

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция подстанции ГПП-1 завода СибурТольятти».

Расчет электрической нагрузки ГПП-1 выполнен согласно исходных данных, произведен подбор релейной защиты, в том числе произведен расчет токов короткого замыкания на высокой стороне 110, 6 кВ и на низкой 0,4 подобрано соответствующее оборудование. Произведен расчет заземления, рассмотрены вопросы безопасности и экологической безопасности проекта.

Электрическая схема подстанции ГПП-1, электрическая схема подстанции ГПП-1 после реконструкции, план-разрез подстанции ГПП-1, ограничитель перенапряжения нелинейный ОПН-П-110, элегазовый выключатель ВГТ-110, общий вид ячейки СЭЩ-70 представлены на листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Подбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом возмещения реактивной мощности.....	9
2. Расчет токов короткого замыкания.....	20
3. Расчет тока трехфазного короткого замыкания.....	24
4. Выбор электрооборудования.....	35
5. Релейная защита и автоматика ГПП-1.....	45
6. Проектирование системы защиты.....	56
Заключение.	60
Список использованных источников.....	61

Введение

Схемы электроснабжения делят на внешнее электроснабжение (линии электропередач (ЛЭП) от основной системы до (ГПП) главной понизительной подстанции, а также центрального распределительного пункта (ЦРП) и внутреннего электроснабжения (распределительная линия от ГПП или ЦРП до цеховой трансформаторной подстанции (ТП)).

Схемы внутреннего или внешнего электроснабжения производят с такими условиями при которых учитываются особенности и режимы работы всех потребителей, и также производится расчет для будущего увеличения (расширения) производства. Также стоит учитывать на будущее ремонт и обслуживание электрооборудования и в дальнейшем его модернизацию.

В данной работе питание ГПП-1 осуществляется по воздушной линии от П/С Левобережная и П/С Васильевская. Силовой трансформатор защищен на стороне 110 кВ от токов короткого замыкания и токов перегрузки масляным выключателем. Подключаются электроприемники через кабельные линии. Защита электроприемников от токов короткого замыкания и токов перегрузки активируются автоматическими выключателями.

Существуют несколько видов исполнения схем подстанций:

- Тупиковая подстанция подключена к одному источнику по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от источника питания к тупиковой подстанции, снабжает только одного потребителя этой подстанции.

- Промежуточная ответвительная подстанция имеет соединение без коммутационных аппаратов к проходящим линиям. Вид такого подключения подстанций не предполагает больших затрат, такая схема присоединений с отпайками не удобна в эксплуатации, так как при ремонте одного участка придется отключать всю линию.

- Промежуточные проходные подстанции более дорогие, поскольку включаются в рассечку одной или двух линий. Такие подстанции требуют большего количества коммутационных аппаратов.

- Узловая подстанция имеет подключение к центральному питанию не минимум чем тремя линиями.

ГПП-1 является тупиковой подстанцией.

Существующая структурная схема подстанции не отвечает нынешним требованиям безопасности. Для предотвращения аварийных режимов работы предлагается заменить существующие ячейки на более современные СЭЩ-70. Также необходимость замены разъединителей на ограничители перенапряжения требуют современные требования ПТЭ. Для более безаварийной и безопасной работы ГПП-1 предлагается в соответствии с современными требованиями надежности заменить масляные выключатели 110кВ на элегазовые выключатели ВГТ-110, и смонтировать устройство АВР на стороне 110 кВ между трансформаторами запитанными с подстанции «Васильевская» и «Левобережная». Это позволит при аварийной работе разгрузить силовые трансформаторы.

По стороне 110 кВ трансформаторы подстанции имеют следующие защиты:

- дифференциальная защита, выполнена реле типа РНТ-562
- максимально токовая защита, выполнена реле типа ЭТ-532/20, РВ-124
- перегрузка трансформатора с действием на сигнал, выполнена реле типа ЭТ-532/10
- включение обдува трансформатора, выполнено реле типа ЭТ-532/6
- перегрев масла трансформатора
- газовая защита: ступень 1, ступень2

В ячейках 6кВ присутствует защита: максимально токовая, токовая отсечка, земляная защита, перегрузка, сигнал замыкания на землю, пуск МТЗ вводов по напряжению.

Данные защиты имеют аналоговое исполнение, большую моральную и физическую изношенность.

Предлагается заменить их на устройство СИРИУС.

Эксплуатационные возможности Сириус-Т

- Дифференциальная двухступенчатая токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

-Защита от перегрузки по каждой стороне напряжения с подачей сигнала сигнализации;

-Состояние контроля трансформатора по данным входных, прерывистых сигналов;

-Обдуг выполняется по двум условиям -показания тока нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

-Возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

-Контроль на "затягивание" команды на отключение;

-Контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

-Наличие регистратора событий;

-Быстрая настройка нескольких функций с помощью тумблеров на лицевой панели аппарата вместо бывших накладок;

-Наличие двух независимых интерфейсов связи RS232C и токовой петли RS485 для связи с компьютером;

-Встроенные часы-календарь;

-Посредством данного устройства, имеющее каналы связи, можно передавать данные аварийных отключений на компьютер, мониторинг и корректировка установок, контроля текущего состояния устройства.

Эксплуатационные возможности устройства Сириус-ТН

-Контроль ТН по U₂, автомату ТН, U-линейному;

-Контроль напряжения 3U₀;

-Реле наличия напряжения;

-Реле отсутствия напряжения;

-Реле ВМ-блокировки для МТЗ;

-Три ступени защиты минимального напряжения ЗМН;

-Степень от повышения напряжения;

- Совмещенная автоматическая частотная разгрузка АЧР-1 и АЧР-2;
- Частотное автоматическое повторное включение ЧАПВ;
- Степень защиты от повышения частоты;
- Логика формирования сигнала пуска АВР;
- Внешние входы сигнализации, организация шинок ВШ.

Эксплуатационные возможности Сириус-2-Л

- защита, автоматика и управление предписанных ПУЭ и ПТЭ;
- программа скрытого расположения (установка/снятие защит и автоматики, подбор нужных характеристик и т.д.);
- введение и хранение установок защит и автоматизации;
- мониторинг и индикация положения выключателя, а также контроль цепей управления;
- установление места неисправности линии (для воздушных линий);
- предоставление информации по аварии, настройка и изменение установок по каналам связи;
- бесконечный быстрый контроль работы самодиагностики в протяжении всего времени работы;
- запрет всех выходных каналов при неисправном состоянии устройства для предотвращения ложной работы;
- сигнализирование прерывистых сигналов управления и блокировок, подачу сигналов управления, внештатной и оповестительной сигнализации;
- гальваническое разветвление всех входов и выходов, а, так же питание, для снабжения высокой помехозащищенности;
- большое сопротивление и надежность изолированности входов и выходов по отношению корпуса и между собой для увеличения устойчивости аппарата к перенапряжениям, которые могут возникать во вторичных цепях КРУ.

Функциональные защитные установки: Сириус-2-Л:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от межфазных повреждений с мониторингом двух, трехфазных токов.-Самостоятельный ввод увеличения любых степеней МТЗ при разном включении коммутатора.- Защита

от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ).- Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) - Охрана от однофазных замыканий на землю .- Подача команды включения МТЗ для работы закономерной защиты шин.

Выполнение функций Сириус-2-Л

- Коммутация выключателя по внешним командам. Предохранения «от скачков» выключателя.
- Допустимость включения внешних обеспечений защит, в виде, дуговых, или от однофазных замыканий на землю.
- Создание сигнала УРОВ при в момент отказа своего коммутатора.
- Одно- или двукратное АПВ.
- Выполнение поверхностных сигналов АЧР и ЧАПВ.

1 Подбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом возмещения реактивной мощности

В основном используют одно- и двух-трансформаторные подстанции (ТП) напряжением 6-10/0,23-0,4 кВ без сборных шин со стороны ВН, так это влияет на быстроту конструкции и дешевизну проекта СЭС.

Однотрансформаторные ТП проектируются для электро-приемников (ЭП) 2 категории устойчивости и для первой имея их до 20 %, при том что должно быть резервированное питание в сетях низкого напряжения (НН) 0,4 кВ от рядом находящихся трансформаторных подстанции с помощью перемычек на 25-30% мощи трансформатора.

Двух-трансформаторные подстанции устанавливаются при нахождении на первом месте электроприемников 1 и 2 категории, либо когда годовые и суточные схемы нагрузок неравномерные или имеют большую разницу смен, когда необходимо коммутация трансформаторов для экономической эксплуатации трансформаторной подстанции.

На трансформаторной подстанции 36, которую будем реконструировать, имеется два уровня напряжения 6 кВ и 0,4 кВ, состоящей из: вводного устройства ВН, распределительного устройства РУНН, 2-х трансформаторов ТМЗ-1600/6, но при установке дополнительного оборудования для производства МТБЭ, мощности трансформаторов не хватает для бесперебойной работы производства. Потребители электроэнергии 1 и 2 категории, следовательно, подстанция должна иметь два или один трехфазных двух-обмоточных трансформаторов, таким образом для ТП будем рассматривать выбор более мощных трансформаторов.

Основным недостатком ранее установленных трансформаторов типа ТМЗ является периодический контроль влагосодержания трансформаторного масла, для дальнейшего рассмотрения выбираем трехфазные сухие силовые трансформаторы защищенного исполнения типа ТСЗУ: эти трансформаторы зарекомендовали с хорошей стороны в широком диапазоне отраслей. Их предназначение преобразовывать электрическую энергию переменного тока

частотой 50 Гц. Используются в промышленных и бытовых строениях, в которых основными критериями является пожаробезопасность и взрывозащищенность, а также экологическая чистота.

Число и мощность трансформаторов можно определить по среднемаксимальной мощности за наиболее загруженную смену $S_{см}$ из того что предложено, в сети НН произведена полное возмещение реактивной мощности до $\cos\varphi=1$, и при $S_{см} = P_{см}=1864,38$ кВт:

$$S_{ном} \geq \frac{P_{см}}{N \cdot K_3},$$

где N - целое число трансформаторов, шт.;

$P_{см}$ – суммарная среднесменная мощность, кВт,

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора,

$K_3 = 0,65-0,7$ – при преобладании нагрузки 1 категории для 2-ух трансформаторной ТП,

$K_3 = 0,7-0,8$ - при преобладании нагрузок 2 категории для 1-о трансформаторных ТП в случае взаимного резервирования трансформаторов на НН,

$K_3 = 0,9-0,95$ – для работы нагрузок 2 категории и присутствии общего резерва трансформаторов, а также при нагрузке 3 категории.

