

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ
«Курумоч»

Студент

Н.В. Куркин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ «Курумоч». Для разработки проекта реконструкции определена актуальность работы, которая заключается в превышении установленной мощности силовых трансформаторов подстанции и необходимостью подключения новых потребителей. Построен годовой график нагрузки подстанции с учетом прогнозируемого роста электропотребления на основании которого выбраны оптимальные по мощности силовые трансформаторы с учетом оптимального коэффициента загрузки, соответствующего максимальному КПД трансформатора.

Для выбора оборудования подстанции выполнен расчет токов короткого замыкания с учетом увеличившейся мощности и изменившегося типа силовых трансформаторов. Результаты расчета токов короткого замыкания использованы в разделе выбора оборудования подстанции 110/6 кВ «Курумоч» после реконструкции. Для установки на подстанции приняты высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения российского производства.

Для защиты оборудования подстанции от повреждений выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора подстанции. Для защиты от прямых ударов молнии спроектирована система молниезащиты и рассчитана система заземления.

Пояснительная записка ВКР содержит 60 страниц, 10 рисунков и 9 таблиц. Графическая часть ВКР представлена на шести листах формата А1.

Abstract

The title of graduation thesis: “Retrofit of substation “Kurumoch” with a voltage classes 110 kV and 6 kV.

The object of graduation thesis is a substation “Kurumoch” with two voltage classes that is situated in Samarskii Region near the Kurumoch village.

The goal of the graduation thesis is the increasing of substation capacity by the replacement of power transformers and all the electrical equipment. Graduation thesis consist of four main parts that are solving all the highlighted tasks.

The first part connected with analyzing of substation total capacity level and forecasting the consumption during ten years. The result of the first part was a characteristic of annual consumption of the customers and characteristic of electrical equipment that are now installed on the substation and substation main electrical circuit. All the characteristics were used in the second part that is devoted to the power transformers selection. The second part result is a selection of two power transformers with a capacity of 25 MVA.

The third part consist of power electrical equipment selection such as high and low voltage switchgears, disconnecting devices, measuring current and voltage transformers.

The third part devoted to the substation protection design from atmospheric overvoltage by installing the lightning rods and from the emergency modes by installing the relay protection system.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание объекта выпускной квалификационной работы.....	8
2 Выбор трансформаторов.....	14
3 Расчет токов короткого замыкания	27
4 Выбор оборудования	33
4.1 Выбор выключателей.....	33
4.2 Выбор разъединителей	38
4.3 Выбор измерительных трансформатора	40
4.4 Выбор ошиновки	42
5 Релейная защита трансформатора	47
6 Молниезащита и заземление.....	50
6.1 Молниезащита	50
6.2 Заземление	53
Заключение.....	57
Список используемых источников	60

Введение

Единая Энергетическая Система России – ЕЭС России, включает в себя объекты генерации электрической энергии, ее передачи и распределения. К объектам генерации относятся электрические станции, различных типов – атомные, тепловые, гидроэлектростанции и другие. К объектам, участвующим в процессе передачи электрической энергии относятся линии электропередачи, их основная задача состоит в обеспечении связи между объектами генерации, распределения и потребления электрической энергии. К объектам распределения электрической энергии относятся электрические подстанции.

Линии электропередачи классифицируются по нескольким признакам: во-первых, по классу напряжения, а во-вторых по способу прокладки. По классам напряжения линии могут быть: низкого напряжения (6, 10, 20 кВ)-, среднего напряжения (35, 110 кВ), высокого напряжения (220-330 кВ), сверхвысокого напряжения (500-750 кВ) и ультравысокого напряжения (1150 кВ). По способу прокладки линии могут быть воздушными или кабельными.

В ЕЭС России, линии среднего, высокого, сверхвысокого и ультравысокого классов напряжения выполнены преимущественно воздушными. Отдельные подстанции, расположенные в густонаселенных районах, могут быть подключены по кабельным линиям, однако подобная практика достаточно редка. Максимальный класс напряжения воздушных линий электропередачи функционирующих в ЕЭС России являются линии 750 кВ. Строительство воздушных линий напряжением 1150 кВ было приостановлено в конце 80-х, начале 90-х годов 20 века в связи с распадом СССР. Кроме строительства воздушных линий ультравысоких классов напряжения во времена существования СССР, на территории России было построено основное большинство подстанций и электрических станций. В настоящее время, большинство этих подстанций находятся в эксплуатации на

пределе установленных сроков. Поэтому вопрос обновления подстанций, т.е. их реконструкция и модернизация остается актуальным до сих пор.

Большая часть подстанций, нуждающихся в реконструкции, это подстанции среднего класса напряжений. Учитывая их огромное количество, модернизация всех подстанций требует огромных вложений и времени. Поэтому при реконструкции подстанций необходимо руководствоваться:

1. Текущей загрузкой подстанции;
2. Сроком эксплуатации подстанции;
3. Возможным ростом числа и мощности потребителей в питаемом районе;
4. Количеством аварийных ситуаций на подстанции за последнее время.

При выполнении проекта реконструкции подстанции, необходимо максимально точно оценить перспективы роста нагрузок в питаемом районе и выбрать наиболее оптимальный вариант установки оборудования, так как срок службы подстанции должен составлять не менее 30 лет [Power System Analysis and Design].

Выпускная квалификационная работа направлена на выполнение варианта проекта реконструкции понизительной подстанции среднего класса напряжения с целью повышения ее установленной мощности.

Несмотря на то, что в последние десятилетия очень широко обсуждается тема энергосбережения и энергетической эффективности, в энергосистеме наблюдается рост потребления и как следствие рост выработки электрической энергии. Поэтому при разработке проекта реконструкции электрической части понизительных подстанций необходимо не просто выполнить замену оборудования на аналогичное, а выполнить замену оборудования с установкой более мощного [24].

Исходя из представленной актуальности тематики выпускной квалификационной работы целью является: повышение установленной мощности понизительной подстанции «Курумоч» для повышения надежности электроснабжения новых и существующих потребителей [12].

Исходя из поставленной цели, объект выпускной квалификационной работы – подстанция 110/6 кВ «Курумоч».

Предметом выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции 110/6 кВ «Курумоч» со всем установленным электротехническим оборудованием.

Для выполнения поставленной в рамках выпускной квалификационной работы цели предлагается решить следующие задачи:

1. Проанализировать состояние подстанции и оборудования подстанции «Курумоч» с составлением плана питаемого района и определением связей объекта ВКР с соседними подстанциями;
2. Провести выбор основного и вспомогательного высоковольтного оборудования подстанции «Курумоч»;
3. Выполнить расчет и проектирование системы защиты подстанции «Курумоч» от грозовых перенапряжений и аварийных ситуаций.

Исходные данные для разработки проекта реконструкции подстанции взяты из открытых источников [Power System Analysis and Design], [24], [9]. При разработке ВКР используются только действующие нормативные документы и правила, а также методические рекомендации и справочники для выполнения дипломного и курсового проектирования.

1 Описание объекта выпускной квалификационной работы

Объектом выпускной квалификационной работы (ВКР) является подстанция «Курумоч» с двумя классами напряжения 110 кВ и 6 кВ. Необходимость проведения реконструкции подстанции вызвано ограничением установленной мощности и невозможностью подключения новых потребителей. В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый. Согласно замерам мощности на подстанции, проведенных в дни максимального потребления установлено, что подстанция загружена выше номинального значения. В рамках выполнения ВКР и имеющейся информации о текущей нагрузке трансформатора, полученных из открытых источников [9], [11], необходимо определить нагрузку трансформатора до проведения реконструкции, это позволит определить необходимость проведения реконструкции и в последствии выбрать оптимальную мощность силового трансформатора. Подстанция «Курумоч» 110/6 кВ относится к филиалу ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». Подстанция расположена в Волжском районе Самарской области не далеко от поселка «Курумоч». План расположения подстанции представлен на рисунке 1.

Выполним анализ текущей нагрузки подстанции. Так как на подстанции установлено два трансформатора мощностью 10 МВА, то установленная мощность подстанции $S_{уст} = 20$ МВА. Согласно данным о текущей нагрузке мощность потребителей подстанции составляет $S_{номр} = 22,317$ МВА. Мощность потребителей складывается из текущей нагрузки $S_1 = 17,22$ МВА и планируемой к подключению согласно заявкам $S_2 = 5,097$ МВА. Текущая нагрузка подстанции таким образом равна:

$$K_{мек. \%} = \frac{S_{уст}}{S_1} \cdot 100\% = \frac{20}{17,22} 100\% = 116. (\%) \quad (1)$$

Полученное в (1) значение превышает допустимое, поэтому необходимо повысить установленную мощность подстанции за счет замены трансформаторов на более мощные [5], [17]. Определим расчетную мощность подстанции с учетом перспективной нагрузки $S_{ПС\max} = S_{номр} = 22,317$ (МВА).

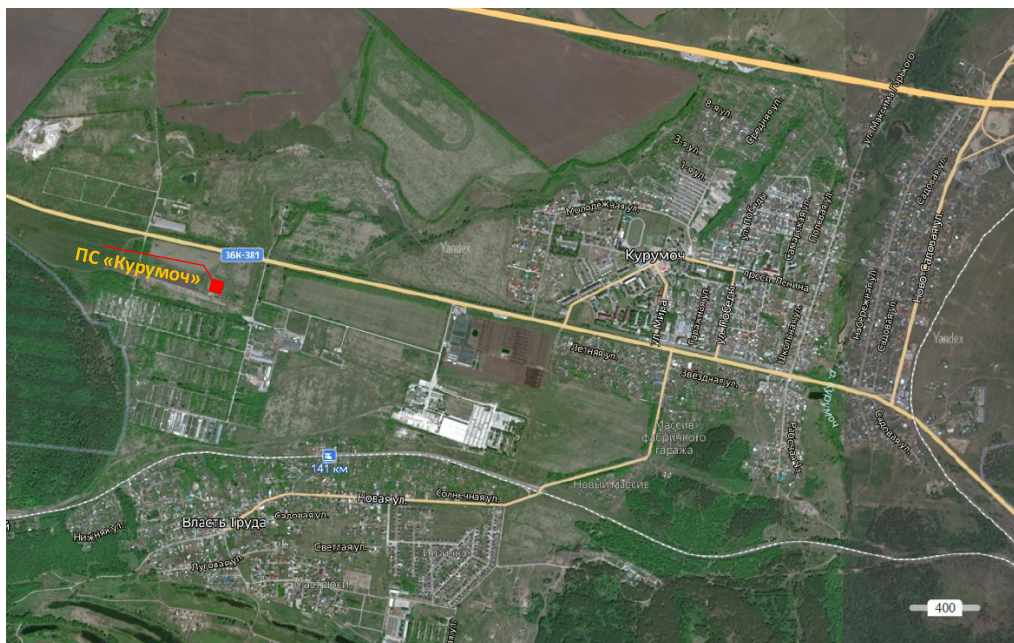


Рисунок 1 - План расположения объекта ВКР

На рисунке 2 представлена схема распределительных сетей района питания подстанции «Курумоч» 110/6 кВ. Выполним описание текущей компоновки подстанции. Компоновка подстанции с указанием размеров показано на рисунке 3. Размеры подстанции 91×58 м. На территории подстанции расположено открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ), комплектное распределительное устройство 6 кВ (КРУ 6 кВ). Здание оперативного персонала и управления подстанцией (ОПУ), а также отдельно на плане обозначены места установки силовых трансформаторов. Рассмотрим подробнее электрическую схему подстанции. На рисунке 2 схема подстанции «Курумоч» 110/6 кВ выполнена в виде оперативной схемы. Изображение главной электрической схемы подстанции показано на рисунке 4. Схемы ОРУ 110 кВ и КРУ 6 кВ реконструируемой подстанции,

выполнены согласно типовым схемам и методикам представленным в [20]
[19].

