

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым.

Исполнитель

студент группы 842-об1

подпись, дата

Н.В. Зильберблум

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасности и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Зильберблюма Никиты Витальевича

1.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым.

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _

Карта электрических сетей Республики Крым, расположение центров питания, планируемые нагрузки

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

Характеристика текущего состояния энергосистемы, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, технико-экономическое обоснование

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): пояснительная записка 103 страниц, 91 формула, 15 рисунков, 31 таблица, 31 источник, 7 листов чертежей.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

канд.техн.наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 103 с., 91 формула, 15 рисунков, 31 таблица, 31 источник.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ГЕНЕРАТОР, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнено проектирование подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым. Произведен расчет рабочих токов и токов короткого замыкания. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выполнен расчет молниезащиты и защитного заземления РУ 110 кВ. В электроэнергетической, как и во многих других отраслях, остро стоит вопрос модернизации, строительстве новых сетей и подстанций.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение.....	7
1 Характеристика района электрических сетей	9
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	13
2.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	13
2.2 Выбор главной схемы электрических соединений.....	14
2.3. Выбор марки и сечения проводов	16
3 Расчет токов короткого замыкания	18
4 Выбор оборудования.....	27
4.1 Выбор шин распределительных устройств и силовых кабелей.....	27
4.2 Выбор изоляторов	35
4.3 Выбор высоковольтных выключателей.....	39
4.4 Выбор разъединителей	42
4.5 Выбор плавких предохранителей.....	43
4.6. Выбор ограничителей перенапряжений	43
4.7. Выбор измерительных трансформаторов тока	44
4.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	45
5 Выбор релейной защиты и автоматики	47
5.1 Выбор релейной защиты подстанции	47
5.2 Выбор автоматики подстанции	48
5.3 Автоматическое повторное включение (АПВ).....	51
6 Измерение и учет электроэнергии.....	55
7. Выбор оперативного тока и источников питания.....	56
8 Заземление и молниезащита	57
8.1 Заземление подстанции	57
8.2 Молниезащита подстанции.....	62
9 Техникоэкономическое обоснование проекта	65
9.1 Расчет капиталовложений при строительстве ПС Юнга.....	81
9.2 Расчёт затрат на эксплуатацию.....	83

9.3 Расчет экономической эффективности проекта строительства	84
10 Безопасность и экологичность	86
Заключение	99
Библиографический список	101

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ВН – Высокое напряжение

ГПП – Главная понизительная подстанция

ГЭС – Гидравлическая электрическая станция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

НН – Низкое напряжение

ППБ – Правила пожарной безопасности

РЗ – Релейная защита

СН – Санитарные нормы

ВВЕДЕНИЕ

Республика Крым сравнительно молодой субъект Российской Федерации, она вошла в состав государства в 2014 году по результатам общенародного референдума. Обширные территория и слабая ее заселенность негативно сказались на развитии инфраструктуры Крыма, в том числе в упадок пришел и электро-сетевой комплекс республики.

Перспективы освоения территорий намеченные правительством РФ требуют введения в субъекте новых мощностей, строительства новых магистральных и распределительных линий электропередачи, так же капитального ремонта и замены основного электросилового оборудования. Незамедлительно был составлен документ, являющийся дорожной картой череды работ и преобразований: Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым (на 2019-2023гг) [31].

Электроэнергетика является главной и неотъемлемой частью народного хозяйства. В электроэнергетической, как и во многих других отраслях остро стоит вопрос модернизации, строительстве новых сетей и подстанций, так как оборудование которое было установлено 50-70 лет назад уже выработало свой ресурс, и постоянно увеличивается запрос на полезные мощности в связи с ростом численности населения и освоения новых территорий. Нынешняя его работоспособность, во многом сохраняется за счет того, что оборудование было изготовлено с многократным запасом по прочности. То же самое касается и Республики Крым. Многочисленные мероприятия запланированные в рамках Схем и программ развития электроэнергетики республики Крым позволят решить вышеупомянутые проблемы. В числе таких мероприятий проектирование и строительство подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции напряжением 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым.

Актуальность: для исключения перегрузки трансформатора ПС 35/6 кВ Планерское в послеаварийном режиме, а также для обеспечения развития поселка Коктебель в рамках умеренно-оптимистического сценария развития целесообразно рассмотреть сооружение новой ПС 110 кВ Юнга с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью не менее 16 МВА [31].

Область применения: использование при строительстве подстанции 110/35/6 Юнга в Республике Крым.

Задачи которые необходимо решить для достижения поставленной цели:

- 1) проанализировать существующую схему электроснабжения Республики Крым;
- 2) выбрать оптимальные схемы распределительных устройств;
- 3) произвести расчет токов короткого замыкания на шинах ПС;
- 4) выбрать основное электротехническое оборудование;
- 5) произвести технико-экономическое обоснование проектных решений;
- 6) оценить проект с точки зрения безопасности для местных жителей, персонала, окружающей среды.

В ходе проделанной работы можно сделать вывод, что строительство подстанции приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей, повышению качества электроэнергии, улучшению технико-экономических показателей.

Экономическая выгода заключается в снижении потерь при передаче электроэнергии, посредством уменьшения расстояния от источника питания до конечного потребителя.

В ходе выполнения работы были использованы следующие программные продукты: Visio, Mathcad, MS Word.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

На территории Республики Крым действуют центры питания классом напряжения 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ. Карта сетей представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Карта электрических сетей Республики Крым.

Энергосистема имеет ряд проблем, препятствующих развитию в регионе промышленности и нормальной коммунально-бытовой деятельности. Среди таких проблем:

- Низкая надежность энергосистемы.
- Локальные дефициты производства мощности.
- Недостаточная пропускная способность линий.
- Слабая информированность органов государственной власти, потребителей, инвесторов.

Ряд вышеперечисленных проблем будет рассмотрен в результате выполнения данной выпускной квалификационной работы.

Республика Крым – субъект Российской Федерации, входящий в состав Южного федерального округа и Северо-Кавказского экономического района. Республика Крым образована 18 марта 2014 года в результате присоединения к Российской Федерации части Крымского полуострова. Столицей Республики является город Симферополь. Северная граница Республики Крым совпадает с бывшей административной границей Автономной Республики Крым с Херсонской областью. С запада, юга и северо-востока полуостров омывают Чёрное и Азовское море, на востоке Республика Крым имеет морскую административную границу с Краснодарским краем. Площадь территории полуострова составляет 26 081 кв.км.

Машиностроение Крыма специализируется на производстве электротехнического и электронного оборудования, радио и телевизионных приборов, средств связи, оптических и навигационных устройств. Отрасль представлена более чем 50 предприятиями, из которых ведущими являются АО «Машиностроительный завод «Фирма СЭЛМА», ОАО «Крымпродмаш», АО «Симферопольсельмаш», Феодосийская судостроительная компания «Море» (строительство ракетных кораблей). Судостроение – одна из крупнейших отраслей машиностроения Крыма, представлена крупными предприятиями в Севастополе, Керчи, Феодосии. Химическая промышленность Крыма имеет чётко выраженную ориентацию на источники сырья, и потому располагается в городе Саки, соседствующем с крупными солёными озёрами Сасык и Сакским, и на Перекопском перешейке, где расположена система горько-солёных озёр. Почти одна четвертая часть от общего объёма промышленного производства представлена предприятиями химической и Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы (научно-исследовательская работа) Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы (Московское отделение)» нефтехимической промышленности. В Крыму расположены крупнейшие химические предприя-

тия, которые были монополистами на Украине и в странах СНГ, и выпускают конкурентоспособную на европейском и мировом рынках продукцию.

Важным фактором успешной производственной деятельности является наличие на полуострове местной базы сырья и значительных трудовых ресурсов. Ведущими предприятиями химической отрасли являются ЧАО «Крымский ТИТАН», ПАО «Крымский содовый завод», АО «Бром», ОАО «Поливтор». В Республике Крым функционируют основные виды транспорта – автомобильный, железнодорожный, трубопроводный, морской, воздушный. Республика Крым располагает богатыми и разнообразными природными ресурсами. Природно-заповедный фонд включает 158 объектов и территорий (в том числе 46 общегосударственного значения, площадь которых составляет 5,8% площади Крымского полуострова). Основу заповедного фонда составляют 6 природных заповедников общей площадью 63,9 тыс. га. Наибольшее значение имеют природные рекреационные ресурсы: мягкий климат, тёплое море, лечебные грязи, минеральные воды, живописные пейзажи, что обеспечивает развитие туристического направления.

Энергосистема Республики Крым входит в состав энергосистемы ОЭС Юга. Доля годового потребления электроэнергии энергосистемой Республики Крым составляет порядка 7,5% от суммарного потребления объединения. Динамика электропотребления и темпов прироста электропотребления энергосистемы Республики Крым справочно за 2022 г. и по имеющимся отчетным данным за 2018-2022 гг. представлена в таблице 1 [31].

Таблица 1 – Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Республики.

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн. кВт*ч	5902,3	5501,36	5493,69	5836,47	6084,86
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт*ч	-213	-401	-7	343	248

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6
Годовой прирост, %		7,29	-1,33	5,87	4,08

В настоящее время электроснабжение поселка Коктебель осуществляется от ПС 35/6 кВ Планерское Установленная мощность трансформаторов на ПС 35кВ Планерское составляет 2х6,3 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2018 г. составила 6.01 МВА (5.78 МВт). С учетом технологического присоединения новых потребителей (ТУ менее 5 МВт) в объеме 2,39 МВт нагрузка центра питания составит 8,51 МВА. При отключении Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составляет 135% от Sном. По информации ГУП РК «Крымэнерго» возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ отсутствует.

Кроме того, в поселке Коктебель планируется организация застройки в северо-восточном направлении, вдоль дороги на Феодосию и в сторону поселка Наниково, а также запланировано строительство канализационных очистных сооружений и развитие рекреационной зоны в сторону Тихой бухты (туристическо-рекреационный комплекс «Коктебель»).

2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Трансформатор является одним из важнейших элементов электрической сети. Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует в современных сетях не менее чем шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах [2].

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ [22] на ней должно быть установлено 2 силовых трансформатора.

Определим коэффициент аварийной перегрузки для трансформаторов проектируемой подстанции. Согласно ПУЭ [22] в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40 % на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Номинальная мощность одного трансформатора находится по формуле, МВА:

$$S = \frac{S_{BH}}{n \cdot 0,7} \quad (1)$$

С учетом информации, полученной в результате сбора исходных данных, принимаем к установке 2 трансформатора мощностью 6,3 МВА

Расчётная нагрузка ПС 100 кВ Юнга составит 6,4 МВА и в случае аварийного отключения одного трансформатора загрузка оставшегося составит 102%, что не превышает длительно допустимую токовую нагрузку.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется установить на ПС 110 кВ Юнга два силовых трансформатора номинальной мощностью 6,3 МВА каждый

Исходя из заданных напряжений проектируемой подстанции по [8] выбираем типовые трансформаторы. Данные выбранных трансформаторов сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры выбранного трансформатора

Параметры	Величина
Тип трансформатора	ТМТН-6300/110
Номинальная мощность $S_{ном}$, МВА	6,3
Напряжение ВН $U_{ном\text{ ВН}}$, кВ	115
Напряжение ВН $U_{ном\text{ СН}}$, кВ	16,5; 22; 38,5
Напряжение НН $U_{ном\text{ НН}}$, кВ	6,6; 11
Потери мощности холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	12,5
Потери при коротком замыкании $\Delta P_{кз}$, кВт	52
Ток холостого хода I_0 , %	1,1
Напряжение короткого замыкания $u_{кв-с}$, $u_{кв-н}$, $u_{кс-н}$, %	10,5; 17; 6,5

2.2 Выбор главной схемы электрических соединений

Вычислим наибольшую величину тока в цепи трансформатора, А:

$$I_{\max\text{ раб}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2)$$

$$I_{\max\text{ раб}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,3 \text{ А}$$

Максимальная величина рабочего тока меньше 1000А, следовательно при выборе схемы на ВН можно не устанавливать на ВН сборные шины. Воспользуемся возможностью использовать один трансформатор для обеспечения су-

точного графика нагрузки и применим РУ-110кВ типовую схему № 110-5АН – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (рис. 2).

Данная схема позволяет быстро отключить поврежденный участок схемы и восстановить с помощью АВР питание потребителей подстанции. Ремонтная перемычка из разъединителей позволяет выводить в ремонт выключатель, без нарушения режима питания.

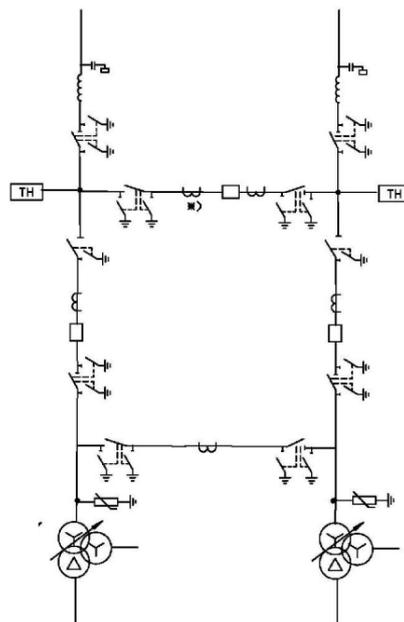


Рисунок 2 – Схема распределительного устройства ВН

В качестве РУ среднего напряжения (35кВ) принимается одна рабочая секционированная выключателем система, и распределительное устройство открытого типа (рис. 3).

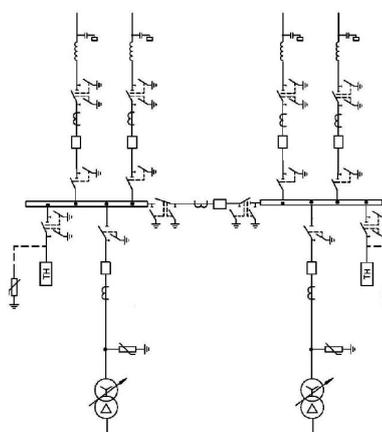


Рисунок 3 – Схема распределительного устройства СН.

В качестве РУ низшего напряжения (10кВ) принимается одна рабочая секционированная выключателем система, и распределительное устройство закрытого типа (рис. 4).

