quad (26)$$

Выбор выключателей производится исходя из наиболее тяжелого аварийного режима, которым в данном случае является трехфазное короткое замыкание. Ремонтная перемычка включена. Ниже (на рисунке 9) приведена схема, демонстрирующая условия выбора выключателей. Ввиду отсутствия данных о потоках мощностей, в качестве номинального тока протекающего через выключатели ОРУ 110 кВ принимается ток равный максимальной токовой нагрузке провода $I_{нр} = 605 \text{ А}$.

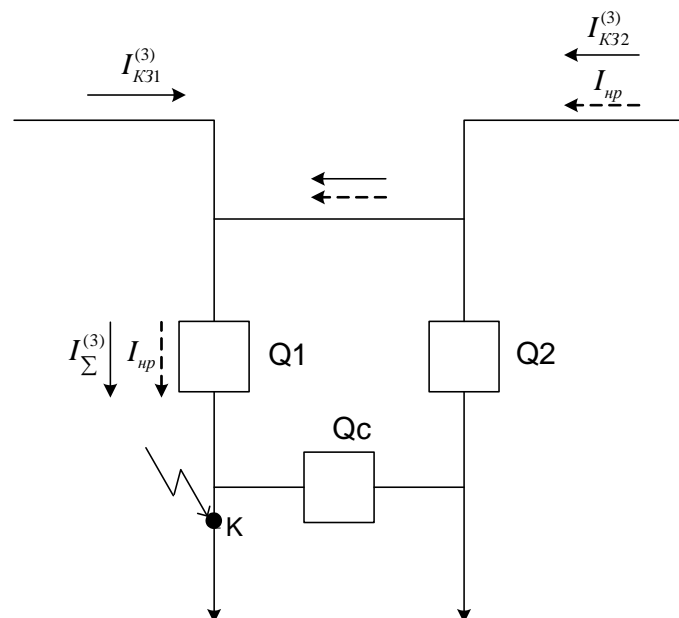


Рисунок 9 – Схема условий выбора выключателей

На высокой стороне были выбраны элегазовые выключатели типа ВГБУ-110 - 40/2000 У1 наружной установки.

Выключатели серии ВГБУ элегазовые баковые автокомпрессионного типа, оснащены гидроприводом типа ПГВЭ, поставляется вместе с выключателем. Разработчик АО «НИВА», изготовитель АО «Электроаппарат» С. Петербург. Предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 и 60 Гц напряжением 110, 220, 330, 500 кВ. Климатическое исполнение выключателя У1, высота над уровнем моря 1000 м, температура окружающей среды от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$; при гололеде с коркой не более 20 мм допустимая скорость ветра не более 15 м/с; при отсутствии гололеда не более 40 м/с. Допустимое тяжение проводов в горизонтальной плоскости, приложенное к выводам полюса, не более 1500 Н. Окружающая среда не взрывоопасная, атмосфера типа II по ГОСТ 15150.

Выключатель типа ВГБУ состоит из трёх полюсов с общим приводом. Полюса крепятся на металлической раме. Полюс выключателя представляет собой герметичный резервуар, выполненный из алюминия, в котором размещено одноразрывное автокомпрессионное дугогасительное устройство. На патрубки резервуара выключателя установлены трансформаторы тока. Внутренние полости выключателя и трансформатора тока заполнены элегазом (под одним избыточным давлением), служащим изоляционной и дугогасительной средой.

В выключателе изоляционная тяга соединяется с подвижным контактом дугогасительной камеры. Соединение подвижного и неподвижного контактов с токоведущими частями других элементов выключателя осуществляется специальными контактами, закрепленных на дисковых изоляторах. Контактные части закрыты экраном. Фильтр-поглотитель служит для очистки элегаза от продуктов разложения, образующихся при гашении дуги, а также поглощения остаточной влаги. Все части элегазового выключателя находятся внутри герметизированной оболочки.

Выключатели на 110 кВ имеют один разрыв. Дугогасительное устройство выключателя состоит из подвижной и неподвижной частей, закрепленных на изоляционном цилиндре.

Подвижная часть состоит из блока направляющих корпусов и главного подвижного контакта и неподвижного цилиндра, фторопластового сопла и дугогасительного контакта. Все эти детали закреплены на полой штоке, который соединен с изоляционной тягой. Переход тока с подвижного контакта на цилиндр осуществляется скользящими контактами.

Дугогасительное устройство представляет собой автокомпрессорную камеру, в которой создается необходимое давление элегаза за счет движения контакта поршня в неподвижном цилиндре. При отключении сначала прохождение тока осуществляется через контакт-поршень и подвижный контакт, а далее через главный контакт и дугогасительный. При этом в цилиндре создается автокомпрессионное давление газа. После размыкания дугогасительных контактов между ними возникает дуга, которая гасится в нуле тока за счет обдува элегазом под действием автокомпрессионного сжатия и автогенерации за счет дуги.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по следующей формуле (kA^2c):

$$B_{\text{т}} = I_{\text{в}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (27)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Расчетная продолжительность КЗ:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{АПВ}}, \quad (28)$$

где $t_{\text{р.з}}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи с учетом действия АПВ, с;

$t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя, с.

Проверка по термической устойчивости выключателя Q1:

$$B_{\epsilon} = 18,359^2 \cdot ((0,2 + 0,06) + 0,025) = 96,06 \text{ кА}\cdot\text{с}.$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{\dot{a}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i0} \cdot \dot{a}^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 18,359 \cdot \dot{a}^{\frac{0,06}{0,025}} = 2,362 \text{ кА}. \quad (29)$$

Амплитудное содержание апериодической составляющей тока КЗ $\beta_{\text{НОМ}}$ относится к моменту времени τ и сравнивается с расчетным:

$$\beta_{\text{НОМ}} \geq \beta,$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ – номинальное содержание апериодической составляющей тока КЗ выключателя, по каталожным данным (45 %);

β - расчетное значение, определяется по нижеприведенному выражению:

$$\beta = \frac{i_{\dot{a}\tau}}{\sqrt{2}I_{i0}} \cdot 100 \%, \quad (30)$$

Тогда, по выражению (30):

$$\beta = \frac{2,362}{\sqrt{2} \cdot 18,359} \cdot 100 = 9,1 \%,$$

Отсюда,

$$45 \% > 9,1 \%$$

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для Q1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 605 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 42,828 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{СКВ}$

$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 96,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{OTKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 18,359 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{OTKL}$

Все условия выполняются. Следовательно принимаем к установке данный выключатель.

Аналогично проверяются выключатели Q2 и Qc.

Полный расчет приведен в приложении Б.

Сопоставления расчетных и каталожных данных представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для Q2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 605 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 42,828 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 96,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{OTKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 18,359 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{OTKL}$

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для Qc

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 605 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 29,394 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 47,707 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{OTKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 12,938 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{OTKL}$

На средней стороне был выбран выключатель элегазовый баковый с электромагнитным приводом типа ВГБЭ-35-II.

Расчет приведен в приложении Б.

Результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630$ А	$I_{pMAX} = 190$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 35$ кА	$I_{уд} = 23,386$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 468,75$ кА ² с	$B_K = 32,235$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{откл} = 12.5$ кА	$I_{по} = 10,543$ кА	$I_{по} \leq I_{откл}$

Условия выполняются.

4.2 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6 –10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

В качестве распределительного устройства на напряжение 6 кВ было выбрано К-63У1М, характеристики которого приведены в таблице 5.

Таблица 7 – Характеристики КРУ К-63 У1М

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6-10

Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	400,630,800,1000,1250,1600, 2000, 3150
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий мм ²	4 (3 x 240)
Номинальный ток отключения выключателя встраиваемого в КРУ, кА	16, 20, 31,5,40
Номинальный ток электродинамической стойкости	40, 50, 80,128
Термическая стойкость	до 40/3

Продолжение таблицы 7

1	2
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Обслуживание шкафов	двустороннее
Тип выключателя	ВКЭ, VD4, ВБПВ, ВВЭ-М, ВБМ, ВБП, ВБКЭ, ВВ/TEL, VF, HD4/GT, LF1, LF2, LF3

Для установки в КРУ примем элегазовые выключатели серии VF – 07.16.40, выбор выключателя приведен в приложении Б. Результаты сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя на КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6$ кВ	$U_p = 6$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600$ А	$I_{PMAH} = 1564$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 125$ кА	$I_{УД} = 81,52$ кА	$I_{УД} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 4800$ кА ² с	$B_K = 1049$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH}$

$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 34,925 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
----------------------------	------------------------------	------------------------

Условия выполняются.

4.3 Выбор разъединителей

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

На стороне высокого напряжения выберем разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа марки:

РГН-1-110/1000 УХЛ1,

РГН-2-110/1000 УХЛ1,

соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Полный расчет приведен в приложении Б.

На стороне среднего напряжения устанавливаются разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа марки:

РГ 16-35/1000 УХЛ1,

РГ 2-35/1000 УХЛ1

Результаты сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 190 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I^2_{терм} * t = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,235 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{терм} * t$
$I_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,386 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$

Условия выполняются

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и

релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

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

- при $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_n \leq 35$ кВ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

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

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТВ 110-УІ. Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Трансформатор тока ТВ 110-УІ выключателей Q1 и Q2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 605$ А	$I_{1ном} = 1000$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,068$ Ом	$Z_{2ном} = 1,2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 42,828$ кА	$I_{дин. н.} = 62$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 96,06$ кА ² с	$I_{от}^2 \cdot t_{от} = 14^2 \cdot 3 = 588 \hat{e} \hat{A}^2 \hat{c}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 11 – Трансформатор тока ТВ 110-УІ выключателя Qc

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 605$ А	$I_{1ном} = 1000$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 1,068$ Ом	$Z_{2ном} = 1,2$ Ом	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 29,394$ кА	$I_{дин. н.} = 62$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 47,707$ кА ² с	$I_{от}^2 \cdot t_{от} = 14^2 \cdot 3 = 588$ А ² ñ	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать: $Z_2 = r_2$.

$$Z_{2p} = r_{i\delta\epsilon\acute{a}} + r_{np} + r_{\epsilon}\pi, \quad (31)$$

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

$r_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{i\delta\epsilon\acute{a}} = \frac{S_{i\delta\epsilon\acute{a}}}{I_{2i}^2} \quad (32)$$

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ (Таблица 12). Все приборы выбираются в соответствии с /23, таб. 4.11/.

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом} \quad (33)$$

где $l_{расч} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

S_{np} – сечение проводов, принимаем $s_{np} = 4$ мм².

$$Z_{2p} = 0,26 + 0,708 + 0,1 = 1,068 \hat{I} \text{ i}$$

Таблица 12 – Приборы, подключаемые к ТТ ТВ-110-У1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	2	3	4	
1	А	В	С	5
Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА 3020
Ваттметр	0,5	-	0,5	СР 3020

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Варметр	0,5	-	0,5	СР 3020
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	A2R-3AL-C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	A2R-3AL-C2-T
Сумма	6,5	-	-	

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТВ 35-У1 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 2,5 мм².

Таблица 13 – Трансформатор тока ТВ 35Б

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 190$ А	$I_{1ном} = 600$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	

	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,76 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 23,386 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 32,235 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mн} = 31 \text{ кА}, \quad t_{mн} = 3 \text{ с}$ $I_{\delta i}^2 \cdot t_{\delta i} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ А}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 14 – Приборы, подключаемые к ТТ ТВ-35Б

Приборы	Мощность приборов			Тип
	1	2	3	
		А	В	С
Амперметр		0,5	0,5	0,5
Ваттметр		0,5		0,5
Варметр		2,5		2,5

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	A2R-3AL-C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	A2R-3AL-C2-T
Сумма	8,5			

Для КРУ 6 кВ выбираем ТОЛ - 6.