Первоначальная диагностика по допускающей перегрузке подобранных трансформаторов производится в соответствии

$$1,3 \cdot S_{ном} \geq P_p,$$

где P_p – просчитываемая активная нагрузка в целом по КТП, $P_p=2106,75$ кВт,

Действующий коэффициент загрузки трансформаторов при выполнении полного возмещения реактивной мощности находим по формуле:

$$K_{з.д} = \frac{P_p}{N \cdot S_{ном.т}},$$

1. При выборе двух-трансформаторной ТП:

$$S_H \geq \frac{1864,38}{2 \cdot 0,65} = 1434,13 \text{ кВт}$$

Для данной работы устанавливаются трансформаторы ТСЗУ – 2500/(6)10 кВА со схемой соединения треугольник – звезда с глухим присоединением нейтрали, технические характеристики которых указаны в таблице 3:

$$1,3 \cdot 2500 = 3250 \geq 2106,75$$

Условие по допустимой перегрузке трансформаторов выполняется.

$$K_{з.д} = \frac{2106,75}{2 \cdot 2500} = 0,42$$

2. При выборе одно-трансформаторной ТП с условием взаимного резервирования трансформаторов на НН:

$$S_H \geq \frac{1864,38}{0,7} = 2663,4 \text{ кВт}$$

Для установки выбирается трансформатор ТСЗУ – 2500/(6)10 кВА со схемой соединения треугольник – звезда с глухим присоединением нейтрали, технические характеристики которого указаны в таблице 3:

$$1,3 \cdot 4000 = 5200 \geq 2106,75$$

Условие по допустимой перегрузке трансформаторов выполняется.

$$K_{з.д} = \frac{2106,75}{1 \cdot 4000} = 0,52$$

Таблица 3 - Технические характеристики трансформаторов ТСЗУ

№	Тип изделия	Мощность, кВА	Ном. напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение к.з, %	Потери х.х, кВт	Потери к.з., кВт	Ток х.х., %
			ВН	НН					
1	ТСЗУ - 2500/(6)10	2500	6,0;6,3	0,4;	Д/УП-11	5,5	2,8	15	0,7
			10,0;10,5	0,69					
2	ТСЗУ- 4000/(6)10	4000	6,0;6,3	0,4;	Д/УП-11	6,5	4,6	20,5	0,65
			10,0;10,5	0,69					

Исходя из данных условий принимаем два варианта установки цеховых трансформаторов:

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами [17], ТСЗУ - 2500/(6)10 кВА, при $K_3=0,65$.

Определяем потери в трансформаторах по формулам:

$$\Delta P_m = N_T \cdot (\Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз})$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot (2,8 + 0,65^2 \cdot 15) = 20,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = N_T \cdot (I_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot (0,7 + 0,65^2 \cdot 15) \cdot \frac{1600}{100} = 257,6 \text{ кВАр.}$$

где N_T - количество трансформаторов, шт.;

ΔP_m - потери активной мощности одного трансформатора, кВт;

ΔQ_m - потери реактивной мощности одного трансформатора, кВАр;

Делаем расчет нагрузки в корпусе и учитываем потери в трансформаторе по формулам:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T$$

$$P_p = 2106,75 + 20,3 = 2126,78 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T$$

$$Q_p = 1932,89 + 257,6 = 2208,49 \text{ кВАр.}$$

Делаем расчет реактивной мощности в время минимума нагрузки для предприятия по формуле:

$$Q_{мин} = Q_p \cdot 0,5$$

$$Q_{мин} = 2208,49 \cdot 0,5 = 1104,24 \text{ кВАр}$$

Просчитываем выгодные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы по формулам:

$$Q_{\text{э1}}^I = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}$$

$$Q_{\text{э1}}^{II} = \alpha \cdot P_p$$

При $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$;

$$Q_{\text{э1}}^I = 2208,49 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{э1}}^{II} = 0,28 \cdot 2126,78 = 595,49 \text{ кВАр.}$$

Так как напряжение в часы максимальных нагрузок понижается. Значение используем наименьшее.

$$Q_{\text{э1}}^{\text{II}} = 595,49 \text{ кВАр.}$$

Рассчитываем экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме пониженных нагрузок по формулам:

$$Q_{\text{э2}}^{\text{I}} = Q_{\text{мин}} + Q_{\text{к}}, \text{ при } Q_{\text{к}} = 0$$

$$Q_{\text{э2}}^{\text{II}} = Q_{\text{мин}} - Q_{\text{кД}} = Q_{\text{мин}} - (Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}})$$

$$Q_{\text{э2}}^{\text{I}} = 1104,24 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{э2}}^{\text{II}} = 1104,24 - (2208,49 - 595,49) = -508,47 \text{ кВАр.}$$

При повышении напряжения во время малых нагрузок берем в расчет большее из значений.

$$Q_{\text{э2}}^{\text{I}} = 1104,24 \text{ кВАр.}$$

Делаем расчет суммарной мощности компенсирующих устройств по формулам:

$$Q_{\text{КУмакс}} = 1,1 \cdot Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}}$$

$$Q_{\text{КУмин}} = Q_{\text{мин}} - Q_{\text{э2}}$$

$$Q_{\text{КУмакс}} = 1,1 \cdot 2208,49 - 595,49 = 1807,3 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{КУмин}} = 1104,24 - 1104,24 = 0 \text{ кВАр.}$$

Все КУ должны быть регулируемы.

Для определения реактивной мощности, подающейся из сети 6кВ в сеть до 1кВ при том, что она не может компенсироваться по формуле:

$$Q_{\text{эН}} = Q_{\text{э1}} - (Q_{\text{р}} - Q_{\text{р}\Sigma})$$

$$Q_{\text{эН}} = 595,49 - (2208,49 - 1932,89) = 319,92 \text{ кВАр.}$$

Делаем расчет реактивной мощности, которая передается из сети 6 кВ в сеть, напряжением до 1 кВ по формуле:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(N_{\text{T}} \cdot K_{\text{з}} \cdot S_{\text{HT}})^2 - P_{\text{р}\Sigma}^2}$$

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 2500) - 2106,75^2} = 2794,92 \text{ кВАр.}$$

Определяем мощность КУ устанавливаемых на стороне до 1 кВ по формуле:

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{T}}$$

$$Q_{KVH} = 1932.29 - 2794.92 = -862.03 \text{ кВАр.}$$

Так как $Q_{KVH} < 100$ кВАр, мощность не компенсируем.

Определяем мощность КУ устанавливаемых на стороне 6 кВ по формуле:

$$Q_{KVB} = Q_{\text{макс}} - Q_{KVH}$$

$$Q_{KVB} = 595.49 - (862.03) = 1457.58 \text{ кВАр.}$$

Так как $Q_{KVB} > 800$ кВАр, установка компенсирующих устройств на стороне 6 кВ целесообразна.

Затраты:

Определяем затраты на реконструкцию КТП с трансформаторами ТСЗУ - 1600/(6)10 кВА, а удельную стоимость по формулам:

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{ТП}} + C \cdot \Delta P_T$$

где, E – общий коэффициент отчисления от капиталовложения в КТП, $E = 0,223$;

$K_{\text{ТП}}$ – цена данного трансформатора; $K_{\text{ТП}} = 950$ тыс. руб.;

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{\text{хх}} + C \cdot K_z^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}$$

где, C – удельная стоимость потерь при максимально активных нагрузках.

C_0 – удельная стоимость потерь, при работе трансформатора на холостом

$$\text{ходу; } C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau$$

где, α – базисная ставка двух-ставочного тарифа, $\alpha = 280$ руб./кВт;

β – прибавочная расчет за один кВт час использованной электроэнергии;

$$\beta = 1,1 \text{ руб/кВт час;}$$

T_p – время эксплуатации трансформатора в году, $T_p = 8760$ ч;

T_m – время потребления высокой нагрузки предприятием в год,

$$T_m = 4500 \text{ ч;}$$

τ – время максимальных потерь,

Вычисляем время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{1000} \right)^2 \cdot T_p$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{1000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч};$$

$$C_0 = \left(\frac{280}{4500} + 1,1 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 641,4 \text{ руб./кВт год};$$

$$C = \left(\frac{280}{4500} + 1,1 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2,886 \cdot 10^3 = 211,3 \text{ руб./кВт год};$$

$$C \cdot \Delta P_T = 641,4 \cdot 2,8 + 211,3 \cdot 0,65^2 \cdot 15 = 3135 \text{ руб.};$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot 950 \cdot 2 + 3,135 = 426,38 \text{ тыс. руб.};$$

Затраты на КРМ

Принимаем две регулируемых БК типа УК-0,38-110 Н мощностью 220 кВАр = 0,22 МВАр

$$Z_{КВН} = E \cdot K_v \cdot \left(\frac{U}{U_{бб}} \right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{бб} \cdot Q + E_p \cdot K_p$$

$$Z_{КВН} = 0,223 \cdot 960 \cdot 0,22 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,22 + 0,27 \cdot 16 \cdot 2 = 62,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z = Z_{КТП} + Z_{КВН}$$

$$Z = 426,38 + 62,6 = 488,98 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим вариант с одним трансформатором ТСЗУ - 4000/(6)10 кВА, по[17], при $K_3=0,7$.

Определяем потери в трансформаторах по формулам:

$$\Delta P_m = N_T \cdot (\Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз})$$

$$\Delta P_m = (4,6 + 0,7^2 \cdot 20,5) = 14,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = N_T \cdot (I_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}$$

$$\Delta Q_m = (0,65 + 0,7^2 \cdot 20,5) \cdot \frac{4000}{100} = 746,2 \text{ кВАр.}$$

Делаем расчет нагрузки в корпусе с учитывая потери в трансформаторе по формулам:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T$$

$$P_p = 2106,75 + 20,3 = 2126,78 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T$$

$$Q_p = 1932.89 + 257.6 = 2208.49 \text{ кВАр.}$$

Находим реактивную мощность в минимальный час нагрузки предприятия по формуле:

$$Q_{\text{мин}} = Q_p \cdot 0,5$$

$$Q_{\text{мин}} = 2208.49 \cdot 0.5 = 1104.245 \text{ кВАр.}$$

Рассчитываем целесообразно обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы по формулам:

$$Q_{\text{э1}}^I = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}$$

$$Q_{\text{э1}}^II = \alpha \cdot P_p$$

При $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$;

$$Q_{\text{э1}}^I = 2208.49 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{э1}}^II = 0.28 \cdot 2106.15 = 618.38 \text{ кВАр.}$$

Так как в час высоких нагрузок понижается напряжение, выставляем наименьшее значение.

$$Q_{\text{э1}}^II = 618.38 \text{ кВАр.}$$

Просчитываем целесообразно обоснованные показания реактивной мощности в режиме минимальных нагрузок по формулам:

$$Q_{\text{э2}}^I = Q_{\text{мин}} + Q_K, \text{ при } Q_K = 0$$

$$Q_{\text{э2}}^II = Q_{\text{мин}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{мин}} - (Q_p - Q_{\text{э1}})$$

$$Q_{\text{э2}}^I = 1104.24 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{э2}}^II = 1104.24 - (2208.49 - 618.38) = -489.87 \text{ кВАр.}$$

Так как во время минимальных нагрузок повышается напряжение берем максимальное из значений.

$$Q_{\text{э2}}^I = 1104.24 \text{ кВАр.}$$

Просчитываем общую мощность возмещающих аппаратов по формулам:

$$Q_{\text{КУмакс}} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}$$

$$Q_{\text{КУмин}} = Q_{\text{мин}} - Q_{\text{э2}}$$

$$Q_{КУ_{\max}} = 1,1 \cdot 2208,49 - 618,38 = 1749,12 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{КУ_{\min}} = 1104,24 - 1104,24 = 0 \text{ кВАр.}$$

КУ должны иметь регулировку.

