

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 110/10 кВ  
«Самбек»

Студент

В.Н. Бояркин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2021

## Аннотация

В пояснительной записке выпускной квалификационной работы отражены основные результаты выполненного проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Самбек».

Произведен подробный анализ подстанции, результаты которого позволили обосновать актуальность и необходимость выполнения выпускной квалификационной работы на данную тему. Кроме того, анализ подстанции позволил определить текущую загрузку подстанции 27,734 МВА. На основании этого значения выбраны два варианта установки силовых трансформаторов. Выбор силовых трансформаторов проводился между двумя силовыми трансформаторами марки ТРДН 25000/110/10/10 и двух трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10/10. Проведенный технико-экономический анализ двух вариантов показал, что вариант с двумя силовыми трансформаторами марки ТРДН 32000/110/10/10 является оптимальным по критерию минимума приведенных затрат.

На основании результатов выбора силовых трансформаторов выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Значения токов короткого замыкания использованы для выбора и проверки высоковольтного оборудования, расчете уставок релейной защиты силового трансформатора, а также расчете системы заземления.

Для защиты территории подстанции спроектирована система молниезащиты.

Пояснительная записка выполнена на 65 листах, содержит 14 рисунков и 6 таблиц. Графическая часть ВКР представлена на шести листах формата А1 и отражает основные результаты ВКР.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции .....	6
2 Анализ потребителей и загрузки подстанции .....	10
3 Выбор силовых трансформаторов.....	14
4 Токи короткого замыкания.....	26
5 Выбор схемы подстанции.....	36
6 Выбор оборудования.....	39
7 Релейная защита .....	45
8 Молниезащита .....	50
9 Заземление .....	53
Заключение .....	57
Список используемых источников.....	62

## Введение

Единая энергетическая система (ЕЭС) России включает в себя объекты генерации (электрические станции) различного вида, электрические подстанции, а также линии электропередачи. Основой нормального функционирования ЕЭС России является обеспечение баланса активной мощности, который связан с необходимостью своевременного строительства новых объектов генерации или их модернизацией, а также со строительством новых электрических подстанций или их реконструкции.

Темпы развития электроэнергетической отрасли должны опережать темпы развития всех отраслей народного хозяйства. Исходя из этого тема выпускной квалификационной работы, направленная на реконструкцию электрической части понизительной подстанции, является актуальной.

Основываясь на ряде источников [19], [18] можно утверждать о том, что за последние годы наметилась тенденция снижения износа оборудования трансформаторных подстанций в целом по ЕЭС России, однако индекс технического состояния (ИТС) для силовых трансформаторов подстанций показывает «Отличное» и «Хорошее» состояние только для 50% всех силовых трансформаторов ЕЭС, остальные имеют либо удовлетворительное значение, либо неудовлетворительное значение. Основываясь на этом, можно предположить о том, что реконструкция подстанций с заменой силовых трансформаторов является важной и актуальной задачей до сих пор.

Кроме того, наметившиеся тенденции цифровизации электроэнергетической отрасли России [4], [29] говорят о необходимости внедрения современных цифровых технологий и на уровнях управления электрическими подстанциями, что в свою очередь, требует установки измерительного оборудования нового вида, а также проектирования высокоскоростных каналов передачи информации. Для этого на подстанциях необходимо выполнять замену морально устаревшего измерительного оборудования на современное – цифровое. Должны устанавливаться системы цифрового мониторинга, системы измерений, системы автоматики и системы

защиты оборудования, функционирующие на получении и преобразовании цифровых сигналов, в том числе и с использованием волоконно-оптических линий связи, а внедрение на подстанциях цифровых оптических измерительных трансформаторов поможет решить эту проблему и ускорить цифровизацию электроэнергетической отрасли с обеспечением требуемых показателей надежности.

Для выполнения выпускной квалификационной работы была выбрана трансформаторная подстанция напряжением 110/10 кВ «Самбек». По данным информационных ресурсов [12] [13] определены связи объекта реконструкции, его расположение, а также текущая загрузка и перечень установленного на подстанции основного оборудования.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы определена и обозначенной актуальности определена цель работы – разработка проекта реконструкции электрической части подстанции с повышением установленной мощности силовых трансформаторов.

Для выполнения цели ВКР необходимо решить задачи:

1. Проанализировать текущее состояние подстанции;
2. Определить направления проведения реконструкции электрической части подстанции,
3. Выбрать оптимальный состав оборудования подстанции, удовлетворяющей требованиям по загрузке и цифровизации.

При выполнении выпускной квалификационной работы, а в частности, при выборе объекта, определении исходных данных, определении необходимости проведения реконструкции, а также данных о расположении подстанции использованы данные из открытых источников.

## 1 Характеристика подстанции

Подстанция 110/10 кВ Самбек расположена в Ростовской области, вблизи села Самбек и трассы Е53 Ростов-Таганрог. План расположения подстанции 110/10 кВ «Самбек» представлена рисунке 1.