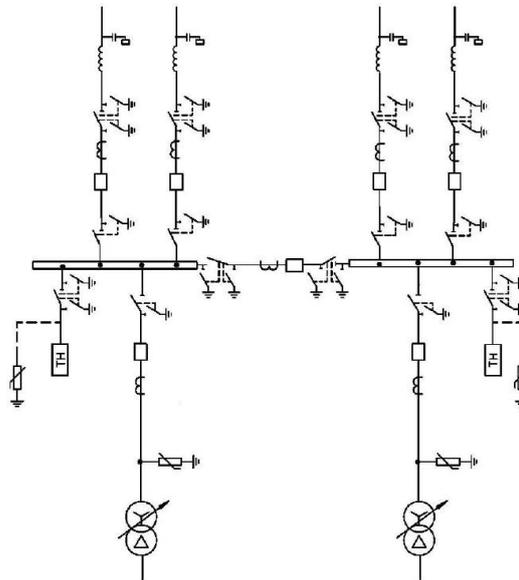


Рисунок 4 – Схема распределительного устройства НН

2.3. Выбор марки и сечения проводов

Максимальное значение силы тока:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot n} = \frac{12,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 66,34 \text{ A} \quad (3)$$

где n – количество линий.

Экономическое сечение проводника:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\max}}{j_{\text{эк}}} \quad (4)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, выбирается из условной продолжительности максимальной нагрузки (зима) $T_{\max} = 6693,35 \text{ ч}$. $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ A/мм}^2$ для

алюминиевых неизолированных проводов и шин при $T_{\max} > 5000\text{ч}$. из таблицы 1.3.36 [22]

$$F_{\text{эк}} = \frac{66,34}{1,0} = 66,34 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод сечением АС-70.

Номинальное сечение, мм^2 (алюминий/сталь) - 70/11[8].

Диаметр провода $d = 11,4$ мм;

Сопротивление постоянному току при 20°C $r_0 = 0,198$ Ом/км;

Индуктивное сопротивление $x_0 = 0.4218$ Ом/км [8];

Допустимая токовая нагрузка вне помещений $I_{\text{доп}} = 210$ А;

Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева [22]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - длительный допустимый ток провода [8].

$$66,34\text{А} \leq 210\text{А}$$

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтральями.

Выберем в качестве расчетных точки при включенном положении секционных выключателей на ВН, СН, НН. Составим схему замещения (рис.5).

Сопротивление системы находится по формуле 5, Ом:

$$X_{ci} = \frac{X_c \cdot U_{б.ном}^2}{S_{вн}} \quad (5)$$

где x_c – сопротивление системы в относительных единицах;

$U_{б.ном}$ – номинальное базисное напряжение, $U_{б.ном} = 115$ кВ.

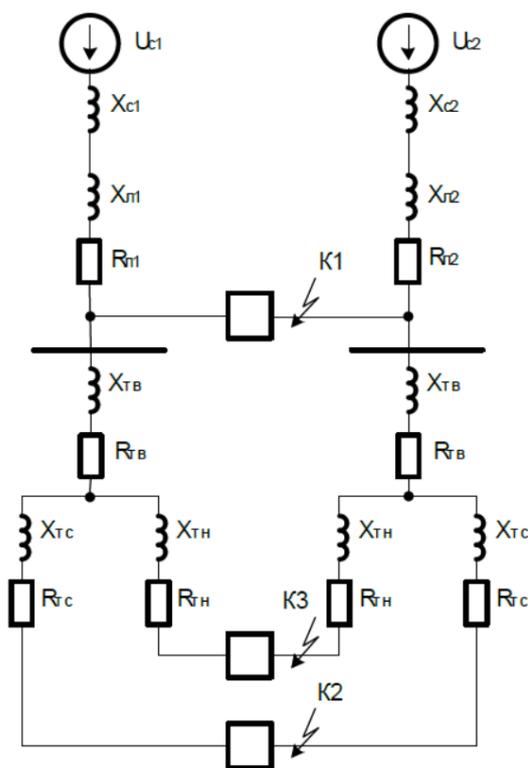


Рисунок 5 – Схема замещения

$$X_{c1} = X_{c2} = \frac{0,195 \cdot 115^2}{12,6} = 204,67 \text{ Ом}$$

Для трансформаторов с одинаковыми мощностями обмоток активные сопротивления лучей схемы замещения вычисляют по формуле:

$$R_B = R_C = R_H = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{2 S_{ном}^2} \quad (6)$$

$$R_B = R_C = R_H = \frac{52 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300^2} = 8,66 \text{ Ом}$$

При расчете сопротивлений рассматривать схему замещения трехобмоточного трансформатора как два последовательно соединенных луча.

В опытах короткого замыкания измеряют потери активной мощности $\Delta P_{кв-н}$, $\Delta P_{кв-с}$, $\Delta P_{кс-н}$ и напряжения короткого замыкания $U_{кв-с}$, $U_{кв-н}$, $U_{кс-н}$ на каждую пару обмоток (лучей схемы замещения).

$$U_{кв} = \frac{1}{2}(U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кс-н}) \quad (7)$$

$$U_{кс} = \frac{1}{2}(U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}) \quad (8)$$

$$U_{кн} = \frac{1}{2}(U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}) \quad (9)$$

$$U_{кв} = \frac{1}{2}(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{кс} = \frac{1}{2}(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%$$

$$U_{кн} = \frac{1}{2}(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

Реактивное сопротивление X_c или X_n , соответствующее обмотке, расположенной между двумя другими обмотками, благодаря их взаимному влиянию обычно имеет величину, близкую к нулю, либо небольшое отрицательное значение и в практических расчетах принимается равным нулю.

$$X_{ТВ} = \frac{U_{кв} U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 225,66 \text{ Ом} \quad (10)$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{кс} U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = 0$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{кн} U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 141,69 \text{ Ом}$$

Активные и индуктивные сопротивления обмоток трансформатора сведены в табл. 3. Данные соответствуют справочным данным Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

Таблица 3 – Активные и реактивные сопротивления обмоток трансформатора

Активное сопротивление обмотки ВН $R_{ТВ}$, Ом	1,4
Активное сопротивление обмотки СН $R_{ТС}$, Ом	1,4
Активное сопротивление обмотки НН $R_{ТН}$, Ом	1,4
Индуктивное сопротивление обмотки ВН $X_{ТВ}$, Ом	225,66
Индуктивное сопротивление обмотки СН $X_{ТС}$, Ом	0
Индуктивное сопротивление обмотки НН $X_{ТН}$, Ом	141,69

Рассмотрим расчет тока КЗ в точке К1. С помощью вычислений преобразуем схему к простейшему виду (рис. 6).

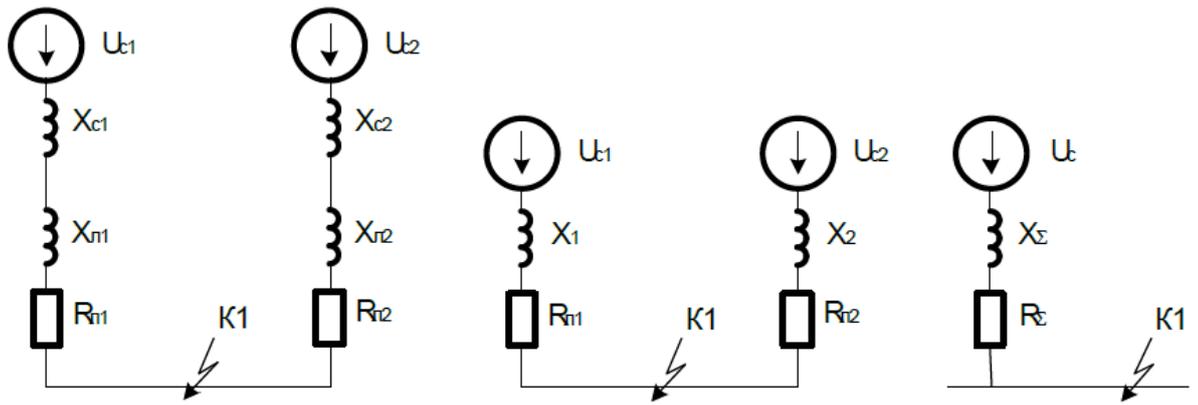


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения в точке К1

Активное сопротивление линии электропередачи высокого напряжения:

$$R_{л} = r_0 \cdot L = 0,198 \cdot 8 = 1,58 \text{ Ом} \quad (11)$$

Реактивное сопротивление линии высокого напряжения:

$$X_{л} = x_0 \cdot L = 0,422 \cdot 8 = 3,38 \text{ Ом} \quad (12)$$

где L - длина линии электропередачи по заданию, км;

r_0, x_0 - удельные активные и индуктивные сопротивления провода, Ом/км.

$$X_1 = X_2 = X_{c1} + X_{л1} = 204,67 + 3,38 = 208,05 \text{ Ом} \quad (13)$$

$$X_E = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{208,05 \cdot 208,05}{208,05 + 208,05} = 104,02 \text{ Ом} \quad (14)$$

$$R_E = R_{л} = 1,58 \text{ Ом} \quad (15)$$

$$Z_E = \sqrt{X_E^2 + R_E^2} = \sqrt{104,02^2 + 1,58^2} = 104,04 \text{ Ом} \quad (16)$$

Ток КЗ в точке К-1 находится по формуле (17), кА:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_c}{Z_c} \quad (17)$$

где U_c и Z_Σ - найденные ранее значения, напряжение сети и суммарное сопротивление до точки КЗ.

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{104,04} = 1,11 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей:

$$T_{a1} = \frac{X_E}{\omega \cdot R_E} \quad (18)$$

где X_Σ и R_Σ - индуктивная и активная составляющие результирующего сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ;

ω – угловая частота напряжения сети.

$$T_{a1} = \frac{104,04}{314 \cdot 1,58} = 0,21$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} \quad (19)$$

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,21}} = 1,72$$

Ударный ток, кА:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{K1}^{(3)} \quad (20)$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 1,11 = 2,7 \text{ кА}$$

Данные расчета токов КЗ в точке К-1 заносим в таблицу 4 – Расчет токов короткого замыкания.

Рассмотрим расчет тока КЗ в точке К2. С помощью вычислений преобразуем схему к простейшему виду (рис. 7).

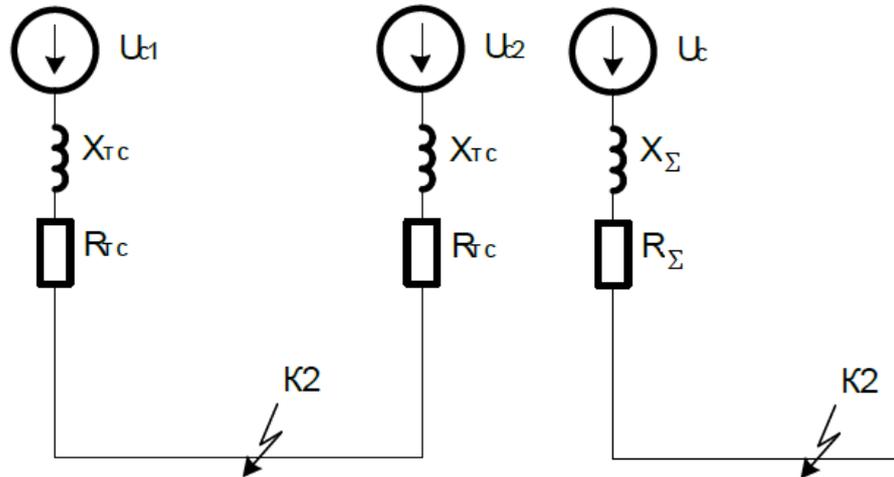


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения в точке К2

$$X_3 = X_4 = X_1 + X_{TB} + X_{TC} = 208,05 + 225,66 + 0 = 433,71 \text{ Ом} \quad (21)$$

$$X_E = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_3} = \frac{433,71 \cdot 433,71}{433,71 + 433,71} = 216,86 \text{ Ом} \quad (22)$$

$$R_3 = R_4 = R_{л1} + R_{TB} + R_{TC} = 1,58 + 1,4 + 1,4 = 4,38 \text{ Ом} \quad (23)$$

$$R_E = \frac{R_3 \cdot R_4}{R_3 + R_4} = \frac{4,38 \cdot 4,38}{4,38 + 4,38} = 2,19 \text{ Ом} \quad (24)$$

$$Z_E = \sqrt{X_E^2 + R_E^2} = \sqrt{216,86^2 + 2,19^2} = 216,88 \text{ Ом} \quad (25)$$

Ток КЗ в точке К-2 находится по формуле (17), кА:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{216,88} = 0,53 \text{ кА}$$

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей находим по формуле (18):

$$T_{a1} = \frac{258,44}{314 \cdot 2,19} = 0,24$$

Ударный коэффициент по формуле (19):

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,24}} = 1,73$$

Ударный ток рассчитаем по формуле (20), кА:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 0,63 \cdot 1,73 = 1,52 \text{ кА}$$

Данные расчета токов КЗ в точке К-2 заносим в таблицу 4 – Расчет токов короткого замыкания.

Рассмотрим расчет тока КЗ в точке К3. С помощью вычислений преобразуем схему к простейшему виду (рис. 8).

