


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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина
« 18 » 06 2018 г.

Соловьев
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Светланская для организации внешнего электроснабжения объектов капитального строительства города Владивосток


Исполнитель

студент группы 442-062

 18.06.2018 В.С. Солопчук
подпись, дата

Руководитель

доцент


 18.06.2018 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант:

безопасность и


экологичность

канд. техн. наук, доцент

 19.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

 19.06.2018 А.Н. Козлов
подпись, дата

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Савомицкая Анастасия Сергеевна

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование подстанции Светланская для организации внешнего электроснабжения объектов капремонта в городе Владивосток.
(утверждено приказом от 12.03.18 № 573.ИЧ) малого строитель-

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____


3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные получены на пред-дипломной практике на производстве АО «ОРСК»

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Расчет токов КЗ, выбор оборудования на ПС, выбор и расчет РЗА, экономические затраты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 26 таблиц, 5 рисунков
Лист 1: однолинейная схема Лист 2: подробная электрическая схема Лист 3: заземление Лист 4: номинализация Лист 5: номин. ск.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность: АБ. Булыков

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Романова А.Г. Доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 2 марта 2018 г. Савомицкая Анастасия
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с., 5 рисунков., 26 таблиц., 15 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование двухтрансформаторной подстанции «Светланская» напряжением 110/35/10 кВ для обеспечения требуемой мощности.

В данной выпускной квалификационной работе осуществлен выбор схем распределительных устройств, основного электрического оборудования для проектируемой подстанции.

Произведены расчеты рабочих токов и токов короткого замыкания также произведен расчет уставок для выбора релейной защиты.

Выполнен расчет экономического ущерба при технологическом нарушении в работе одного из трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Климатическая характеристика района	9
1.2 Географическая характеристика района	9
2 Обоснование целесообразности проектирования подстанции	11
2.1 Выбор схем РУ проектируемой подстанции	12
2.2 Выбор трансформаторов	13
3 Расчет токов короткого замыкания	16
4 Выбор оборудования	27
4.1 Выбор распределительных устройств	27
4.2. Выбор выключателей	30
4.3. Выбор разъединителей	36
4.4 Выбор трансформаторов тока	37
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	43
4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	49
4.7 Выбор шинных конструкций	51
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	56
4.9 Выбор аккумуляторной батареи на КРУЭ	62
4.10 Выбор высокочастотных заградителей	67
5 Выбор и расчет релейной защиты	68
5.1. Защита силового трансформатора	68
5.1.1. Дифференциальная защита трансформатора.	71
5.1.2. Расчет дифференциальной защиты трансформатора	71
5.1.3. Защита от перегрузки	76
5.1.4. Максимальная токовая защита трансформатора с пуском по напряжению.	78
5.1.5. Газовая защита трансформатора	83
6 Молниезащита и заземление	86

6.1. Расчёт заземления	86
6.2 Расчёт молниезащиты	92
7 Расчет экономического ущерба при технологическом нарушении работы силового трансформатора	96
7.1 Общие положения	96
7.2 Безвозвратные потери средств производства	98
7.3 Затраты на ремонтно-восстановительные работы	99
7.4 Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода)	100
8 Безопасность и экологичность	105
8.1. Безопасность	106
8.2 Экологичность	107
8.3 Чрезвычайная ситуация	112
Заключение	117
Библиографический список	118

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автомат ввода резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВН – высокое напряжение

ГЭС – гидроэлектростанция

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТПП – комплектная трансформаторная понизительная подстанция

ЛЭП – линия электропередач

МП – микропроцессор

МПРЗ – микропроцессорная релейная защита

НН – низкое напряжение

ОПУ – общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – среднее напряжение

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ЭДС – электродвижущая сила

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

Все электростанции (ТЭЦ, ГЭС, ГРЭС, АЭС) в каждой региональной энергосистеме, независимо от принадлежности, работают в общей электроэнергетической сети, в которой все потребители данного региона получают электроэнергию. Даже потребители, подключенные непосредственно к шинам одной электростанции, значительную часть электроэнергии в различное время суток и года получают от других станций через энергосистему. Это позволяет резервировать мощности, вводить и выводить из работы энергоблоки без ущерба для народного хозяйства, справляться с пиковыми нагрузками в сети с помощью перетоков энергии[2].

Структурные преобразования, начатые с 1992 г., изменили экономическую среду в российской энергетике. Были созданы региональные акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго), хозяйственно самостоятельные и имеющие доступ к магистральным сетям, и федеральный (общероссийский) оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ), в основу которого положена английская модель организации энергосистемы, где электросети и станции-производители независимы друг от друга.

РАО "ЕЭС России" обеспечивает стабильное энергоснабжение всей территории страны, имея резервы генерирующих мощностей в 5-6%. При автономном режиме работы электростанций надежность энергоснабжения

гарантируется, как показывает опыт других стран, лишь при резервах не менее чем в 25-30%, т.е. требуется больше электростанций.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности ЛЭП, а также интенсификацией использования оборудования оказалось необходимым решить ряд проблем, обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В результате исследований последних лет разработан и внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных микросхем как в измерительных органах – операционные усилители, так и в логической части.

Применение микропроцессорной техники сделало возможной реализацию более сложных алгоритмов измерительных и пусковых органов. Более эффективные характеристики срабатывания позволяют повысить отстроенность защит от режимов без требований к срабатыванию при удовлетворительной чувствительности к КЗ с учетом усложнившихся условий резервирования.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционального автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Климатическая характеристика района проектируемой подстанции «Светланская».

Предполагаемое место размещения подстанции – южная часть г. Владивосток. Климат Владивостока муссонный. Зима сухая и прохладная с ясной погодой. Оттепели в городе наблюдаются в любой зимний месяц. Весной происходят частые колебания температур. Максимальное количество выпадаемых осадков приходится на теплое лето. Осень в городе тёплая, количество осадков к зиме постепенно уменьшается. Первые заморозки обычно наступают в начале ноября[2].

Среднегодовая температура воздуха в городе +4,9 °С. Самый тёплый месяц — август, с температурой +20,8 °С, самый холодный — январь –11,3 °С. Абсолютный максимум температуры +33,6 °С был зарегистрирован 16 июля 1939 и 17 июля 1958, минимум –31,4 °С регистрировался 10 января 1931. Температура воды в августе и начале сентября 22-24 градуса.

Средний годовой уровень осадков составляет 818 мм. Рекордный максимум осадков за сутки 243,5 мм пришёлся на 13 июля 1989 (тайфун «Джуди»). Максимальное количество осадков за месяц, 403 мм, был зарегистрирован в июле 2005. Среднегодовое давление составляет 763 мм ртутного столба[2].

1.2 Географическая характеристика района

Согласно государственному земельному кадастру на 1 января 2005 общая площадь земель в границах Владивостокского городского округа составляет 56 154 га. Часть округа, расположенная на полуострове Муравьёва-Амурского, включая посёлок Трудовое, имеет площадь 35 044 га, а расположенная на полуострове Песчаном (с прилегающей территорией) — 7525 га. Остров Русский, самый крупный из островов, входящий в городской округ, имеет

площадь 9764 га. Площадь остальных островов в общей сложности составляет 2915 га.

Малоразвитая речная сеть, сильно зарегулирована, представлена в основном небольшими речками и ручьями. Наиболее крупные и значимые среди них: Объяснения, Первая речка, Вторая речка, Седанка, Богатая — все текут с востока на запад и, кроме реки Объяснения, впадают в Амурский залив. На реках Седанке и Богатой имеются водохранилища[2].

Гора Орлиное Гнездо, ранее именовавшаяся горой Клыкова, была названа в память обороны во время русско-турецкой войны 1877—1878 русскими войсками горы Св. Николая в районе Шипкинского перевала в Болгарии.

Высочайшая точка исторической части города — сопка Орлиное Гнездо высотой 199 м над уровнем моря (по другим источникам 214 м). На территории городского округа самой высокой точкой считается безымянная гора высотой 474 м, в народе называемая Синяя сопка, расположенная в северной части полуострова Муравьёва-Амурского недалеко от границы с Артёмом. Другие значимые высоты — сопка Холодильник (257 м), гора Русских (291 м), гора Варгина (458 м)[2].

2 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Рассматриваемая в выпускной работе подстанция «Светланская» предназначена для усиления схемы внешнего электроснабжения потребителей южной части г. Владивосток.

Необходимость строительства двухтрансформаторной подстанции «Светланская» обусловлена отсутствием свободной трансформаторной мощности на подстанции 35/6 кВ «З». Объект капитального строительства расположен в границах улиц: Экипажная, Светланская, Муравьева - Амурского и Дальзаводская.

В настоящее время район получает питание на напряжение 35/6 кВ от подстанций «З».

- оборудование ПС 35/6 кВ «З» находится в перегруженном режиме что приводит к существенному сокращению срока его службы, что в конечном итоге приведет к демонтажу данной подстанции.

- мощность трансформаторов ПС «З» на сегодняшний день является исчерпанной что приводит к невозможности подключения дополнительной нагрузки.

Рост электрических нагрузок, ожидаемый к 2020 г. и физическое состояние ПС «З» определяют необходимость усиления схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого района г. Владивосток.

Для усиления схемы внешнего электроснабжения данного района выполнено присоединение к линиям 110 кВ Электростанции «ВТЭЦ 2»

На рисунке 1 указана схема подстанции 110/35/10 Светланская.

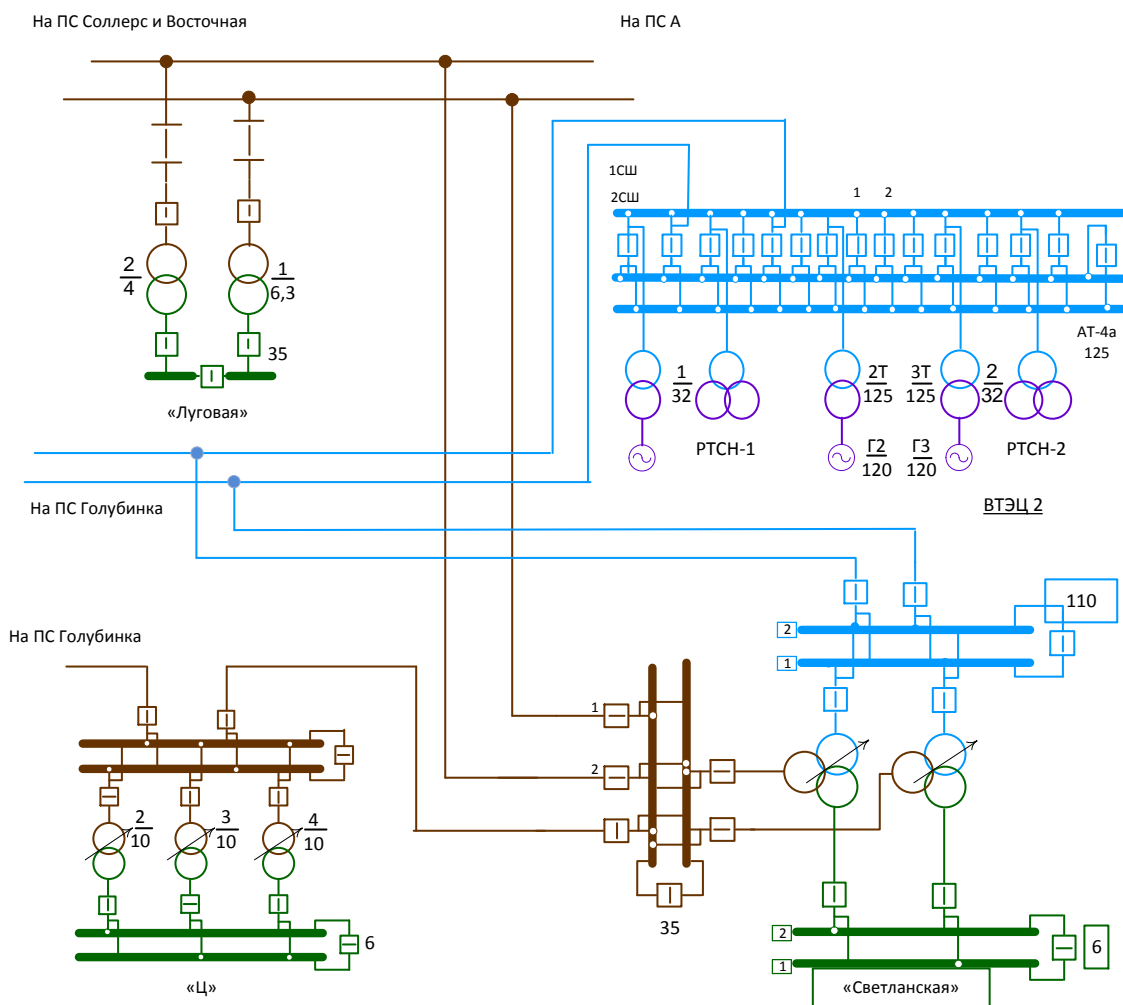


Рисунок 1- схема подстанции 110/35/10 Светланская

2.1. Выбор схем РУ проектируемой подстанции

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и

другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

От подстанции предусматривается выход следующих линий:

- 110 кВ – 2 ВЛ на ВТЭЦ 2;

- 35 кВ – 3 ВЛ: 1 на ПС «Ц», 2 на ПС «Луговая».

Учитывая количество присоединений, принимаются следующие схемы распределительных устройств на подстанции 110/35/10 кВ «Светланская»:

110 кВ – мостик;

35 кВ – одна рабочая секционированная выключателем.

2.2. Выбор трансформаторов

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции[2]. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции[6]. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов[5]. При выведении из строя одного из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Это достигается путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность[2]. В противном случае можно без достаточных

оснований завязать установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки)[3]. Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям[5].

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет[6].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

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

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

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

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

n_T – число трансформаторов;

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

Рассчитаем мощность трансформатора на проектируемой подстанции «Светланская»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{20^2 + 25^2}}{2 \cdot 0,7} = 32,015 \text{ МВА} \quad (2)$$

К установке принимаются два трёхобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА - ТДТН-40000/110-У1.

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (3)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{20^2 + 25^2}}{40} = 0,8 \quad (4)$$

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети[5].

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие[7]:

- 1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- 2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 5) считают, что трехфазная система является симметричной;
- 6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- 7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное

сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a .

При расчете токов КЗ удобнее вести расчет в относительных единицах с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 110/35/10 кВ «Светланская» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС.