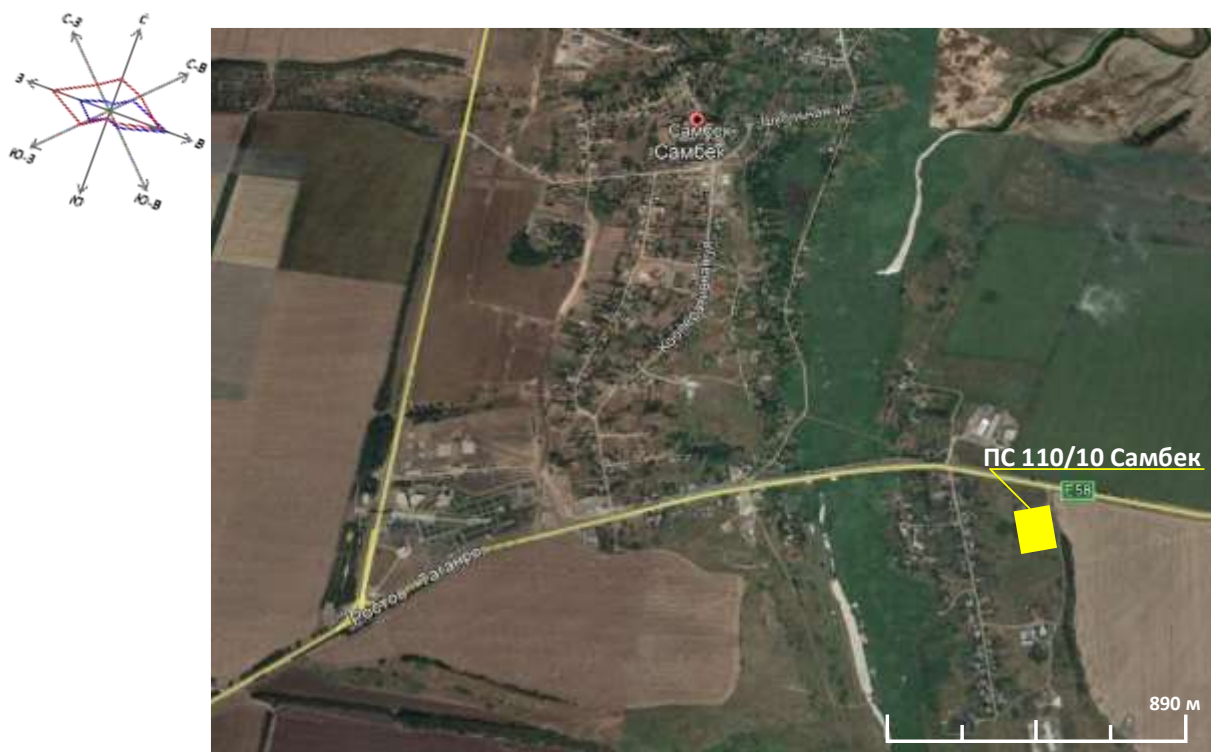


Рисунок 1 - Расположение подстанции «Самбек»

Подстанция «Самбек» находится в ведении Россети-Юг, филиал Ростовэнерго. Обслуживающий РЭС: Неклиновский район электрических сетей. На подстанции установлено два силовых трансформатора: Т1 мощностью 10 МВА и Т2 мощностью 16 МВА. Год ввода в эксплуатацию подстанции «Самбек» - 1969. Питание подстанции «Самбек» осуществляется по двум высоковольтным воздушным линиям электропередачи напряжением 110 кВ: ВЛ-1 и ВЛ-2. ВЛ-1 связывает подстанцию «Самбек» с узловой подстанцией Т-10 220/110/27,5/10 кВ, а ВЛ-2 связывает подстанцию «Самбек» с подстанцией 110/35/10 кВ «Синявская», рисунок 2.

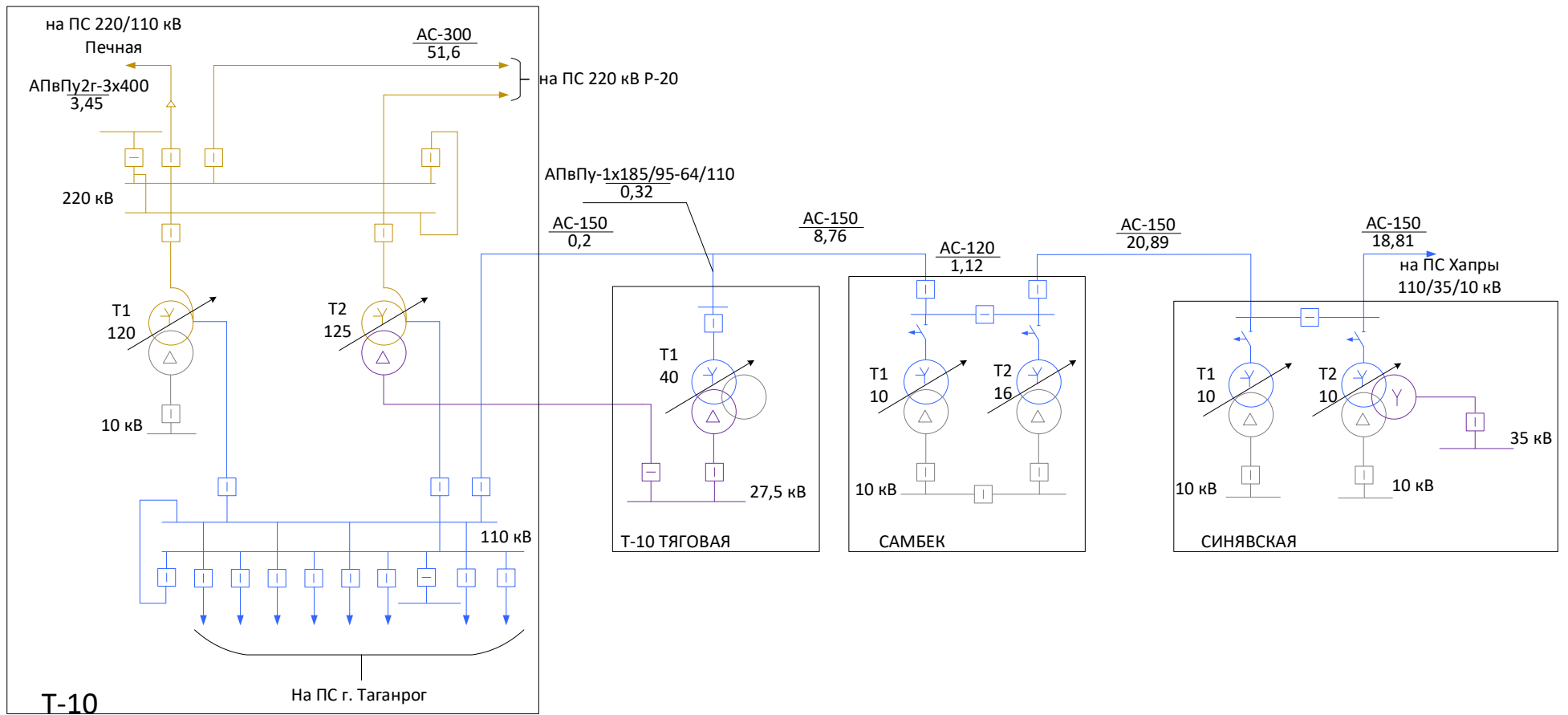


Рисунок 2 - Схема подключения ПС «Самбек» в энергосистему

В районе расположения подстанции «Самбек» , на рисунке 1 показана ветровая нагрузка для января (синяя линия) и июля (красная линия). Климат в районе размещения ПС «Самбек» относительно сухой, с избытком тепла и относительным недостатком влаги, смягчается морскими бризами и имеет переходный от мягко континентального к субтропическому климату средиземноморского типа. Среднегодовая температура +10,4 °С. Абсолютный максимум температуры до +41 °С в тени, абсолютный минимум до –32 °С. Температура зимой редко опускается ниже –10 С.