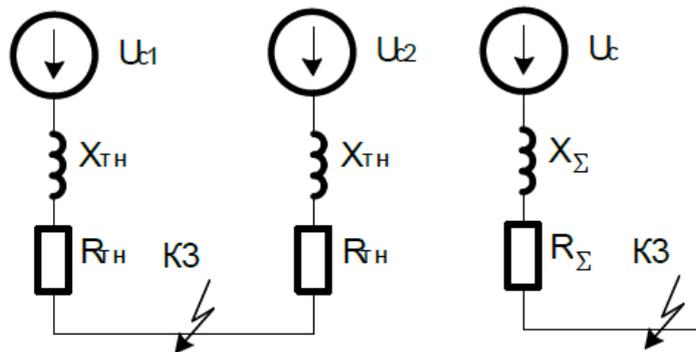


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения в точке К3

$$X_5 = X_6 = X_1 + X_{TB} + X_{TH} = 208,05 + 225,66 + 104,04 = 537,75 \text{ Ом} \quad (26)$$

$$X_E = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{537,75 \cdot 537,75}{537,75 + 537,75} = 268,87 \text{ Ом} \quad (27)$$

$$R_5 = R_6 = R_{JI} + R_{TB} + R_{TH} = 1,58 + 1,4 + 1,4 = 4,38 \text{ Ом} \quad (28)$$

$$R_E = \frac{R_5 \cdot R_6}{R_5 + R_6} = \frac{4,38 \cdot 4,38}{4,38 + 4,38} = 2,19 \text{ Ом} \quad (29)$$

$$Z_E = \sqrt{X_E^2 + R_E^2} = \sqrt{268,87^2 + 2,19^2} = 268,89 \text{ Ом} \quad (30)$$

Ток КЗ в точке К-3 находится по формуле (17), кА:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{268,89} = 0,427 \text{ кА}$$

Постоянную времени затухания апериодической составляющей находи по формуле (18):

$$T_{a1} = \frac{268,89}{314 \cdot 2,19} = 0,29$$

Ударный коэффициент по формуле (19):

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,29}} = 1,74$$

Ударный ток рассчитаем по формуле (20), кА:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 0,427 \cdot 1,74 = 1,04 \text{ кА}$$

Данные расчета токов КЗ в точке К-3 заносим в таблицу 4 – Расчет токов короткого замыкания.

Таблица 4 - Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	U _с , кВ	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I _{K1} ⁽³⁾ , кА	T _{a1}	k _{уд1}	i _{уд1} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К-1	115	1,58	104,02	104,04	1,11	0,21	1,72	2,7

Продолжение таблицы 4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
К-2	115	2,19	216,86	216,88	0,63	0,24	1,73	1,57
К-3	115	2,19	268,87	268,89	0,427	0,29	1,74	1,04

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор шин распределительных устройств и силовых кабелей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение гибких шин и токопроводов выбираются по:

- экономической плотности тока, мм²:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max раб}}}{J_{\text{эк}}} \quad (31)$$

- допустимому термическому действию тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I^2 \cdot t \quad (32)$$

- динамическому действию тока КЗ.

Проверка по условию коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (33)$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,35 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} \quad (34)$$

Выбор шин на стороне 110 кВ.

Экономическая плотность тока принимается $J_{эк}=1,0$ А/мм². Сечение по экономической плотности тока по (31):

$$S_{эк} = \frac{46,34}{1,0} = 46,34 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-70/11, $I_{дон} = 265$ А, $d = 1,14$ см.

Проверяем выбранный провод по длительному току:

$$(I_{\max \text{ раб}} = 46,34 \text{ А}) < (I_{дон} = 265 \text{ А})$$

Проверка на термическую стойкость не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку гибких шин электродинамическую стойкость не производим, ввиду больших расстояний между фазами и незначительных при этом сил взаимодействия.

Проверку гибких шин на коронирование производим по условиям:

$$1,09 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,14}}\right) = 32,78 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \quad (35)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, $m = 0,82$;

r_0 – радиус провода, $r_0 = 1,14$ см.

$$E = \frac{0,35 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} = \frac{0,35 \cdot 110}{1,14 \cdot \lg\left(\frac{37,8}{1,14}\right)} = 22,2 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводниками фаз, см:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 3 = 3,78 \text{ см} \quad (36)$$

где D – расстояние между фазами $D = 3$ м, для 110 кВ.

$$1,09 \cdot 22,2 \leq 0,9 \cdot 32,78$$

$$24,2 \leq 29,5$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию проверки на коронирование.

Выбор шин на стороне 35 кВ.

Распределительное устройство (РУ) 35 кВ планируется выполнить закрытого типа. Поэтому, от трансформатора до РУ применим гибкий токопровод, а в РУ-35 кВ – жесткие шины марки АДЗ1Т.

Экономическая плотность тока $J_{эк} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ [7]. Сечение по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{147,97}{1,0} = 147,97 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-185/29, $I_{дон} = 510 \text{ А}$, $d = 1,88 \text{ см}$.

Проверяем выбранный провод по длительному току:

$$(I_{\max \text{ раб}} = 147,97 \text{ А}) < (I_{дон} = 510 \text{ А})$$

Проверка на термическую стойкость не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку гибких шин электродинамическую стойкость не производим, ввиду больших расстояний между фазами и незначительных при этом сил взаимодействия.

Для РУ-35 кВ выбираем жесткие алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения $h \times b$ 50x5 мм, $I_{доп} = 665$ А.

$$(I_{\max \text{ раб}} = 147,97 \text{ А}) < (I_{доп} = 665 \text{ А})$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$q_{\min} < q$$

где q – минимальное сечение по условию термической стойкости, мм:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (37)$$

где C – постоянная для алюминиевых шин, $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ [7];

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + T_{аНН}) \quad (38)$$

где $T_{аНН}$ – постоянная времени затухания на стороне низшего напряжения, $T_{аНН} = 0,02$;

$t_{отк}$ – время работы защиты, $t_{отк} = 0,4$ с.

$$B_k = 0,79^2 \cdot (0,4 + 0,02) = 0,37 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,37 \cdot 10^6}}{91} = 6,68 \text{ мм}^2$$

$$6,68 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2$$

Шины термически стойкие.

Проверка шин на электродинамическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$\sigma_{\text{дон}} > \sigma_{\text{рас}}$$

где $\sigma_{\text{дон}}$, $\sigma_{\text{рас}}$ – соответственно допустимое и расчетное значения механических напряжений в материале проводника.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты системы «изоляторы-шины» совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Определим частоту собственных колебаний для алюминиевых шин, Гц:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (39)$$

где

l – расстояние между опорными изоляторами, принимаем $l = 1,2$ м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 8^3}{12} = 25,6 \text{ см}^4 \quad (40)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \sqrt{\frac{25,6}{4,8}} = 277,7 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Механический резонанс исключен.

Механический расчет шин при 3-х фазном КЗ.

Определим наибольшее удельное усилие при 3-х фазном КЗ, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{\text{кз}}^2}{a} \quad (41)$$

где a – расстояние между фазами, принимаем $a = 0,32$ м [7]

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{2980^2}{0,32} = 4,80 \text{ Н / м}$$

Изгибающий момент, Н/м:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (42)$$

$$M = \frac{4,80 \cdot 1,2^2}{10} = 0,69 \text{ Н / м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее под воздействием изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{рас} = \frac{M}{W} \quad (43)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $см^3$:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 8^2}{6} = 6,4 см^3$$

$$\sigma_{рас} = \frac{0,69}{6,4} = 0,1 МПа < 91 МПа$$

Шины механически прочны.

Выбор шин на стороне 10 кВ.

Распределительное устройство 10 кВ планируется выполнить также закрытого типа. Экономическая плотность тока $J_{эк}=1,0$ А/мм² [7]. Сечение по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{517,92}{1,0} = 517,92 мм^2$$

Выбираем провод марки 4 х АС-500/64, $I_{дон} = 3780$ А, $d=3,06$ см.

Проверяем выбранный провод по длительному току:

$$(I_{\max\text{ раб}} = 517,92 А) < (I_{дон} = 3780 А)$$

Проверка на термическую стойкость не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку гибких шин электродинамическую стойкость не производим, ввиду больших расстояний между фазами и незначительных при этом сил взаимодействия.

Для РУ-10 кВ выбираем жесткие алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения $h \times b$ 60x6 мм, $I_{доп} = 870$ А.

Проверим шины 10 кВ на термическую стойкость при КЗ. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 0,79^2 \cdot (0,4 + 0,02) = 0,26 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,26 \cdot 10^6}}{91} = 10 \text{ мм}^2$$
$$10 \text{ мм}^2 < 500 \text{ мм}^2$$

Шины термически стойкие.

Проверка шин на электродинамическую стойкость при КЗ. Определим частоту собственных колебаний для алюминиевых шин:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1,0 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4$$
$$f_0 = \frac{173,2}{1,0^2} \sqrt{\frac{144}{12}} = 599,98 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Механический резонанс исключен.

Механический расчет шин при 3-х фазном КЗ.

Механический расчет шин при 3-х фазном КЗ. Определим наибольшее удельное усилие при 3-х фазном КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{2560^2}{0,13} = 8,73 \text{ Н / м}$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{8,73 \cdot 1,0^2}{10} = 0,87 \text{ Н / м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее под воздействием изгибающего момента:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1,0 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{рас} = \frac{0,87}{24} = 0,036 \text{ МПа} < 91 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны.

Сведем выбранные токопроводы в таблицу 5 - Принятые токопроводы на участках электрической схемы.

Таблица 5 - Принятые токопроводы на участках электрической схемы

Участок схемы	Тип токопровода	Расчетный ток, А	Допустимый ток, А
Система-трансформатор	АС-70/11	46,34	265
Трансформатор-РУ 35 кВ	2 х АС-185/39	147,97	510
Трансформатор-РУ 10 кВ	4 х АС-500/64	517,92	3780
РУ-35 кВ	АД31Т 50х5	147,97	665
РУ-10 кВ	АД31Т 60х6	517,92	870

4.2 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Выбор подвесных изоляторов.

На стороне ВН. Выбираем подвесной изолятор ПС-6А. Количество в гирлянде для крепления гибких шин на $U=110$ кВ – 9 шт по [9].

На стороне ВН. Выбираем подвесной изолятор ПС-6А. Количество в гирлянде для крепления гибких шин на $U=35$ кВ – 4 шт по [9].

На стороне ВН. Выбираем изолятор ШН-10. Количество в гирлянде для крепления шин на $U=10$ кВ – 1 шт по [9].

Выбор проходных изоляторов. Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий. Проходные изоляторы выбираются по:

- напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- номинальному току $I_{max} \leq I_{ном}$;
- допустимой нагрузке $F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр}$.

На стороне СН. Выбираем изолятор наружновнутренней установки ИП-35/630-750УХЛ1 по [5] с $F_{разр} = 750$ Н; $U_{ном} = 35$ кВ; $I_{ном} = 630$ А.

Выполним проверку:

$$\begin{aligned} 35 \text{ кВ} &\leq 35 \text{ кВ} \\ 147,97 \text{ А} &\leq 630 \text{ А} \end{aligned}$$

Разрывное усилие, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot i_{yo}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_{\phi} \cdot 10^{-7} \quad (44)$$

где

K_{ϕ} – коэффициент формы, $K_{\phi} = 0,5$;

a – расстояние между фазами, принимаем $a = 0,44$ м по [3];

l – расстояние между изоляторами, принимаем $l = 3,0$ м.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1230^2 \cdot \frac{3}{0,44} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 2,24Н$$

$$2,24Н \leq 0,6 \cdot 750 Н$$

$$2,24Н \leq 450 Н$$

Выбранный изолятор ИП-35/630-750УХЛ1 подходит по всем условиям.

На стороне НН. Выбираем изолятор наружно-внутренней установки ИП-10/2000 - 1250УХЛ1 по [9] с $F_{разр} = 1250 Н$; $U_{ном} = 10 кВ$; $I_{ном} = 2000 А$.

Выполним проверку:

$$10 кВ \leq 10 кВ$$

$$517,92 А \leq 2000 А$$

Разрывное усилие по:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1230^2 \cdot \frac{3}{0,22} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 3,86Н$$

$$3,86Н \leq 0,6 \cdot 1250 Н$$

$$3,86Н \leq 750 Н$$

Выбранный изолятор ИП-10/2000-1250УХЛ1 подходит по всем условиям.

Выбор опорных изоляторов.

На стороне СН. Выбираем изолятор внутренней установки ИОС-35/500-01УХЛ1 с $F_{разр} = 5000 Н$; $U_{ном} = 35 кВ$ [9].

Выполним проверку:

$$35 кВ \leq 35 кВ$$

Разрывное усилие по при $K_{\phi} = 1,0$:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1230^2 \cdot \frac{1,2}{0,32} \cdot 1,0 \cdot 10^{-7} = 2,88Н$$

$$2,88Н \leq 0,6 \cdot 5000 Н$$

$$2,88Н \leq 3000 Н$$

Выбранный изолятор ИОС-35/500-01УХЛ1 подходит по всем условиям.

На стороне НН. Выбираем изолятор наружно-внутренней установки ИОС-10/500-01УХЛ1 по [9] с $F_{разр} = 5000 Н$; $U_{ном} = 10 кВ$.

Выполним проверку:

$$10 кВ \leq 10 кВ$$

Разрывное усилие по при $K_{ф} = 1,0$:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 972^2 \cdot \frac{1,0}{0,13} \cdot 1,0 \cdot 10^{-7} = 4,36Н$$

$$4,36Н \leq 0,6 \cdot 5000 Н$$

$$4,36,73Н \leq 3000 Н$$

Выбранный изолятор ИОС-10/500-01УХЛ1 подходит по всем условиям.

Сведем выбранные изоляторы в таблицу 6 - Принятые изоляторы на участках электрической схемы.

Таблица 6 - Принятые изоляторы на участках электрической схемы

Участок схемы	Тип изолятора
Система-трансформатор	ПС-6А
Трансформатор-РУ 35кВ	ПС-6А, ИП-35/630-750УХЛ1
Трансформатор-РУ 10кВ	ШН-10, ИП-10/2000-1250УХЛ1
РУ-35кВ	ИОС-35/500-01УХЛ1
РУ-10кВ	ИОС-10/500-01УХЛ1

4.3 Выбор высоковольтных выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

Выберем выключатели на ВН.

Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем выключатели наружного исполнения ВГТ – 110 – 40/2500 [10]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 7 – Выбор выключателей на ВН.

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 0,79 \cdot (0,4 + 0,022) = 0,33 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 7 – Параметры выбранных выключателей на стороне ВН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q1 – Q3	ВМТ – 110Б – 20/1000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 46,34 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,79 \text{ кА}$ $B_k = 0,33 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,19 \text{ кА}$

Выберем выключатели на СН (Q4-Q12). На данном напряжении к установке принимаем выключатели наружного исполнения ВР35НТ / УХЛ1 [10].

Предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 Гц. Выключатели предназначены для установки на вновь строящихся подстанциях, а также для замены масляных выключателей С-35М-630-10 и других, исчерпавших свой ресурс.