Таблица 15 – Трансформатор тока ТОЛ - 6

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 1564 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$

$i_y = 81,52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{\text{дин. н.}}$
$B_k = 1049 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}} = 40 \text{ кА}, \quad t_{\text{тн}} = 1 \text{ с}$ $I_{\partial i}^2 \cdot t_{\partial i} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \hat{A}^2\tilde{n}$	$B_k < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

Таблица 16 – Приборы, подключаемые к ТТ ТОЛ-6

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА 3020
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Сумма	5,5			

Подробный расчет приведен в приложении Б.

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

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

В сетях средних классов напряжений (в сетях с изолированной нейтралью) наблюдается повреждение трансформаторов типа НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ; вследствие возникновения опасных феррорезонансных колебаний; приводящих к появлению недопустимых токов в обмотках ВН, в некоторых случаях феррорезонансные явления приводят к ложному срабатыванию защит от замыканий на землю.

Для борьбы с этим явлением рекомендуется при проектировании на расщепленных устройствах напряжением 6-20 и 35-220 кВ применять трансформаторы напряжения антирезонансного исполнения серия НАМИ и НАМИТ.

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

$$1) U_{ном} = U_{сети.ном}$$

$$2) S_{ном} \geq S_2$$

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

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Суммарная мощность измерительных приборов:

$$S_2 = \sqrt{Q_{i\delta}^2 + P_{i\delta}^2}, \quad (34)$$

Найдем суммарную мощность приборов:

$$S_2 = \sqrt{38^2 + 29,21^2} = 47,929 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Для установки на ОРУ напряжением 110 кВ, выбираем трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначенные для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с изолированной (глухозаземленной) нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты устройств автоматики, сигнализации и управления.

Активная часть трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (напряжения, антирезонансный масляный) состоит из трех обмоток. Первичная обмотка трансформатора прямой последовательности соединена в "звезду" и тремя фазами подключается к трем фазам сети. Первичная обмотка трансформатора нулевой последовательности соединена между нулевой точкой звезды первичной обмотки трансформатора прямой последовательности и землей. Компенсационная обмотка, соединенная в замкнутый "треугольник", служит для выравнивания токов нулевой последовательности по фазам и не имеет наружных выводов.

Трансформатор содержит вторичные обмотки, с классами точности 0,5, 1, 3. вторичное напряжение которых равно 100 и 57 В соответственно. Устанавливается на открытом воздухе в условиях умеренно-холодного климата.

Таблица 17 – Трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 47,929 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 560 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Аналогично выбираем ТН на сторонах СН и НН.

На средней стороне ставим трансформатор напряжения: НАМИ-35-66У1.

Сравнение расчетных и паспортных данных приведено в таблице 18.

Таблица 18 - Трансформатор напряжения НАМИ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 169,489 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Для установки в КРУ напряжением 6 кВ, выбираем трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначенные для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с изолированной (глухозаземленной) нейтралью.

Таблица 19 - Трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6, 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$

	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 255,778 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 560 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

4.6 Выбор шинных конструкции

4.6.1 Выбор и проверка ошиновки

Токоведущие части от сборных шин до вводов 110 кВ трансформаторов (автотрансформаторов) выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке:

$$I_{max} = 210 \text{ А.}$$

По таблице ПЗ.3 /23/ принимаем провод АС-240/32, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 1,08 \text{ см}$, $I_{дон} = 605 \text{ А} > I_{max} = 210 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=100 \text{ см}$.

Проверка по условиям коронирования:

Начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см}.$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{\text{ГД}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 100 = 126 \text{ см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ГД}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{126}{1,08}} = 19,188 \text{ кВ/см}.$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 19,188 = 20,531 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ êÅ/ñ } ,$$

то есть провод АС-240/32 по условиям короны проходит.

Производим выбор шин и токоведущих частей для ОРУ 35 кВ.

$$I_{max} = 190 \text{ А.}$$

По таблице ПЗ.3 /23/ принимаем провод АС-50/8, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 0,48 \text{ см}$, $I_{доп} = 210 \text{ А} > I_{max} = 190 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 44 \text{ см}$.

4.6.2 Выбор и проверка жестких шин

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

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

Ток продолжительного режима:

$$I_{i\ddot{i}\ddot{o}} = \frac{S_i}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{i\ddot{i}\ddot{o}}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 1925 \text{ Å} \quad (49)$$

$$I_{\ddot{o}\ddot{i}\ddot{o}} = 1,35 \cdot I_{i\ddot{i}\ddot{o}} = 2598 \text{ Å} \quad (50)$$

Принимаю шину коробчатого сечения алюминиевые $2 \times (75 \times 35 \times 5,5) \text{ мм}$;

$$I_{i\ddot{i}\ddot{o}} = 2670 \text{ Å}; S = 695 \text{ мм}^2.$$

Проверка по термостойкости:

$$I_{i\ddot{i}\ddot{o}} = 34,925 \text{ êÅ}; T_a = 0,05; i_{\ddot{o}} = 81,52 \text{ êÅ}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$\hat{A}e = I_{i.i}^2 \cdot (t_{i\delta e} + \hat{C}\hat{a}) = 1049 \hat{e}\hat{A}^2 \cdot c. \quad (51)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B\hat{e}} \cdot 10^3}{\hat{n}} = 355,915 \hat{i} \hat{i}^2, \quad (52)$$

где $c = 91 / 23$, табл. 3.14/.

$$q_{\min} < S.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления:

$$W_{yo-yo} = 30,1 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\delta.i \hat{a}\hat{o}} = \sqrt{3} \frac{i_{\hat{o}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} = \sqrt{3} \frac{81,52^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 30,1} = 19,12 \hat{i} \hat{i} \hat{a}, \quad (53)$$

где $l = 2 \text{ м}$;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф.мах}} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа.}$$

Таким образом шины механически прочны.

Выбор изоляторов

Выбираем опорный изолятор марки ИО – 10 - 20УЗ, $F_{\text{разр}} = \text{Н}$, $H_{\text{из}} = 134$

мм.

Сила на изгиб:

$$F_{e\zeta} = 1,62 \cdot \frac{i_{\hat{a}\hat{i}} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,62 \cdot \frac{81520^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 2691 \hat{i} \quad (54)$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\dot{\epsilon}\zeta}} = \frac{H_{\dot{\epsilon}\zeta} + C + h/2}{H_{\dot{\epsilon}\zeta}} = \frac{134 + 5,5 + 75/2}{134} = 1,321; \quad (55)$$

$$F_{\delta\dot{\alpha}\bar{n}\dot{\tau}} = k_h \cdot F_{\dot{\epsilon}} = 3555 \text{ } \dot{I} \text{ ;} \quad (56)$$

$$F_{\dot{\alpha}\dot{\tau}\dot{i}} = 0,6 \cdot F_{\delta\dot{\alpha}\dot{\zeta}\dot{\delta}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ } \dot{I} \text{ ;} \quad (57)$$

$$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}} \quad (58)$$

Опорный изолятор марки ИО – 10 – 20 УЗ механически прочен.

4.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Предварительный выбор ОПН на стороне 110 кВ.

Для определения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчетную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$ и коэффициента заземления сети ($K_в$)/4, рис. 2.1/.

Для ОПН установленного в цепи ВЛ на ПС данные величины равны:

$$U_{нр} = 1,1 \cdot U_{ном} = 121 \text{ кВ}$$

$$K_в = 1,48$$

$$U_{рнр} = U_{нр} / K_в = 121 / 1,48 = 81,757 \text{ кВ} \quad (59)$$

Ближайшие к этому значения ОПН -110 УХЛ1 с длительно допустимым рабочим напряжением 84 кВ, основные характеристики данного ОПН приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН -110 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
------------------------	----------

1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее фазное напряжение, кВ	84
Напряжение на ограничителе (действующее значение), кВ, допустимое в течение	

Продолжение таблицы 20

1	2
20 мин	100,8
20 с.	109,2
3.5 с	117,6
1 с	121,8
0.15 с	130,2
Остающиеся напряжения, кВ, волне 1.2/2.5 мс/кВ и током с амплитудой	
210 А	294 кВ
5 кА	269 кВ

Окончательный выбор ОПН

В ряде случаев при окончательном выборе ОПН наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия (\mathcal{E}), которая приближенно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (60)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, равна 610 кВ;

$U_{ост}$ – остающееся на ограничителе напряжение, 294 кВ;

Z – волновое сопротивление, равно для рассматриваемой ВЛ, 27,63 Ом;

T – время распространения волны,

$$T = L/V = 3600/3 \cdot 10^8 = 12 \text{ мкс}$$

Подставляя числовые значения получаем величину $\mathcal{E} = 341 \text{ кДж}$.

Обычно во внимание принимается не энергия \mathcal{E} , а удельная

$$\mathcal{E}^* = \mathcal{E} / U_{ном} = 341/110 = 3,1 \text{ кДж/кВ}$$

Определим значение отношения $U/U_{ост}$

$$U/U_{ост} = 610/294 = 2,074$$

Далее по графику зависимости $\mathcal{E}^*(U/U_{ост})$ приведенному в /4, с.31/ определяем требуемый класс энергоемкости ОПН.

Для рассматриваемого случая принимаем ОПН третьего класса энергоемкости с верхней границей $\mathcal{E}^* = 3.5 \text{ кДж/кВ}$

Аналогично выбираются ОПН на средней и низкой сторонах.

На стороне СН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН – 35ХЛ1 с классом напряжения 35 кВ.

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН – 6ХЛ1 с классом напряжения 6 кВ.

5. Выбор и расчёт релейной защиты

Панели релейной защиты установленные на ПС «Бурун» морально и физически устарели. В ближайшем будущем требуется замена этих панелей. В качестве одного из вариантов предлагается установить на данной подстанции отечественные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики марки ШЭ2607.

Микропроцессорная технология открыла новые возможности в области управления и защиты энергосистем. В первом поколении микропроцессорные устройства разрабатывались с расчетом на замену одного устаревшего устройства на новое.

Новое поколение микропроцессорных устройств уже не является чисто микропроцессорными защитами. Речь идет о новом поколении “разумных” терминалов, включающих в себя множество функций, таких как контроль, ближнее управление, дистанционная связь для организации более сложных систем управления и, конечно, защиту. Кроме того устройства ШЭ2607 явля-

ются информационными устройствами, осуществляющими сбор информации об энергетических параметрах, о месте и характере повреждений, о событиях и др. Информация легко считывается и передается в системы управления.

Указанные терминалы могут использоваться как независимые устройства, так и с компьютером стандартной конфигурации. Такие функции, как дистанционное получение данных, функция автоматического управления открывают новые перспективные возможности по созданию полностью автоматизированных станций и подстанций.

Точное определение места повреждения и возможность использования экспертных систем для анализа аномальных режимов служат примером сокращения рабочих затрат. То же самое может быть сказано о непрерывном самоконтроле и само диагностировании терминалов, контроле цепей тока и напряжения и исправности связей. Самоконтроль и автоматическое слежение за повреждениями сокращают время простоя, увеличивают срок службы и снижают стоимость технического обслуживания.