Компоновка и размеры подстанции «Самбек» показаны на рисунке 3. Питание на ПС «Самбек» является проходной подстанцией, питание на ПС приходит с двух воздушных линий ВЛ-1 и ВЛ-2, поэтому в цепях линий установлен транзитный выключатель, на рисунке 3 показан блоком «Транзитная часть ПС». В цепях силовых трансформаторов на РУ ВН (рисунок 3) Т1 и Т2 ПС «Самбек» используется упрощенная схема на отделителях. Вопрос целесообразности использования отделителей в цепях трансформаторов на современной ПС предлагается рассмотреть в разделе выбора схемы подстанции. Схему необходимо выполнить с сохранением питания с двух приходящих ВЛ и сохранением транзитного выключателя, но за счет установки выключателей в цепях силовых трансформаторов повысить надежность защиты оборудования ПС и внести возможность использования современного оборудования свойственного для цифровых подстанций. Кроме того, на подстанции «Самбек» расположено здание оперативного пункта управления (ОПУ), рисунок 3. Размеры подстанции «Самбек» 112 м на 120 м, однако электрическая часть подстанции «Самбек» занимает не всю площадь подстанции, а именно 75 м на 112 м.



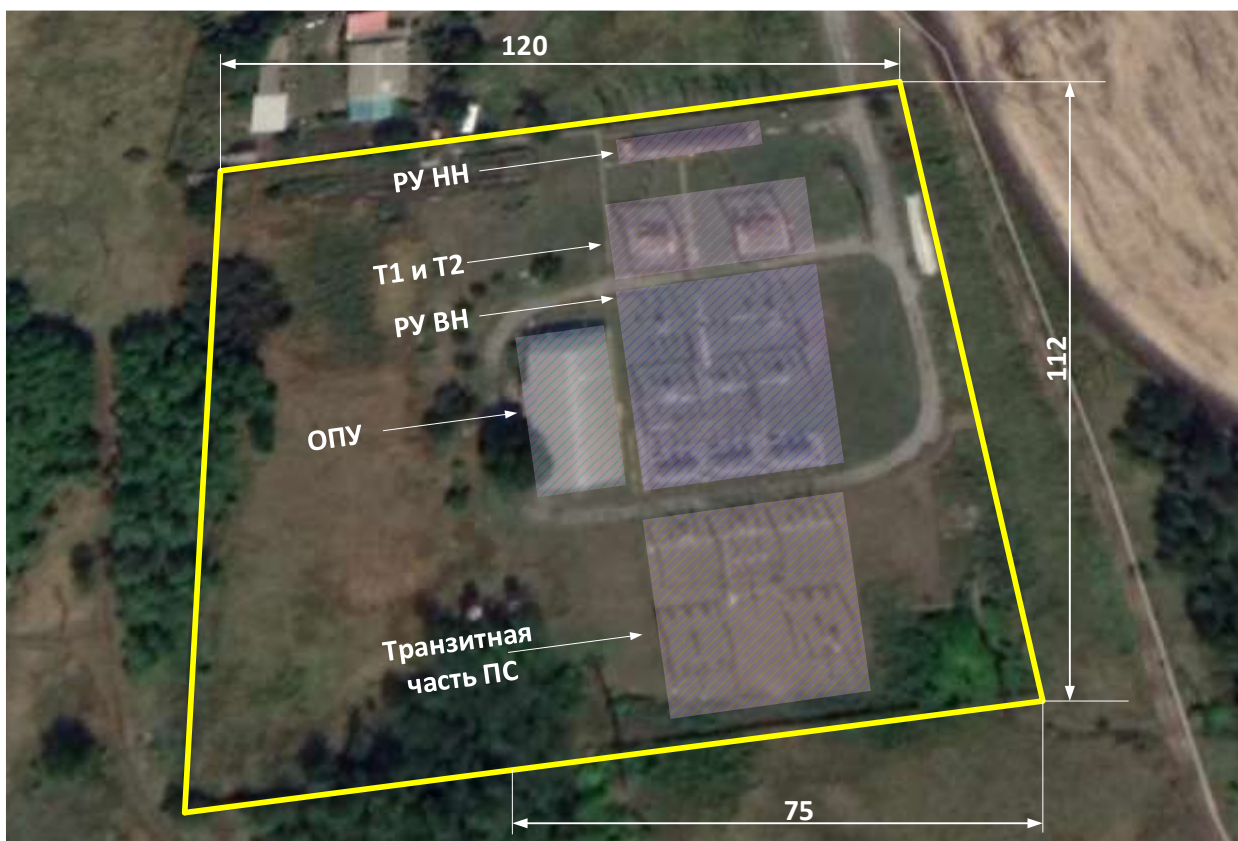


Рисунок 3 - Компоновка подстанции «Самбек»

#### Выводы по разделу 1

1. Определено месторасположения подстанции «Самбек» 110/10 кВ.
2. Определена существующая схема подстанции «Самбек» 110/10 кВ и связи подстанции с соседними ПС энергосистемы.
3. Определены размеры подстанции «Самбек», ее компоновка, а также площадь, занимаемая электрической частью подстанции.
4. Представлена климатическая характеристика района расположения подстанции и определена ветровая нагрузка. Представленные данные необходимы для выполнения последующих разделов ВКР.