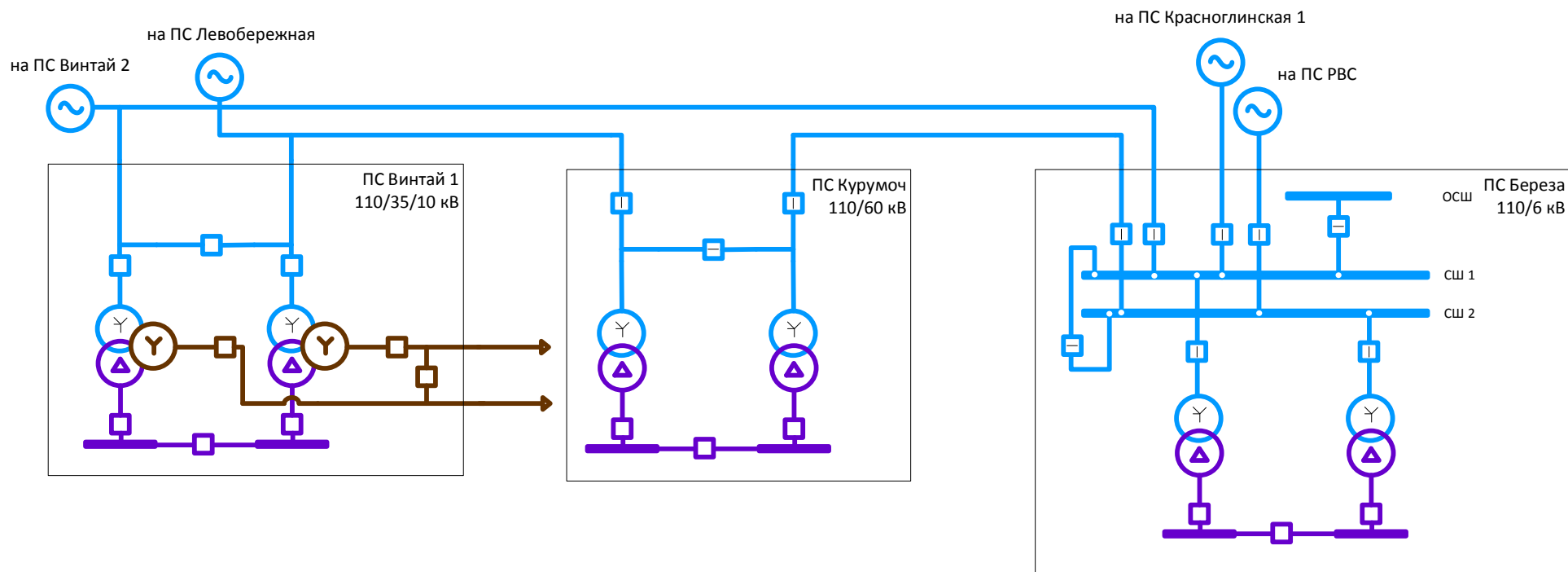


Рисунок 2 - Схема распределительных сетей района подстанции «Курумоч»

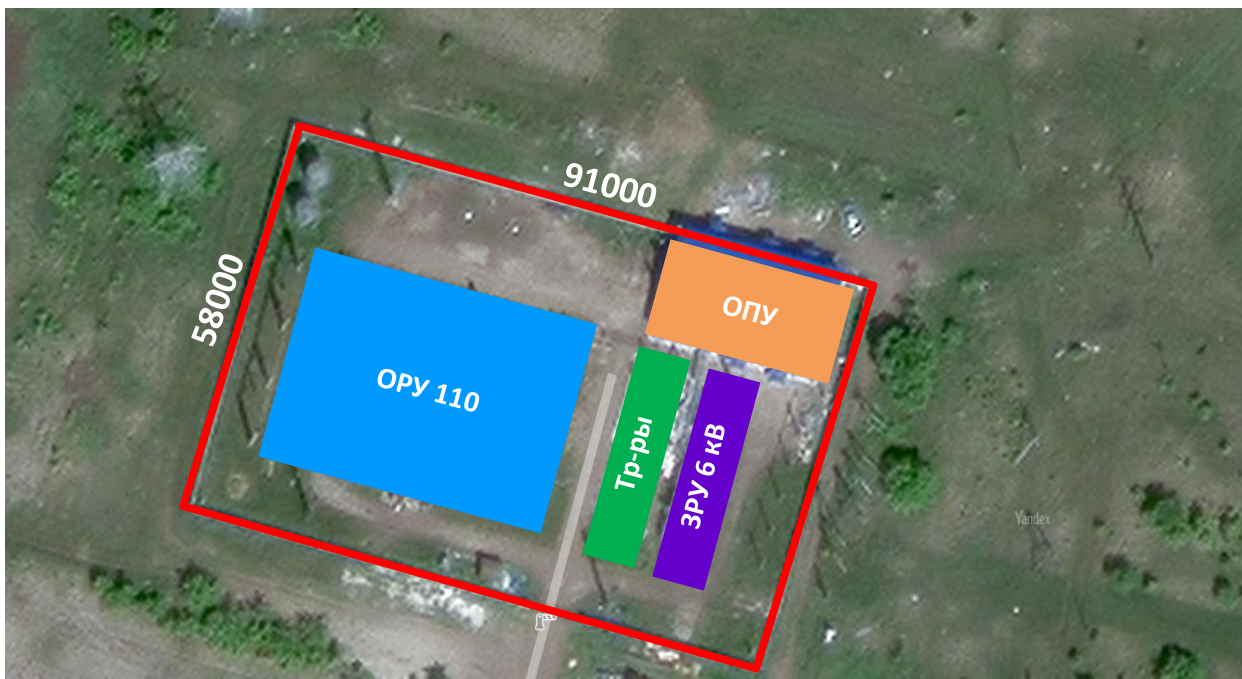


Рисунок 3 - Компоновка подстанции «Курумоч»

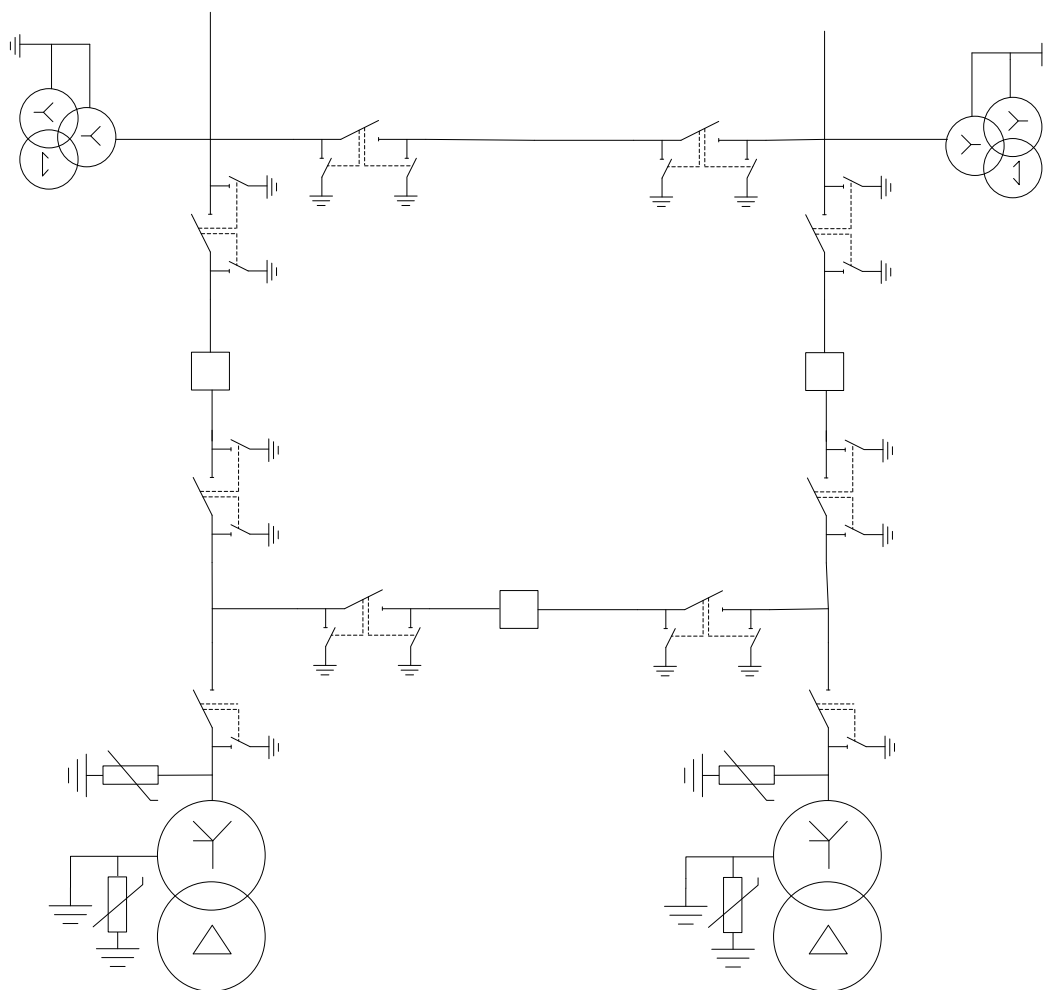


Рисунок 4 - Схема ОРУ 110 кВ

Выводы по разделу:

1. Определено месторасположения объекта выпускной квалификационной работы – подстанции 110/10 кВ «Курумоч» и составлена карта с определенным местом расположения;
2. Определена текущая загрузка подстанции «Курумоч» по данным эксплуатирующей организации представленным в открытых источниках.
3. Определена компоновка подстанции до реконструкции и габаритные размеры подстанции.
4. Определена расчетная мощность подстанции необходимая для оптимального выбора силовых трансформаторов после реконструкции.
5. Составлена главная схема подстанции до реконструкции и принято решение не менять схему подстанции после реконструкции так как функции подстанции в энергосистеме не меняются.