К примеру, устройства определения места повреждения, которые находятся в эксплуатации на данное время, определяют место короткого замыкания с очень низкой точностью. Для линии протяженностью несколько сотен километров погрешность может составлять до пятидесяти километров. Это приводит к большому увеличению время простоя поврежденной линии, увеличению времени ремонта и, как следствие, к большим материальным потерям в связи с недоотпуском электроэнергии потребителям.

Более того, новое поколение терминалов защиты линии ШЭ2607 имеют широкие возможности по изменению функций их защиты. Они имеют легко программируемую внутреннюю логику, возможна быстрая смена уставок и т.д., что было невозможно в устройствах более раннего поколения.

5.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опас-

ные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают многофазные короткие замыкания в обмотках. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтральными. В этом случае защита должна отключать трансформатор и при однофазных коротких замыканиях в его обмотках на землю. В сетях с нейтральными, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные или дистанционные защиты не представляется возможным. В самом деле, при малом числе замкнувшихся витков ток в поврежденной фазе со стороны питания может оказаться даже меньше значения номинального тока, а напряжение на выводах трансформатора практически не изменится.

Опасным внутренним повреждением является также «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вих-

ревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции. Защиты, основанные на использовании электрических величин, на этот вид повреждения тоже не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от «пожара стали». Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая, основанная на использовании явлений газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях или недопустимого нагрева при «пожаре стали». Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

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

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Кроме того, сверхтоки перегрузки относительно невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. В связи с этим защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием

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

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

5.2. Выбор защиты трансформатора

Согласно /19/ (пункты 3.2.53, 3.2.54, 3.2.55) на понижающих трансформаторах заданной мощности должны быть установлены следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени;
- Токовая отсечка, установленная на стороне ВН;
- МТЗ;
- Газовая защита.

Данным условиям удовлетворяет шкаф производства фирмы Экра марки ШЭ2607 044-27Е1УХЛ4, предназначенный для защиты трехобмоточного трансформатора мощностью 63 МВА и ниже, а также трансформаторов собственных нужд. Данный терминал состоит из одного комплекта защит и реализует функции основных и резервных защит трансформатора /24/.

Таблица 21 - Основные технические данные и характеристики шкафа

Номинальный переменный ток $I_{ном}$, А	5 А
Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$, В	100 В
Номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}$, В	220 В
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50 Гц

5.3 Состав шкафа и конструктивное выполнение

Шкаф типа ШЭ2607 044 предназначен для защиты трехобмоточного трансформатора, обеспечивает функции основных и резервных защит, и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора;
- две двухступенчатых дистанционных защиты;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН;
- максимальную токовую защиту стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению;
- блокировку РПН при перегрузке по току и при снижении напряжения;
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН;
- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступени газовой защиты Т.

Терминал имеет 12 аналоговых входов для подключения цепей переменного тока и 6 аналоговых входов для подключения цепей переменного напряжения, гальванически развязанные от внутренних цепей терминала с помощью промежуточных трансформаторов тока и напряжения.

Кроме функций защиты, программное обеспечение терминала обеспечивает:

- измерение текущего значения токов, напряжений и частоты;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

Управление терминалом осуществляется с помощью кнопочной клавиатуры и дисплея или (и) по последовательному каналу связи с помощью программы "EKRASMS".

5.3.1 Дифференциальная защита трансформатора

ДЗТ имеет три входа для подключения к трем трехфазным группам трансформаторов тока. Обеспечена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации трансформаторов тока присоединений в пределах от 0,25 до 16 А. Токовые цепи ДЗТ подключаются к главным ТТ, соединенным по схеме “звезда”, независимо от группы соединения защищаемого трансформатора (Y/Y-0, Y/Δ-11, Δ/Δ-0). Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при этом осуществляется программно.

Погрешность выравнивания составляет не более $\pm 3\%$ от базисного тока стороны ($I_{\text{баз.стор.}}$). Под базисным током стороны ($I_{\text{баз.стор.}}$) понимается значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне /24/.

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания ($I_{\text{до}}$), изменяемой в диапазоне от 0,2 до 1,0 $I_{\text{баз.стор.}}$. Средняя основная погрешность ДЗТ по начальному току срабатывания не более $\pm 5\%$ от уставки.

Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке. ДЗТ выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока. Средняя основная погрешность по току торможения блокировки не более $\pm 10\%$ от уставки /24/.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе. Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе. ДЗТ правильно функционирует при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 $I_{\text{баз.стор.}}$ при значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %

ДЗТ отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более $40 I_{\text{баз.стор.}}$ при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 % .

Дополнительная погрешность по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗТ при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от средних значений параметров срабатывания, определенных при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

Шкаф через промежуточные трансформаторы тока подключен к основным трансформаторам тока всех сторон трансформатора. Измерительные ТТ трансформатора могут быть соединены в "звезду". В этом случае, для группы соединения трансформатора Y/D-11 программно производится подстройка величины тока и фазового угла. Если измерительные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы соединения трансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но при расчете базисного тока необходимо учесть коэффициент схемы. Для всех сторон производится выравнивание входных токов ТТ.

Реле ДЗТ состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- токового органа;
- блокировки от бросков тока намагничивания;
- дифференциальной отсечки.

Выравненные токи подаются на входы реле ДЗТ, которые выполнены пофазными и срабатывают при всех видах к.з. в зоне действия защиты.

ФДТС выбирает из токов четырех сторон (ВН, СН, НН1, НН2) наибольший и присваивает ему название I_1' . Из суммы оставшихся трех токов получается ток I_2 . Ток торможения блокировки определяет переключение характеристики срабатывания ДЗТ с наклонного участка на вертикальный: если оба тока I_1' и I_2 превышают значение тока торможения блокировки, то это означает появление внешнего КЗ с большим сквозным током - ДЗТ при этом блокируется.

Дифференциальная отсечка обеспечивает быстрое отключение трансформатора при внутренних КЗ. Уставка срабатывания дифференциальной отсечки должна быть отстроена по величине от броска намагничивающего тока.

Реле ДЗТ фаз А, В, С и дифференциальной отсечки через логические элементы ИЛИ, И, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

В схеме предусмотрен дискретный вход "Вывод ДЗТ" для вывода ДЗТ из работы и светодиод "ДЗТ".

5.3.2 Максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения трансформатора

МТЗ ВН выполняется в трехфазном исполнении и содержит:

- реле максимального тока;
- реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора;

- пусковые органы напряжения первой и второй секций низшего напряжений. Реле тока МТЗ ВН включаются:

- на линейные токи при соединении главных ТТ стороны ВН в "треугольник" при схеме соединения трансформатора Y/D-11.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до $30I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания не более $\pm 5\%$ от уставки.

МТЗ ВН выполняется с пуском по напряжению первой и второй секций низшего напряжений. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения, реагирующего на уменьшение междуфазных напряжений ($U_{AB}<$, $U_{BC}<$) и с помощью реле максимального напряжения, реагирующего на увеличение напряжения обратной последовательности ($U_2>$).

Реле минимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 10 до 100 В.

Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Реле максимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 6 до 24 В (в фазных величинах).

Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Коэффициент возврата реле минимального напряжения составляет не более 1,1, реле максимального напряжения - не менее 0,9.

Дополнительная погрешность по напряжению срабатывания реле минимального и максимального напряжений при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

Реле тока МТЗ ВН при группе соединения трансформатора Y/D-11 и соединения ТТ на стороне ВН в "треугольник" реле подключается на линейные токи "треугольника". Такое включение реле тока МТЗ ВН выполняется для подавления токов нулевой последовательности.

Предусмотрен пуск МТЗ ВН через логический элемент И с выхода элемента ИЛИ в зависимости от положения выключателя НН1, выключателя НН2. Пуск по напряжению осуществляется пусковыми органами напряжения НН1 ($U_{\text{мф}} < U_2 >$) с выхода элемента ИЛИ, пусковыми органами напряжения НН2 ($U_{\text{мф}} < U_2 >$) с выхода элемента ИЛИ. Накладками можно вывести пуск по напряжению НН1 или НН2. При отключении обоих выключателей НН1 и НН2 пуск по напряжению МТЗ ВН выводится через элемент И.

5.3.3 Устройство для блокировки РПН при перегрузке и при уменьшении напряжения

Устройство для блокировки РПН содержит:

- однофазное реле максимального тока, включенное на ток фазы А стороны ВН трансформатора;

- реле минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения ($U_{AB<}$, $U_{BC<}$) ТН сторон НН1 и НН2 трансформатора. Выходы реле объединены по схеме ИЛИ.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до $3I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки. Реле минимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 80 до 100 В. Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Блокировка РПН трансформатора обеспечивается при перегрузке по току ВН, а также при снижении напряжения на сторонах НН1, НН2 ниже $0,85U_{ном}$. Реле тока защиты от перегрузки для блокировки РПН включается на ток фазы А стороны ВН. Выходы реле тока и выходы органов контроля напряжения НН1, НН2 ($U_{мф} < 0,8 \dots 1,0 U_{ном}$) через элемент ИЛИ действуют на срабатывание реле.

5.3.4 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)

Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и содержит:

- реле тока;
- реле выдержки времени.

Диапазон уставок по току срабатывания реле тока ТЗНП от 0,05 до $30I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП составляет не более $\pm 10\%$ от уставки.

Дополнительная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. Коэффициент возврата реле тока ТЗНП не менее 0,9. Время срабатывания реле тока ТЗНП при подаче двукратного значения тока срабатывания не более 0,025 с. Время возврата реле тока ТЗНП при сбросе тока от $10I_{ср}$ до нуля не превышает 0,04 с.

Реле тока ТЗНП использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в “звезду”.

ТЗНП через элемент И с выдержкой времени через ИЛИ действует на срабатывание реле, контактами которого осуществляется отключение с АПВ выключателей и пуск УРОВ. С выдержкой времени ТЗНП через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ, и реле выдается сигнализация о срабатывании.

Предусмотрена накладка для ТЗНП из работы и светодиодная сигнализация о срабатывании ТЗНП.

5.3.5 Дистанционная защита

Шкаф ШЭ2607 044 содержит:

- две двухступенчатые дистанционные защиты;
- пусковой токовый орган;
- сигнализацию при неисправностях в цепях напряжения;
- цепи логики.

Первая дистанционная защита (ДЗ1) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) стороны НН1. Вторая дистанционная защита (ДЗ2) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) стороны НН2. Для исключения влияния однофазных КЗ на стороне ВН производится компенсация тока нулевой последовательности в фазных токах ВН для дистанционной защиты /24/.

Первая ступень ДЗ предназначена для согласования с защитами отходящих линий (ошиновки), вторая - для резервирования основных защит Т и защиты секций НН. Каждая из ступеней ДЗ содержит по три реле сопротивления (РС), включенные на фазные токи (I_A , I_B , I_C) и соответствующие междуфазные (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) напряжения.

5.3.6 Газовая защита трансформатора

В терминале обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора. Предусмотрен вход для перевода ГЗТ на сигнал. При этом обеспечивается светодиодная индикация о работе сигнальной ступени ГЗТ (“ГЗТ сигн.”), отключающей ступени ГЗТ (“ГЗТ откл.”), о переводе газовой защиты на сигнал (“ГЗ переведена на сигнал”).

Сигнал на отключение от ГЗТ и ГЗ РПН логические элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

5.3.7 Дуговая защита НН

Для дуговой защиты используются сигналы срабатывания датчиков дуговой защиты (блок-контактов НН1 или НН2), которые принимаются на входы через элементы ИЛИ, И, выдержку времени на срабатывание, через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

Предусмотрена накладка для вывода дуговой защиты из работы и светодиодная индикация о срабатывании дуговых защит НН1 и НН2 (“Дуговая защита”).