## 2 Анализ потребителей и загрузки подстанции

Анализ загрузки подстанции при выполнении проекта реконструкции необходимо выполнять для определения оптимальной мощности требуемых трансформаторов. В данном разделе необходимо определить текущую загрузку силовых трансформаторов и определить перспективы роста нагрузки. Также необходимо построить годовые упорядоченные графики мощности для подстанции «Самбек» необходимые для проведения технико-экономического выбора мощности силовых трансформаторов.

Как было указано в разделе 1 ВКР, подстанция «Самбек» находится в ведении ПАО Россети Юг. По данным ПАО Россети Юг [11] текущая загрузка подстанции составляет 106,67 % от установленной мощности. Согласно схеме 2 на ПС «Самбек» установлено два силовых трансформатора, а общая установленная мощность подстанции составляет 26 МВА. Таким образом, текущая загрузка подстанции:

$$S_{загр} = S_{уст} \cdot \frac{k_{\%з}}{100} = 26 \cdot \frac{106,67}{100} = 27,734 \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Полученное значение мощности будем использовать при построении годового графика мощностей подстанции.

Подстанция «Самбек», как было указано в разделе 1 ВКР, расположена в селе Самбек, поэтому потребители подключенные к подстанции относятся в основном к коммунально-бытовой нагрузке, однако на территории села Самбек расположен народный военно-исторический музейный комплекс Великой Отечественной войны «Самбекские высоты» являющийся самым крупным региональным памятным комплексом, площадь занимаемая музейным комплексом составляет 14 Га. Также на территории Самбекского района функционирует несколько крупных агропромышленных предприятий, которые также получают питание от подстанции. Исходя из определенного типа потребителей подстанции «Самбек» по [24] [22] определим типовой вид

годового упорядоченного графика и построим его относительно мощности определённой в выражении (1). На рисунках 4, 5, 6 представлены упорядоченные годовые графики полной, активной и реактивной нагрузки подстанции соответственно. В таблице 1 представлены числовые данные по которым выполнено построение графиков на рисунках 4, 5, 6.

Таблица 1 - Данные для построения годовых графиков

Номер ступени графика	Длительность ступени графика, ч	Полная мощность на ступени графика, МВА	Активная мощность на ступени графика, МВА	Реактивная мощность на ступени графика, МВА
1	750	27,734	23,5739	14,60979
2	987	19,4138	16,50173	10,22685
3	650	16,50173	14,02647	8,692826
4	700	15,67664	13,32515	8,258184
5	1000	13,16838	11,19312	6,936875
6	1500	12,90501	10,96926	6,798137
7	875	10,06591	8,556024	5,302547
8	698	8,858001	7,529301	4,666242
9	879	8,415101	7,152836	4,432929
10	721	6,816232	5,793797	3,590673