2 Выбор трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов проводится по методике представленной [18], [16], [13]. Основной задачей при выборе силовых трансформаторов является определение расчетной нагрузки подстанции. Это значение было определено в разделе 1 ВКР и равно $S_{ПС\max} = S_{номр} = 22,317$ МВА. Согласно полученному значению требуемая мощность силового трансформатора определяется исходя из условия:

$$S_m \geq \frac{S_{ПС\max}}{1,4(n-1)} \quad (2)$$

где n - число трансформаторов на подстанции, 2 шт.

По (2) получим:

$$\frac{S_{ПС\max}}{1,4(n-1)} = \frac{22,317}{1,4(2-1)} = 15,94 \approx 16 \text{ (МВА)}$$

Согласно полученному значению выберем по шкале мощностей силовых трансформаторов [6] два трансформатора с мощностями 16 МВА и 25 МВА, при этом выполняется условие (2).

Определим паспортные данные и типы силовых трансформаторов выбранной мощности и соответствующего класса напряжения 110/6 кВ подходящих для использования на подстанциях распределительных сетей и имеющих устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). В качестве производителя силовых трансформаторов выберем предприятие ООО «Тольяттинский трансформатор» расположенный в г. Тольятти, Самарской области. Предпочтение отдано ООО «Тольяттинский трансформатор» так как предприятие находится в регионе реконструируемой подстанции, а также продукция данного предприятия зарекомендовала себя в

отрасли как качественная, современная и надёжная. Согласно каталогу [21] выберем силовые трансформаторы и их данные занесем в таблицу .

Таблица 1 - Варианты установки силовых трансформаторов

Вариант	Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт	Цена, млн. руб.
			ВН	НН						
1	ТМН	16000	115	6,6	Yн/D-11	10,5	0,3	83	12	25,36
2	ТДН	25000	115	6,6	Yн/D-11	10,5	0,23	120	19	37,65

Выполним расчет показателей для первого варианта.

Коэффициент аварийной загрузки для трансформатора ТМН 16000:

$$k_3 = \frac{S_{ПС.маx}}{S_{номТ}} = \frac{22,317}{16} = 1,39, \quad (3)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора, для первого варианта принята 16 МВА.

Коэффициент аварийной загрузки для трансформатора ТДН 25000:

$$k_3 = \frac{S_{ПС.маx}}{S_{номТ}} = \frac{22,317}{25} = 0,89. \quad (4)$$

Реактивная мощность на холостом ходу для трансформатора ТМН 16000:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{номT} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48. \text{ (квар)} \quad (5)$$

Реактивная мощность на холостом ходу для трансформатора ТДН 25000:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{номT} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5. \text{ (квар)} \quad (6)$$

Реактивная мощность на в режиме короткого замыкания для трансформатора ТМН 16000:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номT} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680. \text{ (квар)} \quad (7)$$

Реактивная мощность на в режиме короткого замыкания для трансформатора ТДН 25000:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номT} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625. \text{ (квар)} \quad (8)$$

Приведенные потери короткого замыкания для трансформатора ТМН 16000:

$$P'_k = \Delta P_{K3} + k_{un} \cdot Q_{кз} = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

Приведенные потери короткого замыкания для трансформатора ТДН 25000:

$$P'_k = \Delta P_{K3} + k_{un} \cdot Q_{кз} = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ (кВт)} \quad (10)$$

Приведенные потери холостого хода для трансформатора ТМН 16000:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Приведенные потери холостого хода для трансформатора ТДН 25000:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,87 \text{ (кВт)} \quad (12)$$

Полные приведенные потери для трансформатора ТМН 16000:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 14,4 + 1,39^2 \cdot 167 = 337 \text{ (кВт)} \quad (13)$$

Полные приведенные потери для трансформатора ТДН 25000:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 21,87 + 0,89^2 \cdot 251,25 = 273,9 \text{ (кВт)} \quad (14)$$

Экономически эффективная мощность подстанции с трансформаторами ТМН 16000:

$$S_{эПС} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{14,4}{167}} = 6644,43 \text{ (кВА)} \quad (15)$$

Экономически эффективная мощность подстанции с трансформаторами ТДН 25000:

$$S_{эПС} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{21,87}{251,25}} = 10431 \text{ (кВА)} \quad (16)$$

Методика определения потерь электрической энергии на подстанции, согласно [18].

1. Суммарные потери электрической энергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (17)$$

где ΔW_{xi} - потери электрической энергии на холостом ходу:

2. Потери электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (18)$$

где ΔW_{ki} - потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

3. Потери электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i \quad (19)$$

Для выполнения расчетов потерь электрической энергии составим график нагрузки подстанции и определим его показатели. График нагрузки и определенные значения показателей будут использованы при расчете обоих вариантов установки силовых трансформаторов. Составим годовой график полной мощности и годовой график активной мощности. Графики представим упорядоченными.

Используя нормативные значения коэффициента мощности для сетей 110 кВ из [17] построим годовой график активной мощности. Выражение для определения значения активной мощности на каждой ступени:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi \quad (20)$$

где S_i - значение полной мощности ступени, кВА;

$\cos \varphi$ - нормативное значение коэффициента мощности для сетей 110 кВ, 0,75;

i - номер ступени годового графика полной мощности.

Используя выражение (20) выполним расчет для каждой ступени графика полной мощности и построим график активной мощности представленный на рисунке 6.

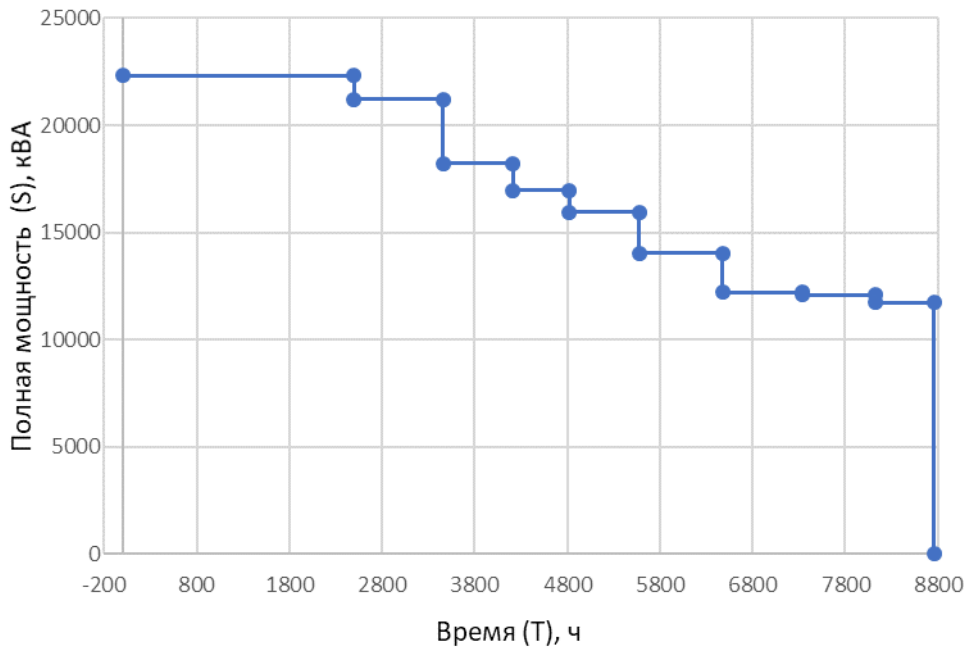


Рисунок 5 - График полной мощности для подстанции

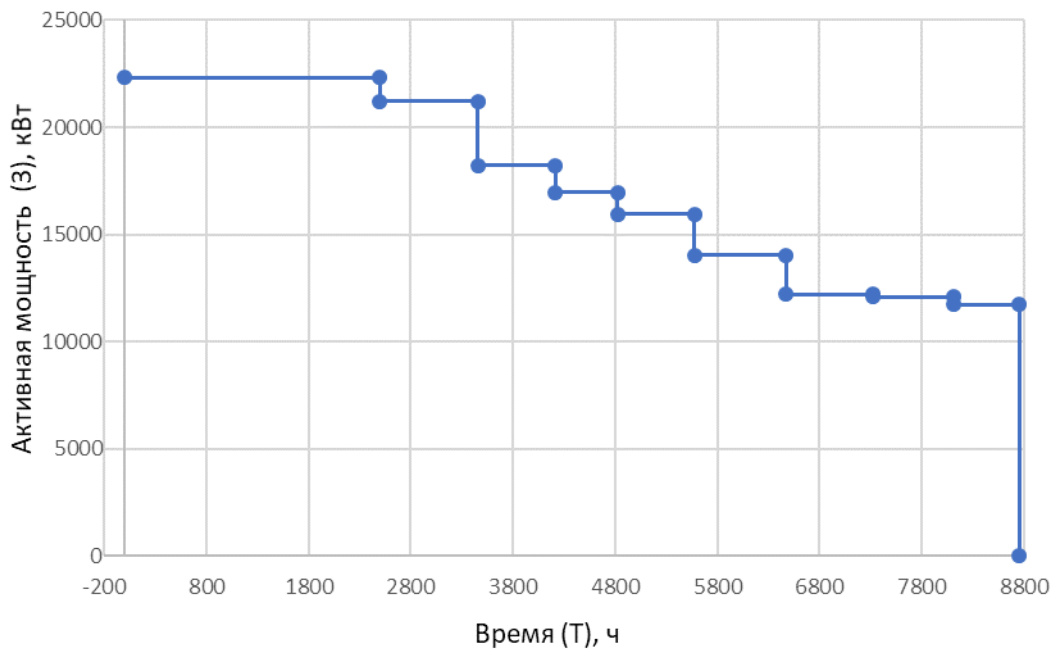


Рисунок 6 - График активной мощности

Все значения для графиков активной и полной мощности сведем в таблицу для упрощения проведения расчетов, также в таблице определим суммарную годовую электрическую энергию, потребляемую подключенными потребителями и электрическую энергию на каждой ступени.

Определим показатели графиков.