5.4 Дополнительные функции терминала

В состав терминала БЭ2704V044 входит регистратор событий (изменений состояния) до 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри терминала). Точность регистрации события по времени 0,001 с. Емкость буфера памяти регистратора позволяет запомнить до 1024 событий во времени. При переполнении буфера новая информация записывается на место самой старой информации (по времени записи).

Терминал обеспечивает осциллографирование всех входных аналоговых сигналов (18 входных сигналов) и до 48 дискретных сигналов, выбираемых из списка 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри) с частотой 24 выборки за период. В кольцевой энергонезависимой памяти осциллографа сохраняются данные последних осциллограмм длительностью от 30 до 60 с при максимальном наборе осциллографируемых сигналов. При уменьшении числа осциллографируемых сигналов это время пропорционально возрастает.

Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК и системы мониторинга "EKRASMS".

В комплект поставки, по требованию заказчика, может входить оборудование для создания локальной сети между терминалом и ПК. Заказчику предлагается оборудование с применением интерфейса типа RS485.

5.5 Конфигурирование терминала

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала БЭ2704V044. В программе EKRASMS задаются:

- группа соединения защищаемого трансформатора;
- базисные токи сторон ВН, НН1, НН2.

Включение главных ТТ на всех сторонах производится по схеме "звезда". При группе соединения защищаемого по схеме Y/Δ-11 и соединении главных ТТ стороне ВН по схеме "звезда", компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно. Если главные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы соединения трансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но необходимо при расчете базисного тока учесть коэффициент схемы.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов 4,001 - 16,000 А, на втором отводе при $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов 1,001 - 4,000

А, на W1 = 16 витков обеспечивается диапазон токов 0,251 - 1,000 А. Таким образом для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,25 до 16 А. Переключение отводов входных ТТ осуществляется на зажимах X1, X2 терминала.

Номинальные токи по сторонам находятся с помощью выражения:

$$I_{i\dot{i}\dot{i}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{i\dot{i}\dot{i}}} \quad (61)$$

где $U_{i\dot{i}\dot{i}}$ - номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН;

S_T - номинальная мощность Т.

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_{i\dot{i}\dot{i}.110} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{i\dot{i}\dot{i}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,194; \text{ А}$$

Номинальный ток на стороне СН:

$$I_{i\dot{i}\dot{i}.35} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,829; \text{ А}$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_{i\dot{i}\dot{i}.6} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3853; \text{ А}$$

Далее необходимо произвести расчет базисных токов по сторонам с помощью выражения:

$$I_{a.i\dot{i}\dot{i}} = \frac{K_{\dot{n}\dot{o}} \cdot I_{i\dot{i}\dot{i}}}{k_l} \quad (62)$$

где k_l - коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны;

$K_{\dot{n}\dot{o}}$ - коэффициент схемы.

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{I1} = \frac{400}{5} = 80;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 110Б-I У1

$$k_{I2} = \frac{1000}{5} = 200;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-I У1

$$k_{I2} = \frac{3000}{5} = 600;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТЛШ – 6 У3

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{a.ii1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ii110}}{k_{I1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 210,194}{80} = 4,545 \text{ А};$$

$$I_{a.ii2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ii35}}{k_{I1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 659,829}{200} = 5,714 \text{ А};$$

$$I_{a.ii3} = \frac{1 \cdot I_{ii6}}{k_{I3}} = \frac{1 \cdot 3853}{600} = 6,421 \text{ А}.$$

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По базисным токам главных ТТ производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ по сторонам для грубого выравнивания токов в соответствии с таблицей 22.

В случае, когда значение тока $I_{\text{баз}}$ выходит за пределы диапазона, рекомендуется использовать внешние выравнивающие трансформаторы или автотрансформаторы, например АТ31 или АТ32.

Таблица 22 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V044

Базисный	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V044
----------	------	-------------------------------------

ток		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН1	Сторона НН2
1	2	3	4	5	6
0,251- 1,000	A	X2:5-X2:1	X2:10-X2:6	X1:5-X1:1	X1:10-X1:6
	B	X2:15-X2:11	X2:20-X2:16	X1:15-X1:11	X1:20-X1:16
	C	X2:25-X2:21	X2:30-X2:26	X1:25-X1:21	X1:30-X1:26
1,001- 4,000	A	X2:5-X2:2	X2:10-X2:7	X1:5-X1:2	X1:10-X1:7
	B	X2:15-X2:12	X2:20-X2:17	X1:15-X1:12	X1:20-X1:17
	C	X2:25-X2:22	X2:30-X2:27	X1:25-X1:22	X1:30-X1:27

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
4,001- 16,000	A	X2:5-X2:4	X2:10-X2:9	X1:5-X1:4	X1:10-X1:9
	B	X2:15-X2:14	X2:20-X2:19	X1:15-X1:14	X1:20-X1:19
	C	X2:25-X2:24	X2:30-X2:29	X1:25-X1:24	X1:30-X1:29

5.5.1 Выбор уставок ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется:

$$I_{d0\delta\tilde{a}\tilde{n}\tilde{z}} = K_{i\delta\tilde{n}} \cdot (K_{i\tilde{a}\tilde{i}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{i\tilde{i}} + I_{i\tilde{a}\tilde{a}\tilde{i}\tilde{\delta}^*}) \quad (63)$$

где $K_{i\delta\tilde{n}} = 1,5$ - коэффициент отстройки /24, стр. 45/;

$K_{i\tilde{a}\tilde{i}}$ - коэффициент однотипности высоковольтных трансформаторов

тока: $K_{i\tilde{a}\tilde{i}} = 1,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 1

А, $K_{i\tilde{a}\tilde{i}} = 2,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 5 А

и при использовании вместе трансформаторов тока с номинальным током 1 и 5А /24, стр. 45/;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем "началу торможения" берется равным 0,05;

$\Delta U_{i\tilde{i}}$ - относительное значение половины суммарного диапазона

регулирования напряжения на стороне НН;

$I_{i \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*}$ - относительное значение тока небаланса, вызванного неточностью выравнивания берется равным 0,03.

$$I_{d0 \delta \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*} = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,05 + 0,21 + 0,03) = 0,51$$

Коэффициент торможения определяется:

$$K_{\delta \delta \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*} = 1,2 \cdot (K_{i \dot{a} \dot{a} \delta} \cdot \varepsilon + \Delta U_{i \dot{a} \dot{a} \delta} + I_{i \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*}) \quad (64)$$

где $K_{i \dot{a} \dot{a} \delta}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим берется в диапазоне 1,5...2,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ принимается равным 0,10

$$K_{\delta \delta \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 0,468$$

Типовое значение уставки $K_m = 0,5$. Высокие значения K_T выбираются в случае резко отличающихся условий работы ТТ при внешних КЗ (сильно отличающиеся нагрузки ТТ по сторонам трансформатора).

Ток начала торможения ДЗТ принимается равным 0,6 - для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР, для всех остальных случаев принимается равным 1.

Ток торможения блокировки ДЗТ определяется:

$$I_{\delta \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*} \geq I_{\delta 0} + \frac{I_{d0}}{K_{\delta}} \quad (65)$$

где $I_{\delta 0}$ - Ток начала торможения ДЗТ

$$I_{\delta \dot{a} \dot{a} \dot{a} \delta^*} = 1 + \frac{0,51}{0,468} \approx 2$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{i \dot{a} \dot{a} \delta} \geq 6,5$;

- по условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ

$$I_{\hat{\Delta}\tilde{N}} = 1,5 \cdot I_{\hat{e}_{\zeta}\hat{\Delta}\hat{\Delta}} \cdot (K_{\hat{i}\hat{\Delta}\hat{\Delta}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\hat{i}\hat{i}} + I_{\hat{i}\hat{\Delta}\hat{\Delta}\hat{\Delta}}^*) \quad (66)$$

где $I_{\hat{e}_{\zeta}\hat{\Delta}\hat{\Delta}}$ - максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ.

$$I_{\hat{e}_{\zeta}\hat{\Delta}\hat{\Delta}} = \frac{696}{210,194} = 3,311 \hat{A};$$

$$I_{\hat{\Delta}\tilde{N}} = 1,5 \cdot 3,31 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 1,936$$

Уровень блокировки по второй гармонике.

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению уровня второй гармоники к уровню основной гармоники. Рекомендованное значение 10 %.

5.5.2 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению

Выбор уставок ТЗНП, МТЗ ВН, токового реле для блокировки РПН необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов" и настоящим руководством по эксплуатации.

Примечание. Необходимо учесть, что уставки для всех реле тока задаются в амперах.

Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием в качестве резервной защиты рекомендуется установка со стороны питания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению.

Первоначально определяется ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{\hat{n}_{\zeta}} = \frac{k_c}{k_{\hat{\Delta}}} \cdot k_c \cdot I_{\hat{i}\hat{\Delta}\hat{\Delta}.max} \quad A; \quad (67)$$

$$I_{\tilde{n}.c} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 209,946 = 787,296 \text{ A};$$

$$I_{\tilde{n}.c^*} = \frac{\sqrt{3} \cdot 787,296}{80} = 17,045 \text{ A};$$

Чувствительность защиты проверим при КЗ на шинах СН и НН в расчетных минимальных режимах:

$$k_{\tilde{c}} = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.c}} = \frac{1094}{787,296} = 1,3; \quad (68)$$

$$k_{\tilde{c}} = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.c}} = \frac{696}{787,296} = 0,88. \quad (69)$$

Поскольку чувствительность МТЗ без пуска по напряжению оказывается не достаточной, применим блокировку со сторон СН и НН трансформатора.

$$I_{\tilde{n}.c} = \frac{k_c}{k_{\hat{a}}} \cdot k_c \cdot I_{i\hat{a}\hat{a}\hat{d}.max} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1 \cdot 209,946 = 314,918 \quad (70)$$

Чувствительность защиты в тех же расчетных точках составит:

$$k_{\tilde{c}} = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.c}} = \frac{1094}{314,918} = 3,47; \quad (71)$$

$$k_{\tilde{c}} = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.c}} = \frac{696}{314,918} = 2,21. \quad (72)$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных КЗ определим приближенно:

$$U_{\tilde{n}.c} = \frac{U_{Cmin}}{k_B} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64,167 \text{ кВ} \quad (73)$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных КЗ:

$$U_{\bar{n}.\zeta.2} = 0,06 \cdot U_{i\bar{i}\bar{i}} = 0,06 \cdot 110 = 6,9 \text{ кВ} \quad (74)$$

Чувствительность блокирующих органов проверяется при КЗ на приемных сторонах трансформатора, куда и подключены блокирующие реле, т.е:

$$k_{\bar{z}.U} \geq 1,5$$

$$k_{\bar{z}.U2} = \frac{U_{2\bar{e}\zeta\bar{a}\bar{i}\bar{i}}}{U_{2\bar{n}.\zeta}} = \frac{33,198}{6,9} = 4,811 \quad (75)$$

Поскольку при КЗ на приемных сторонах трансформатора, $k_{\bar{z}.} > 1,5$ то дифференциальные защиты шин на этих сторонах можно не устанавливать. Ток срабатывания защиты от симметричного перегруза, действующей на сигнал, определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена защита.

$$I_{\bar{n}.\zeta} = \frac{k_{\bar{c}}}{k_{\bar{a}}} \cdot I_{i\bar{a}\bar{a}\bar{d}.\max} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 209,946 = 275,554 \text{ А} \quad (76)$$

Выдержки времени МТЗ согласуются с выдержками времени защит линий на сторонах СН и НН. Все типы защит, уставки которых рассчитаны выше, будут осуществлены путем установки шкафов типа ШЭ2607 044-27Е1УХЛ4.