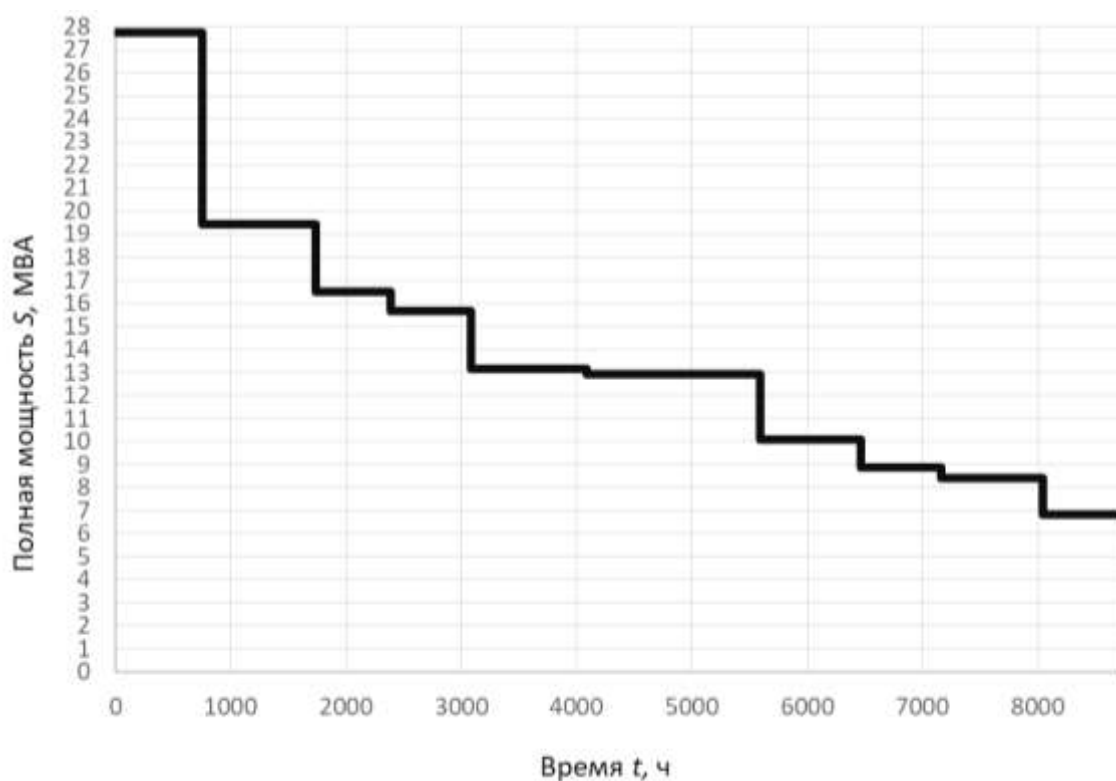


Рисунок 4 - Упорядоченный годовой график полной мощности

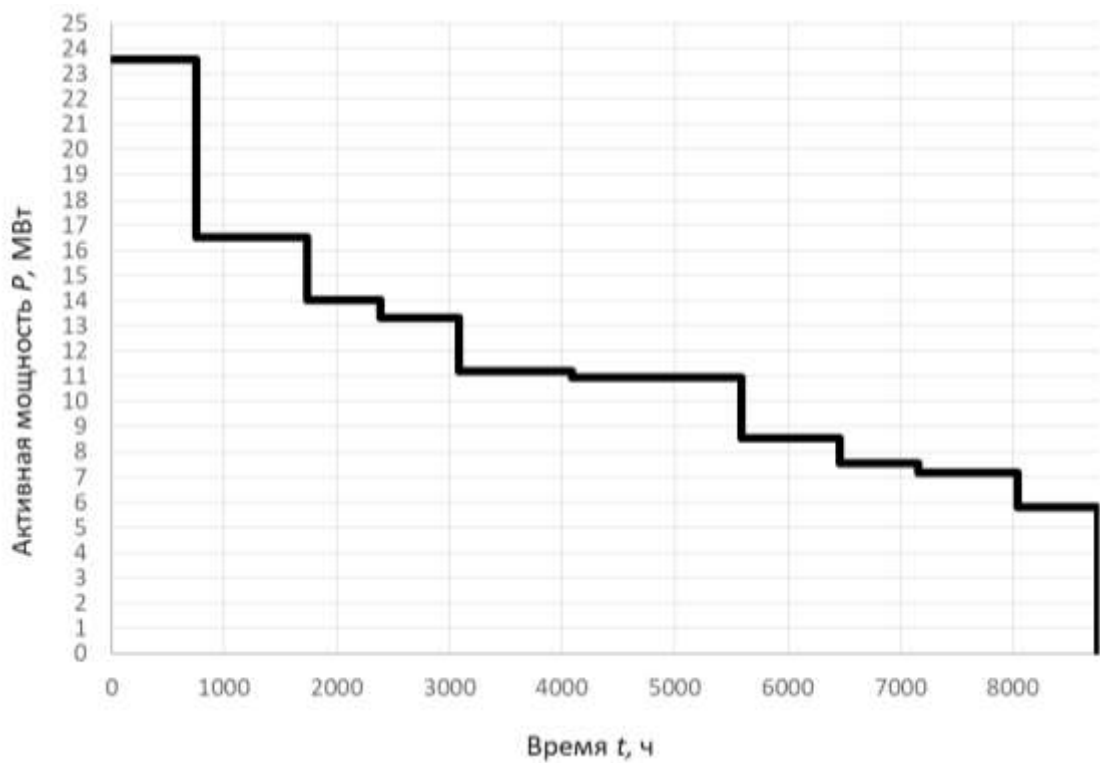


Рисунок 5 - Упорядоченный годовой график активной мощности

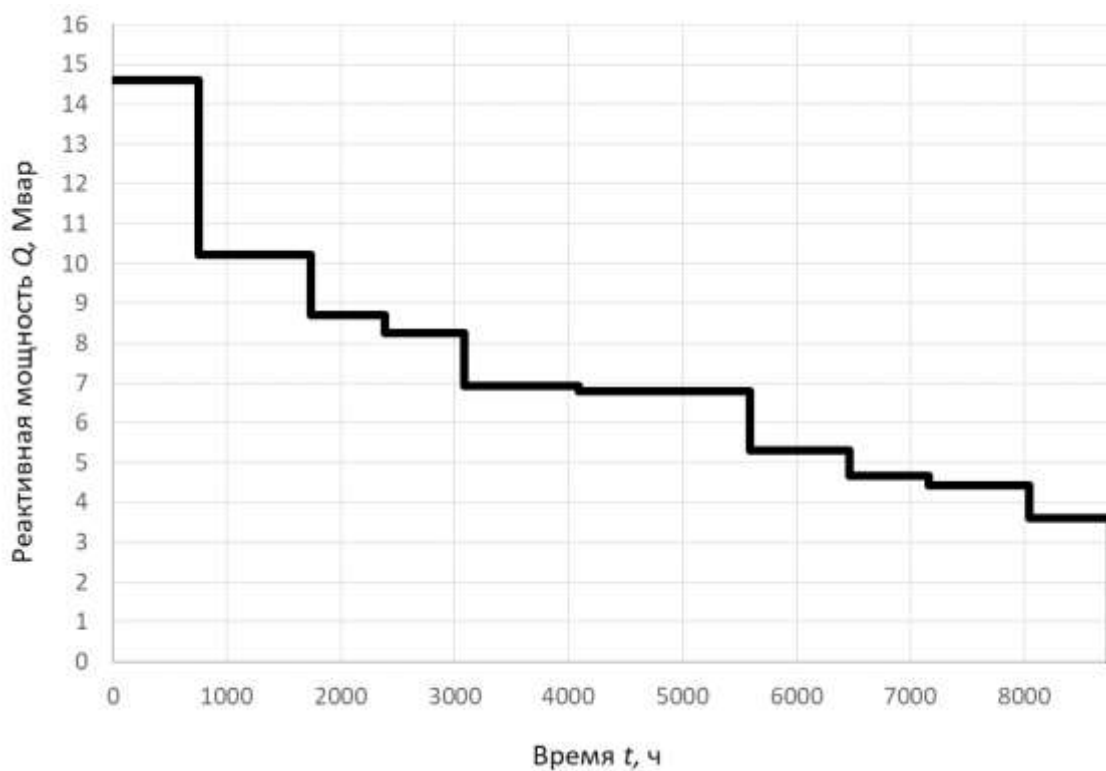


Рисунок 6 - Упорядоченный годовой график реактивной мощности

Выводы по разделу 2:

1. Проанализированы потребители подстанции 110/10 кВ «Самбек» . На основании проведенного анализа определены типовые годовые графики нагрузки подстанции.

2. Определено значение текущей загрузки подстанции по полной мощности. Загрузка подстанции по данным эксплуатирующей организации составила 106,67 %. На основании текущей загрузки определена мощность потребителей, подключенных к подстанции на основании определённой установленной мощности подстанции равной 26 МВА. Мощность потребителей составила 27,734 МВА.

3. Используя типовые годовые упорядоченные графики и, полученное значение полной мощности подстанции построены действительные годовые упорядоченные графики полной, активной и реактивной мощностей подстанции 110/10 кВ «Самбек» .

3. Для удобства проведения технико-экономических расчетов при выборе силовых трансформаторов составлена таблица с численными данными полной, активной и реактивной мощностей, номером ступени графика и длительностями каждой из них.