Делаем расчет реактивной мощности, которая будет передаваться из сети 6 кВ в сеть, до 1 кВ и не может компенсироваться по формуле:

$$Q_{ЭН} = Q_{\Sigma 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma})$$

$$Q_{ЭН} = 618,38 - (2208,49 - 1932,89) = 342,78 \text{ кВАр.}$$

Находим реактивную мощность, которая передастся из сети 6 кВ в сеть, напряжением до 1 кВ по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{HT})^2 - P_{p\Sigma}^2}$$

$$Q_T = \sqrt{(0,7 \cdot 4000)^2 - 2106,75^2} = 2719,54 \text{ кВАр.}$$

Определяем мощность КУ устанавливаемых на стороне до 1 кВ по формуле:

$$Q_{КУН} = Q_{p\Sigma} - Q_T$$

$$Q_{КУН} = 1932,89 - 2719,54 = -768,65 \text{ кВАр.}$$

Так как $Q_{КУН} < 100$ кВАр, мощность не компенсируем.

Определяем мощность КУ устанавливаемых на стороне 6 кВ по формуле:

$$Q_{КVB} = Q_{\max} - Q_{КУН}$$

$$Q_{КVB} = 618,38 - 768,65 = -150,27 \text{ кВАр.}$$

Так как $Q_{КVB} < 800$ кВАр, установка компенсирующих устройств на стороне 6 кВ не целесообразна.

Затраты:

Определяем затраты на реконструкцию КТП с трансформатором ТСЗУ - 4000/(6)10 кВА и удельную стоимость по формулам:

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T$$

где, E – общий коэффициент отчисления от капиталовложения в КТП, E= 0,223;

$K_{ТП}$ - цена одного трансформатора; $K_{ТП} = 1,4$ млн. руб.;

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau$$

где α - основополагающая цена двух-ставочного тарифа, $\alpha = 280$ руб./кВт;

β - вторичная плата потребляемая за один кВт час электроэнергии; $\beta = 1,1$ руб./кВт час;

T_p – часы эксплуатации трансформатора в год, $T_p = 8760$ ч;

T_m – часы эксплуатации при максимальной нагрузке предприятием в год,
 $T_m = 4500$ ч;

τ - время при работе с максимальными потерями.

Делаем расчет времени при максимальных потерях по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{1000} \right)^2 \cdot T_p$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{1000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч};$$

$$C_0 = \left(\frac{280}{4500} + 1,1 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 641,4 \text{ руб./кВт год};$$

$$C = \left(\frac{280}{4500} + 1,1 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2,886 \cdot 10^3 = 211,3 \text{ руб./кВт год};$$

$$C \cdot \Delta P_T = 641,4 \cdot 4,6 + 211,3 \cdot 0,7^2 \cdot 20,5 = 5,073 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot 1400 + 5,037 = 317,27 \text{ тыс. руб.};$$

Затраты на КРМ

Потери электроэнергии в трансформаторах представим ниже в таблице 4:

Таблица 4 Сопоставление двух вариантов

№ варианта	Кол-во трансформаторов	Трансформаторы	Приведенные затраты
Вариант 1	2	ТСЗУ -2500/(6)10.	$Z = 488,98$ тыс. руб.
Вариант 2	1	ТСЗУ -4000/(6)10.	$Z = 317,27$ руб.

В результате технико-экономического сравнения более выгодным является установка одно-трансформаторной подстанции с резервом на стороне 0,4 кВ.

2 Расчет токов короткого замыкания

В электроустановках могут происходить всевозможные варианты коротких замыканий, дополняющихся быстрым наращиванием тока. Для этого оборудование, устанавливаемое в СЭС должно быть устойчиво к таким процессам и устанавливаться с учетом величин таких токов.

Частыми признаками КЗ может быть: повреждение изоляции от частей электрических установок, направленное действие персонала, перекрытия токоведущих частей установок.

Короткие замыкания часто сопутствуются прекращением подачи электроэнергии потребителям, присоединенных к точке, где случилось короткое замыкание, не стабильной работы других потребителей, и нарушает нормальную работу энергосистемы в целом.

Для недопущения КЗ и сглаживания его последствий необходимо: ликвидировать причины, сопутствующие КЗ, задействовать быстродействующие выключатели, задействовать АРН для ускоренного подачи напряжения генераторов, целесообразно рассчитать размеры токов КЗ и по их критериям выбрать нужную аппаратуру, выбрать защиту и упорядочить средства для отсечения токов КЗ.

В действующих электроустановках токи КЗ увеличивается до очень больших размеров. Действующие при этом механическое воздействие между отдельными токоведущими частями агрегатов могут вызывать значительные повреждения.

Для этого, при надежной работе электроустановок все ее элементы должны быть достаточно подготовленными, для устойчивости против этих механических воздействий при возникновении ударного тока

При расчете токов к.з. и выбора коммутационных аппаратов и проводниковых линий , их диагностики по условиям термостойкости и электродинамике, а также при коротком замыкании, для нахождения параметров работы, проверки чувствительности и корректировки действий

устройств релейной защиты электроустановок 0.4-220кВ устанавливается приближенными, так сказать основными методами, долгий опыт работы которых доказал его технико-экономическую естественность. При расчете не учитывают:

- Преобразование частоты вращения синхронных агрегатов, сдвиг по фазе ЭДС ;
- намагничивающиеся токи трансформаторов;
- наполнение магнитных порядков генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкость проводимости воздушных (ЛЭП), и кабельных трасс;
- различие назначений высокопереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможное несоответствие трех фазной системы;
- действие не рабочей нагрузки на токи короткого замыкания;
- запитку места короткого замыкания. со стороны электродвигателей напряжением до 1кВ при просчете токов короткого замыкания. в сети напряжением выше 1 кВ.

Схема расчета и схема замещения участка сети для тока короткого замыкания представлена на (рис.2) и (рис.3).

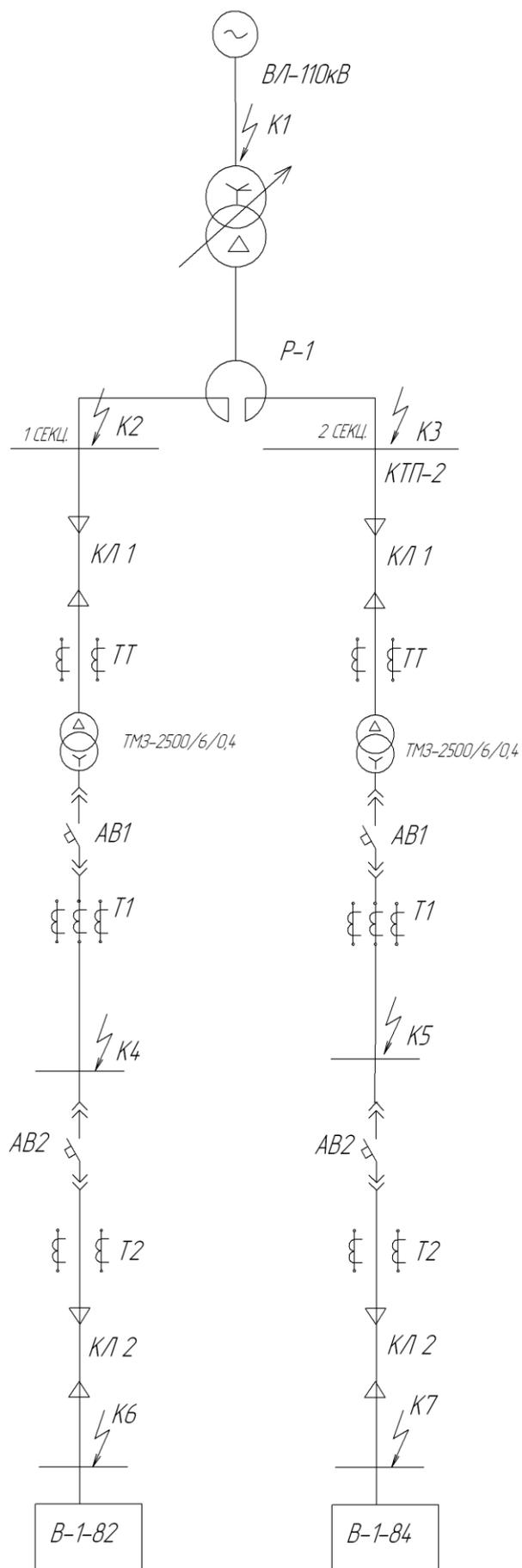


Рисунок 2- Расчетная схема

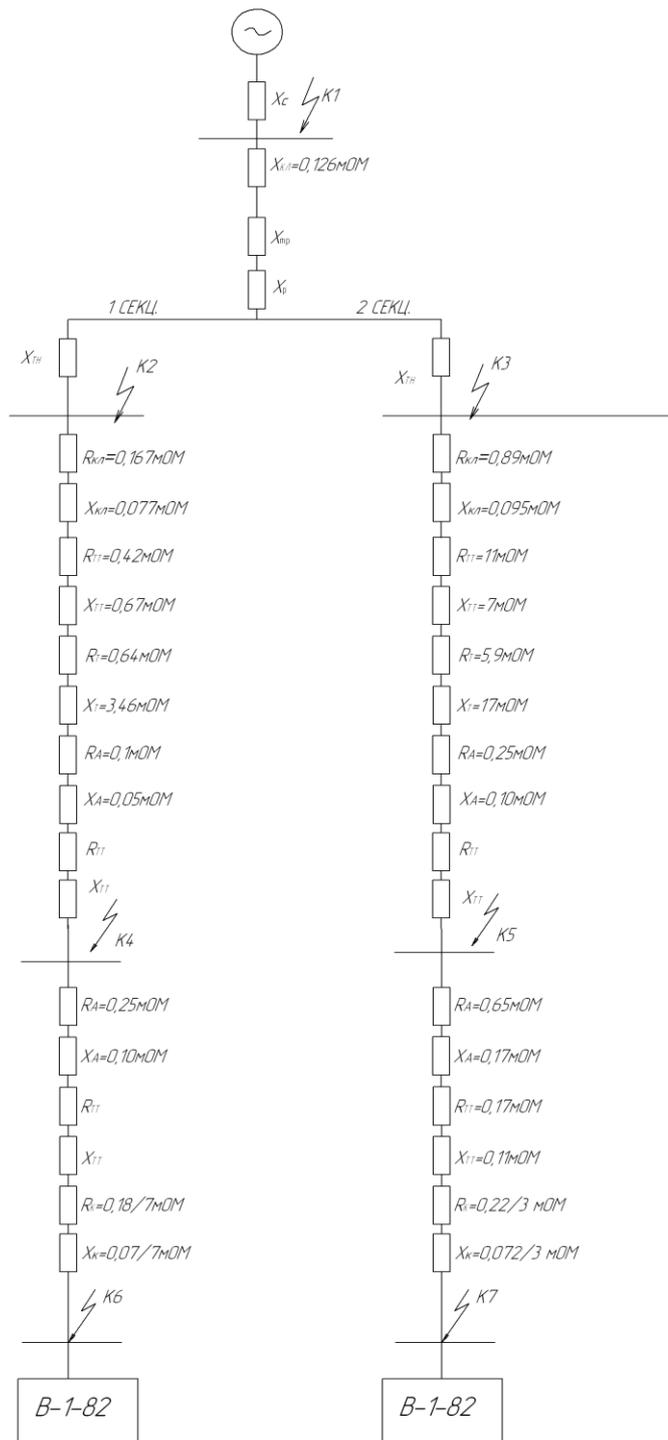


Рисунок 3- Схема замещения

3 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

1. Система:

$$U_H = 115 \text{ кВ};$$

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА};$$

$$S_{\kappa} = 2100 \text{ МВА}.$$

$$U_K = 11,7\%$$

$$S_{НОМ} = 40 \text{ МВА}$$

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{100}{2100} = 0,0476$$

2. КЛ:

$$x_0 = 0,124 \text{ Ом/км};$$

$$R_0 = 0,41 \text{ Ом/км};$$

$$l = 25 \text{ км};$$

$$x_{кл} = x \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\sigma}}{U_H}\right)^2$$

$$0,124 \cdot 25 \cdot \frac{100^2}{115} = 0,0234 \text{ мОм}$$

$$U_H = 115 \text{ кВ}.$$

$$x_{*TB} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{тн}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033$$

3. Трансформатор: $S_H = 40 \text{ МВА};$

$$x_{*TH} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{тн}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,46$$

$$U_{кв} = U_{\kappa} \cdot 0,125 = 11,7 \cdot 0,125 = 1,4625$$

$$U_{кн} = U_{\kappa} \cdot 1,75 = 11,7 \cdot 1,75 = 20,475$$

В точке К₁:

$$X_{\Sigma} = 0,0476 + 0,0234 = 0,071 \text{ мОм}$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 7,069 \cdot 1,8 = 17,994 \text{ кА}$$

где: $K_y = 1,8$ – ударный коэффициент

Действующее значение ударного тока:

$$I_{yк1} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2} = 7,069 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,673 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки K_1 :

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{кз} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,069 = 1408,044 \text{ МВА}$$

В точке K_2, K_3 :

$$I_{\tilde{n}} = \frac{\dot{A}_{\tilde{n}}}{\tilde{O}_{\Sigma}} = \frac{1}{0,564} = 1,774 \hat{I} \text{ а.}$$

$$I_{\hat{e}\hat{c}}^{(3)} = I_c'' \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_f} = 1,774 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 15,726 \hat{e}\hat{A}$$

Ударный ток:

$$i_{\hat{a}\hat{i}} = \sqrt{2} \cdot \hat{E}_{\hat{o}} \cdot I_{\hat{e}\hat{c}} = \sqrt{2} \cdot 15,726 \cdot 1,92 = 42,573 \hat{e}\hat{A}$$

где: $K_y = 1,92$ – ударный коэффициент

Действующее значение ударного тока:

$$I_{yк2,3} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\hat{a}\hat{i}} - 1)^2} = 15,726 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 25,807 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки K_2, K_3 :

$$S_{к2,3} = \sqrt{3} \cdot U_f \cdot I_{\hat{e}\hat{c}} = \sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 15,762 = 177,8 \hat{A}\hat{A}$$

3.1.1. Расчет тока 1-фазного короткого замыкания

В точке K_1 :

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l = 0,0476 + 3 \cdot 0,0234 = 0,1178$$

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,071 + 0,1178} = 11,547$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\hat{o}} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\hat{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{o}}} = 11,547 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,797 \text{ кА.}$$

В точке K_2, K_3 :

$$x_{*\Sigma 1} = x_{*c} + x_{*l} + x_{*m\hat{a}} + x_{*m\hat{i}\hat{i}} = 0,0476 + 0,0234 + 0,033 + 0,46 = 0,564$$

$$x_{*0\Sigma} = x_{*c} + 3 \cdot x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тнн} = 0,0476 + 3 \cdot 0,0234 + 0,033 + 0,46 = 0,611$$

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,564 + 0,611} = 1,725$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\sigma} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{a}}} = 1,725 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 15,296 \text{ кА.}$$

итоги расчётов сводим в таблице 5.1

Таблица 3.1 - Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ секции №1

	U _H , кВ	I ⁽³⁾ _к , кА	I ⁽¹⁾ _к , кА	I _{у к} , кА	K _у	i _у , кА	S _к , МВА
<u>K₁</u>	115	7,069	5,797	10,673	1,8	17,994	1408,044
<u>K₂</u>	6,6	15,726	15,296	25,807	1,92	42,573	177,8
<u>K₃</u>	6,6	15,726	15,296	25,807	1,92	42,573	177,8

Для вычисления составлена схема с показанием точек короткого замыкания и схема замещения (рис.3).

3.2.1. Проект вычисляемой схемы

Система:

$$S_k = 177,3 \text{ МВА}; U_{н.вн.} = 6,6 \text{ кВ.}$$

$$\tilde{O}_{\tilde{n}} = \frac{U_{i.i\tilde{i}}^2}{S_{\tilde{e}}} \cdot 1000 = \frac{0,4^2}{177,8} \cdot 1000 = 0,902 \hat{i} \hat{i}$$

Кабельная линия КЛ1: АСБГ (3×185)

$$R_{IKЛ} = 0,167 \cdot 800 = 133,6 \text{ мОм}$$

$$X_{IKЛ} = 0,077 \cdot 800 = 61,6 \text{ мОм}$$

Трансформатор тока ТТ1: (ТПЛ- 200/5)

$$K_{ТТ} = 200/5$$

$$R_{ТТ} = 0,42 \text{ мОм}$$

$$X_{ТТ} = 0,67 \text{ мОм}$$

Трансформатор: (ТМЗ – 2500/6/0,4 кВА):

$$U_{н.вн} = 6,6 \text{ кВ}$$

$$U_{н.нн} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$U_{к} = 5,5\%$$

Автоматический выключатель АВ1: (тип ВА-75):

$$I_{н} = 4000 \text{ А}$$

$$R_{a1} = 0,1 \text{ МОм}$$

$$X_{a2} = 0,05 \text{ МОм}$$

Автоматический выключатель АВ2: (ВА-53)

$$I_{н} = 1000 \text{ А}$$

$$R_{a2} = 0,25 \text{ МОм}$$

$$X_{a2} = 0,10 \text{ МОм}$$

Кабельная линия КЛ2: (до В-1-82) 3 кабеля (АВШв 3×185+1×70):

$$l = 200 \text{ м}$$

$$R_{кл2} = 0,115 \text{ МОм/м}$$

$$X_{кл2} = 0,069 \text{ МОм/м}$$

3.2.2. вычисление размеров схемы замещения

сопротивления схемы сводятся к $U_{баз} = 0,4 \text{ кВ}$

Трансформатор:

$$r_m = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{нн}^2}{S_{н}^2} = \frac{25 \cdot 0,4^2}{2500^2} = 0,64 \text{ МОм.};$$

$$z_m = \frac{U_{к} \cdot U_{нн}^2}{S_{нТ}} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{2500} \cdot 10^4 = 3,52 \text{ МОм.};$$

$$x_m = x_2 = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{3,52^2 - 0,64^2} = 3,46 \text{ МОм.}$$

Кабельная линия КЛ2:

$$R_{кл2} = 0,115 \cdot 200 / 3 = 7,66 \text{ МОм}$$

$$X_{кл2} = 0,069 \cdot 200 / 3 = 4,6 \text{ МОм}$$

3.2.3 3-х фазное металлическое короткое замыкание в точке К4:

1. Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{TTI} + r_{клI} + r_T + r_{AI} = 0,42 + 133,6 + 0,64 + 0,1$$

$$r_{\Sigma} = 134,955 \text{ мОм.}$$

2. Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_I = x_c + x_{клI} = 0,902 + 61,6 = 62,502 \text{ мОм}$$

$$x_{\Sigma} = x_I + x_{TTI} + x_T + x_{AI} = 62,05 + 0,67 + 3,46 + 0,05$$

$$x_{\Sigma} = 66,445 \text{ мОм.}$$

3. Полное суммарное сопротивление до точки \underline{K}_4 :

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{134,955^2 + 66,445^2} = 150,429 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического 3-х фазного короткого замыкания $I_{км(3)}$ находится по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 150,429} = 1,53 \text{ кА}$$

5. 3-х фазное дуговое короткое замыкание

Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания вычисляется с задействованием коэффициента K_c . Для первоначального момента короткого замыкания (K_{c1}) и установившегося короткого замыкания (K_{c2})

Для точного сопротивления $Z_{\Sigma}^{(3)} = 150,429 \text{ мОм}$ значения коэффициента следующие:

$$K_{c1} = 0,94; K_{c2} = 0,83$$

6. Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания просчитывается по формуле:

$$I_{кд}^{(3)} = I_{км}^{(3)} \cdot K_c$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,53 \cdot 0,94 = 1,44 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,53 \cdot 0,83 = 1,27 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с}$$

7. Ударный ток короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$i_{y2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{км2}^{(3)}, \text{ кА}$$

где K_y – ударный коэффициент, находится по графику.