1. Потребленная электрическая энергия:

$$W_{год} = \sum_{i=1}^9 P_i \cdot t_i \text{ (кВт}\cdot\text{ч)} \quad (21)$$

Таблица 2 - Значение активной и полной мощностей

Номер ступени (i)	Продолжительность ступени (t _i), ч	Полная мощность (S _i), кВА	Активная мощность (P _i), кВт	Электрическая энергия (W _i), кВт·ч
1	2500	22317	16737.75	41844375
2	960	21201.15	15900.86	15264828
3	755	18232.99	13674.74	10324430.02
4	610	16956.68	12717.51	7757680.995
5	750	15939.28	11954.46	8965844.428
6	900	14026.57	10519.92	9467931.716
7	855	12203.11	9152.334	7825245.564
8	790	12081.08	9060.811	7158040.416
9	640	11718.65	8788.986	5624951.253
Суммарная электрическая энергия (W _{год}), кВт·ч				114233327.4

2. Среднегодовая мощность:

$$P_{cp} = \frac{W_t}{8760} = \frac{114233327,4}{8760} = 13040,33 \text{ (кВт)} \quad (22)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия;

2. Коэффициент заполнения:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{13040,33}{16737,75} = 0,78. \quad (23)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{max} = \frac{W_t}{P_{max}} = \frac{114233327,4}{16737,75} = 6824,89 \text{ (ч)}. \quad (24)$$

Перейдем к расчету потерь для трансформатора марки ТМН 16000. Расчет выполним по указанной выше методике, выражения (17)-(19), коэффициент загрузки для каждой ступени определим по выражению:

$$k_z = \frac{S_m}{S_i} \quad (25)$$

где S_i - мощность на соответствующей ступени графика нагрузок, кВА;
 S_m - номинальная мощность трансформатора, принимается для варианта 1 16000 кВА, а для варианта 2 25000 кВА.

В расчетах потерь для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000 используем значения полученные в выражениях (9) и (11). Значение полученное в (15) будем использовать для определения возможности полного отключения одного из двух трансформаторов подстанции для снижения потерь. Условие отключения одного из трансформаторов:

$$S_i < S_{\text{ЛС}} \quad (26)$$

В расчетах потерь для варианта с двумя трансформаторами ТДН 25000 используем значения полученные в выражениях (10) и (12). Значение полученное в (16) будем использовать для определения возможности полного отключения одного из двух трансформаторов подстанции для снижения потерь согласно условию (26).

Все расчеты для каждого варианта сведем в таблицы. Расчет для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000 представлен в таблице 3, а для варианта с двумя трансформаторами ТДН 25000 в таблице 4.

Выполним расчет технико-экономических показателей для каждого варианта. Методика определения технико-экономических показателей взята из [18].

1. Стоимость потерь электрической энергии.

Для варианта с трансформаторами ТМН 16000:

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{PC} = 3,26 \cdot 3004622 = 9795067,72 \text{ (руб)} \quad (27)$$

где C_3 - стоимость электрической энергии, в расчетах принято значение 3,26 руб/кВт·ч.

Таблица 3 - Расчет для варианта с ТМН 16000

S_i	n	T_i	W_{xi}	k_3	W_{ki}
22317	2	2500	835000	1,394813	35019,03
21201,15	2	960	320640	1,325072	12136,2
18232,99	2	755	252170	1,139562	7059,196
16956,68	2	610	203740	1,059792	4932,919
15939,28	2	750	250500	0,996205	5359,091
14026,57	2	900	300600	0,87666	4980,096
12203,11	2	855	285570	0,762694	3580,963
12081,08	2	790	263860	0,755068	3242,882
11718,65	2	640	213760	0,732416	2471,881
			$\sum \Delta W_{xi}$	$\sum \Delta W_{xi}$	78782,26
			$\sum \Delta W_{PC}$	3004622	

Таблица 4 - Расчет для варианта с ТДН 25000

S_i	n	T_i	W_{xi}	k_3	W_{ki}
22317	2	2500	1256250	0,89268	21784,64091
21201,15	2	960	482400	0,848046	7549,685153
18232,989	2	755	379387,5	0,72931956	4391,384469
16956,67977	2	610	306525	0,678267191	3068,670385
15939,27898	2	750	376875	0,637571159	3333,783384
14026,56551	2	900	452250	0,56106262	3098,018223
12203,11199	2	855	429637,5	0,48812448	2227,645493
12081,08087	2	790	396975	0,483243235	2017,33231
11718,64844	2	640	321600	0,468745938	1537,707723
			$\sum \Delta W_{xi}$	$\sum \Delta W_{xi}$	49008,86805
			$\sum \Delta W_{PC}$	4450908,868	

Для варианта с трансформаторами ТДН 25000:

$$I_3 = C_3 \cdot \Delta W_{PC} = 3,26 \cdot 4450908,868 = 14509962,9 \text{ (руб)} \quad (28)$$

2. Величина годовых отчислений.

Для варианта с трансформаторами ТМН 16000:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 25,36 \cdot 2 = 4,768 \text{ (млн. руб.)} \quad (29)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (млн. руб.) указано для каждого из вариантов в таблице 1;

n - число трансформаторов.

Для варианта с трансформаторами ТДН 25000:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 37,65 \cdot 2 = 7 \text{ (млн. руб.)} \quad (30)$$

3. Приведенные затраты.

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K \cdot n + I_o + I_3, \quad (31)$$

где E_H - коэффициент дисконтирования, 0,15.

Для варианта с трансформаторами ТМН 16000 по выражению (31):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 25,36 \cdot 2 + 4,786 + 9,795 = 22,189 \text{ (млн. руб.)}$$

Для варианта с трансформаторами ТДН 25000:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 37,65 \cdot 2 + 7 + 14,5 = 32,79 \text{ (млн. руб.)}$$

Если выбирать силовой трансформатор как сказано в [18], то необходимо выбрать трансформатор ТМН 16000 так как этот вариант имеет наименьшие приведенные затраты. Однако полученное в выражении (3) значение коэффициента загрузки в аварийном режиме, показывает значение близкое к максимально допустимому. Поэтому примем вариант с трансформаторами марки ТДН 25000. Выбор трансформаторов марки ТДН 25000 основывался также и на значении коэффициента загрузки трансформатора в номинальном режиме, который равен:

- для трансформатора ТМН 16000:

$$k_3 = \frac{S_{i\max}}{2 \cdot S_m} = \frac{22,317}{2 \cdot 16} = 0,69 \quad (32)$$

- для трансформатора ТДН 25000:

$$k_3 = \frac{S_{i\max}}{2 \cdot S_m} = \frac{22,317}{2 \cdot 25} = 0,45 \quad (33)$$

Согласно ряду научных исследований и публикаций [4] показано, что выбор мощности силового трансформатора по экономическим характеристикам не всегда целесообразен, так как не позволяет получить действительно низкий уровень потерь и эффективности использования трансформатора. В [4] предлагается проводить выбор по оптимальному коэффициенту загрузки, который определяется максимальным КПД трансформатора. При этом коэффициент загрузки будет находиться в пределах $k_3 \in [0,4;0,5]$, при этом при проектировании и экономически обоснованном выборе мощности силового трансформатора коэффициент загрузки $k_3 \in [0,6;0,7]$. Оптимальный коэффициент загрузки может быть определен по выражению:

$$k_{3,opt} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_\kappa}} \quad (34)$$

где ΔP_x - паспортное значение потерь холостого хода, кВт;

ΔP_κ - паспортное значение потерь короткого замыкания, кВт.

Используя паспортные данные для трансформатора ТДН 25000 представленные в таблице 1 получим по выражению (34):

$$k_{3,opt} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_\kappa}} = \sqrt{\frac{19}{120}} = 0,397 \approx 0,4$$

Полученное значение в выражении (33) для трансформатора ТДН 25000 близко к оптимальному, поэтому принимаем окончательно к установке трансформатор марки ТДН 25000 с напряжением обмоток 110 кВ и 6 кВ.

Выводы по разделу:

1. По значению максимальной мощности подстанции определенному в разделе 1 ВКР и равному $S_{ПС\max} = S_{номр} = 22,317$ МВА к установке на подстанции принято к рассмотрению два варианта силовых трансформаторов ТМН 16000/110/6 кВ и ТДН 25000/110/6 кВ и определены их паспортные данные по каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор».

2. Построены годовые графики активной и полной мощности для проведения технико-экономического сравнения силовых трансформаторов.

3. Определены технико-экономические показатели для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110/6 кВ и варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДН 25000/110/6 кВ включающие в себя расчет потерь электрической энергии, стоимость потерь электрической энергии, стоимость затрат на установку силовых трансформаторов и значение приведенных затрат.

4. Определено значение оптимального коэффициента загрузки для предварительно выбранного силового трансформатора ТДН 25000/110/6 кВ равное 0,4. Расчетное значение коэффициента загрузки составило 0,45. Исходя из того, что оптимальный коэффициент близок по значению к расчетному, окончательно принято к установке на подстанции «Курумоч» два трансформатора марки ТДН 25000/110/6 кВ.

3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) выполним для схемы замещения, представленной на рисунке 7. Сначала выполним расчет симметричных токов короткого замыкания, так как симметричные, т.е. трехфазные токи короткого замыкания являются наиболее тяжелыми.

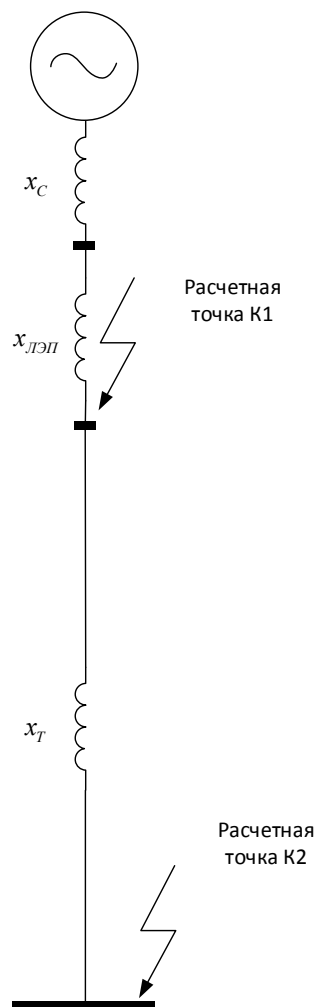


Рисунок 7 - Схема замещения для расчета ТКЗ

1. Сопротивление системы:

$$x_{*бс} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3400} = 0,294 \quad (35)$$

где $S_{к}$ - мощность короткого замыкания в энергосистеме, примем 3400 МВА.

2. Сопротивление ЛЭП:

$$x_{*бЛ} = x_{yд} l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,8 \quad (36)$$

где l - длина трассы воздушной линии, км;

$x_{yд}$ - удельное сопротивление воздушной линии, для линии напряжением 110 кВ примем равной 0,4 Ом/км.

3. Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{*бТ} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{25} = 4,2 \quad (37)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Результирующие сопротивления.

1. До расчетной точки К1:

$$x_{*резК1} = x_{*бС} + x_{*бЛ} = 0,294 + 1,8 = 2,094 \quad (38)$$

2. До расчетной точки К2:

$$x_{*резК2} = x_{*резК1} + x_{*бТ} = 2,094 + 4,2 = 6,294 \quad (39)$$

Периодическая составляющая ТКЗ:

$$I_{no} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брез}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}} \quad (40)$$

Используя выражение (40), определим значение для стороны 110 кВ получим:

$$I_{noK1} = \frac{E'_{*\delta}}{x_{*\delta_{резK1}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1}{2,094} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,397 \text{ (кА)}.$$

Используя выражение (40), определим значение для стороны 6 кВ получим:

$$I_{noK2} = \frac{E'_{*\delta}}{x_{*\delta_{резK1}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1}{6,294} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14,56 \text{ (кА)}$$

Ударный ТКЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_{y\delta} \quad (41)$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент, выбирается исходя из удаленности расчетной точки и класса напряжения расчетной точки.

По выражению (41) определим для стороны 110 кВ:

$$i_{y\delta K1} = \sqrt{2} \cdot I_{noK1} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot 1,8 = 5,234 \text{ (кА)}.$$

По выражению (41) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К2 (на стороне 10 кВ):

$$i_{y\delta K2} = \sqrt{2} \cdot I_{noK2} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 14,56 \cdot 1,94 = 39,94 \text{ (кА)}$$

После определения значений симметричных, т.е. трехфазных ТКЗ выполним расчет несимметричных ТКЗ: однофазного ТКЗ, двухфазного и двухфазного на землю. Для этого дополнительно составим схему нулевой последовательности, представленную на рисунке 8. Кроме схемы замещения нулевой последовательности для расчета несимметричных ТКЗ необходимо составить схему прямой и обратной последовательностей, однако эти схемы

будут аналогичны схеме замещения для расчета симметричных ТКЗ представленной на рисунке 7.

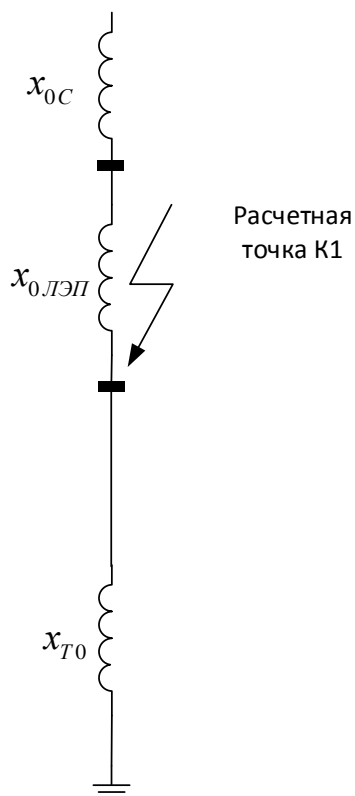


Рисунок 8 - Схема замещения нулевой последовательности

Для схемы нулевой последовательности сопротивление для воздушной линии:

$$x_{0ЛЭП} = 3,5 \cdot x_{*бл} = 3,5 \cdot 1,8 = 6,3 \quad (42)$$

Сопротивление до расчетной точки К1 для схемы нулевой последовательности:

$$x_{*0резК1} = x_{0C} + x_{0ЛЭП} + x_{T0} \quad (43)$$

$$x_{*0резК1} = 0,294 + 6,3 + 4,2 = 10,794$$

Базисный ток на стороне ВН:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Однофазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1} + x_{*0 \text{рез} K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,094 + 10,794} = 1,006 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Ударный ток однофазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,006 \cdot 1,8 = 2,56 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Двухфазный ток КЗ на землю в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{* \text{рез} K1} + 2 \cdot x_{*0 \text{рез} K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2,094 + 2 \cdot 10,794} = 0,636 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,636 \cdot 1,8 = 1,61 \text{ (кА)} \quad (48)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,094} = 2,0786 \text{ (кА)} \quad (49)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,0786 \cdot 1,8 = 5,291 \text{ (кА)} \quad (50)$$

Базисный ток на стороне НН:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,642 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К2, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E_{*\sigma}''}{2 \cdot x_{*резК2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 91,642 \cdot 1}{2 \cdot 6,294} = 12,6 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К2:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot 1,94 = 34,595, \text{ (кА)} \quad (53)$$

Все результаты расчетов занесем в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка	Результаты расчетов, кА			
	$I_{n0}^{(3)} / i_{y\delta}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y\delta}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y\delta}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y\delta}^{(2)}$
К1	2,397/5,234	1,006/2,56	0,636/1,61	2,0786/5,291
К2	14,56/39,94	-	-	12,6/34,595

Выводы по разделу:

1. Составлена схема замещения для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания.

2. Определены значения симметричных и несимметричных токов короткого замыкания для подстанции «Курумоч», максимальное значение получено для трехфазного КЗ, поэтому его будем использовать для проверки оборудования.

4 Выбор оборудования

4.1 Выбор выключателей

Высоковольтные выключатели характеризуются согласно [7] следующими параметрами:

1. Номинальный ток отключения, кА $I_{откл.ном}$;
2. Допустимое содержание апериодической составляющей тока в токе отключения, %, $\beta_{норм}$.
3. Цикл операций;
4. Стойкость при сквозных токах: термическая стойкость и электродинамическая стойкость;
5. Номинальный ток включения выключателя $I_{вкл.ном}$;
6. Собственное время отключения выключателя, $t_{с.в.}$, с;
7. Параметры восстанавливающегося напряжения.

Выбор высоковольтных выключателей рекомендуется производить по наиболее важным параметрам, к которым относятся:

1. По напряжению выключателя ($U_{ном}$) которое сравнивается с напряжением сети ($U_{сет.ном}$):

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} \quad (54)$$

2. По длительному току выключателя. Сравниваются расчетное значение тока для объекта ($I_{ном}$) с током выключателя ($I_{норм.расч}$):

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч} \quad (55)$$

Для распределительных подстанций с двумя силовыми трансформаторами, учитывая возможный переброс нагрузки с одного трансформатора на другой в допустимом аварийном режиме, в качестве

расчетного тока для выбора выключателя принимается ток при загрузке трансформатора с коэффициентов 1.4.

После выбора выключателя по условиям (54) и (55) необходимо выполнить его проверку. Проверка производится по следующим параметрам:

1. Симметричный ток отключения. Выполняется сравнение номинального тока отключения выключателя ($I_{откл.ном}$) со значением периодической составляющей тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя ($I_{нт}$):

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт}. \quad (56)$$

При удалении места КЗ от генераторов электростанций, например для подстанций распределительных сетей согласно [16] можно принять $I_{нт} = I_{н0}^{(3)}$.

2. Отключение аperiodической составляющей тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя. Сравнивается номинальное мгновенное значение тока аperiodической составляющей выключателя ($i_{а.ном}$) с расчетным значением аperiodической составляющей в момент размыкания контактов выключателя ($i_{ат}$):

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{норм}}{100} \geq i_{ат}. \quad (57)$$

Для условий проверки 1 и 2 время τ – это минимальное время отключения выключателя, которое может быть определено как сумма минимального времени срабатывания релейной защиты и собственного времени отключения выключателя:

$$\tau = t_{рз.min} + t_{с.в.}. \quad (58)$$

3. По включающей способности. Сравняется паспортное мгновенное значение тока включения выключателя ($i_{вкл}$) со значением ударного тока КЗ ($i_{уд.}$):

$$i_{вкл} \geq i_{уд.} \quad (59)$$

если в каталоге выключателя производителем не указано мгновенное значение ($i_{уд.}$), а указано действующее ($I_{вкл}$), то проверка по включающей способности выполняется путем сравнения ($I_{вкл}$) с начальным током периодической составляющей (I_{n0}):

$$I_{вкл} \geq I_{n0} \quad (60)$$

4. На электродинамическую стойкость. Сравняется паспортное значение наибольшего пика тока ($i_{пр.скв}$), в каталогах производителя может быть указан сразу ток электродинамической стойкости ($i_{дин.}$), с ударным током КЗ ($i_{уд.}$):

$$i_{пр.скв} = i_{дин.} \geq i_{уд.} \quad (61)$$

Если в каталоге производителя вместо мгновенного значения тока электродинамической стойкости указано только действующее значение ($I_{пр.скв}$), то оно сравнивается с током периодической составляющей в начальный момент времени (I_{n0}):

$$I_{пр.скв} \geq I_{n0} \quad (62)$$

5. На термическую стойкость. Проверка осуществляется по сравнению теплового импульса, который выдерживает выключатель ($B_{к.ном}$) с тепловым импульсом тока КЗ ($B_к$):

$$B_{к.ном} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_к = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_{а.экв}), \quad (63)$$

где $T_{а.экв}$ - эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $I_{терм.}$ - ток термической стойкости выключателя, значение указано в паспортных данных выключателя.

Определим параметры необходимые для выбора выключателя, так как номинальное напряжение сети известно: для стороны ВН 110 кВ, для стороны НН 6 кВ, то необходимо определить расчетное значение тока.

Определим величину расчетного тока для стороны 110 кВ:

$$I_{ном} = I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ (А)} \quad (64)$$

Определим величину расчетного тока для стороны 6 кВ:

$$I_{ном} = I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3367,87 \text{ (А)} \quad (65)$$

Интеграл Джоуля (термический импульс) для проверки выключателя на термическую стойкость токам КЗ.

Расчетное значение для стороны 110 кВ:

$$B_к = (I_{но}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (2,397)^2 \cdot (0,3 + 0,12) = 2,413 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (66)$$

Расчетное значение для выбранного выключателя на стороне 110 кВ;

$$B_{к.ном} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (67)$$

Расчетное значение для стороны 6 кВ:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (14,56)^2 \cdot (0,3 + 0,12) = 89. \text{ (кА}\cdot\text{с}^2) \quad (68)$$

Расчетное значение для выбранного выключателя:

$$B_{к.ном} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = (40)^2 \cdot 3 = 4800. \text{ (кА}\cdot\text{с}^2) \quad (69)$$

Значение апериодической составляющей в момент размыкания контактов выключателя.

Расчетное значение на стороне 110 кВ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,397 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,12}} = 4,35. \text{ (кА)} \quad (70)$$

Значение для выключателя на стороне 110 кВ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{норм}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45}{100} = 25,456. \text{ (кА)} \quad (71)$$

Расчетное значение на стороне 6 кВ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,56 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,12}} = 26,44. \text{ (кА)} \quad (72)$$

Значение для выключателя на стороне 6 кВ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{норм}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 52}{100} = 29,415. \text{ (кА)} \quad (73)$$

В выражении (73) значение $\beta_{норм}$ не указано в каталоге производителя [2] оборудования, поэтому оно было определено из [16] по собственному времени отключения выключателя 0,03 с.