### 3 Выбор силовых трансформаторов

На подстанции «Самбек» согласно схеме на рисунке 2 установлено два силовых трансформатора разных мощностей. При реконструкции подстанции количество силовых трансформаторов изменять не целесообразно, поэтому число трансформаторов после реконструкции будет также  $n = 2$ . Кроме того, при выборе трансформаторов необходимо учитывать коэффициент загрузки каждого трансформатора. Согласно [23] целесообразно использовать коэффициент загрузки трансформатора на уровне  $k_3 = 0,5$ , так как это дает возможность перевода части мощности с одного трансформатора на другой и сохранение питания потребителей при выводе в ремонт или повреждении одного из трансформаторов. Поэтому при выборе мощности силового трансформатора будем использовать именно это значение, также, в связи с этим на подстанции будут использованы трансформаторы одинаковой мощности и типа. К подстанции подключены потребители первой категории надёжности электроснабжения, этот факт должен также быть учтен при выборе мощности силовых трансформаторов. Ориентировочно число потребителей третьей категории надёжности электроснабжения, подключенных к подстанции «Самбек» не превышает 15% от общего числа потребителей, потому примем коэффициент участия потребителей первой и второй категорий  $K_{I-II} = 0,85$ .

По значению полученному в (1) определим требуемую мощность силового трансформатора:

$$S_{T \min} = \frac{S_{загр} \cdot K_{I-II}}{2 \cdot k_3 (n-1)} = \frac{27,734 \cdot 0,85}{2 \cdot 0,5 (2-1)} = 23,57 \text{ МВА} \quad (2)$$

Силовые трансформаторы на предприятиях изготавливаются серийно согласно стандартной шкале мощностей [8], при выборе трансформаторов необходимо учитывать, что:

$$S_{T \min} \leq S_{T \text{станд.}} \quad (3)$$

где  $S_{T \text{станд.}}$  - номинальная мощность силового трансформатора согласно [8], МВА.

Используя стандартную шкалу мощностей трансформаторов определим, что условию (3) удовлетворяют два силовых трансформатора с мощностями 25 МВА и 32 МВА. Выполним поиск по каталогам производителей [9], [28] марок трансформаторов с мощностями 25 МВА и 32 МВА и напряжениями обмоток 110 кВ и 10 кВ. При поиске трансформаторов необходимо учитывать, что они будут эксплуатироваться на подстанции, поэтому номинальное напряжение обмоток ВН не должно быть выше 115 кВ. Кроме того, трансформатор должен иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Выбранные силовые трансформаторы и их паспортные данные занесем в таблицу 2, где представлены два варианта силовых трансформаторов.

Таблица 2 - Паспортные данные трансформаторов

Вариант	Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %				Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
			ВН	НН1, НН2		ВН-НН	ВН-НН1	ВН-НН2	НН1-НН2			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТРДН	25	115	11, 11	Y <sub>ВН</sub> /D-D-11-11	10,5	20	20	30	0,1	120	15
2	ТРДН	32	115	11, 11	Y <sub>ВН</sub> /D-D-11-11	10,5	н/д	н/д	н/д	0,2 5	160	25

Оба варианта представленные в таблице 2 удовлетворяют условию (3), имеют РПН и соответствуют требуемым напряжением обмоток. Вариант 1 производства Группа компаний «СВЭЛ», г. Екатеринбург, а вариант 2 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор», г. Тольятти.

Выполним сравнение технико-экономических показателей для двух вариантов установки силовых трансформаторов, на основании результатов которого примем окончательное решение о выборе типа трансформатора подстанции «Самбек» для установки после реконструкции. Методика технико-экономического сравнения двух вариантов установки силовых трансформаторов представлена в [22] и [24].

Выполним расчет показателей необходимых для количественной оценки потерь электрической энергии на подстанции. Расчет показателей выполним для всех трансформаторов, представленных в таблице 2. Оба трансформатора выполнены с расщеплением обмотки низкого напряжения.

Определим коэффициент аварийной перегрузки для стороны высокого напряжения (ВН) и расщепленной обмотки низкого напряжения (НН) для первой степени годового графика нагрузок полной мощности (рисунок 4):

Для трансформатора ТРДН 25000 110/10/10.

Коэффициент загрузки для обмотки ВН:

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{27,724}{25} = 1,11, \quad (4)$$

Коэффициент для расщепленной обмотки НН. При расчете принимаем равномерную загрузку обмоток:

$$k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{27,724}{25} = 0,55, \quad (5)$$



Для трансформатора ТРДН 32000 110/10/10.

Коэффициент загрузки для обмотки ВН:

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{27,724}{32} = 0,866, \quad (6)$$

Коэффициент для расщепленной обмотки НН. При расчете принимаем равномерную загрузку обмоток:

$$k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{27,724}{32} = 0,43, \quad (7)$$

Определим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе (СТ) в режиме холостого хода (ХХ) по паспортным данным из таблицы 2.

Для трансформатора ТРДН 25000 110/10/10:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ (квар)} \quad (8)$$

Для трансформатора ТРДН 32000 110/10/10:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,25}{100} \cdot 32000 = 80 \text{ (квар)} \quad (9)$$

Потери реактивной мощности в СТ в режиме короткого замыкания (КЗ). Для этого предварительно определим напряжения короткого замыкания для обмотки ВН и НН каждого силового трансформатора. Так как в паспортных данных (таблица 2) значение напряжения КЗ между обмотками ВН-НН равно 10,5 % для обоих СТ, то напряжения КЗ для обмоток ВН и НН для обоих СТ будут одинаковы и определяться по выражениям:

– для обмотки ВН:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13, \quad (10)$$

– для обмотки НН:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375, \quad (11)$$

Теперь выполним расчет потерь реактивной мощности в СТ для режима КЗ.