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{66,445}{134,995} \approx 0,49$$

Это значение соответственно $K_y=1,0$

Высчитываем $i_y=1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,53=2,164$ кА

3.2.4 3-х металлическое короткое замыкание в точке К₆:

1. Полное активное сопротивление

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma} + r_{A2} + r_{KJ2} = 134,995 + 0,25 + 7,66$$

$$r_{\Sigma 2} = 143,127 \text{ мОм.}$$

2. Полное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma} + x_{KJ2} + x_{A2} = 66,445 + 4,6 + 0,1$$

$$x_{\Sigma 2} = 71,634 \text{ мОм.}$$

3. Суммарное сопротивление до точки К₆:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{143,127^2 + 71,634^2} = 160,052 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического 3-х фазного короткого замыкания. $I_{км(3)}$

вычисляется по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 160,052} = 1,44 \text{ кА}$$

5. 3-х фазное дуговое короткое замыкание

Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания вычисляется с задействованием коэффициента K_c . Для первоначального момента короткого замыкания (K_{c1}) и установившегося короткого замыкания (K_{c2}):

Для суммарного сопротивления $Z_{\Sigma}^{(3)}=160,052$ мОм используется значения коэффициента

$$K_{c1}=0,94; K_{c2}=0,84$$

6. Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания находится по формуле:

$$I_{кд}^{(3)} = I_{км}^{(3)} \cdot K_c$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,44 \cdot 0,94 = 1,354 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{к\delta}^{(3)} = 1,44 \cdot 0,84 = 1,210 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с}$$

7. Ударный ток короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$i_{y2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{км2}^{(3)}, \text{ кА}$$

где K_y – коэффициент ударный, находится по графику

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{71,634}{143,127} \approx 0,5$$

Такому значению отвечает

$$K_y = 1,0$$

$$\text{Находим } i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,44 = 2,036 \text{ кА}$$

Таблица 3.2 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{н}, \text{ кВ}$	$Z_{\Sigma}^{(3)}, \text{ мОм}$	$I_{к}, \text{ кА}$	$I_y, \text{ кА}$	K_y
<u>К₄</u>	0,4	150,429	1,53	2,164	1,0
<u>К₆</u>	0,4	160,052	1,44	2,036	1,0

3.3. Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ секции №2

Для вычисления подготовлена расчётная схема с показанием точек короткого замыкания. и схема замещения (рис.3).

3.3.1. Размеры расчетной схемы

Порядок:

$$S_{к} = 177,3 \text{ МВА}; U_{н.вн.} = 6,6 \text{ кВ.}$$

$$\tilde{O}_{\bar{n}} = \frac{U_{i.i}^2}{S_{\bar{e}}} \cdot 1000 = \frac{0,4^2}{177,8} \cdot 1000 = 0,902 \hat{i} \hat{i}$$

Кабельная линия КЛ1: (АСБГ- 3*70)

$$R_{КЛ} = 0,3 \cdot 850 = 255 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ} = 0,065 \cdot 850 = 55,25 \text{ мОм}$$

Трансформатор тока ТТ1: (ТПЛ- 75/5)

$$K_{ТТ} = 75/5$$

$$R_{ТТ} = 3 \text{ мОм}$$

$$X_{ТТ} = 4,8 \text{ мОм}$$

Трансформатор: (ТМЗ – 2500/6,6/0,4 кВА):

$$U_{н.вн} = 6,6 \text{ кВ}$$

$$U_{н.нн} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$U_k = 5,5\%$$

Автоматический выключатель АВ1: (ВА-53):

$$I_n = 1600 \text{ А}$$

$$R_{a1} = 0,14 \text{ мОм}$$

$$X_{a1} = 0,08 \text{ мОм}$$

$$X_{u2} = 0,18 \text{ мОм/м}$$

Автоматический выключатель АВ2: (ВА-53)

$$I_n = 630 \text{ А}$$

$$R_{a2} = 0,41 \text{ мОм}$$

$$X_{a2} = 0,13 \text{ мОм}$$

Трансформатор тока Т2: (ТШН 500/5)

$$K_{ТТ} = 500/5$$

$$R_{ТТ} = 0,05 \text{ мОм}$$

$$X_{ТТ} = 0,07 \text{ мОм}$$

Кабельная линия КЛ2: 2 кабеля (АВбШв 3×185+1×70):

$$l = 250 \text{ м}$$

$$R_{кл2} = 0,115 \text{ мОм/м}$$

$$X_{кл2} = 0,069 \text{ мОм/м}$$

3.3.2. Вычисление норм схемы замещения

Сводятся все схемы сопротивления к $U_{баз} = 0,4 \text{ кВ}$

Трансформатор:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{нн}^2}{S_H^2} = \frac{11,6 \cdot 400^2}{1000^2} = 1,856 \text{ мОм.};$$

$$z_m = \frac{U_k \cdot U_{нн}^2}{S_{HT}} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} \cdot 10^4 = 8,8 \text{ мОм.};$$

$$x_m = x_2 = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,856^2} = 8,65 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2:

$$R_{КЛ2} = 0,115 \cdot 250 / 2 = 14,375 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ2} = 0,069 \cdot 250 / 2 = 8,625 \text{ мОм}$$

3.3.3. 3-х фазное металлическое короткое замыкание в точке К₆:

1. Полное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{ТТ1} + r_{кл1} + r_T + r_{A1} = 3 + 255 + 1,856 + 0,14$$

$$r_{\Sigma} = 260,446 \text{ мОм}$$

2. Полное индуктивное сопротивление

$$x_I = x_c + x_{кл1} = 0,902 + 55,25 = 56,152 \text{ мОм}$$

$$x_{\Sigma} = x_I + x_{ТТ1} + x_T + x_{A1} = 56,152 + 4,8 + 0,08$$

$$x_{\Sigma} = 61,242 \text{ мОм.}$$

3. Итоговое суммарное сопротивление до точки К₅:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{260,446^2 + 61,242^2} = 267,549 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического 3-х фазного короткого замыкания $I_{км(3)}$ находится по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 267,549} = 0,863 \text{ кА}$$

5. 3-х фазное дуговое короткое замыкание:

Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания вычисляется с оперированием коэффициента K_c . Для первоначального момента короткого замыкания (K_{c1}) и зафиксировавшегося короткого замыкания (K_{c2})

При суммарном сопротивлении $Z_{\Sigma}^{(3)} = 267,549 \text{ мОм}$ показания коэффициента следующие:

$$K_{c1} = 1; K_{c2} = 0,99$$

6. Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания высчитывается по формуле:

$$I_{кд}^{(3)} = I_{км}^{(3)} \cdot K_c$$

$$I_{кд}^{(3)} = 0,863 \cdot 1 = 0,863 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{кд}^{(3)} = 0,863 \cdot 0,99 = 0,854 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с}$$

7. Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{y2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{км2}^{(3)}, \text{ кА}$$

где K_y – ударный коэффициент, какой находится по графику.

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{61,242}{260,446} \approx 0,23$$

Такой значимости соответствует $K_y=1,0$ [9,рис.4.6]

Определяем $i_y=1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,863=1,220$ кА

3.3.4 3-х фазное металлическое короткое замыкание в точке К₇:

1. Полное активное сопротивление

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma} + r_{A2} + r_{KJ2} = 260,446 + 0,41 + 14,375$$

$$r_{\Sigma 2} = 275,585 \text{ мОм.}$$

2. Полное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma} + x_{KJ2} + x_{A2} = 61,242 + 8,625 + 0,13$$

$$x_{\Sigma 2} = 70,537 \text{ мОм.}$$

3. Суммарное сопротивление до точки К₇:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{275,585^2 + 70,537^2} = 284,469 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического 3-х фазного короткого замыкания $I_{км(3)}$

вычисляется по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 284,469} = 0,81 \text{ кА}$$

5. Дуговое 3-х фазное короткое замыкание:

Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания. вычисляется с оперированием коэффициента K_c . При начальном моменте короткого замыкания (K_{c1}) и установившемся КЗ (K_{c2})

При полном сопротивлении $Z_{\Sigma}^{(3)}=284,469$ мОм значимость коэффициента следующая

$$K_{c1}=1,0; K_{c2}=0,99$$

6. Ток 3-х фазного дугового короткого замыкания высчитывается по формуле:

$$I_{кд}^{(3)} = I_{км}^{(3)} \cdot K_c$$

$$I_{кд}^{(3)} = 0,81 \cdot 1,0 = 0,81 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,44 \cdot 1,0 = 0,80 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с}$$

7. Ударный ток короткого замыкания высчитывается по формуле:

$$i_{y2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{км2}^{(3)}, \text{ кА}$$

где K_y – ударный коэффициент, который находится по графику.

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{70,537}{275,585} \approx 0,256$$

Такой значимости соответствует $K_y = 1,0$

Находим $i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,81 = 1,145 \text{ кА}$

Таблица 3.3 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{н}, \text{кВ}$	$Z_{\Sigma}^{(3)}, \text{МОм}$	$I_{к}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	K_y
<u>К₆</u>	0,4	267,549	0,863	1,220	1,0
<u>К₇</u>	0,4	284,469	0,81	1,145	1,0

4 Выбор электрооборудования

4.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Для сверки выключателей делаем выбор из двух видов, вакуумный выключатель ВБП-110Ш-31,5/2500 УХЛ1 и элегазовый ВГТ-110Ш-40/2500. Выборочная характеристика коммутаторов показана в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Сравниваем характеристики выключателей в таблице 4.1

№ п/п	Параметры	ВБП-110Ш-31,5/2500	ВГТ-110Ш-40/2500
1	Номинальное рабочее напряжение, кВ	110	110
2	Верхний предел наибольшего напряжения, кВ	126	126
3	Номинальный рабочий ток, А	2500	2500
4	Номинальный ток при отключении, кА	31,5	40
5	Номинальное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
6	Цена, руб.	1450300	990400

Для нашего варианта подходит элегазовый выключатель типа ВГТ-110Ш-40/2500У1, в его характеристиках наиболее существенны требования к технико-экономической составляющей

Выключатель ВГТ-110Ш-40/2500 -устанавливается для переключения и влключения в электрических цепях при работе в нормальных, а также аварийных режимах, при коммутации с циклами АПВ в сетях 3хфазного переменного тока частотой 50 Гц и с номинальным напряжением 110 кВ.

Коммутаторы подходят для климатического исполнения У и ХЛ, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Предназначенные для эксплуатации на закрытых и открытых распределительных устройствах в

местах с климатическим диапазоном (умеренный, холодный) при таких условиях:

- невзрывоопасная окружающая среда в которой нет содержания концентрации агрессивных газов, паров, которые разрушают металлические и изоляционную оболочку. Не присутствуют коррозионно-активные агенты по ГОСТу 15150-69 для атмосфер (типа II);

- предельное номинальное показание температур окружающей среды составляет 40°C;

- предельно низкая составляющая рабочая атмосферная температура окружающего воздуха равна: для комплектации У1 - 45°C если наполнен коммутатор элегазом, а для комплектации ХЛ1* - 55°C если наполнен газовой смесью (элегаз SF6 и тетрафторметан CF4);

- При относительной влажности воздуха: температура+15°C - 75% (предельное показание 100% температура +25°C);

- Для гололеда при толщине стенки льда до 20 мм и порыве ветра скоростью до 15 м/с, если гололеда нет – то скорость ветра не должна превышать- 40 м/с;

- Максимальная точка установки над уровнем моря не должна превышать 1000 м;

- сейсмичность - до 9 баллов по шкале MSK-64;

- Момент силы

проводов в горизонтальном направлении для выключателей ВГТ-110 - не более 1000 Н (100 кгс).