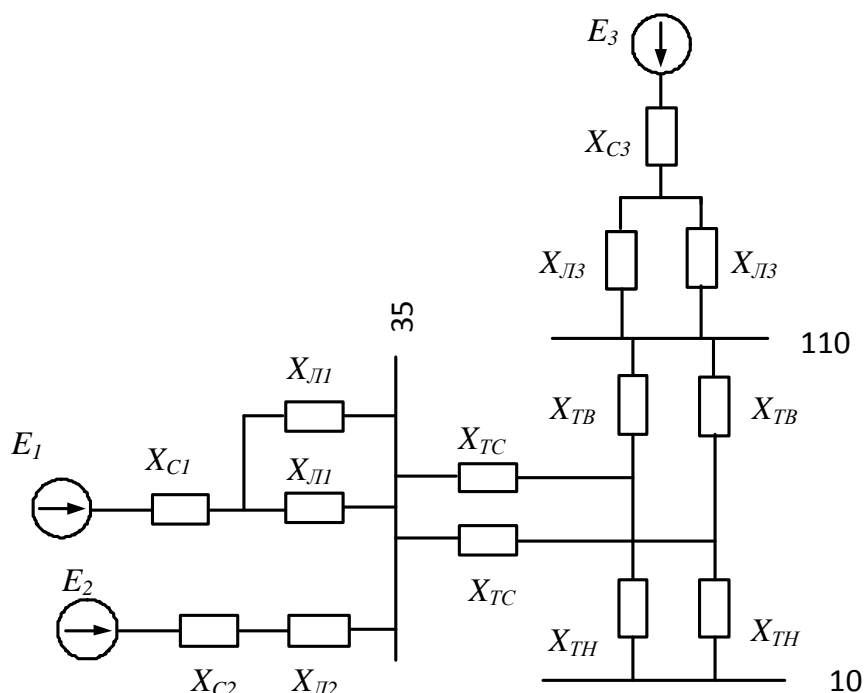


Рисунок 2 - Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

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

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{баз1}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 37 \text{ кВ}; U_{\text{баз3}} = 11 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} \quad (5)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,511 \text{ кА}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,527 \text{ кА}$$

$$I_{\text{баз3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,34 \text{ кА}$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot I_c}, \quad (6)$$

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

Для шин 110 кВ ВТЭЦ 2 $I_c = 33$, кА, для шин 35 кВ ПС «Луговая» $I_c = 9,9$ кА, для шин 35 кВ ПС «Ц» $I_c = 9$ кА.

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_C} \quad (7)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,9} = 0,16 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9} = 0,176 \text{ о.е.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 33,2} = 0,015 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}, \quad (8)$$

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

В качестве примера рассчитаем нагрузки ПС 35 кВ Луговая:

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 6,3} = 2,778 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}} \text{ о.е.}, \quad (9)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;
 l – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 35 кВ «Ц» - «З», выполненной проводом марки АС-240, $X_0 = 0,113 \text{ Ом/км}$, $l = 2 \text{ км}$.

$$X_{Л2} = 2 \cdot 0,113 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,016 \text{ о.е.}$$

Для определения сопротивления трансформатора ТДТН-40000/110-У1 на подстанции «Светланская» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже. Таблица 2 – Фазные напряжения короткого замыкания автотрансформаторов

$U_{K_B, \%}$	10,75
$U_{K_C, \%}$	8,75
$U_{K_H, \%}$	6,75

Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_T = \frac{U_{K, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном}T}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{ном}T}$ - номинальная мощность автотрансформатора.

$$X_{T_B} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,268 \text{ о.е.},$$

$$X_{T_C} = \frac{8,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,218 \text{ о.е.},$$

$$X_{T_H} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,168 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет сопротивлений элементов схемы замещения приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 3 - Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.		
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}
0,16	0,176	0,015

Таблица 4 - Сопротивления линий

Сопротивления линий		
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$
0,0041	0,05	0,713

Расчёт токов короткого замыкания:

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

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (11)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

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

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (12)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах среднего напряжения подстанции 110/35/10 кВ «Светласная».

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на средней стороне подстанции – К2.

$$X_1 = X_{C2} + X_{Л2} \quad (13)$$

$$X_1 = 0,176 + 0,016 = 0,192 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{C1} + \frac{X_{Л1}}{2} \quad (14)$$

$$X_2 = 0,16 + 0,012 = 0,172 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{TC} + X_{TB}$$

$$X_3 = 0,216 + 0,268 = 0,486 \text{ о.е.} \quad (15)$$

$$X_4 = \frac{X_{Л3}}{2} + X_{C3}$$

$$X_4 = 0,0015 + 0,015 = 0,016 \text{ о.е.} \quad (16)$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}$$

$$X_5 = \frac{0,192 \times 0,172}{0,192 + 0,172} = 0,09 \text{ o.e.} \quad (17)$$

$$X_6 = \frac{X_3}{2} \quad (18)$$

$$X_6 = \frac{0,486}{2} = 0,243 \text{ o.e.}$$

$$X_7 = X_6 + X_4 \quad (19)$$

$$X_7 = 0,243 + 0,016 = 0,259 \text{ o.e.}$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_2 \cdot X_2 + E_1 \cdot X_1}{X_1 + X_2} \quad (20)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,055 + 0,061}{0,364} = 0,318 \text{ o.e.}$$

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

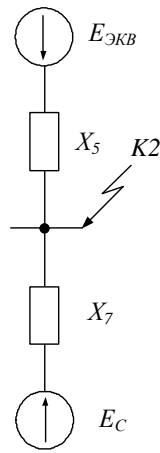


Рисунок 3 – Преобразованная схема замещения

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (21)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е;

Для системы $E_C = 1$, $E_{\text{ЭКВ}} = 0,318$.

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{0,318}{0,09} \cdot 1,527 = 5,38 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_C}{X_7} \cdot I_{B2}, \quad (22)$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{1}{0,259} \cdot 1,527 = 5,89 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} \quad (23)$$

$$I_{\text{по}\Sigma} = 5,38 + 5,89 = 11,27 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{\text{y}\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_{\text{y}\partial}, \quad (24)$$

где $k_{\text{y}\partial}$ - ударный коэффициент (принят согласно [6]).

$$i_{\text{y}\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 5,38 \cdot 1,78 = 13,4 \text{ кА}$$

$$i_{\text{y}\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,89 \cdot 1,78 = 14,67 \text{ кА}$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{\text{y}\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{\text{y}\partial i} = i_{\text{y}\partial 1} + i_{\text{y}\partial 2} \quad (25)$$

$$i_{\text{y}\partial\Sigma} = 13,4 + 14,67 = 28,07 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне среднего и низкого напряжения ПС «Светланская» рассчитывается аналогично. Все подробные расчеты приведены в приложении А, параметры расчетов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 5 - Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{по}}=I_{\text{пт}}$, кА	$k_{\text{y}\partial}$	$I_{\text{уд}}$, кА
<i>K1 (110)</i>	32,38	1,78	35,12
<i>K2 (35 кВ)</i>	11,27	1,717	28,07

Продолжение таблицы 5

<i>КЗ (10 кВ)</i>	<i>2,5</i>	<i>1,608</i>	<i>6,23</i>
-------------------	------------	--------------	-------------

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор распределительных устройств

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая коммутационные аппараты, шины и вспомогательные устройства.

Шкафы КРУ изготавливаются на заводе, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Готовые изделия поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

КРУЭ представляют собой единую герметизированную, трехфазную конструкцию со встроенными высоковольтными выключателями, измерительными трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, разъединителями, заземлителями, а также ограничителями перенапряжений.

Применение SF₆ в качестве изоляции позволяет создать КРУ на напряжения до 800 кВ. Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не горит и не образует взрывоопасных смесей. Используя элегазовую изоляцию, можно значительно уменьши габариты элементов РУ. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части.

К особенностям КРУЭ стоит отнести ограничение нижних рабочих температур до -5°С, что приводит к необходимости установки распределительного устройства в помещении.

4.1.1 Выбор КРУЭ 110 кВ

Новейшее устройство в серии ELK компании АББ – компактное распределительное устройство ELK-04. Одним из наиболее важных преимуществ является размер. Имея в своем составе меньшее количество

элементов, модульная конструкция ELK-04 еще более компактна, чем предыдущие версии, что упрощает эксплуатацию и выполнение различных операций, позволяя сократить расходы на монтаж и обслуживание[7]. Устройства этой модели рассчитаны на напряжение до 170кВ. Большинство элементов устройства имеет модульную конструкцию, включая устройства управления и защиту. Это обеспечивает гибкость, необходимую при расширении и сопряжении тогда, когда это необходимо.

Распределительные устройства с элегазовой изоляцией составлены из нескольких модулей, позволяющих создать все распространенные варианты компоновки и схемы соединения шин.

Каждый элемент, такой как разъединитель, сборные шины, выключатель, заключен в газонепроницаемый корпус, заполненный элегазом под давлением. Элегаз полностью заключен в системе и не расходуется.

Барьерные изоляторы разделяют распределительное устройство на отдельные функциональные газовые отсеки. Каждый отсек оборудован устройством сброса давления и материалом, поглощающим влагу и продукты разложения.

4.1.2. Выбор КРУ 35 кВ

Выбираем КРУ «Классика» серии D-40P

D-40P – базовое исполнение шкафов КРУ номинальным напряжением 35 кВ, с номинальным током главных цепей до 1250 А. При наружной эксплуатации шкафы КРУ «Классика» устанавливаются в специальных электротехнических модулях, представляющих собой готовое строительное решение полной заводской готовности, оборудованных системами освещения, обогрева и вентиляции, такое исполнение носит название — КРУМ.

В КРУ «Классика» серий D-40P выключатели, контакторы, секционные разъединители и трансформаторы напряжения устанавливаются на кассетных выдвижных элементах (КВЭ) в средней части шкафа, что позволяет до - биться нового уровня в функциональности распределительных устройств.

Расположение КВЭ на комфортной для персонала высоте в КРУ, снижения его массы и трения в подвижных частях, применение механизма перемещения КВЭ, действующего на всем его ходу, благоприятно сказывается на условиях обслуживания и ремонта оборудования. Кроме того, размещение КВЭ в средней части позволяет увеличить полезный объем отсека присоединений и обеспечить свободный доступ к нему с фасадной стороны, что позволяет перейти к одностороннему обслуживанию и существенно повысить удобство монтажа и эксплуатации. Большой объем отсека присоединений позволяет разместить в нем дополнительное оборудование, например трансформаторы напряжения на собственной выдвижной конструкции, что дает возможность организовать контроль напряжения на вводе в габаритах одного шкафа КРУ. Конструкцией предусмотрена возможность демонтажа металлической перегородки между отсеками КВЭ и присоединений, что увеличивает пространство для доступа к кабельным линиям и еще больше повышает удобство обслуживания КРУ.

4.1.3 Выбор КРУ 10 кВ

Выбираем КРУ «Классика» серии D-12P

Комплектные распределительные устройства серии КРУ D-12P напряжением 6 и 10 кВ предназначены для распределительных устройств переменного трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасительный реактор. Вид климатического исполнения У и УХЛ с ограничениями по температуре, категория размещения 3 и 4 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89, при этом:

- значение температуры окружающего воздуха от минус 25°С до плюс 40°С.
- высота над уровнем моря не более 1000 м.
- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.
- номинальный режим работы — продолжительный.

- рабочее положение в пространстве — вертикальное.
- допустимое отклонение - не более 2 градусов от вертикали.

4.2. Выбор выключателей

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее ответственной операцией является отключение токов к.з.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи, не допуская появления опасных коммутационных перенапряжений.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрывобезопасностью и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, продолжительному номинальному току $I_{ном}$, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости.

Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допускаемым током к.з. (максимальное мгновенное значение полного тока) $I_{дин max}$. Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$I_{уд} < I_{дин max}, \quad (26)$$

где $I_{уд}$ – расчетный ударный ток в цепи.

Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения $I_{отк}$ в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость выполняется по следующему условию:

$$B_k \leq I_m^2 \times t_m \quad (27)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению :

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (28)$$

где $t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения ;

T_a - постоянная времени затухания апериодического тока.

Номинальный ток:

$$I_{н110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (29)$$

$$I_{н110} = \frac{40}{\sqrt{3} \times 110} = 0,223 \text{ кА}$$

$$I_{н35} = \frac{40}{\sqrt{3} \times 35} = 0,660 \text{ кА}$$

$$I_{н10} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = 2,309 \text{ кА}$$

Таблица 6 - Выбор выключателя 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 0,223 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$
$I_{по} = 32,38 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
$I_{уд} = 35,12 \text{ кА}$	$I_{скв} = 102 \text{ кА}$

$B_k = 1,6 \cdot 10^4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,8 \cdot 10^6 \text{ кА}^2\text{с}$
---	---

Выбираем выключатель ВГТ-110П*-40-2500У1.

Основные преимущества выключателя:

- Энергия, необходимая для гашения токов короткого замыкания, частично используется из самой дуги, что существенно уменьшает работу привода и повышает надежность; использование в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала[4].

- Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год - подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике; современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм.

- Высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию.

- Высокая коррозионная стойкость покрытий, применяемых для стальных конструкций выключателя.

- Высокий коммутационный ресурс, заданный для каждого полюса превосходящий в 2-3 раза коммутационный ресурс лучших зарубежных аналогов (в расчете на каждый полюс), в сочетании с высоким механическим ресурсом, повышенными сроками службы уплотнений и комплектующих, обеспечивают при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта.

- Возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе.
- Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в выключателе.
- Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие
- Низкий уровень шума при срабатывании (соответствует высоким природоохранным требованиям).
- Низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры.
- Выключатели ВГТ-110 и ВГТ-220 базового исполнения с укороченными заводскими опорными металлоконструкциями полностью взаимозаменяемы (по присоединительным и установочным размерам) с маломасляными выключателями серии ВМТ.
- Наличие в приводе автоматического управления 2-мя ступенями обогрева шкафа и контроль исправности.

Таблица 7 - Выбор выключателя 35кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 0,66 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$
$I_{по} = 11,27 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$
$I_{уд} = 28,07 \text{ кА}$	$I_{скв} = 127,5 \text{ кА}$
$B_k = 1,33 * 10^4 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 1,2 * 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбираем выключатель ВР35НСМ.

Выключатели серии ВР35НСМ состоят из четырех основных частей:

- полюсов, в состав которых входят изоляционные покрывки с кремнийорганической изоляцией, вакуумные камеры;
- рамы, в которой размещены валы, регулируемые тяги, пружина отключения и буфер;
- шкафа с пружинным приводом;
- опорной рамы, в которой выполнены четыре установочных отверстия.

Полюс выключателя серии ВР35НСМ состоит из вакуумной дугогасительной камеры (ВДК), несущих покрывок, изоляционной тяги, верхнего и нижнего контактов, крепежных деталей и деталей уплотнения для герметизации полюса. Верхняя и нижняя части полюса выполнены из стеклопластиковой трубы, покрытой с внешней стороны кремнийорганической изоляцией оребренной формы.

Таблица 8 - Выбор выключателя 10 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1-4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3.15 \text{ кА}$
$I_{но} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{уд} = 6,23 \text{ кА}$	$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 1,98 * 10^4 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 1.2 * 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбираем выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-10

Данный выключатель обеспечивает надежную и стабильную работу энергосистемы. Безопасная для персонала коммутация в нормальных и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ. Выключатели применяют во вновь разрабатываемых КРУ и КСО, и при реконструкции распределительных шкафов. Для Вас будет подобрано оптимальное решение по комплектации.

4.3. Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При проведении ремонтных работ создается видимый разрыв между частями находящимися под напряжением, и электротехническими аппаратами выведенными в ремонт.