5.6 Расчет релейной защиты ошиновки

Для защиты ошиновки устанавливается шкаф типа ШЭ2607 051

5.6.1 Назначение шкафа

Шкафы типов ШЭ2607 051, ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошиновок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошиновок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты

сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех /25/.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику “очувствления” ДЗО;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты генератора;
- цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

5.6.2 Выбор уставок

Выбор уставок ДЗО включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок.

5.6.2.1 Выравнивание токов присоединений

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов 4 - 16 А, на $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов 1 - 4 А, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов 0,25 - 1 А.

Необходимо произвести расчет базисных токов присоединений ТТ в следующей последовательности:

1) главные ТТ присоединений располагаются в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2) при $I_{ном.} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз.} = 1,001$;

3) при $I_{ном.} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз.} = 5,000$;

4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ($K_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{баз2} = I_{баз1} \cdot \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}} \quad (77)$$

где $I_{баз2}$ - базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ $K_{ТТ2}$;

$I_{баз1}$ - базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации главных ТТ $K_{ТТ1}$.

$$I_{баз2} = 5 \cdot \frac{200}{80} = 12,5 \text{ А}$$

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений в соответствии с таблицей 23 производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов.

Таблица 23 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V051

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V051			
		ВН1	ВН2	ГТ-1	ГТ-2
1,001-4,00	А	X2:2-X2:5	X2:7-X2:10	X1:2-X1:5	X1:7-X1:10

	B	X2:12-X2:15	X2:17-X2:20	X1:12-X1:15	X1:17-X1:20
	C	X2:22-X2:25	X2:27-X2:30	X1:22-X1:25	X1:27-X1:30
4,001-16,00	A	X2:4-X2:5	X2:9-X2:10	X1:4-X1:5	X1:9-X1:10
	B	X2:14-X2:15	X2:19-X2:20	X1:14-X1:15	X1:19-X1:20
	C	X2:24-X2:25	X2:29-X2:30	X1:24-X1:25	X1:29-X1:30

5.6.2.2 Выбору уставок ДЗО

Начальный ток срабатывания и селективность ДЗО

Начальный ток срабатывания ($I_{\Delta 0}$) выбирается обычно максимальным и равным 1,2 $I_{\text{баз}}$. при условии, что чувствительность ДЗО к току повреждения достаточна. При этом обеспечивается отстройка ДЗО от обрыва цепей тока.

$$I_{\Delta 0} = 1,2 \cdot I_{\text{ââç}} \quad (78)$$

$$I_{\Delta 0} = 1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ A}$$

Проверим чувствительность защиты при КЗ на шинах в минимальном режиме:

$$K_{\times} = \frac{I_{\text{êç.ôò}}}{I_{\Delta 0}} \quad (79)$$

где $I_{\text{кз.тт}}$ – ток двухфазного КЗ во вторичной цепи;

$$I_{\text{êç.ôò}} = \frac{I_{\text{êç}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3800 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{80} = 41,136 \quad (80)$$

$$K_{\times} = \frac{41,136}{15} = 2,742$$

В случае если чувствительность ДЗО недостаточна, устанавливается значение $I_{\Delta 0}$, меньше номинального тока от 0,4 $I_{\text{баз}}$. и выше. Так как вероят-

ность обрыва цепей тока незначительна, эксплуатирующее предприятие может самостоятельно принять решение об установке минимальной уставки.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗО при условии обеспечения полной погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до 40 I_{баз.}, что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтные трансформаторы тока.

Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания.

Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму ошиновки с учетом допустимой перегрузки (максимальной мощности или сквозному току I_{скв.мах} через шины с учетом возможной перегрузки),

$$I_{\text{от}} \leq \frac{K_{\text{сдт}} \cdot I_{\text{н\acute{e}а.и \grave{a}о}}}{I_{\text{\acute{a}а\grave{c}}}}, \quad (81)$$

где $1,1 < K_{\text{сдт}} \leq 1,5$;

$I_{\text{н\acute{e}а.и \grave{a}о}}$ - максимальный сквозной ток шин.

$$I_{\text{от}} \leq \frac{1,1 \cdot 42800}{10} = 4708$$

Уставка по коэффициенту торможения

Коэффициент торможения ДЗО выбирается обычно максимальным и равным 1,2 при условии, что чувствительность ДЗО к току КЗ достаточна.

“Очувствление” ДЗО по I_{д0}

Уставка по I_{д0} в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме его работы. При этом рекомендуется иметь коэффициент чувствительности в пределах 1,5...2.

“Очувствление” ДЗО по длине начального участка тормозной характеристики

Уставка по $I_{\text{т0}}$ в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме работы.

5.6.2.3 Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{\text{нб}} = \frac{K_{\hat{\text{ош}}} \cdot I_{\text{нб}}}{\hat{E}_{\text{ош}}} \quad (82)$$

$$I_{\text{нб}} \approx K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нб, макс}}$$

где $K_{\hat{\text{ош}}} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}} = 0,03$ - коэффициент небаланса;

$I_{\text{нб, макс}}$ - первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки;

$\hat{E}_{\text{ош}}$ - коэффициент трансформации главного трансформатора со стороны наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки.

$$I_{\text{нб}} \approx 0,03 \cdot 209,946 = 6,298;$$

$$I_{\text{нб}} = \frac{1,2 \cdot 6,298}{80} = 0,094;$$

Выдержка времени элемента задержки на срабатывание (DT5), действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

- отстройки от наибольшего возможного времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений ошиновки и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока

$$t_{B5} = t_{КАЧ} + t_{ЗАП}, \quad (83)$$

где $t_{КАЧ}$ - наибольшее возможное время качаний;

$$t_{ЗАП} = 0,5 \text{ с} - \text{ время запаса}$$

- согласования с выдержкой времени DT15, осуществляющей запоминание срабатывания и “очувствление” ДЗО

$$t_{B5} = t_{B15} + t_{ЗАП}$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

5.6.2.4 Выбор уставок УРОВ

Для УРОВ необходимо выбрать уставки по току срабатывания реле тока и выдержке времени действия на отключение смежных выключателей.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Выдержка времени УРОВ может быть выбрана в диапазоне от 0,2 до 0,3 с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания в диапазоне от 0,05 до 0,1 IБАЗ. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по

току срабатывания реле тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться проектировщиками при выборе уставок.

5.6.2.5 Выбор уставок реле напряжения

Уставка реле максимального напряжения обратной последовательности ($U_{2>}$)

Уставка выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации такая отстройка обеспечивается при $U_{CP.} = 0,06 U_{НОМ}$.

Уставка реле минимального междуфазного напряжения ($U_{МФ<}$)

Уставка выбирается из условия несрабатывания в рабочем режиме шин при минимальном рабочем напряжении с коэффициентом запаса 0,9.

В ориентировочных расчетах может быть принято $U_{CP.} = 65 В$.

5.6.2.6 Выбор уставок по выдержкам времени

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО ($DT6$)

Уставка выбирается из условия обеспечения надежного отключения выключателей присоединений.

Уставка по времени запоминания команды опробования ($DT8$)

Уставка выбирается с учетом времени включения опробуемого выключателя, времени действия ДЗО, времени отключения выключателя и времени запаса. Рекомендуемое значение уставки 0,5 с.

Уставка по времени запоминания работы ДЗО ($DT9$)

Уставка должна перекрывать время автоматической сборки доаварийной схемы ошиновки с учетом времени срабатывания ДЗО, времени отключения выключателей, времени АПВ и времени запаса (0,5 с).

Уставка по времени задержки на цикл АПВ ($DT10$)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания отсутствия напряжения ($DT13$)

Уставка должна перекрывать время АПВ первого присоединения и выдержку времени DT14.

Уставка по времени задержки при подаче напряжения (DT14)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT15)

Уставка выбирается с учетом того, чтобы ввод "очувствления" ДЗО продолжался в течении цикла АПВ. При этом должна быть достигнута необходимая чувствительность ДЗО в режимах срабатывания ДЗО, опробования, АПВ первого присоединения.

6. Изоляция и перенапряжения

6.1 Расчёт заземления ОРУ 110 кВ

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) = (70+2 \cdot 1,5) \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 2448 \text{ м}^2 \quad (84)$$

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

$$d = 15 \text{ мм};$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{i.i.} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{15^2}{4} = 176,715 \text{ см}^2; \quad (85)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{О.Н.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{18,527^2 \cdot 10^6 \cdot 0,27}{400 \cdot 21}} = 105,038 \text{ мм}^2, \quad (86)$$

где $T = t_{\text{OI}} = 0,27 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости;

$I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания, кА.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{ЭИД}} = \pi \cdot S_{\text{НД}} \cdot (d + S_{\text{НД}}) \quad (87)$$

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

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

$$F_{\text{ЭИД}} = 3,14 \cdot 1,384 \cdot (15 + 1,384) = 71,234 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{Г.И.}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{ЭИД}} + F_{\text{О.Н.}} \text{ мм}^2; \quad (88)$$

$$F_{\text{Г.И.}} = 176,715 \geq F_{\text{min}} = 176,272 \text{ мм}^2;$$

Принимаем $d = 15 \text{ мм}$.

Для Приморья $H = 2 \text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{\text{Г.И.}} = 6 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\text{Г}} = \frac{2 \cdot S}{l_{\text{Г.И.}}} = \frac{2 \cdot 2847}{6} = 949 \text{ м}; \quad (89)$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\hat{A}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{949}{2 \cdot \sqrt{2847}} - 1 = 8; \quad (90)$$

Принимаем: $m = 8$.

Длина стороны ячейки:

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2847}}{8} = 6,67 \text{ м}; \quad (91)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{2847} \cdot (8 + 1) = 960,431 \text{ м} \quad (92)$$

Определяется количество вертикальных электродов.

Принимается: $l_{\hat{A}} = 5 \hat{a}$ - длина вертикального электрода;

$\hat{a} = (0,25 \div 8) \cdot l_{\hat{A}} = (0,25 \div 8) \cdot 5 = 1,25 \div 40 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами $\hat{a} = 12$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_{\hat{A}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\hat{a}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2847}}{12} = 18 \quad (93)$$

Принимаю: $n_{\hat{A}} = 18$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\hat{Y}R} \cdot \left(\frac{\hat{A}}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_{\hat{A}} \cdot l_{\hat{A}}} \right), \quad (94)$$

где $\rho_{\hat{Y}R}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, /22, стр.177/

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

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

$$h_{\zeta} = 0 \div 5,6 \text{ м};$$

Принимаю: $h_{\zeta} = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\zeta} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (95)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\hat{a}}} \right) \quad \text{ï ðè } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (96)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_{\zeta} + 0,272 \cdot \ln \frac{\hat{a} \cdot \sqrt{2}}{l_{\hat{a}}} \right) \quad \text{ï ðè } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (97)$$

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

формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{2,7}{5} \right) = 0,269$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\zeta} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,269} = 30,8 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{2847}} + \frac{1}{949+18 \cdot 6} \right) = 0,243 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_{\dot{A}}}{\sqrt{S}} = \frac{6}{\sqrt{2847}} = 0,112;$$

Принимаем: $\dot{A}_{\min} = 0,37$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_e = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_y + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (98)$$

$$\alpha_e = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2847}}{(30,8+320) \cdot (60+45)}} = 1,474;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_e = R \cdot \dot{\alpha}_e = 0,243 \cdot 1,474 = 0,358$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

6.2 Расчет 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 мол-

ниеотводом 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.