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 0,444 \cdot (0,4 + 0,028) = 0,18 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 8 – Выбор выключателей на СН.

Таблица 8 – Параметры выбранных выключателей на стороне СН ПС

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q4 – Q12	ВР35НТ / УХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 147,97 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,444 \text{ кА}$ $B_k = 0,18 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,23 \text{ кА}$

Выберем выключатели на НН.

На данном напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения ВР35НТ / УХЛ1 [10].

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 0,349 \cdot (0,4 + 0,033) = 0,15 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 9 – Выбор выключателей на НН.

Таблица 9 - Параметры выбранных выключателей на стороне НН ПС

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q13 – Q15	ВЭ-10-2500-20УЗ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 517 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,349 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 0,972 \text{ кА}$

Выберем выключатели НН на отходящих линиях.

Максимальный расчетный ток на отходящих линиях, А:

$$I_{\text{рmax н.л.}} = \frac{I_{\text{рmax и}}}{9} \quad (45)$$

$$I_{\text{рmax н.л.}} = \frac{517}{9} = 57,4 \text{ А}$$

На данном напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения ВЭВ – 10 – 630/16 [10].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 10 – Выбор выключателей на отходящих линиях НН.

Таблица 10 - Выбор выключателей на отходящих линиях стороны НН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q16 – Q24	ВЭВ – 10 – 630/16	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 16 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 57,4 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,349 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 0,972 \text{ кА}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

4.4 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.

Выберем разъединители на ВН. Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих по одноцепным линиям и линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем разъединители наружного исполнения РГ-110-1000/40 УХЛ1 [10]. Выбор осуществляется аналогичным образом, как для выключателей.

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 11 - Выбор разъединителей на ВН.

Таблица 11 - Выбор разъединителей на стороне ВН ПС

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
РГ-110-1000/40 УХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 46,34 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,19 \text{ кА}$

Выберем разъединители на СН.

На данном напряжении к установке принимаем разъединители наружного исполнения РНД – 35/1000 [10].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 12 - Выбор разъединителей на СН.

Таблица 12 – Выбор разъединителей на стороне СН ПС

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
РНД – 35/1000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 147,97 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,23 \text{ кА}$

Выбранные разъединители удовлетворяют всем заданным условиям.

4.5 Выбор плавких предохранителей

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Выберем предохранитель на СН. По [10] выбираем плавкий предохранитель выхлопной, для защиты трансформаторов напряжения ПВТ104-35-100-3,2У1, $U_{ном} = 35$ кВ.

Отключающая способность предохранителя полностью обеспечивается.

Выберем предохранитель на НН. Выбираем плавкие предохранители ПКТН-10, для трансформатора напряжения НТМИ 10-66-УЗ.

4.6. Выбор ограничителей перенапряжений

Выберем ограничителей перенапряжений на ВН. Выбираем ОПНУ110/102.

Выберем ограничителей перенапряжений на СН. Выбираем ОПН/TEL35/40,5.

Выберем ограничителей перенапряжений на НН. Выбираем ОПНРС10/12,7.

Характеристики выбранных ОПН приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики выбранных ОПН по ПС

Наименование параметра	ОПН-У 110/102	ОПН/TEL 35/40,5	ОПН-РС 10/12,7
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	110	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	102	40,5	12,7
Номинальный разрядный ток, кА	10	10	5
Наименование параметра	ОПН-У 110/102	ОПН/TEL 35/40,5	ОПН-РС 10/12,7

Продолжение таблицы 13.

1	2	3	4
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100	100	65
Пропускная способность, не менее, А	500	500	200
Классификационное напряжение ОПН, $U_{кл}$, не менее	При амплитуде тока 3 мА – 183	При амплитуде тока 2,2 мА – 48	При амплитуде тока 1,5 мА – 23,1
Удельная энергия, кДж/кВ	4,5	5,5	3
Длина пути утечки, мм	-	-	420
Масса, не более, кг	35	10	2,5
Высота Н, мм	1190	450	190

4.7. Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения

Выбор трансформаторов тока на ВН. К установке принимаем трансформаторов тока наружного исполнения ТФЗМ110Б – II [10].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в табл. 14 - Выбор трансформаторов тока на ВН.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН ПС

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА1, ТА2	ТОГФ-110 200-300-400- 600/5 0,5S	Кл. точности – 0,5 $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 110$ кВ $I_{ном} = 750$ А $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3468$ кА ² · с $i_{дин} = 100$ кА	$U_{сети} = 110$ кВ $I_{рmax} = 46,34$ А $B_k = 0,33$ кА ² · с $i_{уд} = 2,19$ кА

Выбор трансформаторов тока на СН. К установке принимаем трансформаторов тока наружного исполнения ТФЗМ35Б – I [8].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в табл. 15 - Выбор трансформаторов тока на СН.

Таблица 15 – Выбор трансформаторов тока на стороне СН ПС

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА3 – ТА7	ТОЛ-НТЗ-35	$Кл. \text{ точности} = 0,5$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 500 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 70 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 147,97 \text{ А}$ $B_k = 0,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,23 \text{ кА}$

Выбор трансформаторов тока на НН. К установке принимаем трансформаторов тока внутреннего исполнения ТЛО – 10 [8].

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в табл. 16 - Выбор трансформаторов тока на НН.

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока на стороне НН ПС

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА8	ТТ в составе КРУ	$Кл. \text{ точности} = 0,5$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 57,4 \text{ А}$ $I_{\text{к1}}^{(3)} = 0,349 \text{ кА}$ $B_k = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 0,972 \text{ кА}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем заданным условиям.

4.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения на ВН. К установке принимаем трансформаторов напряжения наружного исполнения НКФ–110–58 [8]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу.

Таблица 17 - Выбор трансформаторов напряжения на ВН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV1, TV2	НАМИ-110 УХЛ1	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110/\sqrt{3}$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ

Выбор трансформаторов напряжения на СН. К установке принимаем трансформаторов напряжения наружного исполнения ЗНОМ–35– 65 [8]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов напряжения на СН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV3, TV4	ТОЛ-НТЗ-35	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 35/\sqrt{3}$ кВ	$U_{сети} = 35$ кВ

Выбор трансформаторов напряжения на НН. К установке принимаем трансформаторов напряжения внутреннего исполнения ЗНОЛ.09 – 10 [8]. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу.

Таблица 19 - Выбор трансформаторов напряжения на НН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV5, TV6	ЗНОЛ.09 - 10	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 10/\sqrt{3}$ кВ	$U_{сети} = 10$ кВ

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

5 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения развития аварии при протекании токов КЗ в элементах электроснабжения, устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

5.1 Выбор релейной защиты подстанции

А) Защита силовых трансформаторов.

Для защиты трансформаторов от короткого замыкания между фазами, на землю и от витковых замыканий одной фазы применим дифференциальную защиту.

Основное преимущество дифференциальных защит трансформаторов состоит в том, что они обеспечивают быстрое и селективное отключение повреждений как в самом трансформаторе, так и на его выводах и токоведущих частях к его выключателям.

Для защиты от внутренних повреждений трансформаторов, предусмотрим газовую защиту, которая реагирует на повреждения трансформатора, возникающие внутри его бака.

На трансформаторе, наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для срабатывания при внешних коротких замыканиях. Для этой цели воспользуемся максимальной токовой защитой.

Для защиты от перегрузок применим токовую защиту от перегрузок.

Б) Защита шин 10 и 35 кВ.

Для быстрого отключения короткого замыкания применим токовую отсечку. От междуфазных коротких замыканий используется отсечка без выдержки времени. От двойных коротких замыканий на землю и двухфазных на землю в одной точке применяется селективная двухступенчатая защита, токовая отсечка без выдержки времени и максимальная токовая защита.

От замыканий на землю применим токовую защиту нулевой последовательности.

В) Защита кабельных линии 10 кВ и линии 35 кВ.

От многофазных замыканий защита линии выполняется двухступенчатой: максимальная защита (резервная МТЗ с выдержкой времени) и токовая отсечка (основная защита без выдержки времени).

От однофазных замыканий с действием на сигнал применим токовую защиту нулевой последовательности, реагирующую на первые гармоники тока КЗ или сумму всех гармоник.

Для отключения повреждений, сопровождающихся отказом выключателя, предусмотрим специальное устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ), отключающее выключатели других электрических цепей, продолжающих питать короткие замыкания.

5.2 Выбор автоматики подстанции

При автоматизации подстанции предусмотрим необходимый минимум следующего оборудования:

- Автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР);
- Автоматическое повторное включение (АПВ) на отходящих кабельных и воздушных линиях.

Автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР)

Устройства автоматического включения резерва (АВР) находят широкое применение в системе собственных нужд подстанций. Назначение АВР состоит в том, чтобы при авариях, когда по тем или иным причинам исчезает напряжение на одной системе (секции) сборных шин, опознать сложившуюся аварийную ситуацию и без вмешательства персонала автоматически восстановить

электроснабжение потребителей от резервного источника питания. Исчезновение напряжения на шинах нагрузки может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и в присоединенной к шинам распределительной сети, а также произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора.

Схемы УАВР должны удовлетворять изложенным ниже основным требованиям:

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине и наличии нормального напряжения на другом, резервное для данных потребителей источнике питания. Чтобы не допустить включения резервного источника на короткое замыкание, линия рабочего источника к моменту действия УАВР должна быть отключена выключателем со стороны шин потребителей. Отключенное состояние этого выключателя контролируется его вспомогательными контактами или реле положения, и эти контакты должны быть использованы в схеме включения выключателя резервного источника. Признаком прекращения питания является исчезновение напряжения на шинах потребителей, поэтому воздействующей величиной устройства АВР обычно является напряжение. При снижении напряжения до определенного значения УАВР приходит в действие.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания $t_{\text{АВР}}$. Это необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей. Минимальное время $t_{\text{АВР}}$ определяется необходимостью исключить срабатывания УАВР при коротких замыканиях на элементах сети, связанных с рабочим источником питания, если при этом напряжение на резервируемых шинах станет ниже напряжения срабатывания устройства АВР. Эти повреждения отключаются быстродействующими защитами поврежденных элементов. При выборе выдержки времени необходимо также согласовывать действие УАВР с действием УАПВ и с действием других устройств АВР, расположенных ближе к рабочему источнику питания.

3. Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4. Обеспечивать вместе с защитой быстрое отключение резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин и тем самым сохранять их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5. Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

На стороне ВН устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении напряжения на шинах рабочего источника по любой причине. Это устройство АВР включает в сеть линию 110 кВ, присоединенную к включаемому выключателю. Предусматривается, что устройство АВР воздушных линий работает совместно с АПВ питающих подстанций.

УАВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным от максимальных токовых защит по времени.

Схема устройства АВР выключателей с электромагнитными приводами приведена на рис. 9. Пусковой орган УАВР содержит минимальные реле напряжения KV1, KV3 и максимальное реле напряжения KV2. Выдержку времени $t_{авр1}$ создает реле времени КТ. Однократность действия обеспечивается промежуточным реле KLT, имеющим при возврате выдержку времени $t_{авр2}$. В нормальном режиме выключатель Q4 и Q5 включен, а выключатель Q6 отключен. На шинах и на вводах от T1 и T2 имеется напряжение. Контакты минимальных реле напряжения KV1 и KV3 разомкнуты, а контакт максимального реле напряжения KV2 замкнут. Вспомогательные контакты Q4.1 и Q4.2 выключателя Q4 замкнуты, а вспомогательный контакт Q4.3 разомкнут. При этом реле KLT находится в возбужденном состоянии и его контакты KLT.1 и KLT.2 замкнуты. Вспомогательный контакт Q6.1 выключателя Q6 замкнут; цепь электромагнита включения УАС2 подготовлена.

навливается и цепь может быть вновь включена в работу без осмотра и ремонта.

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты. Неустойчивые КЗ часто возникают не только на ВЛ, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяется АПВ, которое производит повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой; АПВ шин имеет высокую эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части.

УАПВ – устройство автоматического повторного включения, предназначенное для автоматического ввода в работу электрического оборудования (после его преднамеренного отключения) с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Устройства АПВ работают в едином комплексе с релейной защитой.

Предусматривается АПВ шин среднего напряжения с пуском от несоответствия положения выключателя с положением ключа управления и запретом АПВ при работе защит трансформатора от внутренних повреждений.

На отходящих кабельных линиях предусматриваем АПВ однократного действия с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления (или реле фиксации). При этом целесообразно предусмотреть ускорение ступеней, защиты с выдержками времени после АПВ.

Схема устройства АПВ на выпрямленном оперативном токе представлена на рис. 10.