Разъединителями не допускается отключение токов короткого замыкания, т.к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителей цепь должна быть разомкнута выключателем.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это обуславливается большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежности и эксплуатации разъединителей стараются [8] использовать разъединители трехполюсного типа. Для исключения ошибочных действий с разъединителями, устанавливают блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен. Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами.

Их выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, в режиме к.з. проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей.

Таблица 9 - Выбор разъединителей РУ-110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 0,223 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1 \text{ кА}$
$I_{уд} = 35,12 \text{ кА}$	$i_{скв} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 1,6 \cdot 10^4 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 1,6 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбираем разъединитель: РГ–110/1000УХЛ1.

Конструкция:

- В разъединителях применяются высокопрочные фарфоровые и полимерные изоляторы, рекомендованные ОАО «ФСК ЕЭС», их степень загрязнения может варьироваться от I до IV по ГОСТ9920.

- Изоляция разъединителей РГ по сравнению с разъединителями РГН и РДЗ выдерживает более высокие испытательные напряжения грозового импульса относительно земли и между полюсами, поэтому они могут эксплуатироваться в высокогорных районах[5].

- Надежные контактные системы и соединения обеспечивают работоспособность под действием эксплуатационных нагрузок и высокую стойкость к токам.

- Все контактные соединения токоведущего контура имеют покрытие гальваническим оловом или серебром, в разъёмных контактах применено пластинчатое серебро с механическим ресурсом 10000 циклов[4].
- Применяются необходимые средства защиты контактных частей для обеспечения надежной работы в условиях сильного обледенения (30 мм).
- При токах короткого замыкания от сил отброса применяются заземлители с надежной фиксацией во включенном положении.
- Имеется механическая блокировка.
- Минимальные усилия при оперировании за счет использования во всех узлах трения необслуживаемых подшипниковых узлов с закрытыми шарикоподшипниками и шарнирных соединений, не требующих смазки.
- Надежная противокоррозионная защита черных металлов – горячим или термодиффузионным цинком, а цветных металлов - гальваническим оловом.
- Экранная арматура, противогололедные кожуха-из алюминиевых сплавов.
- Разъединители оснащены электродвигательными приводами ПД —14 или ручными приводами ПРГ — 6.
- Ручные привода ПРГ – 6 имеют несъемные складывающиеся рукоятки.
- Приводы укомплектованы коммутирующими устройствами типа КСАМ 12 и электромагнитной блокировкой, располагаются в удобной для оперирования и обслуживания зоне на кронштейне, входящем в комплект поставки.

4.4 Выбор трансформаторов тока

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

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (30)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (31)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}, \quad (32)$$

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

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (33)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (34)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства,

вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (35)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (36)$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу.

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (37)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (38)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (39)$$

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

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

На стороне 110 кВ в цепях линейного и обходного выключателей предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики. Данные измерительных приборов сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Э42703	15	0	15
Ваттметр (2)	ЩМ120	-	-	-
Счетчики АЭ (2)	Меркурий 200	2	2	2
Датчик реакт.м	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
ИТОГО		17,5	2,5	17,5

Из таблицы видно, что наиболее загруженные трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем трансформатор тока типа ТОГФ-110-УХЛ1

Таблица 11 – Каталожные и расчетные данные ТОГФ-110-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

Продолжение таблицы 11

$I_{1ном} = 150 - 2000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 223 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 171 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 35,12 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 402 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,975 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

На КРУ 35 кВ примем к установке трансформаторы тока типа ТОЛ-35Б-П.

Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частоты 50 Гц на класс напряжения до 35 кВ. Трансформаторы для дифференциальной защиты поставляются по специальному заказу. Трансформатор изготавливается в климатическом исполнении "УХЛ" и "Т" категории размещения.

Таблица 12 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-35Б-П

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 10 - 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1540 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 28,07 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 450 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1,05 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

На КРУ 10 кВ примем к установке трансформаторы тока типа ТОЛ-10.

Однофазные трансформаторы тока ТОЛ-10 по принципу конструкции являются опорными, с литой изоляцией. Трансформатор может содержать до 4-х вторичных обмоток, каждая из которых расположена на своем магнитопроводе. Выводы первичной обмотки измерительного трансформатора ТОЛ-10 расположены на верхней поверхности. Выводы вторичных обмоток расположены в нижней части литого блока. Возможно изготовление трансформатора с торцевым или с нижним расположением вторичных выводов. Выводы вторичных обмоток для измерений пломбируются защитной крышкой. Рабочее положение – любое.

Особенности конструкции ТОЛ-10: Трансформаторы тока ТОЛ-10 изготавливаются с одним или несколькими коэффициентами трансформации, с возможностью переключения на первичной или вторичной стороне. По требованию заказчика возможно изготовление трансформаторов с повышенными номинальными нагрузками вторичных обмоток, повышенными токами термической и электродинамической стойкости. Трансформаторы могут изготавливаться с выводами вторичных обмоток из гибкого многожильного провода. Длина выводов вторичных обмоток оговаривается в заказе. Трансформаторы для дифференциальной защиты поставляются по специальному заказу.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2300 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 6,23 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} = 479 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 1,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,07 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (40)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (41)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (42)$$

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

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более

0,5 %, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5 % при нормальной нагрузке[9].

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

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

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета на стороне 110 кВ. Нагрузка приборов подключаемых к вторичной обмотке приведена в следующей таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Мультиметр р	DMTM E	-	-	-	-	1	4.2	6
Итого							4.2	6

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{4.2^2 + 6^2} = 7.32 \text{ ВА}$$

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 132 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 7.32 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$
----------------------------	---------------------------------	----------------------------

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} \quad (43)$$

$$z_{приб} = \frac{7.32}{5^2} = 0.3 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{пров} = Z_{2ном} - z_{приб} - z_{кон} \quad (44)$$

$$z_{пров} = 1,2 - 0,3 - 0,05 = 0,85 \text{ Ом}$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 50 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{пров}} \quad (45)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,85} = 1,03 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 1.5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом

выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (46)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{1.5} = 0,583 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (47)$$

$$Z_2 = 0.3 + 0,583 + 0,05 = 0.933 \text{ Ом}$$

Проверяем трансформатор напряжения

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 170 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 7.32 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (48)$$

$$z_{\text{приб}} = \frac{7.32}{5^2} = 0.3 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - z_{\text{приб}} - z_{\text{кон}} \quad (49)$$

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,3 - 0,05 = 0,85 \text{ Ом}$$

Для 120 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 50 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (50)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,85} = 1,03 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 1.5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (51)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,5} = 0,583 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (52)$$

$$Z_2 = 0.3 + 0,583 + 0,05 = 0.933 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $0,933 \leq 1,2$, поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

Для установки в ячейках КРУ 10 кВ используем трансформаторы напряжения НАМИТ-СЭЩ-10. Трансформаторы напряжения НАМИТ-СЭЩ-10 заливаются в эпоксидную смолу и проектируются для класса напряжения от 3 кВ до 10 кВ. Один вывод первичной обмотки, включая соответствующий зажим, изолирован от земли на уровень, который соответствует номинальному уровню изоляции. Второй вывод первичной обмотки на зажиме во время эксплуатации заземляется [9]. Трансформаторы в большинстве случаев оснащены двумя вторичными обмотками, где первая обмотка используется или в целях измерения, или в целях защиты, а вторая обмотка подключается в схеме открытого треугольника в трехфазной системе. Трехфазная группа трансформаторов дополнительно может оснащаться устройством предотвращения воздействия на ТН эффекта феррорезонанса.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НАМИТ-10

Прибор	Тип	S обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощ- ность
							S, ВА
Вольтметр	Э-335	5	1	1	0	3	15
Итого							15

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{nm} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{nm} \geq U_n$
$S_n = 25 \text{ ВА}$	$S_p = 15 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (53)$$

$$I_2 = \frac{15 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,28 \text{ А}$$

$\Delta U_{2\text{доп}} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{доп}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% \quad (54)$$

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{50 \cdot 0,28 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,48 \text{ мм}^2$$

Для соединения ТН с приборами выбираем кабель АКРВГ – 1,5 мм²

4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор мощности рабочих трансформаторов с. н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н. Точный перечень всех потребителей определяется при реальном проектировании после разработки

тепломеханической части электростанции и всех ее вспомогательных устройств.

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку $P_{с.н.мах}$ и расход электроэнергии $W_{с.н.}$ ориентировочно по таблице 21

Таблица 19 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{выр.}$	K_c
Подстанция: -тупиковая	50-200 кВт	—	—
-узловая	200-500 кВт	—	—

Используя данные таблицы 19, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.мах} \cdot k_c \quad (55)$$

Так как подстанция узловая, с большим числом присоединений, примем:

$$S_{с.н.} \geq 500 \text{ кВт.}$$

Примем к установке энергосберегающий трансформатор марки ТМГ-630/10-11 производства ЗАО «Электроцит». Данный трансформатор герметичного исполнения имеет самый низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания из всех выпускаемых в странах СНГ аналогичных трансформаторов. Данный трансформатор также не имеет расширителя, за счет чего достигается существенная экономия пространства. Увеличение объема масла при нагреве воспринимается упругими гофрами.

Трансформаторы устанавливаются по одному на каждую секцию РУ 10 кВ.

4.7 Выбор шинных конструкций

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода в пучке – сталеалюминиевые, в основном несут механическую нагрузку. Остальные провода – алюминиевые, которые являются только токопроводящими. Сечения проводов в пучке рекомендуется брать возможно большими, так как это уменьшает число проводов в пучке и общую стоимость токопровода. Гибкая ошиновка в данном случае используется на стороне 220 и 110 кВ, а также для соединения силовых трансформаторов с КРУ 10 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (56)$$

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминиевыми проводами марки АС-240/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$336 \leq 610 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (57)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{27,23 \cdot 10^3}}{90} = 1,83,$$

$$1,83 \leq 240 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,3 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (58)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (59)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность поля на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (45).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (60)$$

Итак, для провода марки АС-240 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1}} \right) = 32,3$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1 \cdot \lg \frac{400}{1}} = 27,1 \text{ кВ/см}$$

Проверим согласно условию (60):

$$1,07 \cdot 27,1 \leq 0,9 \cdot 32,3$$

$$29 \leq 29,1$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

Аналогичным образом выберем сечение для ошиновки ОРУ 110 кВ. Примем предварительно провод АС-150/19. Проверим по допустимому току:
 $147 \leq 450 \text{ А.}$

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{25,29 \cdot 10^3}}{90} = 1,77$$

$$1,77 \leq 150 \text{ мм}^2.$$

Сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическую стойкость сечение не проверяем, так как ток КЗ на шинах СН составляет $3,215 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Выполним проверку данного сечения по условиям короны. Для провода АС-150 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,79}} \right) = 33,2.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,79 \cdot \lg \frac{300}{0,79}} = 21,01 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (60):

$$1,07 \cdot 21,01 \leq 0,9 \cdot 33,2,$$

$$22,48 \leq 29,88.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-150/19 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать провод АС-500/26.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$577 \leq 960 \text{ А.}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{708 \cdot 10^3}}{90} = 9,34 \text{ мм}^2.$$

Сечение выбранного провода намного больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы[8]. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току,
- по току термической стойкости,
- по току электродинамической стойкости.

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 10 кВ приведены в таблице.

Таблица 20 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 577,35 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,05 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} = 705,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности[10]. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (61)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН[8].

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (62)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$, учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса. Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

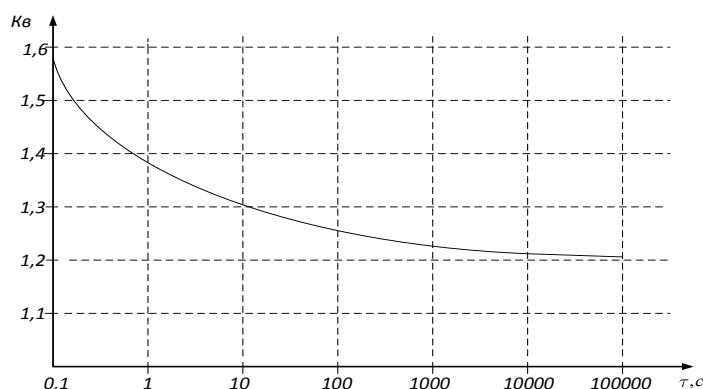


Рисунок 5 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B}. \quad (63)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (64)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

U_{ocm} – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от U_{ocm} , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 23.

Таблица 21 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (65)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (66)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 220 и 110 кВ вблизи силового трансформатора, а также вблизи трансформаторов напряжения. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{ид} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 28.

Таблица 22 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,32}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 29.

Таблица 23 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	310
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Выберем ОПН на стороне 35 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ:

$$U_{но} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,6 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,6}{1,21} = 19,5 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН–П1–35/44/10/2УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 30.

Таблица 24 – Характеристики устанавливаемого ОПН–П35/44/10/2УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 220/146/20/2УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	142
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

4.8 Выбор аккумуляторной батареи на КРУЭ

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорами (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей, существенно упростить оперативные цепи[8].

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный аккумуляторной батареей и соответствующего распределительного устройства.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на ТЭЦ составляют следующие приемники:

- аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- аварийное освещение;
- электродвигатели аварийных насосов системы уплотнения вала генератора.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. На электростанциях применяют свинцовые аккумуляторные батареи стационарные для коротких разрядов СК или с намазанными пластинами СН[11].

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

По данным Нучно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются:

- для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А;
- при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (67)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

$$n_0 = \frac{110}{2,15} \approx 51 \text{ элемента}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{110}{2,6} \approx 42 \text{ элемента}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи n :

$$n = \frac{110}{1,75} \approx 63 \text{ элемента}$$

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J}, \quad (68)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (160 А) и постоянной части (20 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{180}{25} = 7,56$$

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера и по этому номеру выбираем аккумуляторные батареи серии СН-8.

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему не равенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX} \quad (69)$$

где k_{46} – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{PP} + I_{ПОСТ} , \quad (70)$$

где I_{PP} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима (56,9 А).

$$I_{T.MAX} = 160 + 20 + 56,9 = 236,9 \text{ А}$$

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть $0,03 \cdot N$. Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П} \quad (71)$$

где $I_{П}$ – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot 8 + 20 = 28,4 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (72)$$

$$U_{ПЗ} = 2,15 \cdot 103 = 221,45 \text{ В.}$$

В качестве подзарядных устройств применяем выпрямительные агрегаты

с твердыми выпрямителями, типа ВА3П-380/260-40/80, на напряжение 380-260 В и ток 40-80 А.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II} \quad (73)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 20 = 60 \text{ А}$$

Напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (74)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 126 = 346,5 \text{ В}$$

В качестве зарядных устройств применяют двигатели-генераторы (с генератором постоянного тока параллельного возбуждения).

4.9 Выбор высокочастотных заградителей

Назначение высокочастотных заградителей - врезка в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот[12].

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

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току,
- по току электродинамической стойкости,
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,25 УХЛ1

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,25 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_H = 630$	$I_{pmax} = 223 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,12 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

5 ВЫБОР И РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

5.1. Защита силового трансформатора.