Просчитана зона защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ.

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H=19\text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{з}}=0,85 \cdot H=16,15\text{ м.} \quad (99)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H)H = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,178 \text{ м.} \quad (100)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot (1 - h_x/h_{y0.}) = 20,178 \cdot \left(1 - \frac{11}{16,15}\right) = 6,434 \quad (101)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне шинного портала:

$$r_x = r_0 \cdot (1 - h_x/h_{y0.}) = 20,178 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{16,15}\right) = 10,807 \quad (102)$$

Высота защищаемого объекта:

$h_0 = 7,5$ м – на уровне шинного портала;

$h_0 = 11$ м – на уровне линейного портала.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 4-3:

$$L = 25,477 \text{ м.}$$

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

$$r_{c0} = r_0 = 20,178 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{y0.} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H). \quad (103)$$

$$h_{cx} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (25,477 - 19) = 15,012 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{н0} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}}\right) \quad (104)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{\text{лп}} = 20,178 \cdot \left(\frac{15,012-11}{15,012} \right) = 5,393 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{\text{шп}} = 20,178 \cdot \left(\frac{15,012-7,5}{15,012} \right) = 10,097 \text{ м}$$

Аналогично для остальных молниеотводов.

Полный расчет представлен в приложении В.

Результаты расчёта молниеотводов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчёта молниеотводов

в метрах

Номер молниеот- вода	H ,	$L_{\text{м-м}}$,	$r_{\text{с0}}$,	$h_{\text{лп}}$,	Для линейного портала		Для шинного портала	
					r_x	$r_{\text{сх}}$	r_x	$r_{\text{сх}}$
1-2, 3-4, 5-6, 7-8	19	25,477	20,178	15,012	6,434	5,393	10,807	10,097
1-4, 2-3	19	30,892	20,178	14,061	6,434	4,392	10,807	9,415
4-5, 3-6	19	36,704	20,178	13,039	6,434	3,156	10,807	8,572
3-5, 4-6	19	26,433	20,178	14,844	6,434	5,225	10,807	9,982
5-8, 6-7	19	29,772	20,178	14,257	6,434	4,61	10,807	9,563
5-7, 6-8	19	15,398	20,178	16,15	6,434	6,434	10,807	10,807
1-3, 2-4	19	17,516	20,178	16,15	6,434	6,434	10,807	10,807

7. Оценка надёжности ПС «Бурун»

Надёжность электроэнергетических систем – это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивоспособность, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность.

Вопрос о надёжности электроэнергетических систем является основным в комплексе предъявляемых к ним требований. В отдельных энергетических системах число аварий достигает нескольких десятков в год, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий – нескольких миллиардов киловатт-часов. Суммарная мощность одновременно простаивающих в аварийном ремонте генераторов составляет десятки миллионов киловатт. При такой высокой аварийности энергосистем оценка надёжности отдельных видов оборудования и установок и поиск возможных путей повышения надёжности, как в ходе эксплуатации, так и при проектировании новых установок становятся первоочередными задачами. С другой стороны, оценив ущерб, нанесенный потребителям перерывом электроснабжения, убытки, вызванные аварийным ремонтом, а также расходы, связанные с повышением надёжности, можно ставить вопрос об оптимальном уровне надёжности электроэнергетических установок. Создание новых, уникальных машин, аппаратов, линий электропередачи, крупных энергетических объединений требует таких методов анализа и расчета надёжности, которые позволили бы при проектировании объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надёжность, проанализировать варианты обеспечения надёжности, обосновать необходимость ее увеличения и прогнозировать надёжность новых установок.

Рассмотрим надёжность электроснабжения потребителей, присоединённых к шинам 6 кВ подстанции «Бурун».

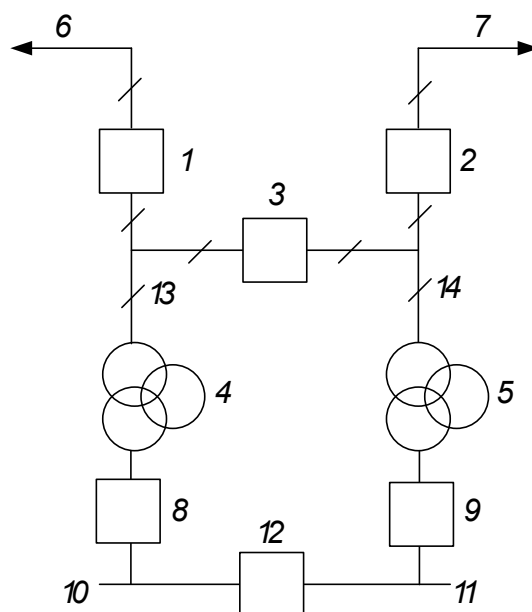


Рисунок 10 – Расчетная схема

Составляем схему замещения для полного отказа системы

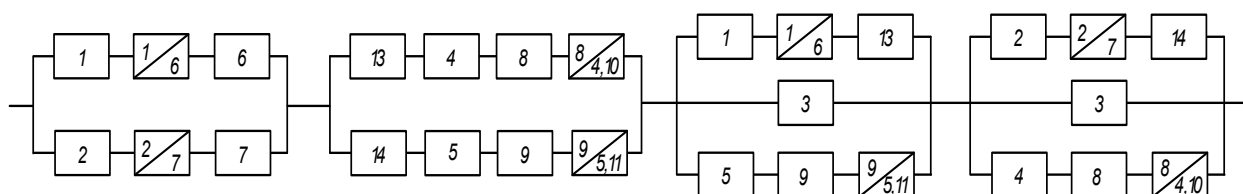


Рисунок 11 – Схема замещения полного отказа системы

В таблицу 25 внесем некоторые параметры элементов сети необходимые для дальнейшего расчета /29, стр. 215/.

Таблица 25 – Параметры элементов

Элемент	$U_{ном}, \text{кВ}$	$\omega, 1/\text{ГОД}$	$t_{в}, \text{ч}$	$\omega_{нр}, 1/\text{ГОД}$	$t_{нр}, \text{ч}$
Трансформатор	110/35/6	0.014	70	0.166	280
Сборные шины	6	0.03	5	0.166	4
ВЛ	110	4.248	7	3,8	15
		3.57	7	3.8	15
Выключатели	110	0.02	20	0.2	45
	6	0.02	11	0.2	24

Разъединители	110	0.01	11	0.166	8
	6	0.01	7	0.166	4

Таблица 26 – Относительная частота отказов выключателей

Элемент	U _{НОМ} , кВ	a _{оп} , о.е.	a _к , о.е.
Выключатель	110	0.004	0.004
	6	0.002	0.027

Для ВЛ (элементы 6 и 7) параметр ω был определен по выражению

$$\omega = (\omega_{уст} + \alpha \cdot \omega_{неуст}) \cdot l \quad (105)$$

где $\omega_{уст}$ – частота устойчивых отказов, 1/год;

$\omega_{неуст}$ – частота неустойчивых отказов, 1/год;

l – длина ВЛ, км.

Для ВЛ Бурун – Академическая, длиной 3,6 км (элемент 6) и ВЛ Бурун – Волна 1, длиной 1,1 км (элемент 7) данная величина соответственно равна

$$\omega_6 = (0.017 + 3.2 \cdot 0.017) \cdot 3.6 = 0,257 \text{ 1/год}$$

$$\omega_7 = (0.017 + 3.2 \cdot 0.017) \cdot 1.1 = 0.079 \text{ 1/год}$$

Для элементов схемы замещения (кроме выключателей) вероятность отказа определяется по формуле:

$$q_{\text{в}} = \frac{\omega \cdot t_{\text{в}}}{T_2} = \frac{\omega \cdot t_{\text{в}}}{8760} \quad (106)$$

где ω – параметр потока отказа элемента;

$t_{\text{в}}$ – время восстановления элемента.

Данная величина равна:

- для *разъединителей* 110 кВ:

$$q_{p110} = q_{13} = q_{14} = \frac{0.01 \cdot 11}{8760} = 1.256 \cdot 10^{-5};$$

- для разъединителей 6 кВ:

$$q_{\delta 6} = \frac{0.01 \cdot 7}{8760} = 7.991 \cdot 10^{-6};$$

- для ВЛ:

$$q_6 = \frac{0,257 \cdot 7}{8760} = 2,054 \cdot 10^{-3},$$

$$q_7 = \frac{0,079 \cdot 7}{8760} = 6,276 \cdot 10^{-5};$$

- для трансформаторов:

$$q_4 = q_5 = \frac{0.014 \cdot 70}{8760} = 1.119 \cdot 10^{-4};$$

- для шин 6 кВ:

$$q_{10} = q_{11} = \frac{0.03 \cdot 5}{8760} = 1.712 \cdot 10^{-5}$$

Определим вероятность отказа выключателей в статическом состоянии по выражению:

$$q_{ст.и} = \frac{\omega \cdot t_6}{8760} + n_p \cdot q_p \quad (107)$$

где n_p - число разъединителей выключателя;

q_p - вероятность отказа разъединителей.

Для выключателей 6 кВ и 110 кВ данная величина соответственно равна:

$$q_{cm.1} = q_{cm.2} = q_{cm.3} = \frac{0.02 \cdot 20}{8760} + 2 \cdot 1.256 \cdot 10^{-5} = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{cm.8} = q_{cm.9} = \frac{0.02 \cdot 11}{8760} + 2 \cdot 7.991 \cdot 10^{-6} = 4.11 \cdot 10^{-5}$$

Учет смежных элементов при отказе выключателя производится по формуле модели отказа выключателя:

$$q_{(Q)} = q_{вст} + a_{кз} \sum q_{исм} \cdot q_{ipз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (108)$$

где $q_{вст}$ - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$$q_{вст} = q_{в} + n \cdot q_{р},$$

$q_{в}$ - вероятность отказа выключателя;

$q_{р}$ - вероятность отказа разъединителя;

$K_{АПВ}$ - коэффициент успешного АПВ, $K_{АПВ} = 0,1$;

a - показатель наличия АПВ;

$a = 1$ - есть АПВ;

$a = 0$ - нет АПВ

$$N_{он1} = \omega_{np6} + \omega_{np3} + \omega_{np13} + \omega_{np4} + \omega_{np8} + \omega_{np1} = 4.166 + 0.566 = 4.732$$

$$N_{он2} = N_{он1} = 4.732$$

$$N_{он3} = \omega_{np3} + \omega_{np13} + \omega_{np4} + \omega_{np2} + \omega_{np14} + \omega_{np5} + \omega_{np1} = 0.732 + 0.532 = 1.264$$

$$N_{он8} = \omega_{np10} + \omega_{np4} = 0.166 + 0.166 = 0.332$$

$$N_{он9} = \omega_{np11} + \omega_{np5} = 0.166 + 0.166 = 0.332$$

Вероятности отказа релейной защиты равны:

- дифференциальной защиты трансформатора

$$q_{дзм} = 0.022$$

- дифференциальной защиты шин

$$q_{дзи} = 0.044$$

- газовой защиты трансформатора

$$q_{гзм} = 0.031$$

- дистанционной защиты ВЛ

$$q_{дист} = 0.01$$

Подставляя числовые значения в выражение (4) получаем

$$q_1 = 7.078 \cdot 10^{-5} + 0.0044 \cdot [1 - (1 - 0.01)] \cdot [1 - (1 - 0.0002)] + \frac{0.019}{8760} = 7.295 \cdot 10^{-5}$$

Аналогично определяем данную величину для остальных выключателей:

$$q_2 = 7,294 \cdot 10^{-5}$$

$$q_3 = 1.114 \cdot 10^{-4}$$

$$q_8 = q_9 = 4.15 \cdot 10^{-5}$$

С учетом найденных вероятностей отказа выключателя упростим расчетную схему (рисунок 12).