Для трансформатора ТРДН 25000 110/10/10:

– для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{1,13}{100} \cdot 25000 = 282,5, \text{ (квар)} \quad (12)$$

– для обмотки НН:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593,75, \text{ (квар)} \quad (13)$$

Для трансформатора ТРДН 32000 110/10/10:

– для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{1,13}{100} \cdot 32000 = 361,6, \text{ (квар)} \quad (14)$$

– для обмотки НН:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 32000 = 5880, \text{ (квар)} \quad (15)$$

Далее необходимо определить нагрузочные потери в СТ в режиме КЗ. Для этого на первом этапе по паспортным данным определим потери КЗ для обмоток ВН и НН каждого из трансформаторов. Для обмотки ВН потери КЗ  $P_{кВН} = 0$  для всех вариантов СТ из таблицы 2, а потери КЗ для обмотки НН определим по выражениям:

- для СТ марки ТРДН 25000/110:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ (кВт)} \quad (16)$$

- для СТ марки ТРДН 32000/110:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ (кВт)} \quad (17)$$

Тогда нагрузочные потери для трансформатора ТРДН 25000 110/10/10:

- для обмотки ВН

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 282,5 = 14,125, \text{ (кВт)} \quad (18)$$

- для обмотки НН:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1} = 320 + 0,05 \cdot 4593,75 = 549,69, \text{ (кВт)} \quad (19)$$

Аналогично нагрузочные потери для трансформатора ТРДН 32000 110/10/10.

- для обмотки ВН

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 361,6 = 18,08, \text{ (кВт)} \quad (20)$$

– для обмотки НН:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1} = 320 + 0,05 \cdot 5880 = 614, \text{ (кВт)} \quad (21)$$

Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме холостого хода:

– для СТ марки ТРДН 25000/110:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{xx} = 15 + 0,05 \cdot 25 = 16,25, \text{ (кВт)} \quad (22)$$

– для СТ марки ТРДН 32000/110:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{xx} = 25 + 0,05 \cdot 80 = 29, \text{ (кВт)} \quad (23)$$

Итоговое значение приведенных (нагрузочных) потерь в СТ для первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 5) определяется по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2} \quad (24)$$

Для СТ марки ТРДН 25000/110 по выражению (24):

$$P'_T = 16,25 + 1,11^2 \cdot 14,125 + 0,55^2 \cdot 549,69 + 0,55^2 \cdot 549,69 = 366,215, \text{ (кВт)} \quad (25)$$

Для СТ марки ТРДН 32000/110 по выражению (24):

$$P'_T = 29 + 0,866^2 \cdot 18,08 + 0,43^2 \cdot 614 + 0,43^2 \cdot 614 = 269,62, \text{ (кВт)} \quad (26)$$

Рассмотрим методику определения потерь электрической энергии на подстанции.

Итоговое значение потерь электрической энергии на подстанции выполняется по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (27)$$

Итоговое значение потерь электрической энергии на подстанции складывается из

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i \quad (28)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{зВНi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{зНН1i}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{зНН2i}^2 \cdot T_i. \quad (29)$$

Результаты расчета итогового значения потерь электрической энергии в СТ на подстанции для каждого из вариантов, согласно графику нагрузок (рисунок 4) и данных таблицы 1, сведем в таблицу 3 - для варианта с двумя СТ марки ТРДН 25000/110/10/10 и в таблицу 4 – для варианта с двумя СТ марки ТРДН 32000/110/10/10.

Таблица 3 - Расчет потерь электрической энергии для варианта ТРДН 25000/110/10/10

$S_{BH}$ , МВА	$S_{HH1}$ , МВА	$S_{HH2}$ , МВА	$T_i$ , ч	$\Delta W_x$ , МВт·ч	$k_{3 BH}$	$k_{3 HH1}$	$k_{3 HH2}$	$\Delta W_k$ <i>BH</i> МВт·ч	$\Delta W_k$ <i>HH1</i> МВт·ч	$\Delta W_k$ <i>HH2</i> МВт·ч
1	2	3	45		6	7	8	9	10	11
27,73	13,87	13,87	750	24,38	1,11	0,55	0,55	6,52	63,42	63,42
19,41	9,71	9,71	987	32,08	0,78	0,39	0,39	4,20	40,90	40,90
16,50	8,25	8,25	650	21,13	0,66	0,33	0,33	2,00	19,46	19,46
15,68	7,84	7,84	700	22,75	0,63	0,31	0,31	1,94	18,91	18,91
13,17	6,58	6,58	1000	32,50	0,53	0,26	0,26	1,96	19,06	19,06
12,91	6,45	6,45	1500	48,75	0,52	0,26	0,26	2,82	27,46	27,46
10,07	5,03	5,03	875	28,44	0,40	0,20	0,20	1,00	9,75	9,75
8,86	4,43	4,43	698	22,69	0,35	0,18	0,18	0,62	6,02	6,02
8,42	4,21	4,21	879	28,57	0,34	0,17	0,17	0,70	6,84	6,84
6,82	3,41	3,41	721	23,43	0,27	0,14	0,14	0,38	3,68	3,68
$\Sigma \Delta W_x$ , МВт·ч				100,33	$\Sigma \Delta W_{k BH}$ , МВт·ч			14,67	-	-
$\Sigma \Delta W_{k HH1}$ , МВт·ч									215,51	-
$\Sigma \Delta W_{k HH2}$ , МВт·ч										215,51
$\Sigma \Delta W_{ПС}$ , МВт·ч										546,01

Таблица 4 - Расчет потерь электрической энергии для варианта ТРДН 32000

$S_{BH}$ , МВА	$S_{HH1}$ , МВА	$S_{HH2}$ , МВА	$T_i$ , ч	$\Delta W_x$ , МВт·ч	$k_{3 BH}$	$k_{3 HH1}$	$k_{3 HH2}$	$\Delta W_k$ <i>BH</i> МВт·ч	$\Delta W_k$ <i>HH1</i> МВт·ч	$\Delta W_k$ <i>HH2</i> МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
27,73	13,87	13,87	750	43,50	0,87	0,43	0,43	5,09	43,24	43,24
19,41	9,71	9,71	987	57,25	0,61	0,30	0,30	3,28	27,88	27,88
16,50	8,25	8,25	650	37,70	0,52	0,26	0,26	1,56	13,27	13,27
15,68	7,84	7,84	700	40,60	0,49	0,24	0,24	1,52	12,89	12,89
13,17	6,58	6,58	1000	58,00	0,41	0,21	0,21	1,53	13,00	13,00
12,91	6,45	6,45	1500	87,00	0,40	0,20	0,20	2,21	18,72	18,72
10,07	5,03	5,03	875	50,75	0,31	0,16	0,16	0,78	6,64	6,64