По предварительному заказу допускается поставка в климатическом исполнении Т1 (верхнее предельное значение температуры воздуха +55°C в рабочем режиме).

Предельно-допустимое число для операционных отключений каждого из полюсов коммутатора ВГТ-110 без ревизий и осмотров дугогасящих устройств составляет:

- при нагрузке в промежутке от 60% - 100% превышающего номинальный тока - 20 отключений;
- при нагрузке в промежутке 30% - 60% превышающего номинальный тока - 50 отключений;
- при рабочей нагрузке, не превышающей значений равного номинальному току - 5000 коммутаций (вкл-пауз-выкл)
- работа до первого ремонта - 10000 циклов.
- эксплуатационный срок работы до первой ревизии - не менее 25 лет, при том, что за этот период не будут исчерпаны ресурсы механической или коммутационной работоспособности;
- срок эксплуатации - не менее 40 лет.

4.2 Выбор ограничителя перенапряжения на сторону 110 кВ

Для выбора сравниваем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-110/156/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-110/156/20-УХЛ1. Для сравнения их характеристики указаны в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Характеристики ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-110/156/20-УХЛ1	ОПН-Ф-110/156/20-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ действ	110	110
Номинальный пропускной рабочий ток А	700	700
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Наиболее допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	56	56
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:		
- 5000 А, кВ, не более;	155	155
- 10000 А, кВ, не более;	168	168
- 20000 А, кВ, не более	182	182
Амплитуда импульса максимального тока 4/10	100	100

мкс, кА		
Оставшееся напряжение на ОПН 1/4 мкс с амплитудой номинального тока, кВ, не более	195	195
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	6,0	6,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	315	315
Грозовой импульс по ГОСТ 1516.2 с амплитудой, кВ	229	229
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ	143	143
Срок службы, лет.	30	30
Срок гарантии, лет.	6	6
Стоимость, руб.	29700	36200

При выборе полагаемся на коммутационный аппарат типа ОПН-П-110/156/700-УХЛ1 так как при одинаковых характеристиках он обладает меньшей стоимостью.

В электрических сетях с заземленной нейтралью ОПН - 110 кВ устанавливаются для охраны электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений на подстанции. Большая действенность использования ОПН требуется при монтаже устройств в определенных местах:

1. На электрических силовых шинах трансформаторов (непрерывно);
2. На секционных шинах для обеспечения защиты трансформаторов напряжения, проходных изоляторах и трансформаторах тока.
3. Для защиты подходов к подстанциям взамен трубчатых разрядников.

ОПН такой модели характеризует:

- кремнеорганическая внешняя изоляция на базе силикона фирмы WACER (Германия);
- большая устойчивость к температурным, погодным и химическим воздействиям;

- маркировка взрывобезопасности ЕХС, предельно защищающая оборудование;
- широкий подбор модификаций по току, пропускной способности и энергоемкости: 500, 650, 700, 800 А
- информационная маркировка которая долгое время не стирается
- система имеющая шаговый контроль качества SbS, с основным входным автономным контролем сборных операций.
- длительный опыт работ на более 4700 аппаратах данной серии;
- пожароустойчивая внешняя изоляция (не воспламеняется);
- Увеличенная устойчивость грязестойкости (IV по ГОСТ 9920-89);
- Быстрые сроки выполнения;
- единоличный поверочный номер;
- оптимальное пропорция цены и качества.

4.2.1 Выбор ограничителя перенапряжения на сторону 6 кВ

При выборе сравниваем две модели, ОПН-П-10/12/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-10/12/20-УХЛ1. Сопоставление характеристик ограничителей перенапряжения представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1	ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6	6
Ток при пропускной способности (значение амплитуд на прямоугольном импульсе	450	400
Номинальный разрядный ток, кА амплитуда грозового импульса.	10	10

Наиболее длительное допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	7,2	7,2
Оставшееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс	18,3 18,9 19,2	19,1 20,3 21,0
Оставшееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	24,0 25,0 26,0	24,0 25,0 26,0
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100	100
Остающееся напряжение при импульсе 1/4 мкс с амплитудой номинального разрядного тока, кВ, не более	26,5	28,0
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	4,0	4,0
Расстояние утечки внешней изоляции, см, не менее	15,7	15,7
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ	34,0	34,0
Срок эксплуатационной работы, лет.	30	25
Срок гарантии, месяцев.	6	6
стоимость, руб.	1580	1760

Делаем выбор модели ОПН-П, так как при одних и тех же показателях его стоимость меньше.

Система защиты предназначенная для сетей с изолированной нейтралью для электрооборудования, напряжением 3, 6 и 10 кВ. ОПН такой серии специфицируется:

- полностью герметичный корпус, изготовленный литьевым методом;
- кремнеорганическая наружная изоляция на базе силикона фирмы WACER (Германия);
- большая механическая и термомеханическая устойчивость, стойкость относительно перегреву до 200 градусов;
- высокая надежность при работе в климатических и химических воздействиях;
- система взрывобезопасности FFS, не предполагающая отлета осколков;
- широкий подбор моделей по току, пропускной способности и энергоемкости: 300, 400, 420, 500, 550, 600, 650, 700 А;
- маркировка качественная и неотделяемая;
- контроль качества системы SbS, с суммарным входным контролем материалов и автоматическим контролем сборочных операций;
- долгий опыт работы аппаратов более 25 000 в данной серии;
- предельная степень к пожароустойчивости;
- увеличенная защита грязестойкости (IV по ГОСТ 9920);
- пополняющийся резерв на местах хранения завода;
- единоличный опознавательный номер;
- наиболее лучшее показание цены и качества.

4.3 Выбор оборудования 6 кВ

4.3.1 Альтернатива выключателей

Подбор выключателей производят по номинальному напряжению и току, виду установки и режиму работы, конструктивному изготовлению и коммутационной работоспособности.

Подобранные выключатели сверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

Подбор и сверку выключателей, проектируемых на вводах в ячейк ЗРУ ГПП, отобразим в виде таблицы 4.4.

Таблица 4.4 - Выбор и проверка выключателей

Нормы	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
Напряжение	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	6,6	10
Номинальный ток	$I \leq I_{ном}, \text{А}$	1954,78	3150
Отключаемая способность	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{кА}$	6531,4	20
Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	25,807	80
Термостойкость	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	835,19	3844

Подходящий под наши критерии тип ВБЭС-7-10 3150А для работы секционного и вводного выключателя. На отходящие линии подбираем выключатель рассчитанный на номинальный ток 1600 А

В состав высоковольтных ячеек ЗАО «Электрошит» типа КРУ СЭЩ-70 входят вакуумные коммутаторы.

4.3.2 Выбор трансформатора тока

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 31500}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1954,78 \text{ А}$$

Выбор и диагностику трансформатора тока отобразим в виде таблицы 4.5

Таблица 4.5 – Трансформаторы тока

Габариты	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
Напряжение	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	6	6
Ном. ток	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{А}$	1954,78	3000

Эл-дин. стойк-ть	$i_y \leq i_{пр.с}, \text{ кА}$	14,7	254,6
Терм. стойк-ть	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$21,6 \cdot 10^6$	$58,8 \cdot 10^6$

При расчёте Z_2 делаем выбор приборов, проектируемые на подстанции на стороне 6 кВ и показываем их в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Приборы учета

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр}, \text{ ВА}$		
		линия А	линия В	линия С
Амперметр Э-377	3	0,1	0,1	0,1
СЭТ 4ТМ.02	1	0,65		
Итого:		0,68		

Сопротивление аппаратов определяем по формуле:

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_T^2}$$

$$R_{приб.} = \frac{0,68}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}, \text{ где } I_2 = 5 \text{ А}$$

Точное вторичное сопротивление находим по формуле:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}$$

$$R_{пров} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

При этом сопротивление контактов берем $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Толщину проводников определим по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}}$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,07} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Берем в установку медный проводник сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Для установки монтируем трансформатор тока ТЛШ 10-3000/5.

4.3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор аппаратов для трансформатора напряжения рассматриваем в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Трансформаторы напряжения

Аппарат	Тип	Затрачиваемая мощность ВА	число, шт	Совокупная потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-377	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
СЭТ 4ТМ.02		0,65	1	0,65
Итого:				$S_{\Sigma}=7,65$

Нагрузка коммутируемых аппаратов: $S_{\text{приб}} = 7,65 \text{ ВА}$.

Диагностику трансформатора напряжения сделаем в виде таблицы 4.8.

Таблица 4.8 - Диагностика трансформатора напряжения

формат	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
напряжение установки	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	6	6
вторичная нагрузка	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$, ВА	7,65	120

Для монтажа выбираем трансформатор напряжения НАМИТ – 10 – 2, подходящий классу точности 0,5.

4.3.4 Выбор предохранителей

При выборе защиты трансформатора напряжения по предохранители выбираются по определенным характеристикам:

Номинальное напряжение $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$.

Номинальный ток $I_{\text{п}} < I_{\text{н}}$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{\sqrt{3}U_{\text{м}}}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,061}{1,73 \cdot 6,6} = 0,005 \text{ A} < I_{\text{М}} = 3,2 \text{ A}$$

Предохранители устанавливаем типа ПКТ – 101 – 12,5

Таким образом выбираем высоковольтные ячейки Самарской компании ЗАО «Электроцит» типа КРУ СЭЦ-70

5 Релейная защита и автоматика ГПП-1

5.1 Описание РЗ и А ГПП-1 110/6 кВ

На подстанциях выставлены по требованиям ПУЭ такие защиты. Для силовых трансформаторах настроена: дифференциальная токовая защита с работой на отключение ввода 6 кВ и 110 кВ, у трансформатора контактора РПН, газовая защита с работой на отключение ввода 110 и 6 кВ, предохранение ввода 6 кВ изготовлена двух ступенчатой МТЗ, на выходящих линиях выставлены МТО и МТЗ с работой на отключение выключателя и предохранении от замыкания на землю с оповещением сигнала.

Автоматическая работа у подстанций изготовлена в следующем виде: автоматическое секционирование резервного (АВР) выключателя 6 кВ при отсутствии напряжения на вводах, срабатывание защиты на питающих линиях, АВР трансформаторов собственных нужд, обогрев счетчиков включается автоматически

На ГПП-1 аппараты релейной защиты эксплуатируются очень долгий период, что может привести в аварийном режиме отказом в работе. После чего сразу приведет к возникновению поломки оборудования и прекращение подачи электроэнергии потребителю, а это произойти не должно, потому что ГПП-1 запитывает потребителей второй категории. Рекомендуется поменять аппараты РЗ и А ГПП-1 на современные устройства защиты типа «Сириус-2».