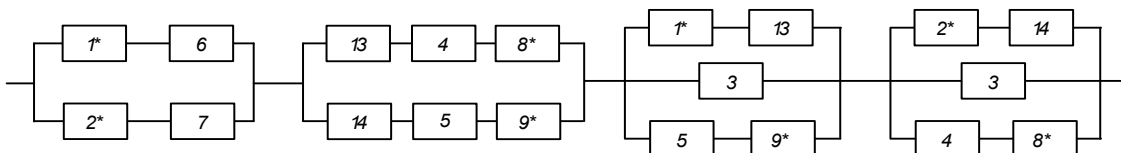


Рисунок 12 – Упрощенная расчетная схема

Для определения вероятности отказа системы в целом выполним следующие преобразования.

Первоначально выполним преобразования показанные на рисунке 12.

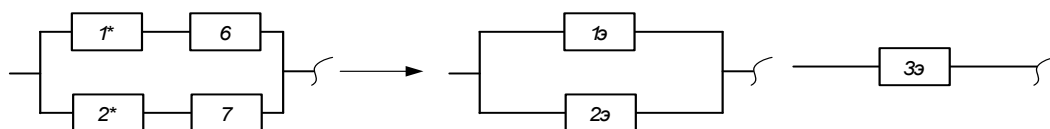


Рисунок 13 – Преобразование 1

Находим вероятность отказа последовательно соединенных элементов выключателя 1 и воздушной линии 6.

$$q_{1\bar{y}} = q_1 + q_6 + \frac{\omega_{i\delta 6} \cdot t_{i\delta 6}}{8760} = 2,738 \cdot 10^{-4} + \frac{57}{8760} = 6,785 \cdot 10^{-3}$$

Параметр потока отказов этих элементов

$$\omega_{1y} = \omega_1 + \omega_6 + \omega_{i\delta 6} = 0.02 + 0.257 + 3.8 = 4.077$$

Эквивалентное время восстановления

$$t_{1y} = \frac{q_{1y}}{\omega_{1y} - \omega_{i\delta 6}} = \frac{6.785 \cdot 10^{-3}}{4.077 - 3.8} = 2.4 \cdot 10^{-2}$$

Аналогично определяем данные величины для элементов 2 и 7.

$$q_{2y} = 6.643 \cdot 10^{-3}; \quad \omega_{2y} = 3.899$$

$$t_{2y} = \frac{q_{2y}}{\omega_{2y} - \omega_{i\delta 7}} = \frac{6.643 \cdot 10^{-3}}{3.899 - 3.8} = 6.7 \cdot 10^{-2}$$

Складываем параллельно эквивалентные элементы 1 и 2

$$\omega_{3y} = \omega_{1y} \cdot \omega_{2y} \cdot t_{2y} + \omega_{2y} \cdot \omega_{1y} \cdot t_{1y} = 1.071 + 0.389 = 1.461$$

$$q_{3y} = q_{1y} \cdot q_{2y} = 6.785 \cdot 10^{-3} \cdot 6.643 \cdot 10^{-3} = 4.507 \cdot 10^{-5}$$

Далее аналогично выполненным преобразованиям производим упрощения для части схем в показанной на рисунке 13.

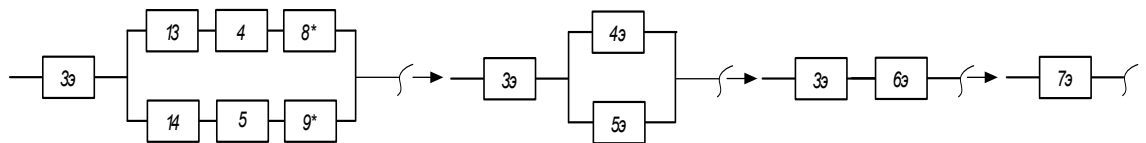


Рисунок 14 – Преобразование 2

$$\omega_{7y} = 1.463$$

$$q_{12y} = q_{7y} + q_{11y} = 4.558 \cdot 10^{-5} \cdot 8.692 \cdot 10^{-11} = 4.558 \cdot 10^{-5}$$

Согласно рисунку 14 проводим следующие преобразования.

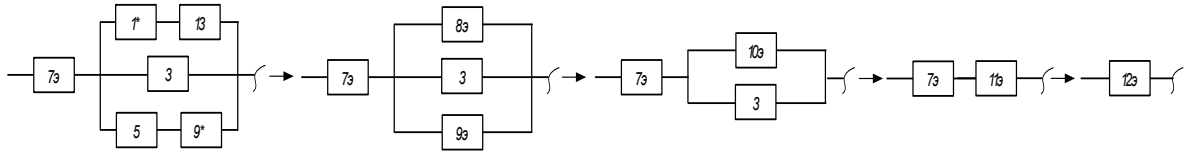


Рисунок 15 – Преобразование 3

$$\omega_{12a} = 0.044$$

$$q_{12y} = q_{7y} + q_{11y} = 4,558 \cdot 10^{-5} \cdot 8.692 \cdot 10^{-11} = 4,558 \cdot 10^{-5}$$

По алгоритму показанному на рисунке 6 определяем вероятность отказа системы без учета автоматического ввода резерва, а также параметр потока отказа.

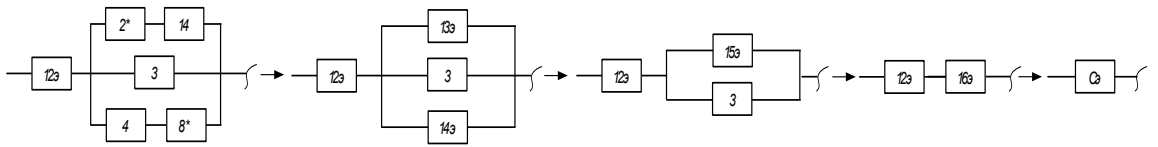


Рисунок 16 – Преобразование 4

$$\omega_{ca} = \omega_{12a} + \omega_{16a} = 0.044 + 0.00126 = 0.045$$

$$q'_{\bar{n}} = q_{12y} + q_{16y} = 4,558 \cdot 10^{-5} \cdot 8.692 \cdot 10^{-11} = 4,558 \cdot 10^{-5}$$

Определяем вероятность отказа схемы с учетом АВР по полной формуле вероятности

$$q_{\bar{n}}^{\bar{A}\bar{A}\bar{D}} = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot p(A1) \cdot p(A2) + q\left(\frac{S}{A2A1}\right) \cdot q(\bar{A1}) \cdot p(A2) + q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot p(A1) \cdot q(A2) + q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot q(\bar{A1}) \cdot q(\bar{A2}) \quad (109)$$

В рассматриваемой схеме:

$$q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = q'_{\bar{n}} = 4,558 \cdot 10^{-5}$$

$$q\left(\frac{S}{A2A1}\right) = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = 0,5;$$

$$q(A1) = 2.07 \cdot 10^{-5};$$

$$q(A2) = p_{ABP} = 0.0001;$$

$$p(A1) = 1 - q(A1) = 1 - 2.07 \cdot 10^{-5} = 0.999;$$

$$p(A2) = 1 - q(A2) = 1 - 0.0001 = 0.999$$

Подставляя числовые значения в формулу полной вероятности получаем:

$$\hat{E}_{i\bar{N}} = q_{\bar{n}}^{\hat{A}\hat{B}} = 4,558 \cdot 10^{-5} \cdot 0.999 \cdot 0.999 + 0.5 \cdot 2.07 \cdot 10^{-5} \cdot 0.999 + 0.5 \cdot 0.0001 \cdot 0.999 + 0.5 \cdot 2.07 \cdot 10^{-5} \cdot 0.0001 = 1,058 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время восстановления системы определяем по формуле

$$t_{\bar{a}\bar{n}} = \frac{\hat{E}_{i\bar{N}}}{\omega_{\bar{N}}} = \frac{1,058 \cdot 10^{-4}}{0,045} \cdot 8760 = 20,48 \quad (110)$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0.045} = 22.1 \text{ лет} \quad (111)$$

Количество недоотпущенной электроэнергии потребителям:

$$W_{i\bar{a}\bar{n}i\bar{o}} = q_{\bar{n}} \cdot E_{i\bar{i}}^{\hat{a}\hat{o}} \cdot \bar{O}_{\bar{a}\bar{a}} = 1,058 \cdot 10^{-4} \cdot 30 \cdot 8760 = 27,804 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год} \quad (112)$$

где P_{HH}^{max} - максимальная активная мощность, передаваемая в сеть НН, МВт.

Подробный расчет надежности представлен в приложении Г.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе 18 лет, которые прошли:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электро-безопасности;

- первичный инструктаж;
стажировку в течение первых 3-10 смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах, так как дефекты, повреждения и ошибочные операции в цепях РЗ и А приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении потребителей.

8.1.2 Техника безопасности при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров - присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находиться на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

8.1.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и приспособления, паспорта-протоколы на все устройства настраиваемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов настраиваемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных

устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегомметром на напряжение 500 В).

Сопrotивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм).

Испытание производится в течение 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединений для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают перемычки на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ограничителей перенапряжений (ОПН), стрелневых

и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов; металлические и железобетонные конструкции зданий находящиеся в соприкосновении с землей; свинцовые оболочки кабелей; заземлители опор воздушных линий электропередач; рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между ними.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм, полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм².

Количество заземлителей (уголков, стержней) определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5 ÷ 0,7 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т.е. образуется сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Заземляющее устройство для электроустановок напряжением 35 кВ и выше выполняются из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку.

В данной квалификационной работе в основной части был произведен расчет заземления ОРУ 110 кВ на ПС «Бурун». (см. раздел 1.8).

8.2 Экологичность

Город Владивосток, будучи крупным промышленным центром Дальнего Востока создает много проблем для населения, ухудшая экологическую обстановку для их жизни и деятельности. Наиболее остро в большом городе стоят проблемы шума. Шумовое загрязнение – постоянно травмирует нервную систему людей.

В данной работе производится замена трансформаторов мощностью 25 МВА и 20 МВА на более мощные – 40 МВА, поэтому необходимо рассчитать уровень шума, создаваемый ими.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 33 – Характеристики трансформатора ГПП

Количество трансф-в, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансф-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	40	110	территория, непосредственно прилегающая к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

Согласно /6/ определяется скорректированный уровень звуковой мощности L_{PA} , дБ, для класса напряжения 110 кВ:

$$L_{PA} = 91 \text{ дБ}$$

Так как на подстанции установлено два трансформатора, определяется суммарные уровни звуковой мощности:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \log \left(2 \cdot 10^{0.1 \cdot L_{PA}} \right) \quad (152)$$

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \log \left(2 \cdot 10^{0.191} \right) = 94.01 \text{ дБА};$$

На территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять допустимый уровень шума ПДУ_{La} = 45 дБ согласно /26/.