Согласно требованиям [ПУЭ], для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов[9]:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах ;
- однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;
- внешние КЗ;
- перегрузка обмоток;
- защита от внешних КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью;
- возгорание масла;
- понижение уровня масла;
- «пожар» стали магнитопровода.

1) Для защиты лт всех видов КЗ в обмотках и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках используется продольная дифференциальная токовая защита. Применяется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ*А и более.

2) Для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа используется газовая защита. Эта же защита действует при понижении уровня масла в баке трансформатора.

Перечисленные выше защиты действуют без выдержки времени на отключение выключателей со всех сторон трансформатора.

3) Для защиты от внешних многофазных замыканий устанавливают МТЗ на трансформаторах мощностью более 1000 кВА; на понижающих трансформаторах при нечувствительности МТЗ устанавливают МТЗ с пуском по напряжению;

Помимо вышеперечисленных основных защит устанавливаются резервные защиты:

4) Для защиты от внешних многофазных КЗ на стороне СН трехобмоточных трансформаторов устанавливается максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам[9].

5) Для защиты от многофазных КЗ предусматривается МТЗ с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит трансформатора[9].

6) Для защиты от внешних КЗ на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью предусматривается ненаправленная токовая защита нулевой последовательности.

7) Для защиты от симметричных перегрузок предусматривается максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени (обычно 8 – 10 сек.)

В связи с нецелесообразностью использования в современной энергетике электромеханических реле, в качестве релейной защиты в данной выпускной квалификационной работе используются микропроцессорные устройства так как они обладают рядом преимуществ по сравнению с механическими реле[13].

Рассмотрим основные особенности цифровых защит, и какие преимущества может дать их применение в энергетике.

Заметим сразу, что алгоритмы работы устройств защиты на разной элементной базе одинаковы, отличаются только способы их реализации. Микропроцессорные устройства обладают следующими особенностями.

Цифровые устройства компактны. Логика их работы реализуется посредством специального программного обеспечения. Конструктивно они состоят из одного или нескольких микропроцессоров, измерительных преобразователей, дискретных входов и выходных реле. Это позволяет

разместить в одном корпусе различные виды защит и связать их на программном уровне, что приведет к уменьшению расхода металла, кабельной продукции и других материалов на изготовление и установку устройств. При этом также уменьшаются собственное потребление устройств и необходимое место для их установки на пунктах и щитах управления силовым оборудованием.

Конструкция цифровых защит дает возможность выпускать их в унифицированном исполнении с однотипным программным обеспечением. Это дает возможность упростить дальнейшую эксплуатацию при наличии на объекте большого количества микропроцессорных защит с различными функциями[13].

Программное обеспечение позволяет производить изменение уставок и настроек, а также перепрограммирование функций защиты без изменения в схемах устройств.

Встроенный регистратор аварийных и эксплуатационных событий позволяет записывать все сообщения о работе устройства в нормальном и аварийном режимах, а также осциллограммы этих событий. Это дает возможность проводить более точный анализ работы защит и аварийных ситуаций в целом.

Наличие жидкокристаллического дисплея на передней панели устройства и кнопок ручного управления позволят иметь доступ к информации о параметрах устройства и выдаваемых им сообщений[12].

Специальное программное обеспечение позволяет производить задание параметров устройства, а также считывание сообщений и данных с помощью портативного компьютера. Это дает возможность не только ускорить процесс изменения уставок и параметров устройства, но и также сохранять все данные в электронном виде с возможностью последующего вывода на печать.

Существует возможность объединения в единую сеть нескольких цифровых защит, осуществление передачи данных и управление этими устройствами с верхнего уровня.

Все эти особенности позволяют не только снизить затраты на техническое обслуживание, но и поднять на новый более высокий уровень культуру эксплуатации энергетического оборудования.

5.1.1. Дифференциальная защита трансформатора

В качестве основной быстродействующей РЗ трансформаторов от КЗ между фазами, однофазных КЗ на землю и от замыканий витков одной фазы выбираем шкаф защиты ШЭ2607 045 фирмы «ЭКРА»

Устройство микропроцессорной защиты «ШЭ2607 045», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ[10].

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты с торможением, содержащей чувствительное реле и отсечку.

Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе.

5.1.2. Расчет дифференциальной защиты трансформатора ТДТН-40000/110-У1

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту понижающего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА подстанции «Светланская» на шкафу защиты ШЭ2607 045 . Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали высшего напряжения (ПБВ) ответвлений обмотки среднего напряжения трансформатора в пределах (+ -) (2*2.5%) номинального напряжения[14].

Расчёт дифференциальной токовой защиты трансформатора подстанции энергосистемы:

1. Определяем первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его проходной мощности, по выражению:

$$I_{ном.} = \frac{S_{ном.прох.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (75)$$

Ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{ном.ВН.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 213 \text{ А}$$

Ток на стороне СН трансформатора;

$$I_{ном.СН.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,828 \text{ А}$$

Ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{ном.НН.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,401 \text{ А}$$

2. Базисные токи по сторонам трансформатора:

$$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} k_{сх}}{K_I} \quad (76)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока;

$k_{сх} = \sqrt{3}$, для схемы соединения трансформаторов тока ТА - Δ ;

$k_{сх} = 1$, для схемы соединения ТА - Y ;

K - коэффициент трансформации ТА;

$K = 400/5$ - для ТА на стороне ВН ; соединение - Δ ;

$K = 1000/5$ - для ТА на стороне СН ; соединение - Δ ;

$K = 2000/5$ - для ТА на стороне НН; соединение – Y ;

Вторичный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{213 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,52 \text{ А}$$

Вторичный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{\text{баз.СН}} = \frac{659.829 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 5,714 \text{ А}$$

Вторичный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{баз.НН}} = \frac{2309 \cdot 1}{2000/5} = 5,774 \text{ А}$$

Определение начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{д0 расч}} = k_{\text{отс}} (k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta u_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{АТ}}) \quad (77)$$

$$I_{\text{д0 расч}} = 1,1 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02) = 0,213 \text{ о.е}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$; $k_{\text{одн}} = 1$; $k_{\text{пер}} = 2$; $\varepsilon = 0,05$; $\Delta u_{\text{рег}} = 0,16$;

$$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02; \Delta f_{\text{АТ}} = 0$$

Принимаем $I_{\text{д0}} = 0,4 \text{ о.е.}$

3.Определение тока начала торможения:

Принимаем уставку начала торможения равной $I_{TO} = 1,0$ о.е

4.Расчет коэффициента торможения:

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗmax}}^{(3)} = 14,6 \text{ кА, приведен к } U_{\text{НН}}.$$

Ток КЗ, приведенный к $U_{\text{ВН}}$:

$$I_{\text{Кmax}}^{(3)} = 2,5 \cdot \frac{10,5}{115} = 0,667 \text{ кА}$$

5.Максимальное значение сквозного тока при внешнем КЗ в относительных единицах:

$$I_{\text{Кmax}} = \frac{I_{\text{Кmax стор}}}{K_{I \text{ стор}} \cdot I_{\text{баз.стор}}} \quad (78)$$

$$I_{\text{Кmax}} = \frac{228 \cdot 5}{400 \cdot 4,52} = 4,21 \text{ о.е.}$$

6.Дифференциальный ток, равный току небаланса при максимальном сквозном токе при внешнем КЗ:

$$I_{\text{д}} = (k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta u_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{Кmax}}$$

$$I_{\text{д}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,63 = 1,6 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток при внешнем КЗ:

$$I_T = \sqrt{I_{K\max} (I_{K\max} - I_d) \cdot \cos(180^\circ - \alpha)} \quad (79)$$

$$I_T = \sqrt{0,63(0,63 - 0,24) \cdot \cos 15^\circ} = 3,27 \text{ о.е.}$$

7. Коэффициент торможения:

$$k_T \geq k_{\text{отс}} \frac{I_d - I_{d0}}{I_T - I_{T0}} \quad (80)$$

$$k_T \geq 1,1 \cdot \frac{1,6 - 0,364}{3,27 - 1,0} = 0,544 \text{ о.е.}$$

Принимаем $k_T = 0,6$. Угол наклона тормозной характеристики α будет равен $\alpha = \arctg 0,6 = 31^\circ$.

8. Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} k_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{K_{\text{Истор}} I_{\text{баз.стор}}} \quad (81)$$

$$I_{\text{т.бл}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{213 \cdot 5}{400 \cdot 4,52} = 1,16$$

Принимаем $I_{\text{т.бл}} = 1$ о.е.

Уровень блокировки по второй гармонике принимаем равным $I_{f2} / I_{f1} = 0,15$ (15 %).

9. Определяем ток срабатывания дифференциальной отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора принимаем

$$I_{отс} = 6,5 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{отс} = 1,5 I_{К\max} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр}) \quad (82)$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 4,21 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,03 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{отс} = 6,5 \text{ о.е.}$

10. Проверяем чувствительность

Минимальный ток КЗ при повреждении в точке К7 (рис.4.4), приведенный к $U_{ВН}$ равен:

$$I_{К\min\text{ВН}}^{(3)} = 25,12 \cdot \frac{10,5}{115} = 0,413 \text{ кА}$$

Чувствительность защиты при двухфазном КЗ на секции НН:

$$k_{ч} = \frac{I_{К\min}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2}{I_{д0} \cdot I_{баз.\text{ВН}} \cdot K_{\text{ВН}}} \quad (83)$$

$$k_{ч} = \frac{413 \cdot \sqrt{3} / 2}{0,364 \cdot 2,64 \cdot 300 / 5} = 6,16 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом, $k_{ч} > 2$.

5.1.3. Защита от перегрузки

На трансформаторах находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока [7]. Защиту от перегрузки устанавливаем на всех сторонах трансформатора [6]. Ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки определяем по выражению:

$$I_{C.з.} = \frac{K_{OTC.}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (84)$$

где $K_{OTC.}$ - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас;

$$K_{OTC.} = 1,2 [6];$$

K_B - коэффициент возврата реле, для реле РТ-40 может быть принят равным 0,8 [6];

$I_{НОМ.Т}$ - номинальный ток трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, определен в п Х.3.

$$I_{C.з.ВН} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 213 = 280 \text{ А.}$$

$$I_{C.з.СН} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 659.828 = 866 \text{ А}$$

$$I_{C.3.HH} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 2309,401 = 3031 \text{ А}$$

Определяем токи срабатывания реле защит по выражению:

$$I_{C.P.} = \frac{K_{CX}}{K} \cdot I_{C.3.} \quad (85)$$

Ток срабатывания реле защиты установленной на стороне ВН:

$$I_{C.P.ВН} = \frac{\sqrt{3}}{400/5} \cdot 280 = 59,5 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле защиты установленной на стороне СН:

$$I_{C.P.СН} = \frac{\sqrt{3}}{1000/5} \cdot 866 = 7,5 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле защиты установленной на стороне НН:

$$I_{C.P.НН} = \frac{1}{2000/5} \cdot 3031 = 7,57 \text{ А}$$

Защита от перегрузки действует на сигнал с выдержкой времени

$$t_{\text{ПЕР.}} = (8 \div 10) \text{ сек.}$$

5.1.4. Максимальная токовая защита трансформатора с пуском по напряжению.

Максимальная токовая защита на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН1 и МТЗ НН2 имеют две ступени; реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора; пусковые органы напряжения, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

$$I_{CЗ} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}. \quad (86)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2 [6];

K_B - коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,8 [6].

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2}{0,8} * 213 = 319,5$$

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,2}{0,8} * 659,828 = 989,742$$

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2}{0,8} * 2309,401 = 3464,101$$

Первичные напряжения срабатывания защиты определяются исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ, кВ; по выражению:

$$U_{CЗ} \leq \frac{U_{MIN.}}{K_{ОТС} \cdot K_B}, \quad (87)$$

где U_{MIN} - междуфазное напряжение в месте установки защиты, кВ;
определяемое по выражению

$$U_{MIN} = 0,95 \cdot U_{НОМ}$$

где $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение трансформатора на стороне, где установлена защита.

$K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки; может быть принят равным 1,2 [6];

K_B - коэффициент возврата реле; может быть принят равным 1,2 [6].

Первичное напряжение срабатывания защиты на стороне ВН:

$$U_{сз.ВН} = \frac{0,95 \cdot 110}{1,2 \cdot 1,2} = 72,56 \text{ кВ};$$

Первичное напряжение срабатывания защиты на стороне СН:

$$U_{сз.СН} = \frac{0,95 \cdot 35}{1,2 \cdot 1,2} = 23,09 \text{ кВ}$$

Первичное напряжение срабатывания защиты на стороне НН:

$$U_{сз.НН} = \frac{0,95 \cdot 10}{1,2 \cdot 1,2} = 6,5 \text{ кВ};$$

Определим коэффициенты чувствительности защит по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К.З.МІN}}{I_{С.З.}}, \quad (88)$$

где $I_{K.3.MIN}$ - ток, протекающий через защиту в минимальном режиме при КЗ в конце защищаемого участка, А.

Коэффициент чувствительности при выполнении защитой функции основной защиты - $\kappa_q \geq 1,5$ [6].

Коэффициент чувствительности при выполнении защитой функции резервирования - $\kappa_q \geq 1,2$ [6].

Определим коэффициент чувствительности защиты установленной на стороне ВН:

$$K_{q.BH} = \frac{25000}{319,5} = 9,23$$

$$K_{q.CH} = \frac{8560}{989,7} = 8,64$$

$$\kappa_{q.HH} = \frac{2000}{3464} = 0,57$$

Определим токи срабатывания реле по выражению:

$$I_{C.P.BH} = \frac{\sqrt{3}}{400/5} \cdot 319,5 = 6,7 \text{ А}$$

$$I_{C.P.CH} = \frac{\sqrt{3}}{1000/5} \cdot 989,7 = 8,57 \text{ А}$$

$$I_{C.P.HH} = \frac{1}{2000/5} \cdot 3464,1 = 8,66 \text{ А}$$

На всех сторонах трансформатора в качестве токовых реле защиты устанавливаем реле РТ – 40.

Определим напряжение срабатывания реле напряжения защиты по выражению:

$$U_{C.P.} = \frac{U_{C.З.}}{K_{TV}} \quad (89)$$

где K_{TV} - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения.

Напряжение срабатывания реле напряжения защиты на стороне ВН:

$$U_{C.P.ВН} = \frac{72560}{3740} = 19,4$$

Напряжение срабатывания реле напряжения защиты на стороне СН:

$$U_{C.P.СН} = \frac{23090}{500} = 46,18$$

Напряжение срабатывания реле напряжения защиты на стороне НН:

$$U_{C.P.НН} = \frac{6500}{60} = 108,3$$

Максимальная токовая защита является резервной и на стороне ВН по времени отстраивается от времени срабатывания МТЗ, установленной на стороне НН и определяется по выражению

$$t_{МТЗ.ВН} = t_{МТЗ.НН} + \Delta t \quad (90)$$

где Δt - ступень селективности, принимаемая равной 0,5 сек.

$$t_{MT3.BH} = 1 + 0,5 = 1,5$$

MTЗ установленная на стороне НН по времени срабатывания отстраивается от MTЗ установленной на КЛ; и определяется по выражению:

$$t_{MT3.HH} = t_{MT3.KЛ} + \Delta t$$

$$t_{MT3.HH} = 0,5 + 0,5 = 1$$

5.1.5. Газовая защита трансформатора.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора, и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе. В трубе предусмотрена задвижка, которая автоматически закрывает ее при срабатывании газовой защиты, предотвращая поступление масла из расширителя в бак поврежденного трансформатора (для ограничения пожара в баке).