Таблица 6 - Выбор и проверка выключателей

Параметр	Единица измерения	Расчетные параметры	Каталожные параметры	Расчетные параметры	Каталожные параметры
		Выключатель ВГТ-110Ш-40/2000		Выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000	
Условия выбора выключателя					
Напряжение	кВ	110	126	6	12
Ток	А	183,7	2000	3367,87	4000
Условия проверки выключателя					
На симметричный ток отключения	кА	2,397	40	14,56	40
На отключение аperiodической составляющей тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя	кА	4,35	25,456	26,44	29,415
На включающую способность	кА	5,234	40	39,94	40
На электродинамическую стойкость	кА	5,234	102	39,94	128
На термическую стойкость	кА·с ²	2,413	4800	89	4800

Анализ данных представленных в таблице 6 показывает, что условия проверки выключателей выполняются поэтому к установке на подстанции принимаются колонковый элегазовый выключатель марки ВГТ-110Ш-40/2000 [3] и вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 [2].

4.2 Выбор разъединителей

Для проектируемой подстанции с двумя классами напряжения: 110/6 кВ выбор разъединителей выполняется только для стороны ВН. Методика выбора аналогична методике выбора высоковольтного выключателя (54) и (55), с выбором конструкции разъединителя зависящей от взаимного расположения элементов схемы на территории ОРУ 110 кВ.

Проверка выбранного разъединителя выполняется без проверки на отключающую способность и на ток включения, так как разъединитель в схеме подстанции используется для создания видимых разрывов и не производит коммутаций нагруженных цепей. Методика проверки:

1. Проверка на электродинамическую стойкость (61);
2. Проверка на термическую стойкость (63).

Для выбора и проверки разъединителей составим таблицу, в которую занесем ранее рассчитанные значения из раздела выбора высоковольтных выключателей (64), (66).

Расчетное значение для выбранных разъединителей:

$$B_{к.ном} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА}\cdot\text{с}^2) \quad (74)$$

Таблица 7 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Параметр	Единица измерения	Расчетные параметры	Каталожные параметры	Расчетные параметры	Каталожные параметры
		Разъединитель РГ–110/1000УХЛ1		Разъединитель РГ–110.П/1000УХЛ1	
Условия выбора выключателя					
Напряжение	кВ	110	126	110	126
Ток	А	183,7	2000	183,7	1000
Условия проверки выключателя					
На электродинамическую стойкость	кА	5,234	80	5,234	80
На термическую стойкость	кА·с ²	2,413	2976,75	2,413	2976,75

Анализ данных представленных в таблице 7 показывает, что условия проверки и выбора разъединителей выполняются поэтому к установке на подстанции принимаются разъединитель РГ–110/1000УХЛ1 и разъединитель РГ–110.П/1000УХЛ1 [15].

4.3 Выбор измерительных трансформатора

Определим количество измерительных приборов для установки на подстанции согласно [16], перечень приборов для каждого класса напряжения сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Перечень приборов

Наименование прибора	Сторона 110 кВ			Сторона 6 кВ		
	Кол-во приборов	Мощность одного прибора		Кол-во приборов	Мощность одного прибора, ВА	
		ТТ	ТН		ТТ	ТН
Ваттметр	0	-	-	2	0,5	1,5
Счетчик активной энергии	0	-	-	16	2,5	2
Счетчик реактивной энергии	0	-	-	2	2,5	2
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения		-	-	2	-	2
Вольтметр переключающий для измерения фазных напряжений	0	-	-	2	-	2
Амперметр	0	-	-	14	0,5	0,5

Как видно из таблицы, установка измерительных приборов на стороне 110 кВ не требуется, все приборы устанавливаются только на стороне 6 кВ.

Расчет мощности приборов для подключения к трансформаторам тока и напряжения при использовании аналоговых каналов связи. Если используется цифровой канал или оптоволоконный, то выбор мощности измерительных трансформаторов не требуется [25], [Parker, P. M.]. К установке на подстанции предлагаются цифровые трансформаторы тока, при этом на стороне 110 кВ также будут устанавливаться измерительные трансформаторы тока, так как на стороне 110 кВ к ним будет выполняться подключение цепей

релейной защиты. Параметры предлагаемых к установке цифровых трансформаторов тока приведены в таблице 9 [22].

Таблица 9 - Параметры измерительных трансформаторов

Наименование параметра	Цифровой трансформатор тока марки ЦТТ-6(10) кВ	Цифровой комбинированный трансформатор тока ЦТН-6(10) кВ	Цифровой трансформатор тока марки ЦТТ-110 кВ
Номинальное напряжение	$6/\sqrt{3}$	$6/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$ кВ
Наибольшее рабочее напряжение	6,65 кВ	6,65 кВ	120,6
Номинальный ток	200	2500	200
Класс точности по току	0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5; 5P; 5TPE; 10P	0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5; 5P; 5TPE; 10P	0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5; 5P; 5TPE; 10P
Класс точности по напряжению	-	0.2; 0.5; 1.0; 3.0; 3P; 6P	-
Номинальная частота	50 Гц	50 Гц	50 Гц
Тип входа синхронизации времени	1PPS; PTP	1PPS; PTP	1PPS; PTP
Межповерочный интервал	8 лет		

Для выбора измерительных трансформаторов тока необходимо использовать значение номинального тока трансформатора.

Для стороны 110 кВ;

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ (А)} \quad (75)$$

Для стороны 6 кВ для ТТ на секционном выключателе и вводном выключателе:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405,62 \text{ (А)} \quad (76)$$

Для стороны 6 кВ для ТТ на отходящих линиях:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 192,45 \text{ (А)} \quad (77)$$

4.4 Выбор ошиновки

Ошиновка ОРУ 110 кВ выполняется гибкими шинами, подключение силового трансформатора к распределительному устройству 6 кВ выполняется гибкими токопроводами. Выбор сечения гибких шин и токопроводов выполняется по длительно допустимому току.

Номинальный ток для ВН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ (А)} \quad (78)$$

Номинальный ток для НН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 192,45 \text{ (А)} \quad (79)$$

По [13] выберем сечение гибких шин – ОРУ 110 кВ: АС-25/4,2 с сечением 25 мм² и длительно допустимым током 142 А, от силового трансформатора до РУ 6 кВ: АС-50/8 с сечением 50 мм² и длительно допустимым током 210 А.

Выполним проверку выбранных сечений на термическую стойкость токам КЗ.

Для ошиновки ОРУ 110 кВ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2413}}{76} = 0,65 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (80)$$

где B_k - интеграл Джоуля, значение определено при выборе выключателей в выражении (66), $A \cdot c^2$;

C - значение тепловой функции для проводов марки АС, выбрана по [16] для допустимой температуры при КЗ 160□.

Для гибких токопроводов на стороне 6 кВ, от силового трансформатора до РУ 6 кВ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{89000}}{76} = 3,925 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (81)$$

где B_k - интеграл Джоуля, значение определено при выборе выключателей в выражении (68), $A \cdot c^2$;

C - значение тепловой функции для проводов марки АС, выбрана по [16] для допустимой температуры при КЗ 160□.

Выбранные сечения проходят проверку на термическую стойкость.

Проверка на электродинамическую стойкость производится при значении трехфазного тока короткого замыкания выше 20 кА. Для стороны 110 кВ значение трехфазного тока КЗ равно 2,397 кА, а для стороны 6 кВ 14,56 кА. Так как все значения трехфазного тока короткого замыкания ниже 20 кА, то проверку на электродинамическую стойкость не выполняем согласно рекомендациям из [16].

Все выбранные сечения необходимо проверить на возникновение коронного разряда.

Определим значение критической напряженности электрического поля – напряжения возникновения коронного разряда для ошиновки ОРУ 110 кВ:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,28}} \right) = 38,88 \text{ (кВ/см)} \quad (82)$$

где r_0 - радиус одиночного провода, для провода АС-95 принят 0,28 см;

m - коэффициент шероховатости провода, для многопроволочного провода принят по [16] равным 0,82.

Определим значение критической напряженности электрического поля – напряжения возникновения коронного разряда для стороны 6 кВ от силового трансформатора до РУ 6 кВ:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,399}} \right) = 36,6 \text{ (кВ/см)} \quad (83)$$

где r_0 - радиус одиночного провода, для провода АС-50 принят 0,399 см;

m - коэффициент шероховатости провода, для многопроволочного провода принят по [16] равным 0,82.

Определим напряженность электрического поля у поверхности провода на АС-25 на ОРУ 110 кВ:

$$E = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,345 \cdot 110}{0,28 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,28}} = 43,3 \text{ (кВ/см)} \quad (84)$$

где D_{cp} - среднее расстояние между фазными проводниками, см;

U - линейное напряжение, кВ.

Определим, напряженность электрического поля у поверхности провода АС-50 от силового трансформатора до РУ 6 кВ:

$$E = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,345 \cdot 6}{0,399 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 220}{0,399}} = 1,83 \text{ (кВ/см)} \quad (85)$$

где D_{cp} - среднее расстояние между фазными проводниками, см;

U - линейное напряжение, кВ.

Условие возникновения коронного разряда:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (86)$$

Проверим для проводов ОРУ 110 кВ:

$$1,07 \cdot 43,3 = 46,3 > 0,9 \cdot 36,6 = 32,94 \quad (87)$$

Для выбранного провода условие отсутствия коронного разряда не выполняется, поэтому увеличим расстояние между фазами на ОРУ 110 кВ до 1000 см, тогда получим по выражению (84):

$$E = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,345 \cdot 110}{0,28 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 1000}{0,28}} = 37,13, \text{ (кВ/см)} \quad (88)$$

тогда условие (86):

$$1,07 \cdot 37,13 = 39,73 > 0,9 \cdot 36,6 = 32,94, \quad (89)$$

также не выполняется. Увеличим сечение провода, до значения до АС-95 с сечением 95 мм² и выполним расчет начальной напряженности и напряженности вокруг провода при расстоянии между фазами 1000 см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,55}} \right) = 34,86, \text{ (кВ/см)} \quad (90)$$

$$E = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,345 \cdot 110}{0,55 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 1000}{0,55}} = 20,53, \text{ (кВ/см)} \quad (91)$$

$$1,07 \cdot 20,53 = 21,967 < 0,9 \cdot 34,86 = 31,374. \quad (92)$$

Так как условие (86) при установке провода АС-95 выполняется, а длительно допустимы ток провода АС-95 выше чем АС-25, то для ошиновки ОРУ 110 кВ принимаем провод марки АС-95.