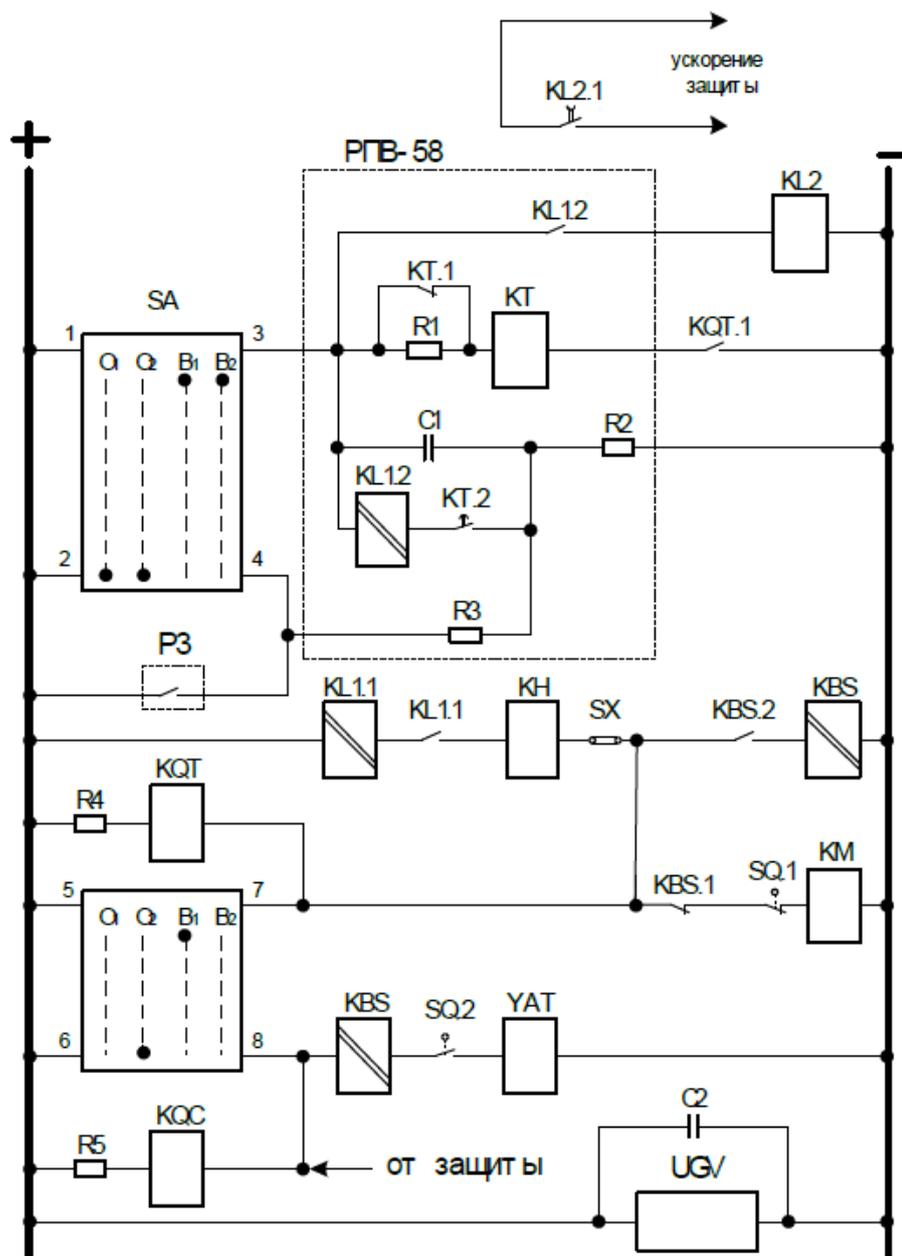


Рисунок 10 – Схема устройства АПВ на выпрямленном оперативном токе
 В комплектное реле входят:

Реле времени КТ, создающие выдержку времени $t_{авр1}$ от момента пуска устройства АПВ до замыкания цепи контактора включения выключателя; промежуточное реле КЛ1 с двумя обмотками – обмоткой тока КЛ1.1 (последовательной) и обмоткой напряжения КЛ1.2; реле при срабатывании замыкает цепь включения выключателя;

Конденсатор С1, в результате разряда которого срабатывает реле КЛ1 и обеспечивается однократность действия УАПВ;

Резисторы: R1, обеспечивающий термическую стойкость реле времени; R2, ограничивающий скорость разряда конденсатора C1; R3, разряжающий конденсатор C1 при срабатывании устройств защиты, после действия которых не должно происходить АПВ, и при отключении выключателя ключом управления SA (запрет АПВ);

Питание электромагнита отключения YAT выключателя используется предварительно заряженный конденсатор C2 блока питания и заряда UGV. В схему введено промежуточное реле KL2 для разделения оперативных цепей электромагнита отключения и реле РПВ-58.

Схема действует следующим образом. При отключении выключателя по любой причине вследствие замыкания его вспомогательного контакта Q.1 срабатывает реле положения выключателя KQT и замыкает свой контакт KQT.1 в цепи пуска устройства АПВ. Если отключение произошло не от ключа управления SA, то он остается во включенном положении, а его контакт SA.1 замкнут. Таким образом фиксируется несоответствие ключа управления и выключателя, необходимое для пуска реле времени КТ. Его контакт КТ.1, замыкаясь без выдержки времени, включает резистор R1, обеспечивая термическую стойкость реле, а контакт КТ.2 с заданной выдержкой времени подключает обмотку KL1.2 промежуточного реле к конденсатору C1. Вследствие разряда конденсатора реле KL1 срабатывает и замыкает контакт KL1.1 в цепи контактора включения выключателя КМ, в которую включена последовательная обмотка KL1.1 реле. Она удерживает реле KL1 в возбужденном состоянии до полного включения выключателя. При успешном АПВ выключатель остается во включенном положении. Действие устройства АПВ фиксируется указательным реле КН.

Схема становится готовой к новому повторному действию после заряда конденсатора C1. При этом обеспечивается однократность действия УАПВ, так как конденсатор заряжается только при включенном положении выключателя. Включения выключателя при неуспешном АПВ не происходит.

6 ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Контроль за соблюдением установленного режима работы подстанции, качеством и количеством передаваемой электроэнергии осуществляется с помощью показывающих и регистрирующих измерительных приборов и счетчиков. На подстанции применим дифференцированный учет по зонам суток на базе интеллектуальных счетчиков LZQM.

7. ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Вид оперативного тока определяется типами выбранных выключателей (приводов), а также схемами релейной защиты и автоматики. Для проектируемой подстанции применим выпрямленный оперативный ток, т.к. мы выбирали оборудование, которые снабжены мощными электромагнитными приводами и сложными быстродействующими защитами.

На проектируемой подстанции для питания приводов высоковольтных выключателей применим блоки питания БПТ-1002 и БПН-1002, т.к. они более мощные (выходная мощность до 1200 Вт, напряжение 220 В).

Блоки питания БП-11 и БП-101 будем использовать для питания релейной защиты и автоматики.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

8.1 Заземление подстанции

Рассмотрим меры защиты обслуживающего персонала и оборудования, применяемого на ПС.

Все металлические части электроустановок, нормально находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно заземляться (соединяться с землей). Для этой цели создается защитное заземление и его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений.

На проектируемой ПС заземлены корпуса трансформаторов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы электрических щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции РУ и другое оборудование.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппаратов или электроустановок – это рабочее заземление. К нему относится заземление нейтрали трансформаторов, дугогасительных катушек.

Для защиты оборудования от повреждений ударами молний применяется грозозащита с помощью разрядников и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Обычно для выполнения заземлителей используются естественные или искусственные заземлители. В связи с тем, что данных о естественных заземлителях нет, то в данном про-екте применяем искусственное заземляющее устройство.

В качестве искусственных заземлителей применяем прутковую, круглую сталь и полосовую сталь.

Заземляющее устройство выполним из вертикальных заземлителей, соединенных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении, которые создают заземляющую сетку (рис. 11).

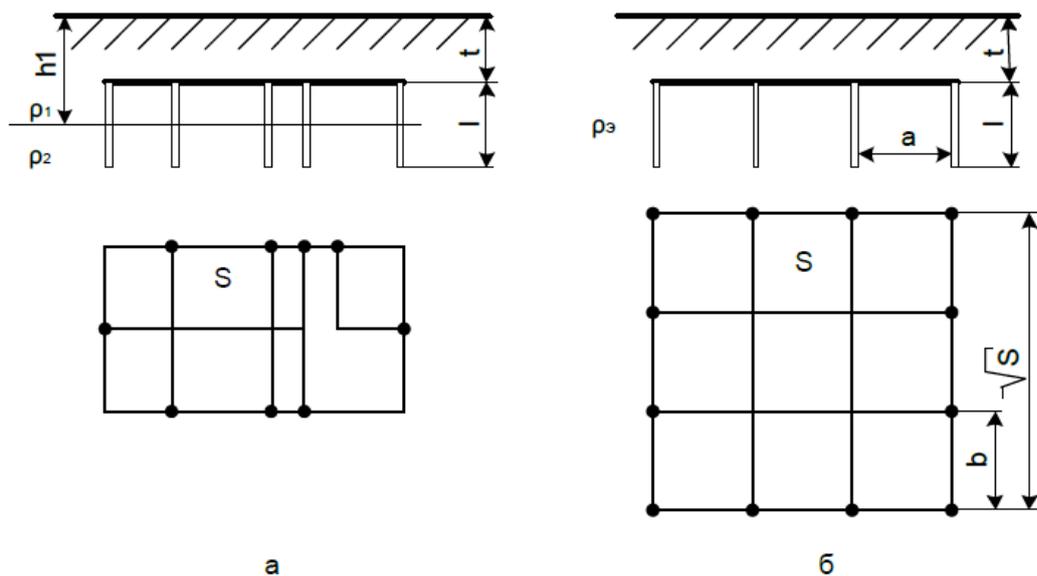


Рисунок 11 – Расчет сложных заземлителей: а) контур заземления подстанции, б) расчетная модель

При расчете заземляющего устройства принимаем площадь проектируемой ПС, м²:

$$S = 2808 \text{ м}^2$$

Определим коэффициент напряжения прикосновения k_n :

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_\Gamma \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (46)$$

где M - параметр зависящий от сопротивления грунта, при:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{70}{60} = 1,17$$

$M = 0,5$ по [2]

l_Γ – длина вертикального заземлителя, принимаем $l_\Gamma = 2$ м;

L_Γ – длина вертикального заземлителя, принимаем $L_\Gamma = 860$ м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, принимаем $a = 7$ м;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_q = 1000$ Ом и сопротивлению растекания тока от ступней $R_c = 105$ Ом:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (47)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 105} = 0,905$$

$$k_n = \frac{0,5 \cdot 0,905}{\left(\frac{2 \cdot 860}{7 \cdot \sqrt{2808}} \right)^{0,45}} = 0,227$$

Определим напряжение на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр доп}}}{k_n} \quad (48)$$

где $U_{\text{пр доп}}$ – наибольшее допустимое напряжение прикосновения, $U_{\text{пр доп}} = 400$ В по [2];

$$U_3 = \frac{400}{0,227} = 1762 \text{ В}$$

что в пределах допустимого (< 10 кВ).

Определим сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{\text{з доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} \quad (49)$$

где I_3 —ток стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании, А:

$$I_3 = 1,5 \cdot (0,4 + 0,6) \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (50)$$

$$I_3 = 1,5 \cdot (0,4 + 0,6) \cdot 1050 = 1575 \text{ А}$$

$$R_{\text{зоп}} \leq \frac{1762}{1575} = 1,11 \text{ Ом}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{2808} = 53 \text{ м}$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 - \sqrt{S}} - 1 \quad (51)$$

$$m = \frac{860}{2 - \sqrt{53}} - 1 = 7,11$$

принимаем $m = 7$.

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (52)$$

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{53} \cdot (7 + 1) = 848 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (53)$$

$$b = \frac{\sqrt{53}}{7} = 7,57 \text{ м}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_B} \quad (54)$$

$$n_B = \frac{53 \cdot 4}{2} = 106$$

принимаем $n_B = 106$.

Общая длина вертикальных заземлений, м:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (55)$$

$$L_B = 2 \cdot 106 = 212 \text{ м}$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{2 + 0,5}{53} = 0,047 < 0,1$$

где t – глубина прокладки заземлителя, $t = 0,5$ м.

тогда:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (56)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,047 = 0,404$$

Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальным заземлителем по [3] для $\rho_1/\rho_2 = 1,17$, $a/l_e = 3,5$ и $(h_1 - t)/l_e = 0,25$:

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,32$$

тогда:

$$\rho_3 = 1,32 \cdot \rho_2 = 1,32 \cdot 60 = 79,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T \cdot L_B} \quad (57)$$

$$R_3 = 0,404 \cdot \frac{79,2}{53} + \frac{79,2}{848 + 212} = 0,678 \text{ Ом}$$

что меньше допустимого $R_{3 \text{ доп}} = 0,822 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{np} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (58)$$

$$U_{np} = 0,227 \cdot 1575 \cdot 0,678 = 242,40 \text{ В}$$

что меньше допустимого $U_{доп} = 400 \text{ В}$.

8.2 Молниезащита подстанции

Защиту распределительных устройств проектируемой подстанции от прямых ударов молний осуществляем молниеотводами. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Применим четыре стержневых молниеотвода по углам подстанции (рис. 12).

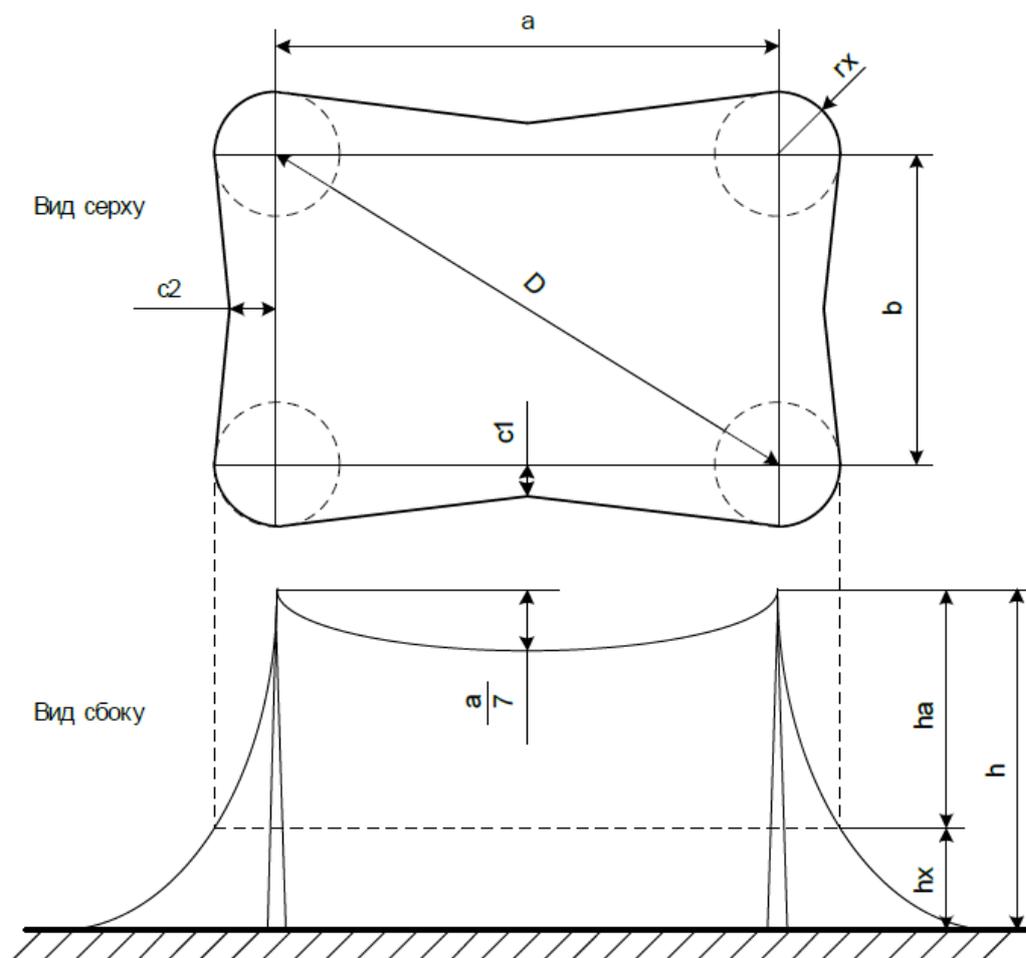


Рисунок 12 – Зона защиты четырех молниеприемников

Принимаем уровень защищаемой зоны h_x по наивысшему элетроборудованию – трансформатору ТДТН-6300/110 – $h_x = 5$ м. Высоту молниеотвода h принимаем 25 м.