5.2 Защита силовых трансформаторов ГПП-1

Для защиты силовых трансформаторов предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-Т [36].

5.2.1 Эксплуатационные возможности Сириус-Т

-Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора, настройка от бросков тока намагничивания, токовая отсечка, защита с торможением от сквозного тока;

-Защита от перегрузки по каждой стороне напряжения с действием на сигнализацию;

-Контроль состояния трансформатора на входных, дискретных сигналах;

-Контроль обдува по двум видам - по току нагрузки, получения сигналов от датчиков температуры;

-Возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

-Контроль на "затягивание" команды на отключение;

-Контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

-Наличие регистратора действий;

-Быстрые установки, вывод некоторых программ с помощью переключателей на внешней лицевой панели аппарата вместо прежних накладок;

-Наличие двух независимых интерфейсов связи RS232C и токовой петли RS485 для установки связи с компьютером;

-Встроенные часы-календарь;

- У аппарата есть каналы для передачи на компьютер происходящих внештатных аварийных отключений, мониторинг и изменения установок, управления текущего состояния аппарата.

5.3 Защита трансформаторов напряжения ГПП-1

Для защиты трансформаторов напряжения предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТН [36].

5.3.1. Эксплуатационные возможности устройства Сириус-ТН

-Контроль ТН по U₂, автомату ТН, U-линейному;

-Контроль напряжения 3U₀;

-Реле наличия напряжения;

-Реле отсутствия напряжения;

-Реле ВМ-блокировки для МТЗ;

-Три ступени защиты минимального напряжения 3МН;

- Ступень от повышения напряжения;
- Совмещенная автоматическая частотная разгрузка АЧР-1 и АЧР-2;
- Частотное автоматическое повторное включение ЧАПВ;
- Ступень защиты от повышения частоты;
- Логика формирования сигнала пуска АВР;
- Внешние входы сигнализации, организация шинок ВШ.

5.4 Защита отходящих линий ГПП-1

Для защиты отходящих линий предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-2Л [36].

5.4.1 Эксплуатационные возможности Сириус-2-Л

- выполняет защиту, автоматики и управления, предписанные ПУЭ и ПТЭ;
- программы внутренней конфигурации (установка/снятие защит и автоматики, выбор защитных критерий и т.д.);
- программирование и запоминание установок защит и автоматики;
- управление и индикация работы выключателя, и контроль соответствия цепей управления;
- нахождение точки повреждения линии (для воздушных линий);
- оповещение параметров аварии и установку и замену установок по линии связи;
- постоянное бесперебойное управление работоспособностью (самодиагностику) в режиме всего времени работы;
- отключение выходов при поломке устройства для избежания ложных действий;
- оповещение дискретных сигналов контроля и блокировки, подаче команд регулирования, аварийной и оповестительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входящих и выходящих каналов, так же питание, для снабжения увеличенной помехозащищенности;

- большое сопротивление и надежность изоляции входов и выходов по отношению корпуса и между собой для увеличения устройства к стабильности в работе при перенапряжениях, которые могут возникнуть во вторичных цепях КРУ.

5.4.2 Защитные функции, реализуемые устройством Сириус-2-Л:

- 3-хступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с наблюдением двух или трех фазных токов.
- Автоматическая установка ускорений ступеней МТЗ при любом коммутации выключателя.
- Обеспечение защиты для обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ).
- Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник.
- Обеспечение защиты от 1-о фазных замыканий на землю по току основной частоты.
- Подача команды пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

5.4.3 Работа автоматики, выполняемая устройством Сириус-2-Л

- Коммутация аппарата по сигналам внешних команд. Защита «от прыгания» выключателя.
- Необходимость присоединения наружной охраны, к пример, от однофазных замыканий на землю или дуговой защиты.
- Формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя.
- Одно- или двукратное АПВ.
- Осуществление наружных сигналов АЧР и ЧАПВ.

5.5 Защита вводов 6 кВ ГПП-1

Для защиты вводов 6 кВ предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-2В [36].

5.5.1 Эксплуатационные возможности Сириус-2-В

- Вторая и третья ступени трехступенчатой МТЗ могут иметь как независимую, так и 1-ую из 5-и зависимых времятоковых настроек;
- Могут работать как направленные две первые ступени МТЗ, при этом каждая имеет свою диаграмму;
- Допустимость совместимого пуска МТЗ-1 и МТЗ-2 по напряжению;
- Срабатывание защиты при обрыве фазы по току обратной последовательности;
- Срабатывание защиты при минимальном напряжении;
- Однократное АПВ;
- Для включения выключателя запрограммированный пуск ускорения первых двух ступеней МТЗ, при этом возможная работа МТЗ-1 как ускоряющая отсечка;
- Самодействующее заключение адреса на 1 с при срабатывании выключателя;
- Дискурсивная защита шин;
- Защита секционного выключателя с установкой контроля по току, срабатывание при получении сигналов УРОВ;
- Для защиты трансформатора при отказе своего выключателя обработка сигналов УРОВ;
- Обработка сигнала АВР для задействования в работу секционного выключателя;
- Подача команды по внешнему сигналу АВРТ для включения выключателя;
- Противодействие коммутатора от "прыгания";
- Регистрация готовности к работе катушек включения и отключения коммутатора.

5.6 Блок центральной сигнализации ГПП-1

5.6.1 Назначение Сириус-ЦС

Устройство центральной сигнализации Сириус-ЦС предназначено для построения систем центральной сигнализации на небольших подстанциях, либо для использования в качестве участкового блока в составе системы

центральной сигнализации крупных подстанций. Устройство Сириус-ЦС позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов сигнализации от конкретных устройств защиты, подключаемых к оптронным входам (до 32), а также формировать обобщенные сигналы сигнализации. Сириус-ЦС накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта, а также передает ее на вышестоящий уровень по запросу.

5.7 Определения установок для отходящего фидера с ГПП-1

5.7.1 Расчет сопротивления схемы замещения

1) Реактивное сопротивление на шинах ГПП-1

$$Z_{\min} = 0,273 \text{ Ом} \quad I_{кз_{\max}} = 14070 \text{ А}$$

$$Z_{\max} = 0,364 \text{ Ом} \quad I_{кз_{\min}} = 10554 \text{ А}$$

2) Сопротивление $Z_{л1}$ и $Z_{л2}$

$$Z_{л1} = \sqrt{(r_{л1})^2 + (x_{л1})^2}$$

$$Z_{л1} = \sqrt{0,183^2 + 0,08^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{л1} = r_o \cdot l_1$$

$$r_{л1} = 0,167 \cdot 1,1 = 0,183$$

$$l_1 = 1,1 \text{ км}$$

$$r_o = 0,167$$

$$S = 185 \text{ мм}^2$$

$$x_{л1} = x_o \cdot l_1$$

$$x_{л1} = 0,073 \cdot 1,1 = 0,08$$

$$x_o = 0,073$$

$$S = 185 \text{ мм}^2$$

$$l_1 = 1,1 \text{ км}$$

$$Z_{л1} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(r_{л2})^2 + (x_{л2})^2}$$

$$Z_{л2} = \sqrt{0,127^2 + 0,07^2} = 0,144 \text{ Ом}$$

$$r_{л2} = r_o \cdot l_2$$

$$r_{л2} = 0,129 \times 0,985 = 0,127$$

$$r_o = 0,129$$

$$S_{каб} = 240 \text{ мм}^2$$

$$l_2 = 0,985 \text{ км}$$

$$x_{л2} = x_o \cdot l_2$$

$$x_{л2} = 0,071 \times 0,985 = 0,07$$

$$x_o = 0,071$$

$$S_{каб} = 240 \text{ мм}^2$$

$$l_2 = 0,985 \text{ км}$$

$$Z_{л2} = 0,144 \text{ Ом}$$

3) Находим $Z_{л3}$ и $Z_{л4}$

$$Z_{л3} = \sqrt{(r_{л3})^2 + (x_{л3})^2}$$

$$Z_{л3} = \sqrt{0,049^2 + 0,0148^2} = 0,051 \text{ Ом}$$

$$r_{л3} = r_o \cdot l_3$$

$$r_{л3} = 0,258 \times 0,19 = 0,049$$

$$r_o = 0,258$$

$$S_{каб} = 120 \text{ мм}^2$$

$$l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$x_{л3} = x_o \cdot l_3$$

$$x_{л3} = 0,078 \times 0,19 = 0,0148$$

$$x_o = 0,078$$

$$S_{каб} = 120 \text{ мм}^2$$

$$l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$Z_{л3} = 0,051 \text{ Ом}$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(r_{л4})^2 + (x_{л4})^2}$$

$$Z_{л4} = \sqrt{0,047^2 + 0,017^2} = 0,050 \text{ Ом}$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 = 0,206 \cdot 0,23 = 0,047$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 = 0,206 \cdot 0,23 = 0,047$$

$$r_o = 0,206$$

$$S_{каб} = 150 \text{ мм}^2$$

$$l_4 = 0,23 \text{ км}$$

$$x_{л4} = x_o \cdot l_4$$

$$x_{л4} = 0,076 \cdot 0,23 = 0,017$$

$$x_o = 0,076$$

$$S_{каб} = 150 \text{ мм}^2$$

$$l_4 = 0,23 \text{ км}$$

$$Z_{л4} = 0,050 \text{ Ом}$$

4) Находим $Z_{л5}$

$$Z_{л5} = \sqrt{(r_{л5})^2 + (x_{л5})^2}$$

$$Z_{л5} = \sqrt{0,0556^2 + 0,0205^2} = 0,059 \text{ Ом}$$

$$r_{л5} = r_o \cdot l_5$$

$$r_{л5} = 0,206 \cdot 0,27 = 0,0556$$

$$r_o = 0,206$$

$$S_{каб} = 150 \text{ мм}^2$$

$$l_5 = 0,27 \text{ км}$$

$$x_{л5} = x_o \cdot l_5$$

$$x_{л5} = 0,076 \times 0,27 = 0,0205$$

$$x_o = 0,076$$

$$S_{каб} = 150 \text{ мм}^2$$

$$l_5 = 0,27 \text{ км}$$

$$Z_{л5} = 0,059 \text{ Ом}$$

5) Находим сопротивления трансформатора $S=400$ кВа

$$Z_{mp} = \frac{U_{kmax} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном\ mp}}$$

$$Z_{mp} = 4,05 \text{ Ом}$$

5.7.2 Делаем расчеты токов короткого замыкания

1) $I_{кз(1)}$ на шинах трансформаторной подстанции-1

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2}$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 = 0,708 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{кз(1)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,708} = \frac{6300}{1,224} = 5147 \text{ А}$$

$$I_{кз(1)} = 5147 \text{ А}$$

2) $I_{кз(2)}$ за трансформатором ТП-1

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{mp-p}$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 4,05 = 4,758 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{кз(2)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,758} = \frac{6300}{8,23} = 765 \text{ А}$$

$$I_{кз(2)} = 765 \text{ А}$$

3) $I_{кз(3)}$ на шинах трансформаторной подстанции-2 в месте присоединения дополнительной нагрузки.