В качестве реагирующего органа газовой защиты на трансформаторе подстанции «Суражевка» устанавливаем газовые реле типа:

- BE 80Q - устанавливаемое в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем;
- URF 25/10 – устанавливаемое внутри бака РПН, и применяемое для защиты устройства РПН.

Реле BF 80Q имеет сигнальный и два отключающих элемента. Сигнальный элемент управляется шарообразным пластмассовым поплавком, содержит пластину, установленную поперек потока масла и маслогазовой смеси. Контактная система сигнального и отключающего элементов выполнена при помощи магнитоуправляемых герконов, замыкание которых происходит при воздействии на них постоянных магнитов, перемещаемых поплавками и поворотной пластиной. В отключающем элементе постоянный магнит можно установить в одном из трех положений, соответствующих уставкам скорости срабатывания 0,65-1-1,5 м/сек. Время срабатывания реле зависит от кратности действительной скорости потока масла по отношению к уставке. При кратности 1,25 время срабатывания не превышает 0,15; при кратности 1,5 – не более 0,1 сек.

Реле URF 25/10 - струйное. Это реле имеет один отключающий элемент, реагирующим органом которого является поворотная пластина, установленная поперек потока маслогазовой смеси; поворотная пластина при срабатывании реле перемещает постоянный магнит, который переключает геркон. При срабатывании реле поворотная пластина фиксируется в сработавшем положении до возврата в ручную, для чего предусмотрено устройство, которое служит также для опробования работоспособности реле.

Особенности газовой защиты:

- по своему принципу действия газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных ненормальных режимах, но и при появлении в кожухе трансформатора воздуха, при толчках (движении)

масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, имеющих место вследствие вибрации корпуса трансформатора;

- для предупреждения неправильного отключения трансформатора отключающая цепь защиты при доливке масла переводится на сигнал;

- для предотвращения ложного срабатывания нижнего поплавка газового реле от толчков масла принято регулировать его на скорость движения масла 50-160 см/сек.

Основными достоинствами газовой защиты являются: простота ее устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от размеров повреждения. Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждения его обмоток и особенно при витковых замыканиях.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора, поэтому должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений .

Газовая защита является основной и действует без выдержки времени, то есть

$$t_{ГАЗ.} = 0$$

6.1. Расчёт заземления

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [11].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (91)$$

$$S = (60 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 3024 \text{ м}^2$$

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

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (92)$$

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{МОЛН}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (93)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (94)$$

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

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (95)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (96)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 29830}{9} = 6629 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (97)$$

$$m = \frac{6629}{2 \cdot \sqrt{29830}} - 1 = 18,19$$

Принимаем: $m = 19$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (98)$$

При этом должно соблюдаться условие:

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

$$1,25 \leq 9,09 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (99)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{29830} \cdot (10 + 1) = 6908 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

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

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 8 \cdot 5 = 40 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (100)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{29830}}{40} = 17,27$$

Принимаем: $n_B = 18$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (101)$$

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

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (102)$$

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

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (103)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (104)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициент производим по формуле:

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

Теперь определяем:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{40200}} + \frac{1}{4411 + 20 \cdot 5} \right) = 0,07 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{40200}} = 0,025;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,42$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (105)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{29830}}{(32 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,65;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \tag{106}$$

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,15 \cdot 2,65 = 0,39$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

6.2 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты [13]. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода [14]. 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[13]. 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 $U \geq 750$ кВ.

Высота молниеотвода:

$$h = 25 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 20 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 20 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}; \quad (107)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 21,5) \cdot 21,25 = 22,47 \text{ м}; \quad (108)$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $h < L_{\text{вл}} < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 22,47 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h) \quad (109)$$

$$h_{CX} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,13 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right) \quad (110)$$

$$r_{CX} = 22,47 \cdot \left(\frac{22,13 - 20}{22,13} \right) = 10,16 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right) \quad (111)$$

$$r_x = 22,47 \cdot \left(1 - \frac{20}{21,25}\right) = 13,2 \text{ м}$$

Проверка образования единой зоны защиты: $r_{CX1,4} > 0$.

$0,69 > 0$ – условие выполняется, следовательно, построена единая зона защиты многократного молниеотвода.

7 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ НАРУШЕНИИ РАБОТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.

7.1. Общие положения

В условиях рыночных отношений большое значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

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

Ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии.

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

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

- технико-экономическому обоснованию нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов;
- технико-экономическому обоснованию периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;
- технико-экономическому обоснованию проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;
- технико-экономическому обоснованию мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

Оценим экономический ущерб при аварийном отключении трансформатора ТДТН-40000/110-У1 дифференциальной защитой в результате виткового замыкания обмотки ВН. Отключение произошло в 12 ч. 30 мин. И через 20 часов после проведенного аварийного ремонта ПС была введена в работу.

В момент отключения трансформатор нес нагрузку 25 МВТ

Данные для расчета ущерба:

1. Стоимость выполнения ремонтных работ:
 - снятие и разборка – 20000 руб.
 - сборка и установка – 20000 руб.
 - ремонт – 23000 руб.
2. Стоимость материалов для производства ремонтных работ – 30000руб.;
3. Транспортные расходы при выполнении ремонтных работ – 1000руб.
4. Прочие затраты при производстве ремонтных работ – 3000 руб.

Расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт · ч., полезно отпущенной потребителям электроэнергии в системе – 1,05 руб./кВт · ч.

Средняя цена электроэнергии для потребителя – 2,1 руб./кВт · ч.

В коммерческом договоре энергосистемы определены следующие условия, на случай отключения или ограничения электроснабжения:

- допускается на время до суток (24 часа) ограничение электроснабжения до 60 %;
- в случае полного внезапного отключения по вине энергосистемы устанавливаются платежи в тройном размере средней цены на электроэнергию за каждый недоотпущенный кВт · ч.

7.2. Безвозвратные потери средств производства

Безвозвратные потери средств производства Y_1 , устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др. определяются по формуле:

$$Y_1 = S_{oi} + S_{mj} + S_{mk} + S_{np} \quad (112)$$

где S_{oi} – остаточная балансовая стоимость i -го, подлежащего восстановлению оборудования или сооружения;

S_{mj} – стоимость потерь j -го вида материалов;

S_{mk} – стоимость потерь k -го вида топлива;

S_{np} – прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушения пожара, проведение спасательных работ и др.

В результате нарушения безвозвратных потерь средств производства не произошло.

$$Y_1 = 0$$

7.3. Затраты на ремонтно-восстановительные работы

Затраты на ремонтно-восстановительные работы Y_2 устанавливаются на основе двух смет

$$Y_2 = S_{рем} + S_{нал} \quad (113)$$

где $S_{нал}$ – сметная стоимость наладочных работ;

$S_{рем}$ – сметная стоимость ремонтных работ.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{рем} = S_{дем} + S_m + S_{мон} + S_p + S_{тр} + S_n + S_{мод} \quad (114)$$

где $S_{дем}$ – стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений;

S_m – стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ;

$S_{мон}$ – стоимость монтажа поврежденного оборудования и сооружений;

S_p – стоимость ремонта, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом;

$S_{тр}$ – транспортные расходы;

S_n – прочие расходы;

$S_{мод}$ – затраты на модернизацию.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытание и наладку оборудования,

доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материала на пуски и остановку энергетического оборудования.

$$Y_2 = 20000 + 30000 + 20000 + 10000 + 3000 + 3500 = 86500 \text{ руб.}$$

7.4. Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода)

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба Y_3 учитывает потери прибыли из-за снижения объема отпускаемой потребителю энергии вследствие технологического нарушения.

$$Y_3 = W_{noi} * (C_i - STCP) \quad (115)$$

где W_{noi} – недоотпуск электроэнергии i -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения, МВт;

C_i – средняя цена одного кВт · ч. электроэнергии для i -го потребителя;

$STCP$ – расчетная топливная составляющая средней себестоимости одного кВт · ч. отпускаемой потребителю электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

При условии равномерного графика нагрузки недоотпущенная потребителю электроэнергия равняется

$$W_{noi} = W_c * T \quad (116)$$

где W_c – снижение нагрузки, МВт;

T – время отключения линии для производства ремонта выключателя

$$W_{noi} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$U_3 = 180000 \cdot (2.1 - 1.05) = 189000$$

10.5. Ущерб от ухудшения технологических параметров.

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети U_4 может быть высчитана по формуле:

$$U_4 = (dW_{фак} - dW_{рас} \cdot W_{фак} / W_{рас}) \cdot G_{зам} \quad (117)$$

где $dW_{фак}$, $W_{фак}$ – соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместной с количеством покупной электроэнергии за период, в котором произошло технологическое нарушение;

$dW_{рас}$, $W_{рас}$ – соответственно расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенное с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{зам}$ – топливная составляющая себестоимости одного кВт · ч. наименее экономичных электростанций в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца. В рассматриваемом случае данными потерями можно пренебречь ввиду их незначительности.

Таким образом, принимаем:

$$Y_4 = 0$$

10.6. Возмещение убытков потребителям.

Возмещение убытков потребителям (Y_5) вследствие отключения или ограничения электроснабжения определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии

$$Y_5 = S_{\varepsilon i}$$

где $S_{\varepsilon i}$ – сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю электрической энергии.

На время выполнения ремонтных работ на линии ограничение электроснабжение составило 40 % в течение 20 ч., что предусматривается условиями электроснабжения в коммерческом договоре, поэтому принимаем

$$Y_5 = 0$$

10.7. Возмещение экологического ущерба.

Возмещение экологического ущерба Y_6 включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений:

$$Y_6 = S_{\text{шт}} + S_{\text{раб}} \quad (118)$$

где $S_{\text{шт}}$ – сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения;

$S_{\text{раб}}$ – стоимость работ, выполняемых энергопредприятием, для устранения экологических последствий от технологического нарушения.

Поскольку короткое замыкание было своевременно отключено устройствами РЗ и технологическое нарушение не привело к экологическим последствиям, принимаем:

$$Y_6 = 0$$

10.8. Возмещение социального ущерба.

Социальные последствия технологического нарушения характеризуется числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания.

Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты Y_7 в соответствии с законодательством социальной защите людей.

При отсутствии социальных последствий от технологического нарушения принимаем:

$$Y_7 = 0$$

10.9. Расчет общего экономического ущерба.

Экономический ущерб от технологического нарушения U в общем случае представляется в виде суммы составляющих:

$$Y = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 + Y_6 + Y_7 - S_{\text{воз}} \quad (119)$$

где $S_{\text{воз}}$ – возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводов-изготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

Общий ущерб от нарушения работы трансформатора и вследствие этого вывода его в ремонт на срок 20 часов составил :

$$Y = 0 + 86500 + 189000 + 0 + 0 + 0 + 0 = 275500$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1. Безопасность

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для преобразования, приёма и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, вспомогательных и распределительных устройств, устройств управления.

На РУ 110 кВ электрооборудование, изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

2) При нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Локализация повреждений осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва); заземление электроустановки; устранение повреждения;

3) Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть (размеры см. в табл.32). Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования.

4) При снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному

осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

5) Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, предусмотренных в гл. 1.7, а также следующих мероприятий:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

б) Независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей, их агрегатных шкафов, а также других шкафов, в которых применяются аппаратура или зажимы внутренней установки.

При расположении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки: применена усиленная изоляция; применены шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием;

- РУ и подстанции расположены со стороны господствующего направления ветра;
- РУ и подстанции выполнены по наиболее простым схемам;
- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше[14].

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединители, отделители) с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются по обе стороны электрических цепей или аппаратов.

В ОРУ 110 кВ и выше предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

8.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания

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

На проектируемой подстанции «Светланская» установлены два силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110-У1. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 18 [18].

Таблица 26 - Параметры трансформатора ТДТН-40000/110-У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	<i>H</i>	<i>L</i>	<i>B</i>
ТДТН-40000/110-У1	40	80,6	23,2	6200	7300	3980

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН-40000/110-У1 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м [8]. При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м. Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На ПС «Светланская» установлен маслоприёмник с отводом масла и с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника [12].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

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

2. Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

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

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

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

Для удаления масла и воды из маслоприёмника установлены специальные маслоотводы. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения за 15 минут.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Светланская» по паспортным данным имеют полную массу 80,6т. Масса масла в трансформаторе составляет 22,3 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{23,2}{0,885} = 26,2 \text{ м}^3, \quad (120)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_m = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$ [6].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения,

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

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

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

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6,2 \cdot 3,9) + (6,2 \cdot 7,3)] = 139 \text{ м}^2 \quad (121)$$

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

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 40,03 \text{ м}^3 \quad (122)$$

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

$$V = V' + V = 40,03 + 23,2 = 63,23 \text{ м}^3 \quad (123)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 10,3 \cdot 6,9 = 71,07 \text{ м}^2, \quad (124)$$

где $L' = L + \Delta = 7,3 + (2 \cdot 1,5) = 10,3 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 7,3 \text{ м}$ - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 3,9 + (2 \cdot 1,5) = 6,9 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4,82 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТДТН-40000/110-У1 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 84 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее

производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя 0,25 м.

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

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{63,23}{71,07} + 0,25 + 0,05 = 1,18 \text{ м}, \quad (125)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [8],

где $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 5.

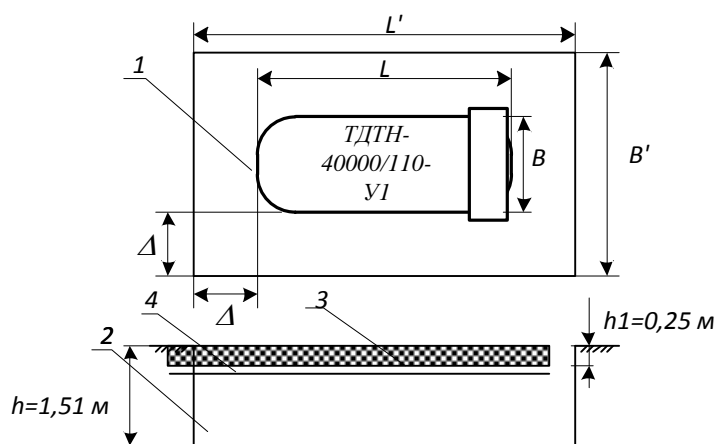


Рис. 5. Схема маслоприёмника

На рисунке 12 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

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

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

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

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент,

фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

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

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

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

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

8.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции 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.

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

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

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

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

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

Для пожаротушения трансформаторов 16 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

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. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована ПС «Светланская». Рассмотрен вопрос о необходимости строительства данной подстанции с учетом предполагаемого роста нагрузок.