Для стороны 6 кВ проверка на коронирование по условию (86):

$$1,07 \cdot 1,83 = 1,958 > 0,9 \cdot 36,6 = 32,94. \quad (93)$$

Условие (86) для стороны 6 кВ выполняется, значит используем ранее выбранный провод марки АС-50.

Вводы по разделу:

1. Выбраны высоковольтные колонковые элегазовые выключатели марки ВГТ-110Ш-40/2000 для установки на ОРУ 110 кВ.

2. Выбраны высоковольтные вакуумные выключатели марки Выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 для установки в распределительном устройстве 6 кВ.

3. Для ОРУ 110 кВ выбраны высоковольтные разъединители типа РГ-110/1000УХЛ1 с одним заземляющим ножом и разъединитель РГ-110.П/1000УХЛ1 с двумя заземляющими ножами.

4. Определен состав средств измерения на подстанции. Принято, что все измерения производятся только на стороне 6 кВ. Составлен перечень устанавливаемых приборов.

5. Выбраны цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения для установки на стороне 6 кВ и 110 кВ. На стороне 110 кВ устанавливаются только трансформаторы тока для подключения к ним цепей релейной защиты и автоматики, а на стороне 6 кВ комбинированные трансформаторы тока и напряжения и трансформаторы тока для нужд релейной защиты и автоматики, а также для учета электрической энергии и проведения измерений. Выбраны измерительные трансформаторы марок ЦТТ-6(10) кВ, ЦТН-6(10) кВ, ЦТТ-110 кВ.

5 Релейная защита трансформатора

Выполним расчет уставок микропроцессорного терминала релейной защиты Сириус-Т для двухобмоточного силового трансформатора марки ТДН 25000/110/6 кВ. Используются методики расчета представленные производителем оборудования [1], а также рекомендации и описание принципов расчета уставок представленных в [25], [27].

Выполним расчет уставок ДЗТ. Определим номинальный ток силового трансформатора для стороны 110 кВ:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2. \text{ (А)} \quad (94)$$

Для стороны 6 кВ:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405,6. \text{ (А)} \quad (95)$$

Так как устанавливаются на подстанции цифровые измерительные трансформаторы, то рассчитаем требуемый коэффициент трансформации из условия, что вторичный ток равен $I_{ном.2}$ 1 А.

Для стороны 110 кВ:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{I_{ном.ВН}}{I_{ном.2}} = \frac{131,2}{1} = 131,2. \quad (96)$$

Для стороны ВН примем ближайшее большее значение стандартного коэффициента трансформации равное $K_{ТТ.ВН} = 150$.

Для стороны 6 кВ:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{I_{ном.НН}}{I_{ном.2}} = \frac{2405,6}{1} = 2405,6. \quad (97)$$

Для стороны НН примем ближайшее большее значение стандартного коэффициента трансформации равное $K_{ТТ.НН} = 2500$.

Ток во вторичной цепи измерительного ТТ в номинальном режиме для стороны ВН:

$$I_{ном.2.ВН} = \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{131,2}{150} = 0,87. \text{ (А)} \quad (98)$$

Ток во вторичной цепи измерительного ТТ в номинальном режиме для стороны НН:

$$I_{ном.2.НН} = \frac{I_{ном.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{2405,6}{2500} = 0,96. \text{ (А)} \quad (99)$$

Максимальный ток в канале измерения:

обмотка ВН:

$$I_{макс ПТН ВН} = k_{пер} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{ТТ ВН}} = 2 \cdot \frac{2397}{150} = 31,96. \text{ (А)} \quad (100)$$

где $k_{пер} = 2$ – коэффициент переходного режима.

обмотка НН:

$$I_{макс ПТН НН} = k_{пер} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{ТТ НН}} = 2 \cdot \frac{14560}{2500} = 11,65. \text{ (А)} \quad (101)$$

Выполним расчет уставки дифференциальной токовой отсечки (ДТО).

Диапазон регулирования напряжения устройством РПН:

$$U_{рег} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16. \quad (102)$$

Относительный расчётный тока небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 0,4 \cdot \frac{I_{н0.НН}^{(3)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}}{I_{ном.ВН}} = 0,4 \cdot \frac{14560 \cdot \frac{6}{110}}{131,2} = 2,4. \quad (103)$$

Уставка ДТО:

$$I_{ДТО} = 1,2 I_{НБ\ расч} = 1,2 \cdot 2,4 = 2,88. \quad (104)$$

Уставка начального срабатывания ДЗТ принимается $I_{ДЗТ\ нач} = 0,3$.

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{\chi} = \frac{0,9 I_{н0.НН}^{(3)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}}{I_{ВН} \cdot I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,9 \cdot 14560 \cdot \frac{6}{110}}{131,2 \cdot 0,3} = 18,16, \quad (105)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям расчета, так как полученное значение выше двух.

Выводы по разделу:

1. Выполнен расчет уставок микропроцессорного терминала дифференциальной защиты трансформатора марки Сириус-Т.
2. Выполнена проверка рассчитанных уставок ДЗТ по коэффициенту чувствительности к току КЗ на стороне НН, полученное значение превышает нормируемое равное двум, следовательно, защита чувствительна.

6 Молниезащита и заземление

6.1 Молниезащита

Расчет системы молниезащиты подстанции выполнен по методике представленной в [26], [18], [16] и на основании рекомендаций [14], [8].

Размеры подстанции определены в разделе 1 ВКР (рисунок 3) 58×91 м. Примем расстояния между молниеотводами $l_1 = 55$ м, $l_2 = 88$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{55^2 + 88^2} = 103,7 \text{ (м)} \quad (106)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{103,7}{8} = 12,97. \quad (107)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 9,7 + 12,97 = 22,67 \text{ (м)} \quad (108)$$

Примем типовое значение высоты молниеприемника СМ-25 – 25 м, тогда из выражения (108) получим:

$$h_a = h - h_x = 25 - 9,7 = 15,3 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (109)$$
$$103,7 \leq 122,4 \leq 122,4.$$

Условие выполняется, тогда определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а также радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по формулам:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23, \text{ (м)} \quad (110)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(25 - 1,1 \cdot 9,7) = 21,495 \approx 21,5, \text{ (м)} \quad (111)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5, \text{ (м)} \quad (112)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяется по выражениям, представленным ниже:

- для молниеприемников с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 23 - 0,14(55 - 25) = 18,8, \text{ (м)} \quad (113)$$

- для молниеприемников с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 23 - 0,14(88 - 25) = 14,2, \text{ (м)} \quad (114)$$

Для выбранного типового молниеприемника ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5. \text{ (м)} \quad (115)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников определяются по формулам:

- для ближайших молниеприемников:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{18,8 - 9,7}{18,8} = 18,2. \text{ (м)} \quad (116)$$

- для удаленных молниеприемников:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{14,2 - 9,7}{14,2} = 11,9. \text{ (м)} \quad (117)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеприемников, а также с рассчитанной зоной действия молниезащиты представлен в графической части ВКР на формате А1, также план молниезащиты показан на рисунке 9, где зеленым цветом показана граница зоны действия молниезащиты.

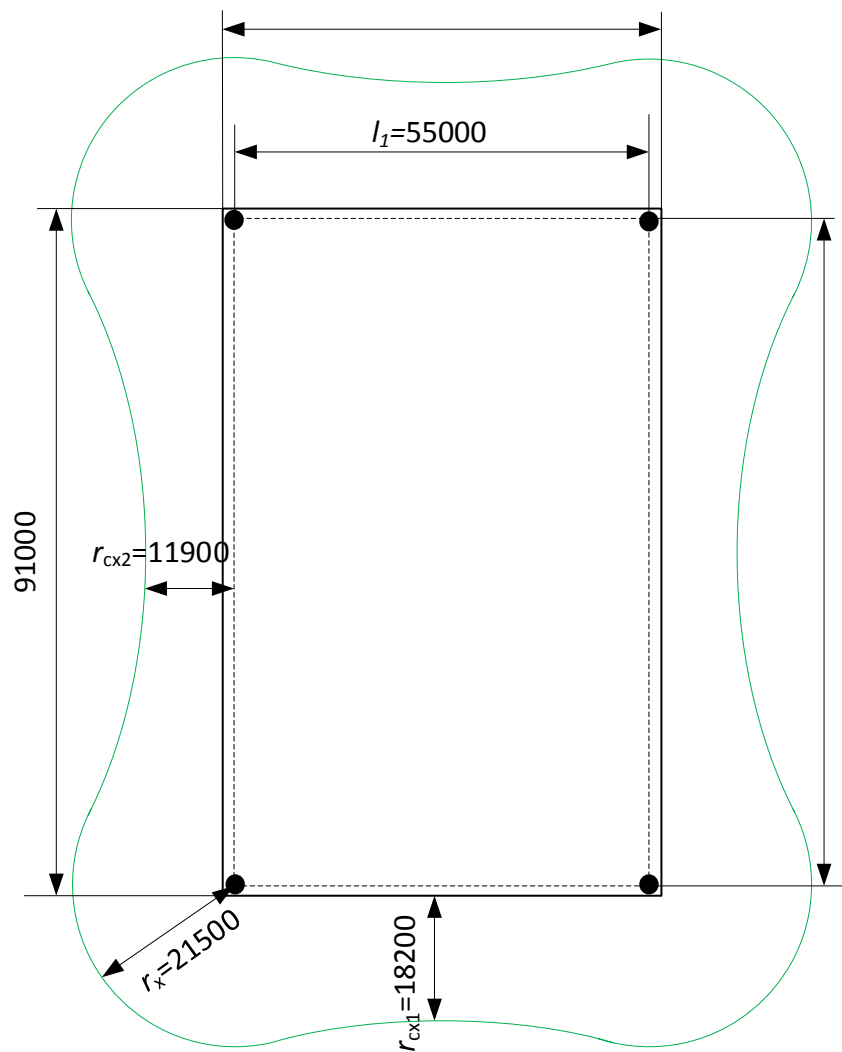


Рисунок 9 - План молниезащиты подстанции

6.2 Заземление

Для расчета системы заземления составим расчетный план расположения заземлителей на подстанции «Курумоч», представленный на рисунке 10. Расчет заземления выполнен с использованием источников [18], [16], [17] и [14].