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4}$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 = 0,805 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{кз(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,805} = \frac{6300}{1,4} = 4500 \text{ А}$$

$$I_{K3(3)} = 4500 A$$

4) Икз (4) за трансформатором трансформаторной подстанции -2 (S = 630 кВа)

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{mp-p}$$

$$\sum Z = 0,805 + 3,14 = 3,945 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(4)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{K3(4)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,945} = \frac{6300}{6,824} = 923 A$$

$$I_{K3(4)} = 923 A$$

5) Икз (5) в последней точке данного режим трансформаторной подстанции -3 на шинах 6кВ.

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5}$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 + 0,059 = 0,864 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(5)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{K3(5)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,864} = \frac{6300}{1,49} = 4228 A \approx 4200 A$$

$$I_{K3(5)} = 4200 A$$

6) Икз (6) за трансформатором трансформаторной подстанцией-3 (S = 400 кВа)

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{mp-p}$$

$$\sum Z = 0,864 + 4,05 = 4,914 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(6)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z}$$

$$I_{K3(6)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,914} = \frac{6300}{19,9} = 316 A$$

$$I_{K3(6)} = 316 A$$

5.7.3 Вычисление МТО

$$\sum S_{ном} = 2 \times 400 + 400 + 630 + 2 \times 400 = 2630 \text{ кВа}$$

$$I_{ном} = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{ном} = \frac{2630}{10,2} = 257 A$$

1) Вычисление МТО от скачков токов намагничивания

$$I_{co} = 3:4 \cdot I_{ном} = 3:4 \cdot 257 \geq 770 A \div 1000 A$$

2) просчет I_{co} от $I_{кз}$ в конечной тчке линии

$$I_{co} = 1,5 \times I_{кз}$$

$$I_{co} = 1,5 \cdot 923 A = 1384 A \approx 1400 A$$

5.7.4 Калькуляция МТЗ

1) Калькуляция МТЗ с расчетом дополнительных нагрузок

$$I_{раб} = 215 A$$

$$I_{раб1} = 215 + 15 = 230 A$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{раб1} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450 A$$

2) Калькуляция МТЗ и возможности тока кабеля

$$I_{доп} = 440 A$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 440 A = 858 A$$

Из калькуляции выводим:

Рубеж МТО $I_{co} \geq 1000 A \div 1400 A \quad t=0,0c.$

Рубеж МТЗ $I_{сз} \geq 450 A \div 860 A \quad t=0,6c.$

На данный момент на фидере ГПП-1 работают установки

$$I_{co} = 2000 A \quad t=0,0c.$$

$$I_{сз} = 600 A \quad t=0,6c.$$

Которые подходят для работы в пределах $K_{тр}=300/5$

6 Проектирование систем защиты

6.1 Проектирование защитного заземления главной понизительной подстанции

В электроустановках металлические части, не находящиеся под напряжением, обязательно должны быть заземлены. Для этого предназначены естественные и искусственные заземлители. Устанавливается специальный контур заземления вокруг здания или рядом. Забуриваются в землю металлические стержни и свариваются между собой.

При расчете электрической подстанции планируется:

Размер стержня длиной $l=5$ м;

Толщина прута (диаметр) $d=0,95 \cdot b = 0,0475$ м;

Расположение между собой $a = 10$ м;

Заземляющее сопротивление должно быть $R_3 = 0,5$ Ом;

Закапывается полоса в глубину $t = 0,7$ м;

Грунт должен обладать удельным сопротивлением $\rho = 100$ Ом-м.

Просчитываем сопротивление для одного забуренного прута:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1}\right) \right] \quad (6.1)$$

где $t' = t + l/2 \cdot 1$

$$t' = 0,5 + 2,5 = 3 \text{ м.}$$

$K_c = 1,25$ – коэффициент неравномерности

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{гр}} \cdot K_c \quad (6.2)$$

$\rho_{\text{расч}} = 100 \cdot 1,25 = 125$ Ом – вычисление сопротивления основания

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{17,8}{7,8}\right) \right] = 22,89 \text{ Ом.}$$

Делаем расчет количества вертикальных прутков:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (6.3)$$

где $n_c = 0,78$ – коэффициент возможной установки вертикальных прутів заземления, рассчитанных в контуре.

$$N_c = \frac{22,89}{0,5 \cdot 0,78} = 58,6 \approx 59 \text{ шт.}$$

Вычисляем сопротивление соединительных заземляющих полос:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right), \quad (6.4)$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 1450}{200} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 200^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 5,44 \text{ Ом}$$

$$\text{где } L = (A+B) \cdot 2 \quad (6.5)$$

$L = (40+60) \cdot 2 = 200$ м – размер длины подстанции по периметру подстанции;

$$\rho_{\text{расч.г}} = \kappa'_c \cdot \rho_{zp} \quad (6.6)$$

$\rho_{\text{расч.г}} = 4,5 \cdot 100 = 450$ Ом·м, вычисляется при учете коэффициента неравномерности для климатических зон- II.

Сопротивление в контуре, заземляющая полоса:

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_{\Pi}}{n_{\Pi}}, \quad (6.7)$$

$$R_{\text{ПК}} = \frac{5,44}{0,27} = 20,15 \text{ Ом.}$$

Сопротивление для вертикальных прутів:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3}, \quad (6.8)$$

$$R = \frac{20,15 \cdot 0,5}{20,15 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Находим нужное число прутів:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c}, \quad (6.9)$$

$$N_c' = \frac{22,89}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Итого нам потребуется 60 прутів.

6.2 Устойчивость при критических и непредвиденных случаях. Расчет молниезащиты

Аварийные и чрезвычайные ситуации при проведении монтажных, ремонтных и эксплуатационных работ могут возникнуть в случае:

- неблагоприятных погодных условиях (сильный ветер, высокая или низкая температура, дождь, снег, туман, гололед и т.п.);
- технологических просчетах (при производстве работ произведены недостаточные расчеты, не корректное проведение работ);
- неосторожных действий и небрежного выполнения своей работы персоналом;
- выхода из строя аппаратов, механизмов, приспособлений во время проведения монтажных, ремонтных и эксплуатационных работ,
- возникновения пожара на рабочем месте.

При возникновении аварийной ситуации во время проведения монтажных, ремонтных и эксплуатационных работ, эти работы должны быть прекращены, наряд-допуск закрыт, члены бригады удалены с рабочего места. О причинах прекращения работ сразу сообщить руководителю работ.

Для обеспечения защиты здания подстанции от прямых ударов молнии в здании произведён расчёт молниезащиты.

6.3 Система молниезащиты подстанции

Защита от поражения молнией должна проектироваться на всех строениях подстанций. Для надежной и безотказной работы в любую погоду.

Разновидность молниеотводов могут быть разные: стержневые, тросовые. От непосредственно прямых ударов молнии на зданиях и сооружения устанавливаются стержневые. Для воздушных линий (ЛЭП) проектируется тросовый.

В нашем случае берем в расчет молниеотвод высотой $h = 30$ м.

Просчитываем рабочую высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x \tag{6.10}$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м},$$

где $h_x = 12 \text{ м}$ – высота защитного сооружения.

Находим радиус защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (6.11)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м},$$

где $p = 1$ – коэффициент при разных высотах молниеотвода.

Итого монтируем 8 молниеотводов, которые устанавливаются в углах подстанций.

Заключение

Представленная выпускная квалификационная работа считается законченным документом, отображающим реконструкцию подстанции ГПП-1 завода «СибурТольятти».

При работе над ВКР были разработаны рекомендации по реконструкции подстанции ГПП-1. Реализация рекомендаций позволит повысить надежность, безопасность подстанции.

Выполнен расчет электрической нагрузки подстанции, просчитаны токи короткого замыкания на сторонах 110, 6, 0,4 кВ произведен подбор релейной защиты оборудования.

Также произведен расчет заземления, затронуты вопросы безопасности и экологической безопасности, произведено экономическое аргументирование.

Работа спроектирована в соответствии с действующими требованиями ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, СНиП.

Список использованных источников

1. ГОСТ 28249 – 93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ: Издательство стандартов, 1994 – 63 с.
2. ГОСТР 55710 – 2013. Национальный Стандарт Российской Федерации. Освещение рабочих мест внутри зданий: Нормы и методы измерений: Москва Стандартинформ, 2014 – С. 9.
3. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ – 6, ПУЭ – 7, – Новосибирск: Норматика, 2015 – 464 с.
4. Ананичева, С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин.; 3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. – 93 с.
5. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 416 с.
6. Гуревич, В. И. Устройства электропитания релейной защиты: проблемы и решения: учебно-практическое пособие / В. И. Гуревич. – Москва: Инфра – Инженерия, 2013. – 188 с.
7. Готман, В.И. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Расчет режимов короткого замыкания и продольной несимметрии в электроэнергетической системе: учебно-методическое пособие / В.И. Готман; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт дистанционного образования (ИДО). – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 144 с.
8. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: учебное пособие / Э.А. Киреева. – 2-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2016. – 368 с. – (Бакалавриат).
9. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / Э.А. Киреева, С.А. Цырук: Академия – 2016. – 288 с.

10. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.

11. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.

12. Матюнина, Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие для вузов / Ю.В. Матюнина, Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин. – Гриф УМО. – Москва: МЭИ, 2013. – 412 с.

13. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2006. – 928 с.

14. Ключкова, Н.Н. Определение параметров системы электроснабжения: учеб. пособ. / Н.Н. Ключкова, С.Ф. Миронов. – Самара: Самар. гос. техн. Ун – т, 2013. – 91 с.

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: Правила и инструкции: НЦ ЭНАС – 2013. – 144 с.

16. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2013. – 328 с.

17. Трунова И.Г., Елькин А.Б. Т Производственное освещение: учеб. пособие по выполнению дипломных, курсовых и практических работ для студентов / И.Г. Трунова, А.Б. Елькин; НГТУ им. Р.Е. Алексева. – Нижний Новгород, 2013. –87 с.

18. Шабад, В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: Учебное пособие / В.К. Шабад: Академия 2013. – 192 с.

19. Шакурский, В. К. Теоретические основы электротехники: учеб. пособие. В 2 ч. Ч. 2. Аналитические и численные методы анализа переходных

процессов в линейных, нелинейных и параметрических электрических цепях / В.К. Шакурский; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". – ТГУ. – Тольятти : ТГУ, 2013. – 210 с.

20. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.

21. Dasariraju, B. Power Sector Reforms and Development in Andhra Pradesh: supreme key for development t/ Dasariraju Bhaskar: LAP Lambert Academic Publishing, 2013. – P. 525.