Проект разработан на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления.

Были рассчитаны токи короткого замыкания всех видов в максимальном и минимальном режиме работы подстанции. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное оборудование с учетом климатического исполнения и категории района размещения.

Для подстанции были выбраны и рассчитаны необходимые виды релейной защиты и автоматики.

Приведены требования правил техники безопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрено влияние ПС на окружающую среду и методы снижения этого влияния.

В экономической части проекта рассчитан экономический ущерб, вызванный технологическими нарушениями работы силового трансформатора.

Основной целью строительства ПС «Светланская» является повышение надежности работы энергосистемы в южной части г. Владивосток и связано с необходимостью демонтажа физически и морально устаревшей ПС «З».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

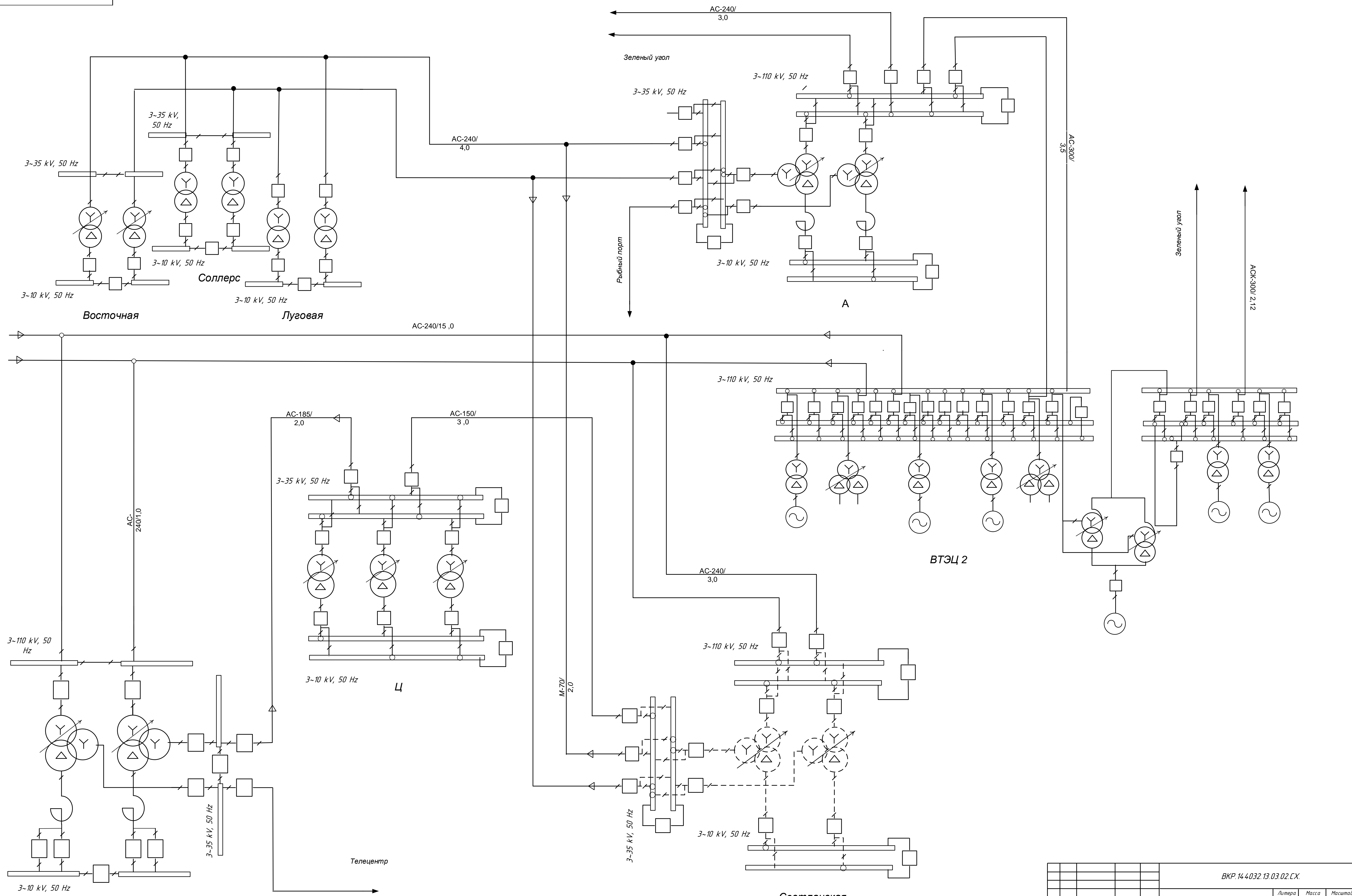
- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. С.251.
- 2 ГОСТ 27514 – 87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
- 3 Правила технической эксплуатации электрических станций и сети. – 15-е изд. – М.: Энергия, 1996.С.57.
- 4 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. С.49.
- 5 Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. С.352.
- 6 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]
URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 20.05.2018).
- 7 Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. С.34.
- 8 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- 9 Беркович М.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. С.235.
- 10 Камнев В.Н. Монтаж устройств вторичной коммутации. – М.: Высшая школа, 1982. С.136.
- 11 Князевский Б.А., Чекалин Н.А. Техника безопасности и противопожарная техника в электроустановках. – М.: Энергия, 1973. С.127.

12 Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. С.112.

13 Герасимов В.Г., Грудинский П.Г. Электротехнический справочник в трех томах: Том 3, книга1.-М.: Энергоатомиздат, 1988. С.456.

14 Чернобровов Н.В. Релейная защита.-М.: Энергия, 1974. С.234.

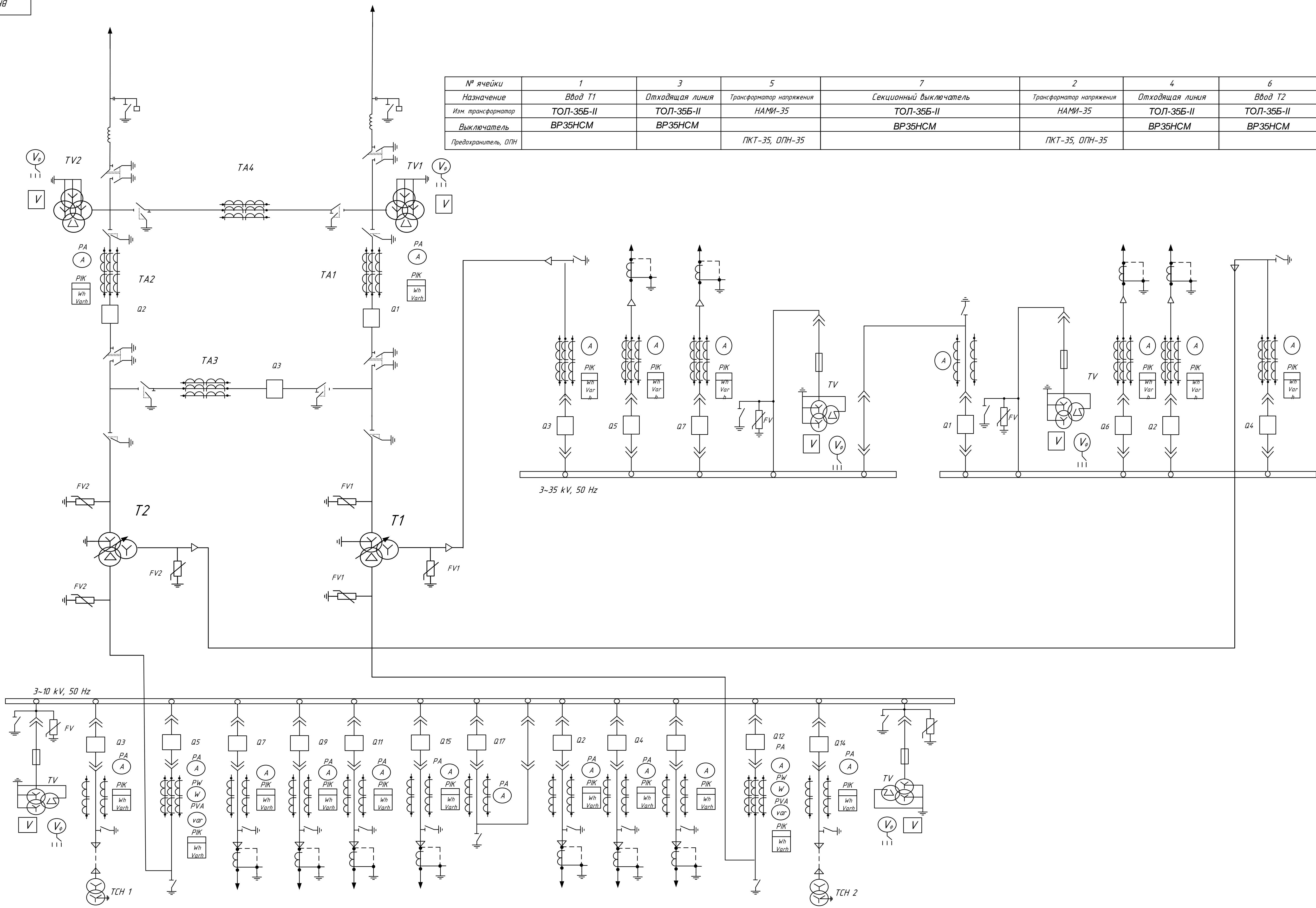
15 Шульман Н.К. Амурская область. – Хабаровск: Хабаровское книжное издательство, 1989. С.311.



				ВКР 14.4032.13.03.02.СХ			
Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема	Литера	Масса	Масштаб
Разработ	Головчук В.С.				Д		
Проверил	Ратченко А.Г.			Лист 1			Листов 6
Т. центр				Проектирование подстанции «Светланская» 110/35/10 кВ г. Владивосток			АМГУ Кафедра энергетики
Рецензент							
Н. контроль	Козлов А.Н.						
Утв	Сабина Н.В.						

- ВЗ-400-0,25
- ЗНГА-110
- Измерительные трансформаторы
ТОГФ-110-УХЛ1
- Выключатели
ВГТ-110П*-40-2500У1
- Разъединители
РГ-110/1000УХЛ1
- ОПН-П-110/73202 УХЛ1
- Трансформаторы
ТДТН-40000/110-У1

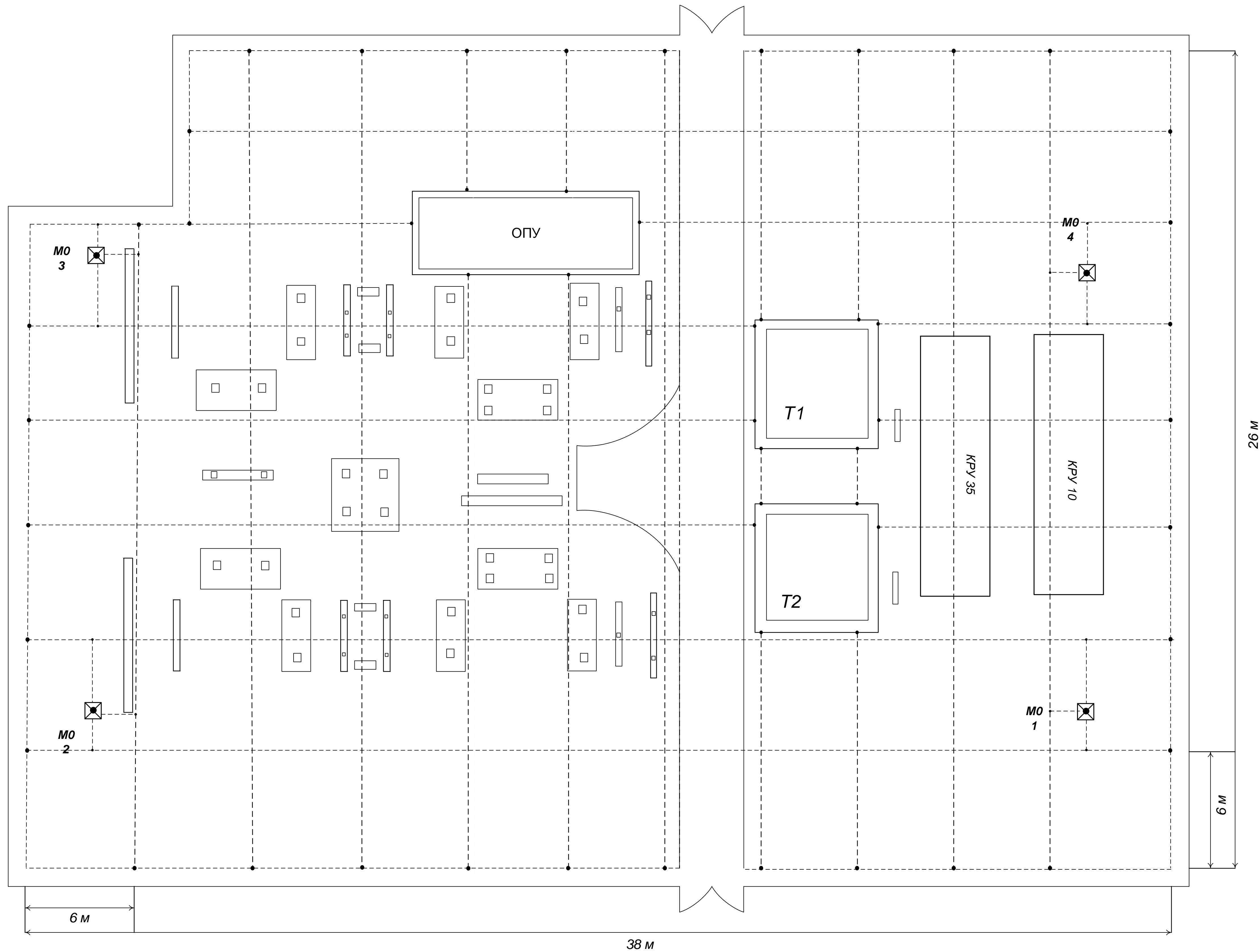
№ ячейки	1	3	5	7	2	4	6
Назначение	Ввод Т1	Отходящая линия	Трансформатор напряжения	Секционный выключатель	Трансформатор напряжения	Отходящая линия	Ввод Т2
Изм трансформатор	ТОЛ-35Б-II	ТОЛ-35Б-II	НАМИ-35	ТОЛ-35Б-II	НАМИ-35	ТОЛ-35Б-II	ТОЛ-35Б-II
Выключатель	ВР35НСМ	ВР35НСМ		ВР35НСМ		ВР35НСМ	ВР35НСМ
Предохранитель, ОПН			ПКТ-35, ОПН-35		ПКТ-35, ОПН-35		