Минимальное расстояние до соответствующей территории составляет:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - \overset{\text{I}}{\text{A}}\overset{\text{O}}{\text{L}}a}}}{2 \cdot \pi}} \cdot \sqrt{\frac{94,01 - 45}{2 \cdot 3,14}} = 112,595 \text{ м}; \quad (153)$$

Данное расстояние превышает фактическое, следовательно санитарно-гигиенические требования выполняться не будут. В связи с этим необходимо разработать соответствующие мероприятия по снижению уровня шума.

Подробный план местности города Владивостока, на которой находится ПС «Бурун», и расположение трансформатора по отношению к жилым застройкам, показаны на рисунке 19.



Рисунок 19 – План рассматриваемой территории

Определяется уровень звука, создаваемый источником шума на минимальном расстоянии $r = 100$ м по формуле:

$$L_A = L_{PA\Sigma} - 10 \cdot \log(2 \cdot \pi \cdot r^2) \quad (154)$$

$$L_A = 94,01 - 10 \cdot \log(2 \cdot 3,14 \cdot 95^2) = 46,476 \text{ дБА}$$

Определяется насколько необходимо снизить уровень звука для соблюдения санитарно-гигиенических требований на заданной территории по формуле:

$$\Delta L_{TP} = L_A - ПДУ_{La} \quad (155)$$

$$\Delta L_{\text{сд}} = 46,476 - 45 = 1,476 \text{ дБА}$$

В соответствии с /26/, уровень звука будем снижать с помощью полос зеленых насаждений. При этом для снижения уровня звука на 4-5 дБА нужно посадить однорядную полосу зеленых насаждений при шахматной посадке деревьев. Должны быть обеспечены плотные примыкающие края деревьев между собой и заполнение пространства до поверхности земли кустарником. Полосы зеленых насаждений должны предусматриваться из пород быстрорастущих деревьев и кустарников, устойчивых к условиям воздушной среды в городах и населенных пунктах и произрастающих в соответствующей климатической зоне.

8.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции «Бурун» и основные противопожарные мероприятия.

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

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

Порядок тушения пожара на подстанции «Бурун»:

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

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

3. После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

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

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

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

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

7. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего обо-

рудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

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

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

На ОРУ большое значение придается правильному проектированию и эксплуатации маслоприемников.

Согласно /19/ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем, либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 мм до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае

невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводоов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывку гравия следует проводить при плюсовой температуре окружающей среды, только при снятом напряжении.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств трансформаторов выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм над землей /20/.

Аварийная емкость для приема масла от трансформаторов проверяется не реже 2 раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара /20/.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви /19/.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

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

Расчёт маслоприемника приведен ниже.

Таблица 34 – Справочные данные по трансформаторам

Трансформатор	Габариты, м			Масса трансформаторного масла (М), кг
	Длина(А)	Ширина(В)	Высота(н)	
ТДТН-40000/110	6,8	4,8	6,4	23200
ТДТН-40000/110	6,8	4,8	6,4	23200

Так как масса масла данного трансформатора превышает 20 т., то проектируем маслоприемник с отводом масла /19/.

Он выполняется заглубленной конструкции без металлической решетки, с засыпкой чистого гравия или промытого гранитного щебня на дно маслоприемника толщенной слоя не менее 0.25 м, либо не пористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки.

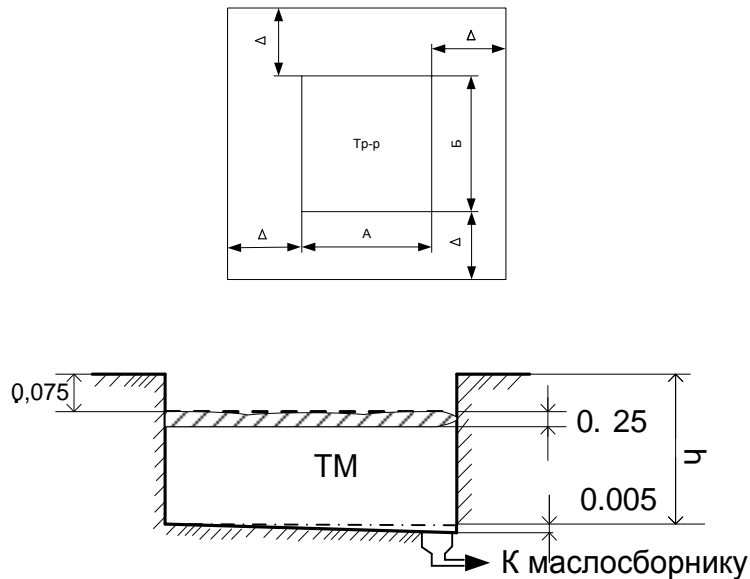


Рисунок 20 - Площадь маслоприемника

Площадь, отводимая под маслоприемник:

$$S_{мп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 76,44 \text{ м}^2, \quad (156)$$

где $\Delta = 1.5 \text{ м}$ – определяется в зависимости от M по /19/.

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор. Объем трансформаторного масла можно определить по выражению:

$$V_{ТМ} = M / \rho_{ТМ} = 23,2 / 0,88 = 26,364 \text{ м}^3, \quad (157)$$

где $\rho_{ТМ} = 0.88 \text{ т/м}^3$ – плотность трансформаторного масла.

Рассчитываем высоту уровня трансформаторного масла:

$$H_{мм} = V_{мм} / S_{мп} = 26,364 / 76,44 = 0,345 \text{ м}. \quad (158)$$

Определяем высоту маслоприемника:

$$H_{мп} = H_{мм} + 0,25 + 0,75 = 0,345 + 0,25 + 0,75 = 0,67 \text{ м}.$$

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Конструктивно маслосборник представляет собой бессточную емкость, предназначенную для отстоя и разделения масляной и водяной фазы поступивших стоков. Выполняют их из железобетона и совмещают с установкой водяного насоса. Водяной насос снабжен автоматическим управлением, срабатывающим при сигнале от датчиков уровня жидкости.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием 100 % объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % расхода воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью пожаротушения $K_n = 0,2$ л/(с·м²) в течении 30 минут.

Площадь боковой поверхности трансформатора определяется как:

$$S_{\delta nm} = 2 \cdot h \cdot (A + B) = 2 \cdot 6,4 \cdot (6,8 + 4,8) = 148,48 \text{ м}^2. \quad (159)$$

Объем воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta nm}) = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) = 8,097 \text{ м}^3, \quad (160)$$

где $t = 30$ минут, орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора.

Вычисляется окончательный объем маслосборника с учетом приема 100% объема масла с двух трансформаторов и 80 % расхода воды:

$$V_{MC} = (V_{TM} + 0,8 \cdot V_{H_2O}) \cdot 2 = (26,364 + 0,8 \cdot 8,097) \cdot 2 = 65,683 \text{ м}^3. \quad (161)$$

Принимается маслосборник емкостью 70 м³.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара. Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями /20/.

С точки зрения пожарной безопасности маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. При сильном загрязнении (заносами пыли, песка и т.п.) или замасливания гравия его промывка должна производиться, как правило, весной и осенью /20/.

При реконструкции ОРУ ПС «Бурун», т.е. заменой масляных выключателей на элегазовые, значительно снижается потребность в запасах масла и уменьшается уровень возникновения ЧС на ОРУ. Для защиты ОРУ используется следующая пожарная техника: 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. Число и виды автомобильных средств, необходимых для тушения пожара на предприятии, определяют в зависимости от категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности; пожароопасных свойств материалов, используемых в производстве; особен-

ностей развития возможного пожара и времени возможного прибытия автомобилей на объект /20/.

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. Пены, применяемые для тушения пожара, представляют собой массу пузырьков газа, заключенных в тонкие оболочки жидкости. Растекаясь по горячей поверхности, пена изолирует ее от пламени, вследствие чего прекращается поступление паров в зону горения и охлаждение верхнего слоя. По составу пена может быть химической и воздушно-механической.

Химическую пену применяют для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и других веществ, которые можно, тушить водой. Используют ее главным образом в огнетушителях. Химическая пена образуется при смешивании растворенной в воде щелочи (с пенообразующими добавками) с кислотой. Разрушаясь при нагревании, она выделяет углекислый газ, который снижает концентрацию кислорода в зоне горения. Химическая пена значительно легче огнеопасных жидкостей, и поэтому, плавающая на поверхности, она преграждает выход паров горячей жидкости в зону горения и тушит пожар.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования. На ОРУ ящики с песком вместимостью 0,5 м³ ставят у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные углекислотно-бромэтиловые 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. При быстром испарении углекислоты образуется снегообразная масса, которая, попадая в зону горения, снижает концентрацию кислорода, охлаждает горящее вещество. Ручные огнетушители типа ОУ конструктивно различаются вместимостью баллонов (соответственно 2,5 и 8 л). Они приводятся в действие вручную открыванием запорного вентиля путем вращения его против часовой стрелки. Через раструб газ подается на очаг пожара. Промышленностью выпускаются передвижные углекислотные огнетушители одно- и двухбаллонные вместимостью 40 и 80 л.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений. Работа порошковых огнетушителей основана на принципе выбрасывания огнетушащего порошка под действием сжатого воздуха, заключенного в баллончике, который присоединен к корпусу огнетушителя. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок. Для обеспечения надежности огнетушителей при пожаре их необходимо подвергать периодической проверке и перезарядке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная квалификационная работа разработана на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления.

В данной работе были рассчитаны; уставки релейной защиты ошиновки и трансформатора; проверенно основное электрическое оборудование, а именно высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения; проверена вероятность полного погашения шин 6 кВ.

Были произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики на микро процессорной базе.

Также были приняты необходимые меры электро- и пожаробезопасности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем/ Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: АмГУ, 2010. – 138 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 344 с.
- 3 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков – М.: Энергия, 2012. – 608 с.
- 4 Иманов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей./Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А.И. – С-П.:Изд-во ПЭИ, 2014.-31с.
- 5 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 6 ГОСТ 12.2.024-2003. ССБТ. “Шум. Трансформаторы силовые масляные”
- 7 ГОСТ 12.2007.0-75. Изделия электротехнические. Общие требования.
- 8 Долин П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/ П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 286 с.
- 10 Дороднова Т.Н. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Вып. 13 б)/ Т.Н. Дороднова. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 96 с.
- 11 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем/ А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2015. – 248 с.
- 12 Инженерные расчеты систем безопасности труда и промышленной экологии/ Под общ. ред. А.Ф. Борисова, -Нижний Новгород: Вента-2, 2008.
- 13 Идельчик В.И. электрические системы и сети/ В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 592 с.
- 14 Кожевников Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбереже-

ние / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 132 с.

15 Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика/ А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. – М.: Благовещенск: АмГУ, 20014. – 94 с.

16 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2014. – 142 с.

17 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.

18 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем/ Н.И. Овчаренко. – М.: НЦ Энас, 2010. – 504 с.

19 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013. – 184 с.

20 РД 153. – 34.0 – 03.301 – 00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий // Изд-во ЕЭС России, 2011. – 69 с.

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2011. – 154 с.

22 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений – Взамен РД 34.35.125 – 93; Введ. 01.01.2007 – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2014. – 353с.

23 Рожков Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.

24 Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.030 РЭ том 1/ 75 с.

25 Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.027 РЭ том 1/ 75 с.

26 СНиП 23 – 03 – 2003 Защита от шума.

27 СанПиН 2.2.4.1294-03 Санитарно-гигиенические нормы допустимых

уровней ионизации воздуха.

28 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов/ Г.В. Судаков, Т.А. Галушко. – Благовещенск: АмГУ, 2014. – 190 с.

29 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций/ В.И. Трубицин. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 216 с.

30 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 2015. – 520 с.