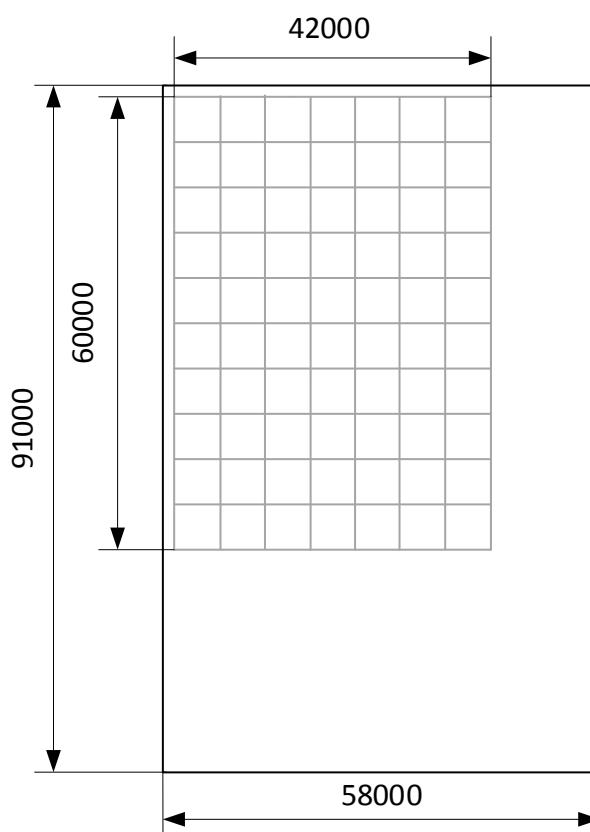


Рисунок 10 - План расчета заземления

Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 1422}{6 \cdot \sqrt{2520}} \right)^{0,45}} = 0,113, \quad (118)$$

где $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят однородным,

$$\text{то } \frac{\rho_1}{\rho_2} = 1;$$

$l_g = 5$ (м) – длина вертикального заземлителя;

$L_z = 1422$ (м) – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 6$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 2520$ м² – площадь заземляющего устройства.

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}} = \frac{500}{0,113} = 4424,7, \text{ (В)} \quad (119)$$

что в пределах допустимого значения, т.е. ниже 10000 В.

Сопротивление заземляющего устройства (ЗУ):

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{4424,7}{1006} = 4,4, \text{ (Ом)} \quad (120)$$

где I_3 – ток однофазного КЗ получен в разделе 3 ВКР.

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{2520} = 50,2$ (м). Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1422}{2 \cdot \sqrt{2520}} - 1 = 13,2, \quad (121)$$

Принимаем $m = 13$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{2520} \cdot (13 + 1) = 1405,6 \approx 1406. \text{ (м)} \quad (122)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2520}}{13} = 3,9 \text{ (м)} \quad (123)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_{\epsilon} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\epsilon}} = \frac{\sqrt{2520} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 40,1 \text{ (шт.)} \quad (124)$$

Принимаем $n_{\epsilon} = 40$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon} = 5 \cdot 40 = 200 \text{ (м)} \quad (125)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 1}{\sqrt{2520}} = 0,119 > 0,1.$$

Тогда:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 1}{\sqrt{2520}} \right) = 0,355, \quad (126)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_{\epsilon}} = 0,355 \cdot \frac{20}{\sqrt{2520}} + \frac{20}{1406 + 200} = 0,152 \text{ (Ом)} \quad (127)$$

Полученное значение меньше допустимого $R_{3,доп} = 4,4 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,113 \cdot 1006 \cdot 0,152 = 17,3, \text{ (В)} \quad (128)$$

что меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [14].

Выводы по разделу:

1. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «Курумоч», для которой выбрана установка четырех стержневых молниеотводов типа СМ-25 с высотой 25 м.

2. Выполнен расчет системы заземления подстанции «Курумоч». Для системы заземления выбрано 40 вертикальных заземлителей, которые необходимо закапывать на подстанции на глубину 1 м. Система заземления представляет собой квадрат размером 50,2×50,2 м, с ячейками размером 3,9 м. Вертикальные заземлители устанавливаются по периметру квадрата системы заземления. Напряжение прикосновения при однофазном КЗ составило 17,3 В, что не превышает допустимого. Заземление выполняется стальным плоским профилем размерами 50×15 для горизонтальных заземлителей, и уголком 50×50 для вертикальных заземлителей. Крепление горизонтальных и вертикальных заземлителей выполняется сваркой. Дополнительная подсыпка гравием не используется. В расчете сопротивления системы заземления подстанции не учитывалось сопротивление естественных заземлителей, т.е. фундаментов оборудования, порталных опор и т.д. После монтажа системы заземления необходимо выполнить замер сопротивления и сравнить его с расчетным.

Заключение

Для выполнения выпускной квалификационной работы были использованы данные представленные в открытых источниках, поэтому на первом этапе было необходимо определить месторасположения объекта выпускной квалификационной работы – подстанции 110/6 кВ «Курумоч». Подстанция «Курумоч» 110/6 кВ относится к филиалу ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». Подстанция расположена в Волжском районе Самарской области не далеко от поселка «Курумоч».

После определения места расположения подстанции, была составлена схема, на которой отражены линии связи с другими подстанциями и определена текущая загрузка подстанции «Курумоч» по данным эксплуатирующей организации представленным в открытых источниках. По составленной карте была определена компоновка подстанции до реконструкции и ее габаритные размеры. Для выбора силовых трансформаторов и для обоснования проведения реконструкции подстанции была определена расчетная максимальная мощность. По значению максимальной мощности подстанции определенному в разделе 1 ВКР и равному $S_{ПС\max} = S_{номр} = 22,317$ МВА к установке на подстанции были приняты два силовых трансформатора марки ТДН 25000/110/6 кВ производства ООО «Тольяттинский Трансформатор». Выбор силовых трансформаторов выполнялся по величине приведенных затрат, а также по величине оптимального коэффициента загрузки. Расчетное значение оптимального коэффициента загрузки составило 0,45 для трансформатора ТДН 25000/110/6, а согласно построенному годовому графику нагрузки подстанции максимальное значение коэффициента загрузки составило 0,45. Этот факт близости по значению коэффициента загрузки к оптимальному послужил основанием для окончательного выбора силового трансформатора марки ТДН 25000/110/6 кВ.

Для выбора и проверки оборудования подстанции необходимо было определить уровни токов короткого замыкания после замены силового трансформатора, для этого в разделе 3 ВКР составлена схема замещения для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания для которой определены значения симметричных и несимметричных токов короткого замыкания для подстанции «Курумоч», максимальное значение получено для трехфазного КЗ, поэтому его использовали для проверки оборудования. После выполнения проверки оборудования на подстанции приняты к установке высоковольтные колонковые элегазовые выключатели марки ВГТ-110Ш-40/2000 для установки на ОРУ 110 кВ, высоковольтные вакуумные выключатели марки ВВЭ-СМ-10-40/4000 для установки в распределительном устройстве 6 кВ. Для ОРУ 110 кВ выбраны высоковольтные разъединители типа РГ-110/1000УХЛ1 с одним заземляющим ножом и разъединитель РГ-110.П/1000УХЛ1 с двумя заземляющими ножами.

Определен состав средств измерения на подстанции. Принято, что все измерения производятся только на стороне 6 кВ. Составлен перечень устанавливаемых приборов. Выбраны цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения для установки на стороне 6 кВ и 110 кВ. На стороне 110 кВ устанавливаются только трансформаторы тока для подключения к ним цепей релейной защиты и автоматики, а на стороне 6 кВ комбинированные трансформаторы тока и напряжения и трансформаторы тока для нужд релейной защиты и автоматики, а также для учета электрической энергии и проведения измерений. Выбраны измерительные трансформаторы марок ЦТТ-6(10) кВ, ЦТН-6(10) кВ, ЦТТ-110 кВ.

1. Защита силового трансформатора выполнена на микропроцессорном блоке Сириус-Т, для его применения на подстанции после реконструкции выполнен расчет уставок терминала дифференциальной защиты трансформатора марки Сириус-Т. Проверка рассчитанных уставок ДЗТ выполнялась по коэффициенту чувствительности к току КЗ на стороне НН,

полученное значение превышает нормируемое равное двум, следовательно, защита чувствительна.

Для защиты от прямых ударов молнии в оборудование и на территорию подстанции выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «Курумоч», для которой выбрана установка четырех стержневых молниеотводов типа СМ-25 с высотой 25 м.

Выполнен расчет системы заземления подстанции «Курумоч». Для системы заземления выбрано 40 вертикальных заземлителей, которые необходимо закапывать на подстанции на глубину 1 м. Система заземления представляет собой квадрат размером 50,2×50,2 м, с ячейками размером 3,9 м. Вертикальные заземлители устанавливаются по периметру квадрата системы заземления. Напряжение прикосновения при однофазном КЗ составило 17,3 В, что не превышает допустимого.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции подстанции «Курумоч» соответствующий все нормативно-техническим актам и требованиям.

Список используемых источников

1. АО «РАДИУС Автоматика». Рекомендации по выбору уставок устройств защиты двухобмоточного трансформатора "Сириус-Т" // Веб-сайт компании АО «РАДИУС Автоматика». 2010. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf (дата обращения: 07.05.2021).
2. Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ [Электронный ресурс] // Веб-сайт Электротехнического Завода КОНСТАЛИН: [сайт]. [2021]. URL: <https://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=1893> (дата обращения: 09.02.2021).
3. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования "ЗЭТО": [сайт]. [2021]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 08.02.2021).
4. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, 5(6), 2013. С. 66-71.
5. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных.
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
7. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 91 с.
8. Егоров В.А., Котов Г.А., Ермаков А.П., Иванов А.Н. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЭНАС, 2017. 48 с.
9. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2021].

URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 06.02.2021).

10. Карта центров питания. [Электронный ресурс] // Россети. Портал электросетевых услуг.: [сайт]. [2021]. URL: https://портал-тп.рф/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 06.02.2021).

11. Каталог подстанций России energybase.ru [Электронный ресурс] // Электроэнергетика. Нефть и Газ. Сайт для поставщиков energybase.ru: [сайт]. [2021]. URL: <https://energybase.ru/substation> (дата обращения: 06.02.2021).

12. Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения // Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств. Исполнительный Комитет. 2019. URL: <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGN-new/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%20%D0%BF%D0%BE%20%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%BE%D1%80%20%D0%BF%D0%BE%D1%82%D1%80.pdf> (дата обращения: 30.03.2021).

13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5th ed. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. 607 с.

14. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.

15. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).

16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.

17. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.

18. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
20. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО "ФСК ЕЭС", 2010. 128 с.
21. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор". 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.04.2021).
22. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).
23. Power System Analysis and Design. 3rd ed. Cengage Learning, 2016. 864 pp.
24. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
25. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
26. Parker P.M. The 2021-2026 World Outlook for Electric Power Substation Automation. ICON Group International, Inc, 2021. 300 pp.
27. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.