Определим зону защиты молниеотводов.

Так как число молниеотводов больше двух, то внешние части защищаемой зоны определяются по формуле, м:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (59)$$

где h_a – превышение молниеотвода над рассматриваемым уровнем, м:

$$h_a = h - h_x \quad (60)$$

$$h_a = 25 - 5 = 20\text{м}$$

$$r_x = 20 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{5}{25}} = 26,67\text{м}$$

Высота защитной зоны в середине между молниеприемниками должно удовлетворять условию:

$$a \leq 7 \cdot h_a$$

$$70,2 \leq 7 \cdot 20 = 140$$

Условием защиты всей площади является выполнение уравнения:

$$D = \sqrt{a^2 \cdot b^2} \leq 8 \cdot h_a \quad (61)$$

$$D = \sqrt{70,2^2 \cdot 40^2} \leq 8 \cdot 20$$

$$D = 80,79 \leq 160$$

Таким образом, подстанция полностью находится в зоне защиты молниеприемников.

9 ТЕХНИКОЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

При разработке различных проектов (вариантов проекта) все интегрированные показатели должны быть приведены к сопоставимому виду.

К числу интегрированных показателей экономической эффективности относятся:

- интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности.

Интегрированный эффект (ЭИНТ) определяется как сумма текущих (годовых) эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному этапу, или как превышение интегральных результатов (доходов) над затратами (расходами).

Величина ЭИНТ (чистого дисконтированного дохода) вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ИНТ}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t - K_t}{(1 + E)^t} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t - K_t) \cdot \alpha_t \quad (62)$$

где R_t – результат (доходы), достигаемые на t -ом этапе расчета;

Z_t – затраты (без капитальных), осуществляемые на t -ом этапе расчета;

T – продолжительность расчетного периода T ;

K – величина дисконтированных капиталовложений (инвестиций);

α_t – коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (63)$$

E – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на вложенный капитал;

t – номер шага расчета, как правило, по годам, начиная с момента начала осуществления проекта;

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине дисконтированных капиталовложений:

$$ИД = \frac{ЧДД}{K} \quad (64)$$

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \alpha_t \quad (65)$$

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта $E_{ВН}$, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Иными словами $E_{ВН}$ (ВНД) является решением уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{ВН})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{ВН})^t} \quad (66)$$

Если расчет интегрального эффекта (ЧДД) проекта дает ответ на вопрос, является он эффективным или нет при заданной норме дисконта E , то ВНД проекта определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, капиталовложение в данный проект оправдано.

Срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект (ЧДД) становится неотрицательным. Иными словами это – период (измеряемый в годах или месяцах), после которого первоначальные вложения и другие затраты покрываются суммарными результатами (доходами) его осуществления.

Кроме интегрированных показателей экономической эффективности проекта обычно еще осуществляют оценка финансового состояния предлагаемого

проекта (или вариантов проекта). В качестве критериев финансовой оценки используются: рентабельность производства, рентабельность продукции, коэффициент ликвидности.

Рентабельность производства определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (67)$$

где Π_B – валовая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период T , (т.руб./год);

$\sum_{t=0}^T K_t$ – среднегодовая стоимость производственных фондов (т.руб.).

Рентабельность продукции определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_q}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (68)$$

где Π_q – чистая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период T (т.руб./год);

$\sum_{t=0}^T R_t$ – суммарная выручка от реализации (т.руб./год).

В дополнение к финансовым показателям в оценке эффективности проекта следует использовать натуральные, в том числе, производительность труда, удельные расходы и потери энергии, трудоемкость обслуживания системы электроснабжения, надежность электроснабжения.

Оценка финансового состояния и другие расчеты данного проекта не проводились. Фактически технико-экономическая оценка проекта сведена к определению эффективности в соотношении с технологическими потерями электроэнергии при ее передаче и трансформации по электрическим сетям.

Исходные данные:

При определении капиталовложений были использованы материалы реализации проекта по строительству и вводу в эксплуатацию электрической подстанции «Юнга», которое было предусмотрено Федеральной целевой программой «Социально-экономическое развитие Республики Крым на период до 2023 года».

В целом стоимость строительства и ввода в эксплуатацию ПС составила 585 млн. рублей. Финансирование осуществлялось за счет средств федерального и областного бюджетов.

Генеральным подрядчиком было произведено и поставлено два силовых трансформатора ТДТН-6300/110 У1, ОРУ 110 кВ по схеме 110-5АН, ОРУ 35 кВ по схеме 35-9 с одной рабочей системой шин, секционированной выключателем, ЗРУ 10 кВ по схеме 10-1 с одной одиночной системой шин, секционированной выключателем. Все монтажные изделия также были изготовлены на основной производственной площадке в Самаре с применением технологии горячего цинкования.

В показатели стоимости ПС включены стационарные устройства для ревизии трансформаторов и затраты на внешние инженерные сети (дороги, водопровод и др.) в объемах, предусмотренных «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ».

Показатели стоимости ПС приведены с учетом НДС (18 %), соответствуют нормальным условиям строительства и учитывают все затраты производственного назначения, а также затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы. Показатели стоимости ПС приведены для наиболее распространенных типов оборудования ПС.

Норма доходности рубля принимается согласно среднего процента по инвестиционным проектам в электроэнергетике (в 2021 году $E = 12\%$ [данные Росстата для предприятий электроэнергетики]).

Примем продолжительность строительной стадии и ввода в эксплуатацию – 3 года, начало эксплуатации подстанции последний месяц третьего года, распределение капиталовложений по первому, второму и третьему году строительства соответственно – 20, 40 и 40 %.

Примем продолжительность расчетного периода (горизонт расчета) равным 13 лет (3 года строительства и 10 лет эксплуатации), время использования максимума нагрузки высокого напряжения составляет 5800 час.

Резерв дополнительной мощности электроэнергии в 20 %, который имеет подстанция планируется ввести равными частями в течение первых трех лет после ввода подстанции в эксплуатацию.

Рост тарифов на передачу электроэнергии в сети принимаем 15 % в год.

Расчет потерь электроэнергии выполнен в соответствии с п. 23 Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326 (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 01.02.2010 № 36).

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя:

а) технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

б) потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Объем (количество) технологических потерь электроэнергии в целях определения норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (приложение 1 к Инструкции № 326).

Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) условно-постоянных потерь и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) нагрузочных (переменных) потерь.

Расход электроэнергии на собственные нужды определяется в соответствии с приборами учета. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды приведена в приложении 2 к Инструкции № 326.

Условно-постоянные потери электроэнергии – технические потери электроэнергии, практически не зависящие от нагрузки. Условно-постоянные потери электроэнергии трансформаторной подстанции 110 кВ включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах;
- потери в шунтирующих реакторах (ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанции (СППС);
- потери в системе учета электроэнергии, в том числе, трансформаторах тока (ТА), трансформаторах напряжения (ТВ), счетчиках и соединительных проводах;
- потери в вентильных разрядниках (RV), ограничителях перенапряжений (ОПН);
- потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций (ПС);
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Потери на корону в ВЛ, в изоляции кабелей, от токов утечки по изоляторам ВЛ, расход электроэнергии на плавку гололеда в данном экономическом расчете электрической подстанции не учитываются.

Потери электрической мощности на холостой ход при работе нескольких силовых трансформаторов:

$$\Delta P_{xx} = k \cdot \Delta P_{xx} \quad (69)$$

где:

k – количество одинаковых трансформаторов на ПС, в нашем случае $k=2$;

ΔP_{xx} – потери активной мощности в режиме холостого хода по паспорту, 12,5 кВт.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{xx} = k \cdot \Delta P_{xx} \cdot T = 2 \cdot 12,5 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 219 \text{ МВт*час}$$

где:

$T_{\text{год}}$ – длительность работы трансформаторов, 8760 час.

Расчет потерь электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках.

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей.

Таблица 20 – Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (RV), ограничителях перенапряжений (FV), измерительных трансформаторах тока (ТА) и напряжения (TV) и устройствах присоединения ВЧ связи (УПВЧ) (на одно устройство.)

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, МВт·час в год, по видам оборудования				
	RV	FV	ТА	TV	УПВЧ
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22

Примечания:

1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.

2. Потери в трех однофазных TV принимаются равными потерям в одном трехфазном TV.

3. Потери электроэнергии в ТА напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВтч/год.

4. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$ (в данных расчетах не учитывается).

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТА) определены на основании исходных данных о количестве ТА и удельных потерях электроэнергии на один комплект трансформаторов по уровням напряжения исходя из продолжительности расчетного периода 365 дней. Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 21 – Результаты расчета потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах тока

Уровень напряжения	кВ	110	35	10	Всего
1	2	3	4	5	6
Потери в комплекте ТА (3 фазы)	МВт·час в год	1,1	0,4	0,1	

1	2	3	4	5	6
Количество комплектов ТА на три фазы	шт.	9	26	24	
Потери электроэнергии	МВт·час в год	0,9	10,4	2,4	33,7

Таблица 22 – Результаты расчета потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах напряжения

Уровень напряжения	кВ	110	35	10	Всего
Потери электроэнергии в одном комплекте TV на три фазы	МВт·час в год	11	3,6	1,9	
Количество комплектов TV на три фазы	шт.	2	2	11	
Потери электроэнергии	МВт·час в год	22	7,2	20,9	50,1

Вентильные разрядники служат для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений в электрических сетях. Вентильные разрядники устанавливаются возле трансформаторов, а также у вводов воздушных линий в распределительное устройство. Действие вентильного разрядника основано на том, что при увеличении напряжения сопротивление уменьшается. Более современными средствами защиты от перенапряжений являются нелинейные ограничители перенапряжения (FV).

Таблица 23 – Результаты расчета потерь электроэнергии в ограничителях перенапряжений (FV)

Уровень напряжения	кВ	110	35	10	Всего
Потери электроэнергии в одном комплекте FV на три фазы	МВт·час в год	0,22	0,013	0,001	
Количество комплектов FV на три фазы	шт.	4	4	4	
Потери электроэнергии	МВт·час в год	0,88	0,052	0,004	0,936

Таблица 24 – Результаты расчета потерь электроэнергии в устройствах присоединения ВЧ связи (УПВЧ)

Уровень напряжения	кВ	110	35	10	Всего
Потери электроэнергии в одном комплекте УПВЧ на три фазы	МВт·час в год	0,22	0,02	0,01	
Количество комплектов УПВЧ на три фазы	шт.	3	3	3	
Потери электроэнергии	МВт·час в год	0,66	0,06	0,03	0,75

Потери электроэнергии в электрических счетчиках приняты 0,5 МВт·час в год.

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах подстанции 110 кВ определены из расчета удельной потери электроэнергии на одну подстанцию 11 МВт·час в год.

Расход электроэнергии на собственные нужды примем 9,6 кВт, отсюда потери электроэнергии на собственные нужды:

$$W_{CH} = 9,6 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 84,09 \text{ МВт·час}$$

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии в данном расчете приняты 0,1 % от суммы условно-постоянных и нагрузочных потерь.

Итого условно-постоянные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{y-p} = \Delta W_{xx} + \Delta W_{TA} + \Delta W_{TV} + \Delta W_{FV} + \Delta W_{УПВЧ} + \Delta W_{CЧ} + \Delta W_{CШ} + \Delta W_{CH} = 0,045 \text{ МВт}$$

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные (переменные) потери электроэнергии – технические потери электроэнергии в линиях и силовых трансформаторах, зависящие от передаваемой нагрузки.

Нагрузочные потери электроэнергии могут быть определены для:

- линий электропередачи;
- силовых трансформаторов.

Ввиду отсутствия расчета линий электропередач расчет потерь данного вида не производится.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах.

Нагрузочные потери электроэнергии в трехобмоточных силовых трансформаторах 110 кВ определены по методу средних нагрузок.

Если паспортные данные оборудования содержат одно из трех значений потерь короткого замыкания, то расчет активных сопротивлений выполняется с использованием «сквозного активного сопротивления» с последующим его разделением по ветвям схемы замещения в пропорциях, определяемых отношениями номинальных мощностей обмоток, представленных в таблице 25.

Сквозное активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{СКВ} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{54 \cdot 115^2}{6,3^2} \cdot 10^{-3} = 17,99 \quad (70)$$

где:

$P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения, кВт.