КРУ - 10 кВ
типа
D-12P

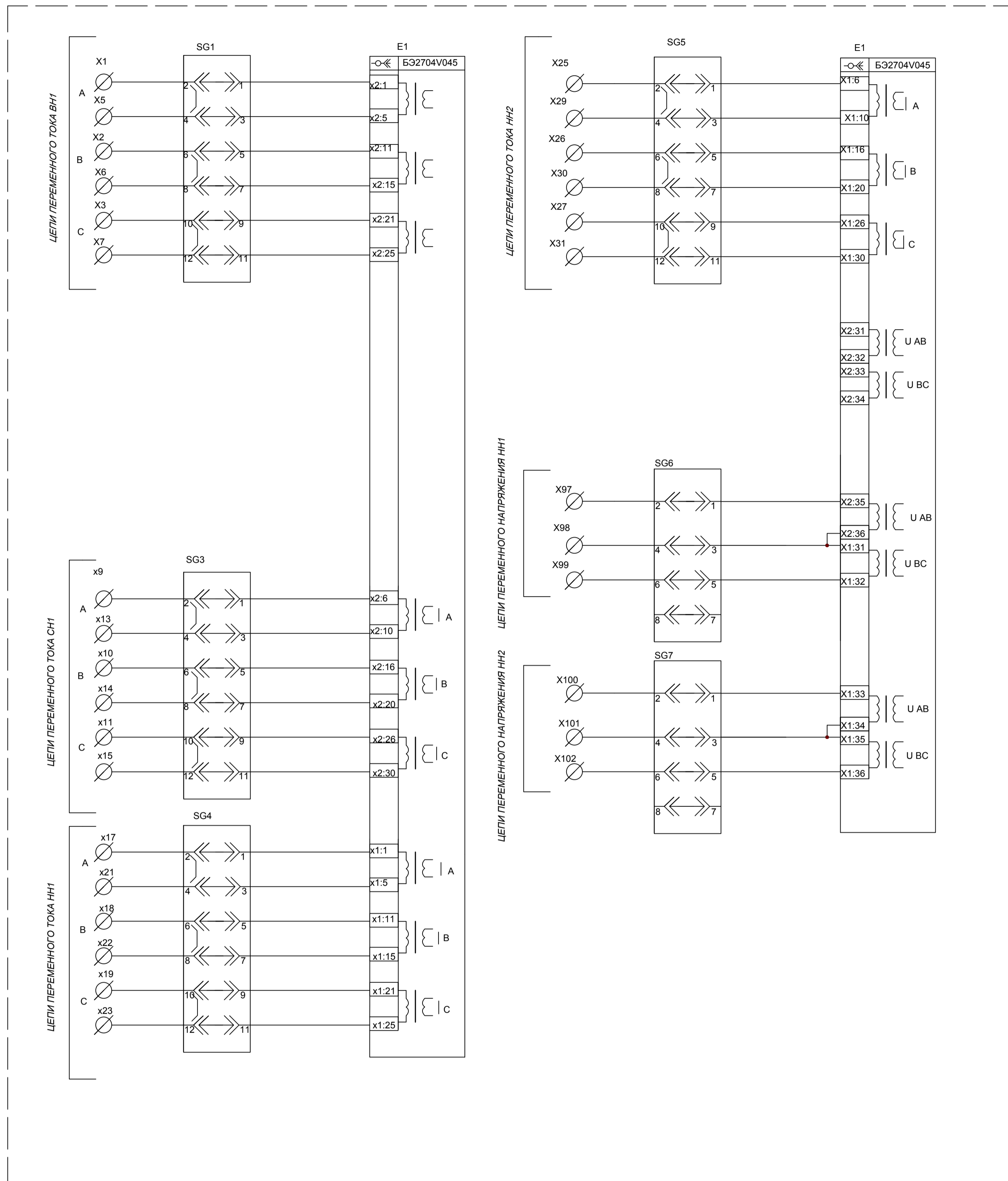
№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	8	10
Назначение	ТН 1	ТН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	СВ	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	ТН2
Изм трансформатор	НАМИТ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	НАМИТ-10
Выключатель		ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10	ВВУ-СЭЦ-Э-10
Трансформатор СН		ТМГ-160/10													
Предохранитель, ОПН	ПКТ-10, ОПН-П-10														

ВКР 14.4032.13.03.02.СХ				Литера	Масса	Масштаб
Лист	№ докум	Подпись	Дата	Электрическая схема подстанции «Светланская» 10/35/10 кВ г. Владивосток	Д	Лист 2 / Листов 6
Разраб	Соловьев В.С.					
Проверил	Ратаева А.Г.					
Т. контр						
Рецензент				Проектирование подстанции «Светланская» 10/35/10 кВ г. Владивосток	АМГУ	Кафедра энергетики
Н. контроль	Козлов А.Н.					
Удб	Савина Н.В.					

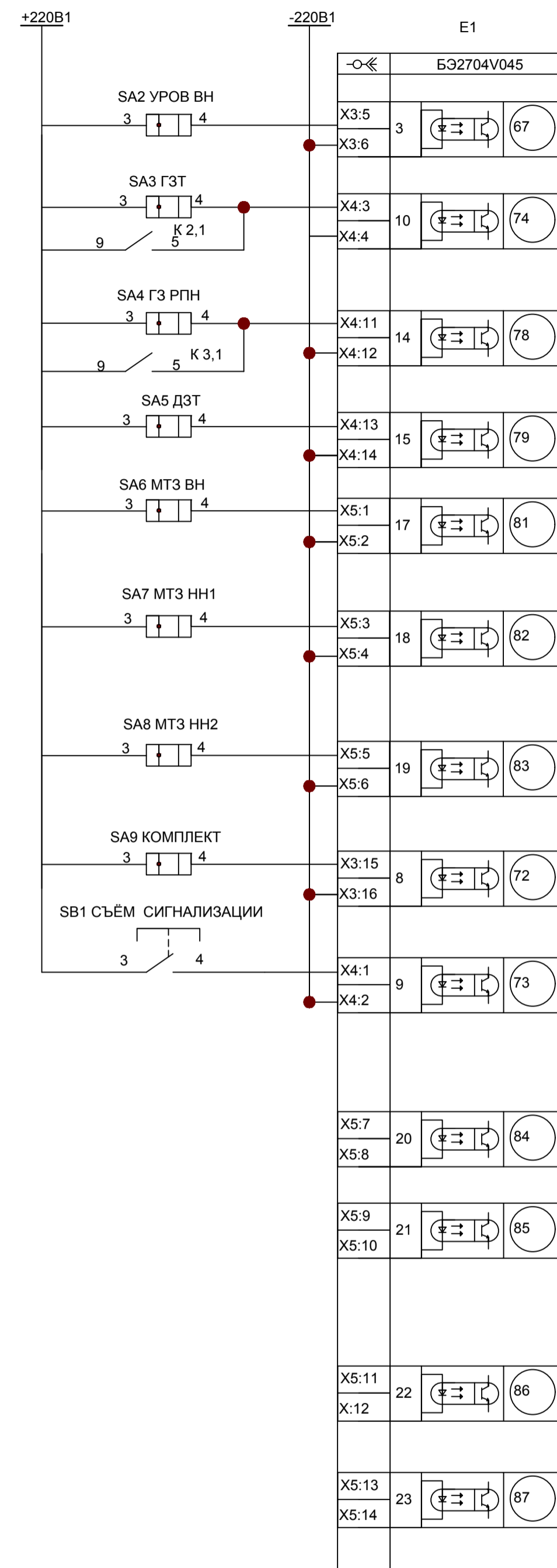


				ВКР 14.032.13.03.02.СХ		
Лист	№ докум	Подпись	Дата	Заземление подстанции «Светланская» 110/35/10 кВ г. Владивосток	Литера	Масштаб
Разраб	Соловьев В.С.				Д	
Проверил	Ратченко А.Г.				Лист 3	Листов 6
Т. контр					АМГУ	
Рецензент					Кафедра энергетики	
Начальник	Козлов А.Н.					
Учед	Савина Н.В.					
				Проектирование подстанции «Светланская» 110/35/10 кВ г. Владивосток		

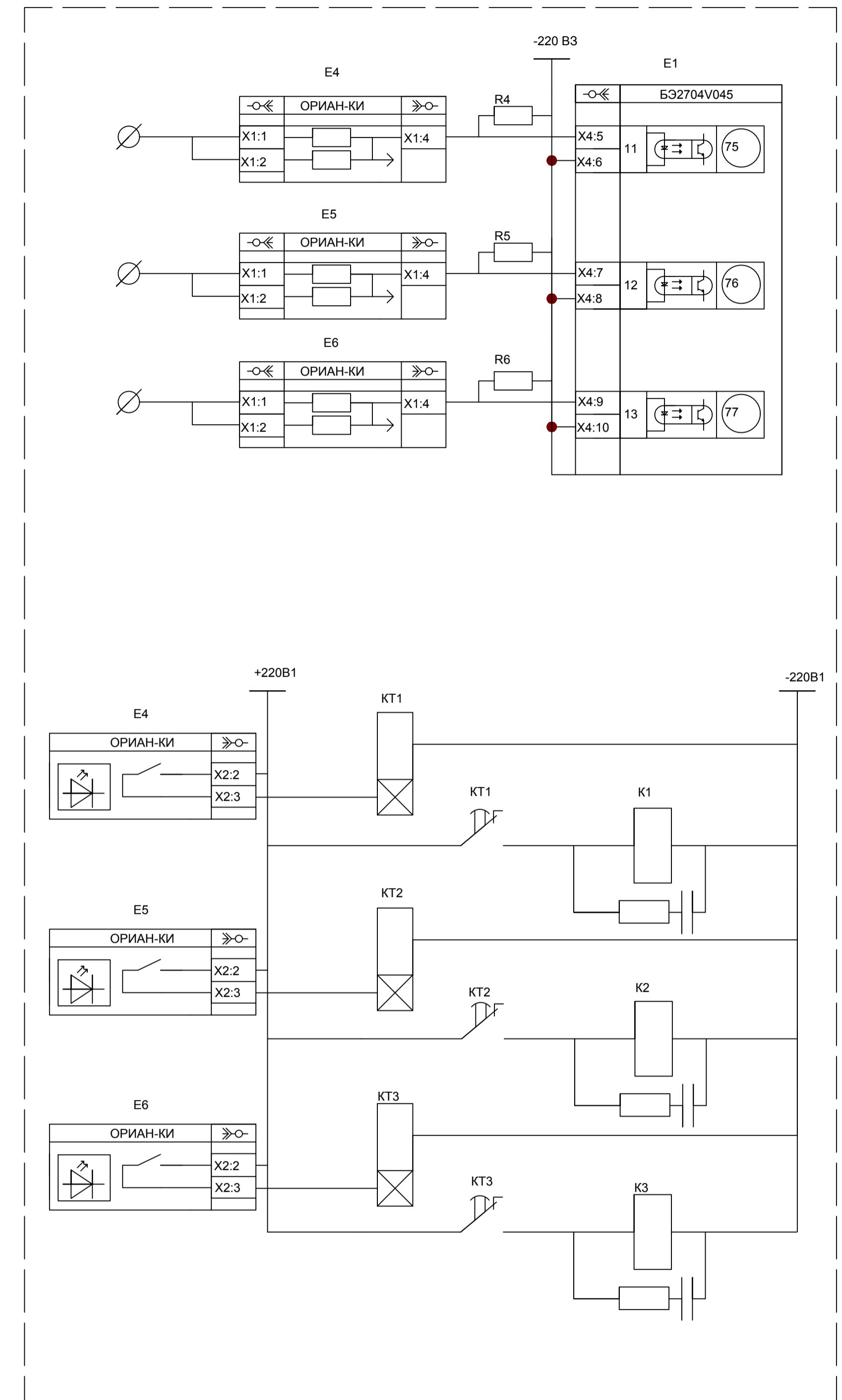
ЦЕПИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ



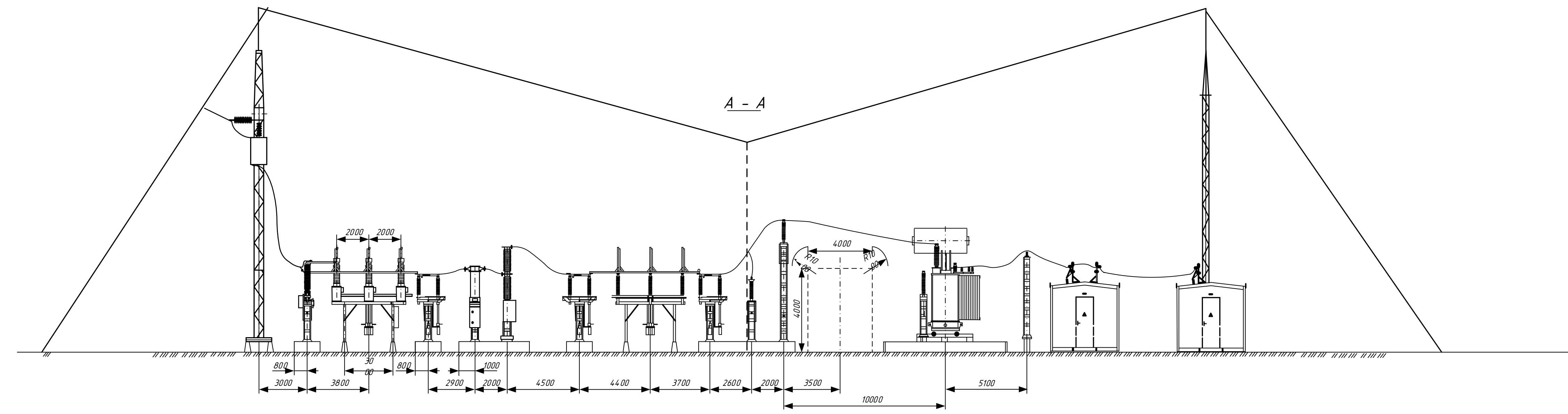
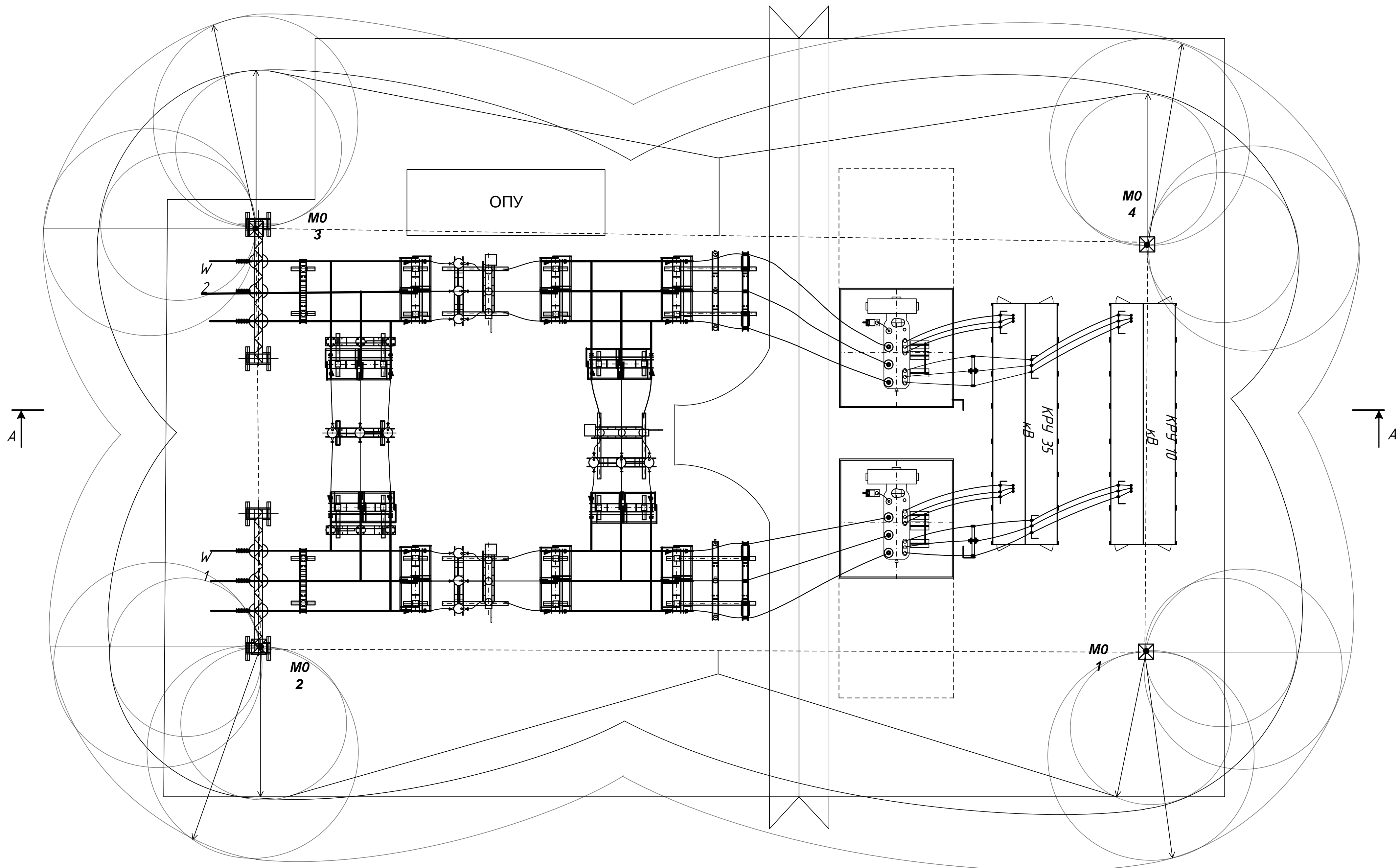
ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА



ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ГЗ



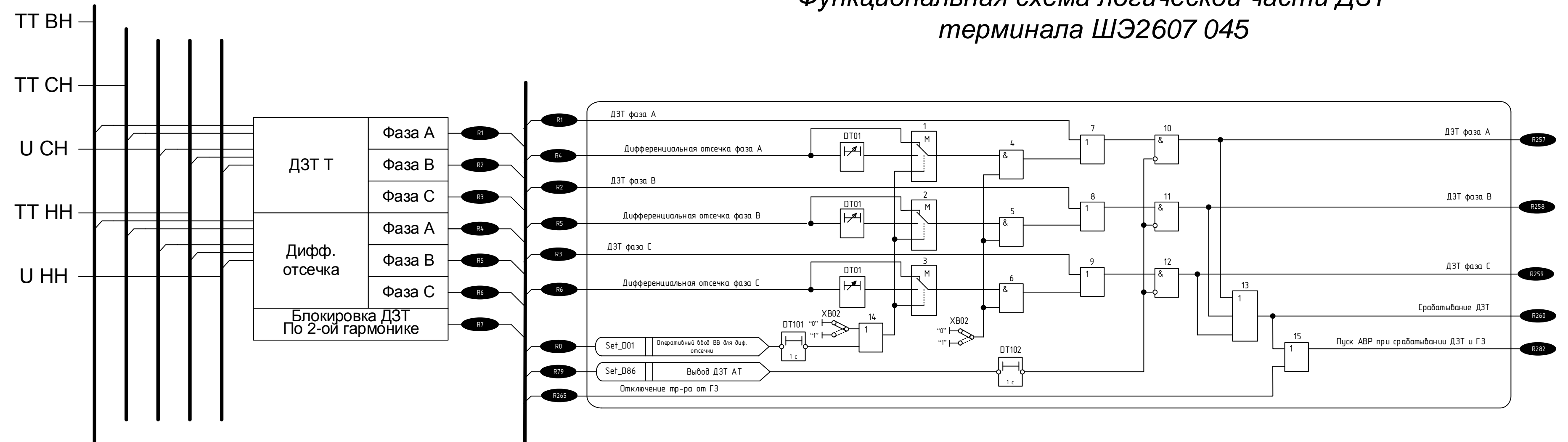
				ВКР.144032.13.03.02.СХ.			
Изм./Лист	№Докум	Подпись	Дата	Схема токовых цепей защит трансформаторов	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Солопчук В.С.				Д		
Проверил	Ротачева А.Г.						
Т.контр							
							Лист 6 Листов 6



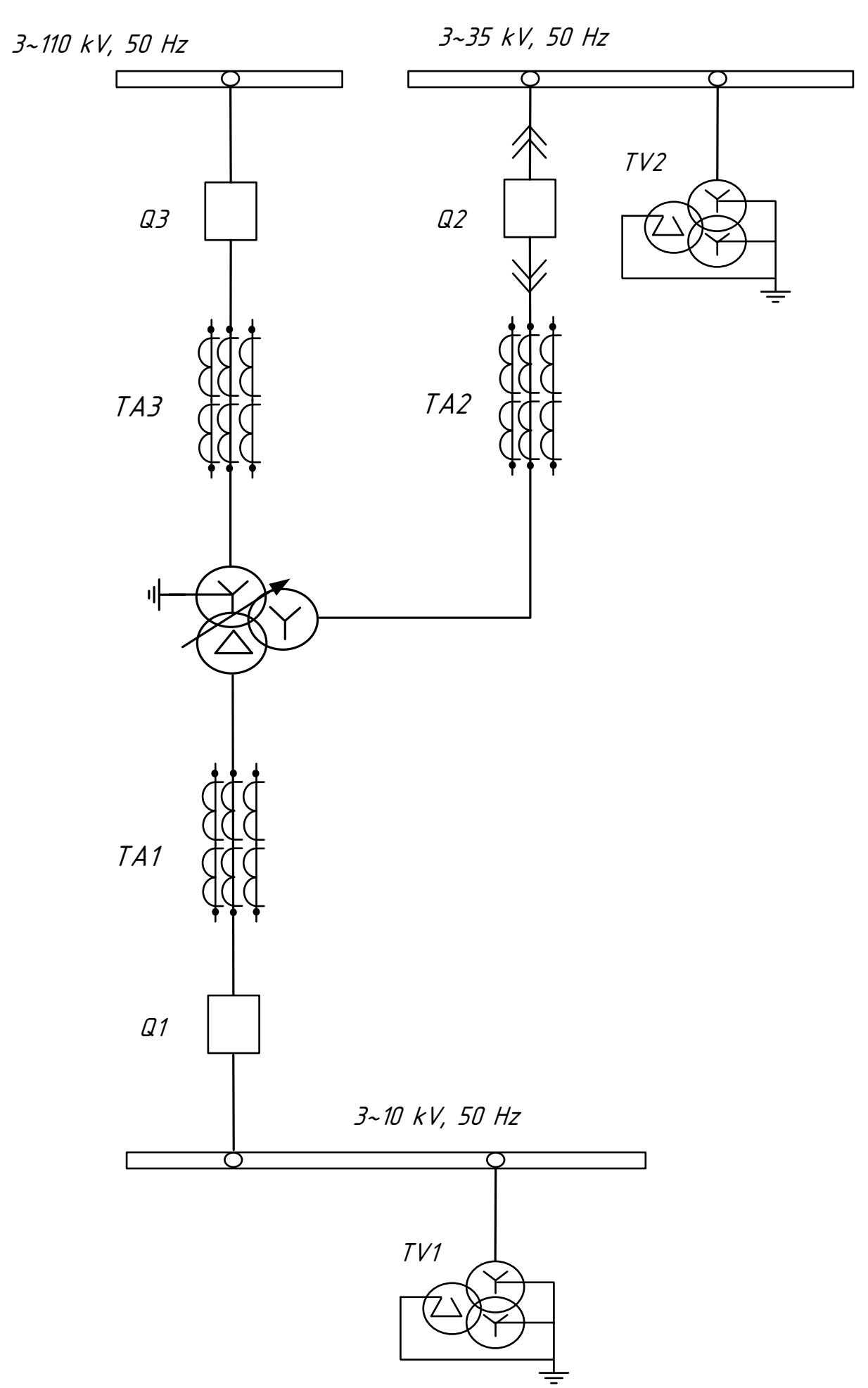
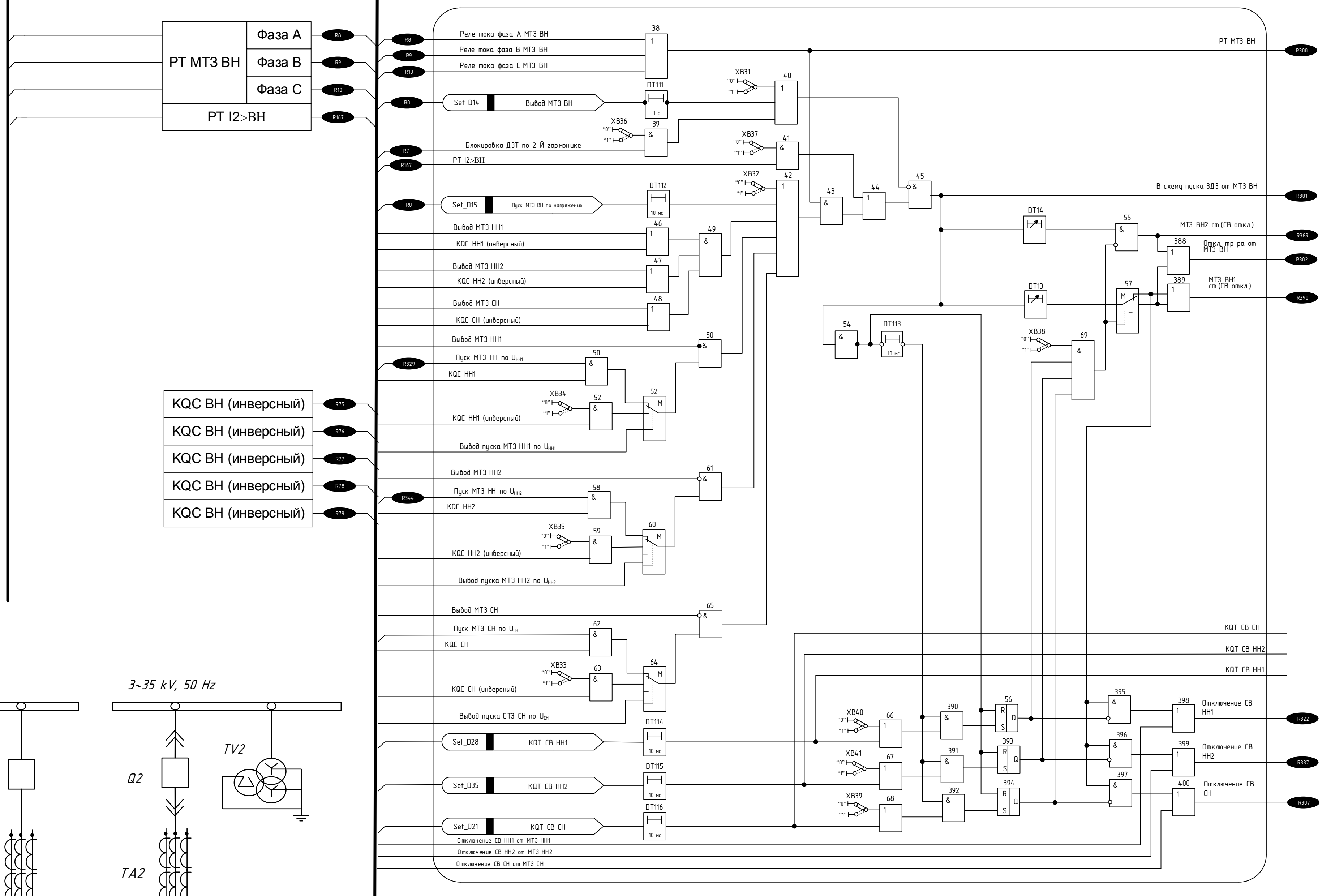
				ВКР 14.4032.13.03.02.СХ		
Лист	№ докум	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разработ	Соловьев В.С.					
Проверил	Ратченко А.Г.					
Т. контр.						
Рецензент						
Н. контроль	Козлов А.Н.			Молниезащита подстанции «Светланская»		
Учед.	Савина Н.В.					
				Лист 4 Листов 6		
				АМГУ Кафедра энергетики		

Проектирование подстанции «Светланская» 110/35/10 кВ г. Владивосток

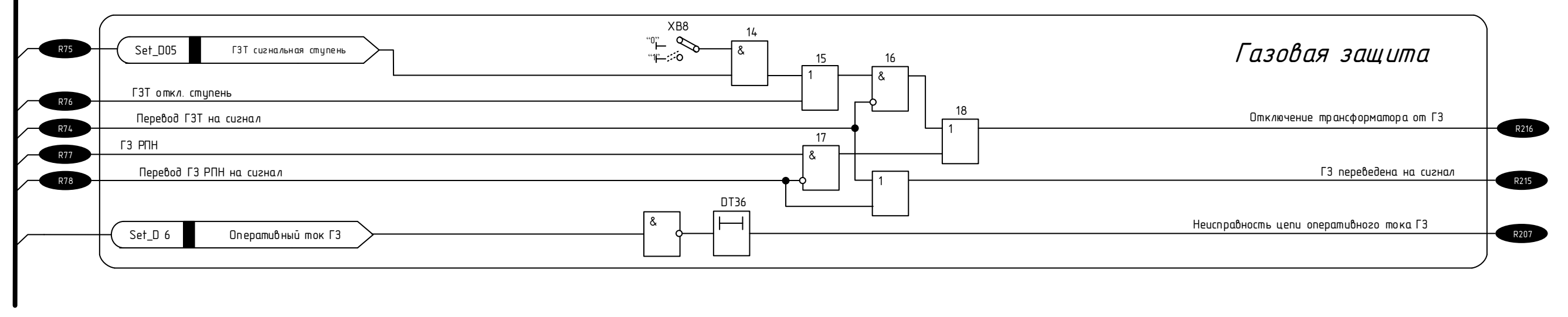
Функциональная схема логической части ДЗТ терминала ШЭ2607 045



Функциональная схема логической части МТЗ ВН терминала ШЭ2607 045



Функциональная схема логической части газовой защиты терминала ШЭ2607 045



				ВКР 14.4032.13.03.02.СХ		
Лист	№ докум	Подпись	Дата	Схема логической части защиты трансформатора	Литера	Масштаб
Разраб	Соловьев В.С.				Д	
Проверил	Ратаева А.Г.				Лист 5	Листов 6
Т. контр					АМГУ	
Рецензент	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики	
Н.контр	Савина Н.В.			Проектирование подстанции «Светланская» 110/35/10 кВ г. Владивосток		