Таблица 25. – Соотношение мощностей и активных сопротивлений трехобмоточного трансформатора

Мощность обмоток трансформатора по отношению к номинальной, %			Активное сопротивление, Ом		
S_B	S_C	S_H	R_{TB}	R_{TC}	R_{TH}
100	100	100	0,5 $R_{СКВ}$	0,5 $R_{СКВ}$	0,5 $R_{СКВ}$
100	67	100	0,5 $R_{СКВ}$	0,75 $R_{СКВ}$	0,5 $R_{СКВ}$
100	100	67	0,5 $R_{СКВ}$	0,5 $R_{СКВ}$	0,75 $R_{СКВ}$
100	67	67	0,5 $R_{СКВ}$	0,82 $R_{СКВ}$	0,82 $R_{СКВ}$
100	100	50	0,5 $R_{СКВ}$	0,5 $R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$
100	50	50	0,5 $R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$

При равной мощности всех обмоток $100 \times 100 \times 100$:

$$R_{TB} = R_{TC} = R_{TH} = 17,99 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{CP} = \frac{P_{CPB}^2 + Q_{CPB}^2}{U_{CPB}^2} \cdot R_{TB} + \frac{P_{CPC}^2 + Q_{CPC}^2}{U_{CPC}^2} \cdot R_{TC} + \frac{P_{CPH}^2 + Q_{CPH}^2}{U_{CPH}^2} \cdot R_{TH} \quad (71)$$

где:

$P_{TB}, P_{TC}, P_{TH}, Q_{TB}, Q_{TC}, Q_{TH}$ – средние значения активной и реактивной мощностей по обмоткам трехобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале T неизменными, МВт, МВАр соответственно;

$U_{CPB}, U_{CPC}, U_{CPH}$, – значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени, соответственно 110, 35 и 10 кВ;

R_{TB}, R_{TC}, R_{TH} , – активные сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора, Ом. В данном случае соотношение S_B, S_C и S_H выбрано $100 \times 100 \times 100$.

Значения средних значений активных и реактивных мощностей можно заменить значениями полной мощности.

$$S_{CP}^2 = P_{CP}^2 + Q_{CP}^2 \quad (72)$$

Тогда:

$$\Delta P_{CP} = \frac{S_{CPB}^2 + Q_{CPB}^2}{U_{CPB}^2} \cdot R_{TB} + \frac{S_{CPC}^2 + Q_{CPC}^2}{U_{CPC}^2} \cdot R_{TC} + \frac{S_{CPH}^2 + Q_{CPH}^2}{U_{CPH}^2} \cdot R_{TH} = \Delta P_{CPB} + \Delta P_{CPC} + \Delta P_{CPH} \quad (73)$$

Среднее значение полной мощности на высоком напряжении:

$$S_{CPB} = \frac{W_{\text{зодB}}}{T} = \frac{44150}{8760} = 5,04 \text{ МВА}$$

Среднее значение полной мощности на среднем напряжении:

$$S_{CPC} = \frac{W_{\text{зодC}}}{T} = \frac{26455}{8760} = 3,02 \text{ МВА}$$

Среднее значение полной мощности на низком напряжении:

$$S_{CPH} = \frac{W_{\text{зодH}}}{T} = \frac{17698}{8760} = 2,02 \text{ МВА}$$

Отсюда:

$$\Delta P_{CP} = \frac{5,04^2}{110^2} \cdot 17,99 + \frac{3,02^2}{35^2} \cdot 17,99 + \frac{2,02^2}{10^2} \cdot 17,99 = 0,038 + 0,134 + 0,734 = 0,906$$

При наличии отдельного учета потерь по уровням напряжения нагрузочные потери электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе (автотрансформаторе) за весь период определяются по формуле:

$$\Delta W_H = k_k \cdot \left(k_\phi^2 \cdot \Delta P_{CPB} \cdot \tau_{\text{maxB}} + k_\phi^2 \cdot \Delta P_{CPC} \cdot \tau_{\text{maxC}} + k_\phi^2 \cdot \Delta P_{CPH} \cdot \tau_{\text{maxH}} \right) \quad (74)$$

где:

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

k_ϕ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть;

τ_{\max} – продолжительность максимальных потерь электроэнергии на соответствующей стороне напряжения.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети определен как:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3} = \frac{1 + 2 \cdot 0,7}{3 \cdot 0,7} = 1,14 \quad (75)$$

где:

k_3 – коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети $k_3 = 0,7$.

Таблица 26 – Сводные данные расчетов

Сторона	$S_{\text{Ср}}$, ВА	R_T , Ом	$\Delta P_{\text{Ср}}$, Вт	τ_{\max} , час	k_3	k_{ϕ}
НН	2,02	17,99	0,038	4060,42	0,76	1,1
СН	3,02	17,99	0,134	3327,13	0,86	1,05
ВН	5,04	17,99	0,734	3705,03	0,72	1,13

Тогда, нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_H = 0,99 \cdot (1,1^2 \cdot 0,038 + 1,05^2 \cdot 0,134 + 1,13^2 \cdot 0,734) = 1,13 \text{ МВт}$$

В качестве тарифа на электроэнергию приняты тарифы для сетевых организаций, покупающих у ГУП РК «Крымэнерго» электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии примем приближенные к реальным показатели из таблицы 27.

Таблица 27 – Тариф на электрическую энергию (мощность)

п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам)	Единица измерения	Цена (тариф) указываются без НДС
			2022
1	2	3	4
1	Одноставочный тариф	руб./кВт. ч	3,31
2	Средневзвешенная стоимость э/э	руб./кВт. ч	2,8467

1	2	3	4
3	Инфраструктурные платежи	руб./кВт. ч	0,0028
4	Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика	руб./кВт. ч	0,4605

Структура себестоимости электроэнергии ГУП РК «Крымэнерго» за 2022 год дает следующие данные: 65 % затрат составляют расходы на производство электроэнергии, остальные расходы распределяются также 65 % на ЛЭП и 35 % на подстанции [1, с. 71], то принимаем на первый год реализации проекта среднее значение с коэффициентом 0,35:

$$0,35 \cdot 2,8449 = 0,996 \text{ руб./кВт}\cdot\text{час.}$$

Результаты расчетов сведем в виде таблицы.

Годовые нормы амортизационных отчислений по типовым устройствам электроснабжения представлены в табл. 28. Оценка эффективности инвестиционных проектов в предприятиях электроэнергетического комплекса.

Таблица 28 – Нормы амортизационных отчислений по видам устройств

Устройства электроэнергетики	Нормы амортизационных отчислений, проц.
1	2
1. Производственные здания	2,2
2. Воздушные линии электропередач 35–220 кВ	
– на металлических ж/б опорах;	2,0
– на деревянных опорах	4,0
3. Кабельные линии 6–10 кВ	3,3
4. Контактная сеть ж.-д. транспорта	2,5
5. Силовое электротехническое оборудование	4,4
6. Оборудование ЗРУ и ОРУ	5,6

1	2
7. Оборудование трансформаторных подстанций	6,6
8. Электродвигатели и дизельные генераторы	6,2

$$W_{\Sigma} = W_H + \Delta W_H + \Delta W_{y-\Pi} = 10,08 + 1,13 + 0,043 = 11,253 \text{ MBm}$$

Затраты на покупку электроэнергии определяем по формуле:

$$Z_w = (\sum P \cdot T_{нб} + \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau) \cdot C_{\text{э}} \quad (76)$$

Где $\sum P_i = 10,08 \text{ MBm}$, $\Delta P_{\Sigma} = 1,175 \text{ MBm}$, $T_{нб} = 5700 \text{ ч / год}$, $\tau = 4800 \text{ ч / год}$.

На первом шаге затраты на электроэнергию составят:

$$Z_w = (10,08 \cdot 5700 + 1,143 \cdot 4800) \cdot 0,996 = 62690 \text{ тыс.руб. / год}$$

Приведенный эффект на каждом шаге расчета определяем с помощью коэффициента дисконтирования, который определим по формуле:

Состав затрат на строительство

Произведу расчет эффективности затрат, необходимых для строительства подстанции 110/35/10 Юнга в Республике Крым. В результате строительства будут выполнены следующие работы:

- строительство и ввод в эксплуатацию РУ 110 кВ
- строительство и ввод в эксплуатацию РУ 35 кВ
- строительство и ввод в эксплуатацию РУ 10 кВ

Для расчета эффективности строительства и инвестиционной привлекательности проекта в Республике Крым необходимо определить капиталовложения для осуществления работ и технико-экономические показатели проекта – издержки, чистый дисконтированный доход и срок окупаемости затрат.

9.1 Расчет капиталовложений при строительстве ПС Юнга

В соответствии с выбранным оборудованием производится расчет капиталовложений при строительстве подстанции 110/35/10 Юнга в Республике Крым.

Суммарные капиталовложения определим по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{ВЛ} + K_{пост.} \quad (77)$$

Суммарные капиталовложения K_{Σ} включают в себя затраты на сооружение подстанции $K_{ПС}$ и затраты на сооружение линий электропередачи.

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения по состоянию на 2022 г. [19]:

$$K_{пост} = 22,18 \%$$

Где

2 % -временные здания и сооружения;

8 % -проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

9 % -прочие работы и затраты;

3,18 % -содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль.

Капиталовложения на строительство подстанции рассчитывается по формуле:

$$K_{ПС} = K_{выкл.} + K_{изол} + K_{опн} + K_{транс.} + K_{раз.} + K_{ЗРУ} \quad (78)$$

Затраты на покупку оборудования сведем в таблицу:

Таблица – 29 Стоимость оборудования

Наименование оборудования	Количество, шт	Цена ед., тыс. руб.	Цена, тыс.руб.
Трансформаторы			
ТМТН-6300/110	2	4 000	8 000
Изоляторы			
ПС-6А	96	1	96
ИП-35/630-750УХЛ1	6	12,6	75,6
ШН-10, ИП-10/2000-1250УХЛ1	6	12,6	75,6
ИОС-35/500-01УХЛ1	6	5	30
ИОС-10/500-01УХЛ1	6	5	30
Итого			307,2
Выключатели			
ВГТ – 110Б – 20/1000	2	750	1500
С – 35М – 630 – 10	2	410	820
ВЭ-10-2500-20УЗ	2	149,5	399
Итого			2719
Разъединители			
РНД – 110/1000	2	238	476
РНД – 35/1000	2	187	274
Итого			
Ограничители перенапряжения			
ОПН-У 110/102	6	21	126
ОПН/TEL 35/40,5	6	17	78
ОПН-РС 10/12,7	6	9	56
Итого			260

$$K_{ПС} = 2719 + 307,2 + 260 + 8000 + 750 + 2500 = 14\,536,2 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на подвеску ВЛ определяются по формуле (С учетом двухцепных участков линий):

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ.уд} \cdot L_{ВЛ}$$

здесь $K_{уд}$ – удельная стоимость сооружения ВЛ 110 кВ, тыс. руб./км [14];

L – длина линии, км;

$$K_{ВЛ} = 290 \cdot 8 = 2320 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\Sigma} = 1,2218 \cdot (14536,2 + 2320) = 20\,594,9 \text{ тыс.руб.}$$

9.2 Расчёт затрат на эксплуатацию

Амортизационные отчисления, т.е. денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции, определяются по формуле:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам} \quad (79)$$

где K' – стоимость основных фондов (величина капиталовложений без учёта затрат на демонтаж оборудования);

$\alpha_{ам}$ – норма ежегодных отчислений на амортизацию = $5 \div 6,7\%$ [5].

Ежегодные затраты на капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования также зависят от стоимости оборудования:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{экс} \quad (80)$$

где $\alpha_{экс}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{экс} = 3,7\%$. [23]

Таким образом, ежегодные отчисления на амортизацию и эксплуатацию:

$$I_{ам} = 20594,9 \cdot 0,05 = 1029 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{экс} = 20594,9 \cdot 0,037 = 762 \text{ тыс.руб.}$$

9.3 Расчет экономической эффективности проекта строительства

Для оценки экономической эффективности предлагаемого проекта строительства рассчитывается чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δt , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

9.4 Стоимостная оценка результатов проектирования

Выручка от поставок электроэнергии по договору электроснабжения за год определяется по выражению:

$$O_p = T_{\text{носм}} \cdot W \quad (81)$$

Где $T_{\text{носм}} = 3,31$ - одноставочный тариф на электроэнергию

Таблица 30 – Данные расчета окупаемости проектных решений.

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К(тыс.руб.)	-8237,96	-10297,45	-2059,49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791	-1791
Рэф(МВт)	0	0	0	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12
ОРт(тыс.руб)	0	0	0	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4	35078,4
Пбт(тыс.руб)	-8237,96	-10297,45	-2059,49	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4	33287,4
Пчт(тыс.руб)	-8237,96	-10297,45	-2059,49	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92	26629,92

Продолжение таблицы 30.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К-т ЧДД	0,8929	0,7972	0,7118	0,6355	0,5674	0,5066	0,4523	0,4039	0,3606	0,3220	0,2875	0,2567	0,2292
ЧДД	-7355,32	-8209,06	-1465,90	16923,80	15110,53	13491,55	12046,02	10755,38	9603,02	8574,12	7655,47	6835,24	6102,89
Итого	-7355,32	-15564,39	-17030,29	-106,49	15004,04	28495,58	40541,61	51296,99	60900,00	69474,12	77129,59	83964,83	90067,72



Рисунок 13 – Графическое изображение ЧДД

Согласно расчету ЧДД срок окупаемости проекта строительства составит 4 года. Данный срок является приемлемым с точки зрения инвестиционной привлекательности проекта.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе предложен вариант строительства ПС 110/35/10 кВ «Юнга» в Республике Крым обусловленный сокращением дефицита мощности для промышленных и бытовых потребителей.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по строительству подстанции 110/35/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе строительства, так и в процессе эксплуатации.

10.1 Безопасность

ОРУ (открытое распределительное устройство) - это высоковольтное распределительное устройство, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока номинальной частоты.

Ячейка ОРУ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др.

После ввода в эксплуатацию электрической подстанции Юнга 110 кВ в Республике Крым электрооборудование будет находиться на закрытой территории, а токоведущие части в местах доступных только для квалифицированного персонала. При таком исполнении оборудование ОРУ 110 кВ не является источником ЭП и МП, таким образом, уровень напряженности ЭП и МП не повысится за пределами территории станции и на ближайшей жилой зоне [7].

Для защиты людей от поражения электрическим током проектом предусматривается заземление электроустановок напряжением 380/220В в сети с глухозаземленной нейтралью, защитное отключение, уравнивание потенциалов [1].

Все металлические нетоковедущие части электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В, нормально не находящиеся, но могущие оказаться под напряжением, должны быть заземлены путем присоединения к заземленному нулевому проводу сети 380/220В, в качестве заземляющего проводника используются нулевые защитные проводники.

Заземляющую шину следует обозначить полосами желто-зеленого цвета, выполненными краской или клейкой двухцветной лентой. Изолированные проводники уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание оборудования, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

10.2 Экологичность

10.2.1 Акустическое воздействие

Акустическое воздействие ячеек ОРУ является минимальным.

Для источников, имеющих одинаковую звуковую мощность и расположенных близко друг к другу, суммарная звуковая мощность L_{Σ} , дБ (дБА), определяется [3]:

$$L_{\Sigma} = Lwi + 10lgn \quad (82)$$

где

– L_{wi} – уровень звуковой мощности i -го источника, (дБА);

– n - число источников шума.

Основным источником шума будут являться силовые трансформаторы. На ПС «Юнга» установлены 2 трансформатора ТМТН-6300/110 У1, УХЛ

Для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида М) мощностью 6,3 МВ*А и напряжением 110 кВ $L_p = 82$ дБА [8].

Согласно паспортным данным, наружные блоки (2 шт.) характеризуются уровнем звуковой мощности 82 дБА каждый (для расчета принимается 82 дБА). Тогда суммарная звуковая мощность составит:

$$L_{\Sigma} = 82 + 10 \lg 2 = 85 \text{ дБА.}$$

Для данной территории определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС [3]:

$L_{\text{ДДУ}} = 45$ дБА, допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям поликлиник, амбулаторий, диспансеров.

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\Sigma} - L_{\text{ДДУ}})}}{2\pi}}, \quad (83)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85-45)}}{2\pi}} \approx 40 \text{ м}$$

Любое расстояние больше 40 м от источника шума будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ОРУ-110 кВ территории.

До ближайшего населенного пункта более 510 м, следовательно нарушений санитарных норм нет.

10.2.2 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

На основании исходных данных, полученных в рамках задания для данной бакалаврской работы было принято решение принять к установке трансформатор ТДТН – 6300/110. Необходимые для дальнейшего расчета характеристики трансформатора сведем в таблицу.

Таблица 31 – Данные для расчета маслоприемника

Трансформатор	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДТН – 6300/110	10500	5800	4200	5000

Если на открытом распределительном устройстве (ОРУ) установлен маслонаполненный силовой трансформатор и масса трансформаторного масла в нем более 1 т и меньше 20 тонн, то в соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ - 7-я редакция) маслоприемник допускается выполнять без отвода масла.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

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

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

Конструкция маслоприемника без отвода масла приведена на рисунке 14. На рисунке 15 показаны размеры для расчета длины и ширины маслоприемника.

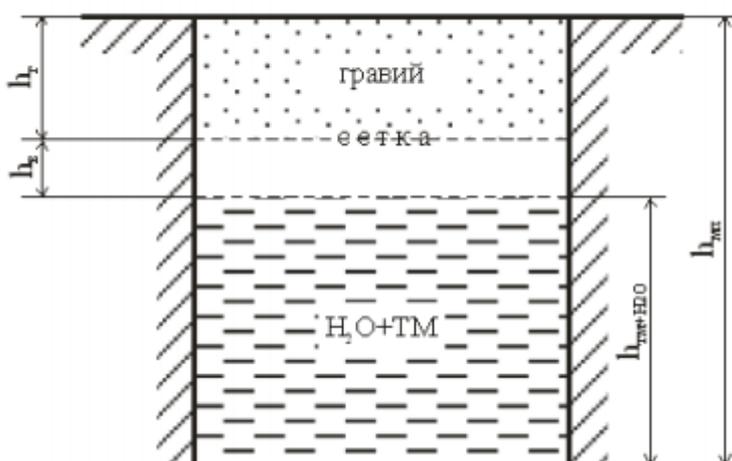


Рисунок 14 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды

Длину $A_{МП}$ и ширину $B_{МП}$ маслоприемника исходя из выше сказанного можно определить по формуле (см. рисунок 15)

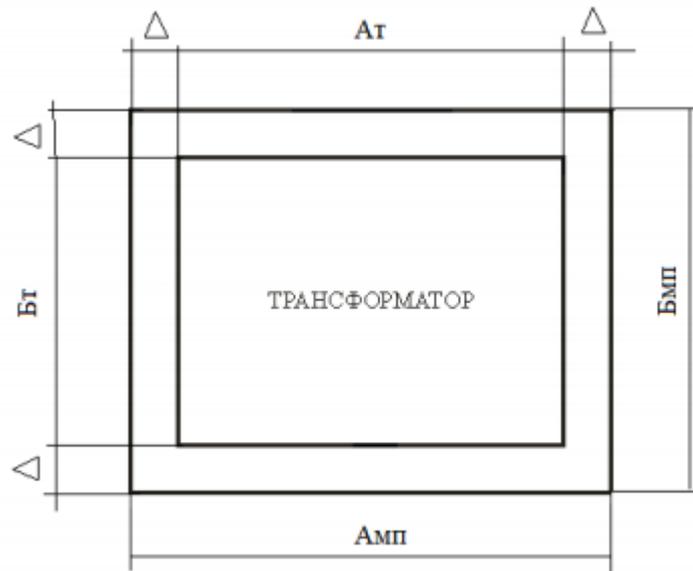


Рисунок 15 – К расчету габарита маслоприемника

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (84)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (85)$$

где A_T – длина трансформатора, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (86)$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле:

$$V_{МП} = V_{TM} + V_{ВОДА}; \quad (87)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла, м³;

$V_{\text{ВОДА}}$ – объем воды от средств пожаротушения, м³.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (88)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{TM} = (880 - 890)$ кг/м³).

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{ВОДА}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (89)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (90)$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + \frac{V_{\text{ВОДЫ}}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}; \quad (91)$$

где h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{ГР}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Далее, используя приведенные выше формулы, определяем габаритные размеры маслоприемника:

Т.к. $M_{\text{МАСЛА}} = 10,5 \text{ т}, > 10 \text{ но } < 50 \text{ т}$, то $\Delta = 1,5 \text{ м}$;

$$A_{\text{МП}} = 5,8 + 2 \cdot 1,5 = 8,8 \text{ м};$$

$$B_{\text{МП}} = 4,2 + 2 \cdot 1,5 = 7,2 \text{ м};$$

Определяем площадь маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = 8,8 \cdot 7,2 = 63,36 \text{ м}^2;$$

Определяем объем масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{10500}{880} = 11,93 \text{ м}^3;$$

Определяем площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5 \cdot (5,8 + 4,2) = 100 \text{ м}^2;$$

Определяем объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{ВОДА}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,36 + 100) = 47047,68 \text{ л} = 47,048 \text{ м}^3;$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = \frac{11,93}{63,36} + \frac{47,048}{63,36} + 50 \cdot 10^{-3} + 0,25 = 1,23 \text{ м};$$

10.2.3 Утилизация отходов

Основными отходами ОРУ-110 кВ являются лампы ДРЛ 1 класса опасности, используемые для освещения территории КРУ, а так же электролиты аккумуляторных батарей.

Сбор ламп ДРЛ должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

Сбор аккумуляторных батарей производят отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

Образующиеся отходы до момента вывоза их на захоронение или переработку временно хранятся на специально отведенных площадках с твердым покрытием, исключающим их попадание на почву. Транспортировка отходов осуществляется способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки.

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах..

10.3 Чрезвычайные ситуации

Свойства трансформаторного масла объясняют пожарную опасность трансформаторных подстанций. Согласно определению А. Я. Корольченко, трансформаторное масло — это горючая жидкость с температурой вспышки

135–140 °С, температурой воспламенения 135–163 °С, температурой самовоспламенения 270 °С и температурными пределами распространения пламени от 125 °С (нижн.) до 193 °С (верхн.).

По уровню требований к противопожарной защите проектируемая подстанция относится к III группе. На подстанциях III группы 110 кВ и ниже должны предусматриваться противопожарные резервуары и пожарные мотопомпы.

В соответствии со ст.60 «Технического регламента по пожарной безопасности» (ФЗ №123), приложением 5 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации» на территории подстанции должен размещаться щит с первичными средствами пожаротушения. Пожарный щит комплектуется первичными средствами пожаротушения, немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем в соответствии с приложения 6 Правил [9].

Согласно «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» пп. 465, 472 и Приложения 1 и Приложением 1 ВППБ 27-14 (СТО 34.01.-27.1-001-2014) должны быть оснащены огнетушителями. Места размещения, точное количество и типа огнетушителей определяются на момент начала эксплуатации объекта на основании гл.4 СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации», приложения 1 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [10].

Средства тушения: воздушно-механическая пена, порошки. Система пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (ПС) предназначена для обнаружения факта аварийного возгорания в контролируемых помещениях, передачи информации на АРМ пожарной сигнализации с указанием точного места возгорания и для оповещения дежурного персонала оперативной службы подстанции «Юнга» о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях.

Задачами СПС являются:

- Своевременное оповещение сотрудников службы безопасности о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;

- Своевременное оповещение персонала о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Протоколирование и хранение всех событий системы для последующего просмотра и анализа;
- Запуск системы автоматического водяного пожаротушения (АПТ) в помещениях оборудованных этой системой;
- Отключение вентиляционных систем, а так же управление другим инженерным оборудованием.

В адресный шлейф пожарной сигнализации включены пожарные извещатели, установленные в помещениях КРУ 10 кВ.

Необходимая подготовка обслуживающего персонала на подстанции Юнга по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;
- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности (ППБ) и установленной на подстанции противопожарный режим. Работники должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, проходить проверку знаний ППБ [4].

Проектом предусматривается установка огнезадерживающих клапанов на поэтажных сборных воздуховодах, в местах присоединения их к вертикальному или горизонтальному коллектору; на воздуховодах, обслуживающих помещения категории В1-В3.

Огнезадерживающие клапаны предусматриваются с ручным, автоматическим и дистанционным управлением. В случае обнаружения пожара на входе воздуховодов в горящее помещение происходит закрытие противопожарного клапана и выключение системы вентиляции.

В случае обнаружения возгорания в помещении КРУ 10 кВ все системы вентиляции, за исключением системы вентиляции аккумуляторных батарей выключаются.

Зазоры в местах прохода воздуховодов и трубопроводов через стены и перекрытия заделываются несгораемыми материалами.

При проведении сварочных работ приступать к проведению огневых работ можно только после выполнения всех требований пожарной безопасности (наличие средств пожаротушения, очистка рабочего места от сгораемых материалов, защита сгораемых конструкций и т. д.). После окончания огневых работ их исполнитель обязан тщательно осмотреть место проведения этих работ, полить водой сгораемые конструкции и устранить нарушения, которые могут привести к возникновению пожара.

Для размещения первичных средств пожаротушения в здании ОРУ устанавливаются специальные пожарные щиты (стенды). Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. На пожарных щитах (стендах) должны размещаться те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении, установке (Ручные огнетуши-

тели углекислотно-бромэтиловые, т.к. они предназначены для тушения горячих твердых и жидких металлов, а также электроустановок, находящихся под напряжением).

Опасные ситуации природного характера, возникающие на территории ПС 110 кВ «Юнга» это гололед и снежные отложения на ЛЭП, сильные ветра и бури.

Основную опасность представляют гололед и снежные отложения на ЛЭП-110 кВ близлежащих территорий, для борьбы с этим необходима установка автоматики подогрева проводов.

Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°С, не дожидаясь образования плотного льда. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал к ним не проникнет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы проектирования подстанции 110/35/10 кВ Юнга, которая имеет высокую значимость для энергосистемы Республики Крым.

Данный проект посвящен повышению надежности электроснабжения и повышения качества электроэнергии для потребителей Республики Крым. В ходе проектирования ПС 110/35/10 кВ ПС Юнга был проведен весь необходимый перечень работ, а именно: анализ и характеристика текущего состояния энергосистемы Республики Крым; сбор информации о текущей конфигурации схем электроснабжения; расчет токов короткого замыкания на участке сети 110 кВ; выбор и проверка нового оборудования необходимого для строительства подстанции; расчет молниезащиты и грозоупорности на подстанции; характеристика и выбор уставок релейной защиты и автоматики для проектируемой ЛЭП; технико-экономическое обоснование выбранных технических решений; мероприятия по обеспечению безопасности обслуживания и выполнения необходимых работ при эксплуатации электро-технического оборудования.

Сегодня состояние энергетики республики имеет огромное значение для Российской Федерации, так как это необходимо для обеспечения мероприятий запланированных в рамках Схем и программ развития Республики Крым.

Строительство подстанции Юнга способствует развитию промышленности и инфраструктуры республики, притоку трудоспособного населения, постройке новых населенных пунктов. Это в условиях нынешней ситуации в стране крайне важно и актуально.

Отметим, что строительство подстанции 110/35/10 кВ Юнга в Республике Крым способствует решению следующих проблем:

1. Увеличение надежности электроснабжения потребителей»;
2. Исключение перегрузки трансформатора ПС 35/6 кВ Планерское в послеаварийном режиме, а также обеспечение развития поселка Коктебель в рамках умеренно-оптимистического сценария развития

3. Снижение дефицита мощности на стороне низкого напряжения.

Необходимо отметить, что по предварительным расчетам окупаемость данного проекта ожидается в течение 4 лет. Таким образом, проект ПС «Юнга» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на проектирование.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2017. – 132 с.

2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

3 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2018. – 430с.

4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2018. – 608 с.

5 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2016. – 31с.

6 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2016.-503 с.

7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2019.

8 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат. 2019. - 604 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017.

10 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С. В. Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 616 с.

11 Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2020. – 576 с.

12 Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.

13 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

14 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

15 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания

16 Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.

17 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

18 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.

19 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.

20 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.

21 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

22 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд.перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург: Модуль, 2019. – 672 с.

23 СП51.13330.2011. Защита от шума, от 20.05.2011

24 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности от 01.05.2009

25 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов"

26 ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. М.: Издательство стандартов, 1985.-6с.

27 ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. М.: Госстандарт, 1984.-12с

28 ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

29 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 30 апреля 2021 года)

30 СТО 34.01-27.1-001-2014. Правила пожарной безопасности в электро-сетевом комплексе ОАО "Россети". Общие технические требования.

31 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым (на 2019-2023гг)