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
8,86	4,43	4,43	698	40,48	0,28	0,14	0,14	0,48	4,10	4,10	
8,42	4,21	4,21	879	50,98	0,26	0,13	0,13	0,55	4,67	4,67	
6,82	3,41	3,41	721	41,82	0,21	0,11	0,11	0,30	2,51	2,51	
$\sum \Delta W_x$ , МВт·ч				179,05	$\sum \Delta W_{кВН}$ , МВт·ч			11,46	-	-	
$\sum \Delta W_{кНН1}$ , МВт·ч									146,93	-	
$\sum \Delta W_{кНН2}$ , МВт·ч										146,93	
$\sum \Delta W_{ПС}$ , МВт·ч										484,36	

Определив количественное значение суммарных потерь электрической энергии на подстанции при двух возможных вариантах установки СТ необходимо вычислить технико-экономические показатели, т.е. стоимость потерь электрической энергии, затраты на обслуживание и капитальное строительство.

Определим стоимость потерь электрической энергии на подстанции при условии, что стоимость электрической энергии  $C_э = 1,78$  руб/кВт·ч согласно [27].

Для варианта с двумя СТ марки ТРДН 25000/110 стоимость потерь электрической энергии, определенной в таблице 3 равно:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 546,01 \cdot 1000 \cdot 1,78 = 971897,8, \text{ (руб.)} \quad (30)$$

Для варианта с двумя СТ марки ТРДН 32000/110 стоимость потерь электрической энергии, определенной в таблице 4 равно:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 484,36 \cdot 1000 \cdot 1,78 = 862160,8, \text{ (руб.)} \quad (31)$$

Годовые отчисления при установке на подстанции двух СТ марки ТРДН 25000/110:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 38000000 \cdot 0,094 = 3572000, \text{ (руб.)} \quad (32)$$

где  $K$  - стоимость СТ марки ТРДН 25000/110, руб.

Годовые отчисления при установке на подстанции двух СТ марки ТРДН 32000/110:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 50000000 \cdot 0,094 = 4700000, \text{ (руб.)} \quad (33)$$

где  $K$  - стоимость СТ марки ТРДН 32000/110, руб.

При технико-экономическом сравнении вариантов установки СТ используется значение приведенных затрат, определяемое по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_O + I_{\text{э}} \quad (34)$$

Для варианта с двумя СТ марки ТРДН 25000/110 значение приведенных затрат по выражению (34):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 42000000 + 3572000 + 971897,8 = 14243897,8, \text{ (руб.)} \quad (35)$$

Для варианта с двумя СТ марки ТРДН 32000/110 значение приведенных затрат по выражению (34):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 50000000 + 4700000 + 862160,8 = 13062160,8, \text{ (руб.)} \quad (36)$$

Сравнивая значения полученные в выражениях (35) и (36) получаем, что вариант с двумя СТ марки ТРДН 32000/110/10/10 является более оптимальным, так как имеет меньшее значение приведенных затрат по сравнению с вариантом с двумя СТ марки ТРДН 25000/110/10/10. Поэтому окончательно к установке на подстанции принимаем два СТ марки ТРДН 32000/110/10/10.



Выводы по разделу 3:

1. По результатам раздела 2 ВКР определена расчетная мощность силового трансформатора который удовлетворяет требованиям по коэффициенту загрузки и обеспечивает покрытие возросшей нагрузки потребителей. Согласно расчетам, значение требуемой мощности трансформатора составила 23,57 МВА.

2. Так как мощности силовых трансформаторов, выпускаемых промышленностью стандартизированы, то были выбраны два ближайших больших стандартных значения мощности силовых трансформаторов, по которым необходимо выполнить сравнение технико-экономических показателей и выбрать оптимальный вариант. Выбраны мощности силовых трансформаторов 25 МВА и 32 МВА.

3. Выполнен поиск по каталогам производителей силовых трансформаторов, которые удовлетворяют требованиям по мощности и имеют энергоэффективные параметры. Мониторинг каталогов производителей силовых трансформаторов Группа СВЭЛ и ООО «Тольяттинский Трансформатор» позволил определить паспортные данные и марки трансформаторов, которые подлежат сравнению. Выбраны для сравнения два варианта трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН 25000/110/10/10 и ТРДН 32000/110/10/10.

4. По результатам расчета и сравнения технико-экономических показателей для двух вариантов, а также по критерию минимума приведенных затрат к установке на подстанции принимаются два силовых трансформатора марки ТРДН 32000/110/10/10.

#### 4 Токи короткого замыкания

Для проведения расчетов токов короткого замыкания необходимо определить количество и расположение расчетных точек на схеме подстанции. Исходя из того, что на подстанции будет установлено два одинаковых силовых трансформатора, и их работа будет не параллельна, то в качестве расчетной схемы может быть рассмотрена схема, представленная на рисунке 7. В расчетной схеме, представленной на рисунке 7 отражены все исходные данные необходимы для проведения расчетов токов короткого замыкания. Для определения токов короткого замыкания определены три расчетные точки:

- точка К1 на стороне 110 кВ;
- точка К2 на стороне 10 кВ:
- точка К3 на стороне 10 кВ.

Используя расчетную схему, представленную на рисунке 7 составим схему замещения и выполним преобразование схемы до расчетной точки К1. На рисунок 8а показана схема замещения, составленная на основании расчетной схемы (рисунок 7). Для выполнения расчетов по схеме замещения показаны пути ее преобразования (рисунок 8б-8ж).

Определим параметры схемы замещения (рисунок 8).

Сопротивление системы:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{4650} = 0,215 \quad (37)$$

Сопротивление воздушной линии от узловой подстанции Т-10 (рисунок 2):

$$x_{*л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.n}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302 \quad (38)$$

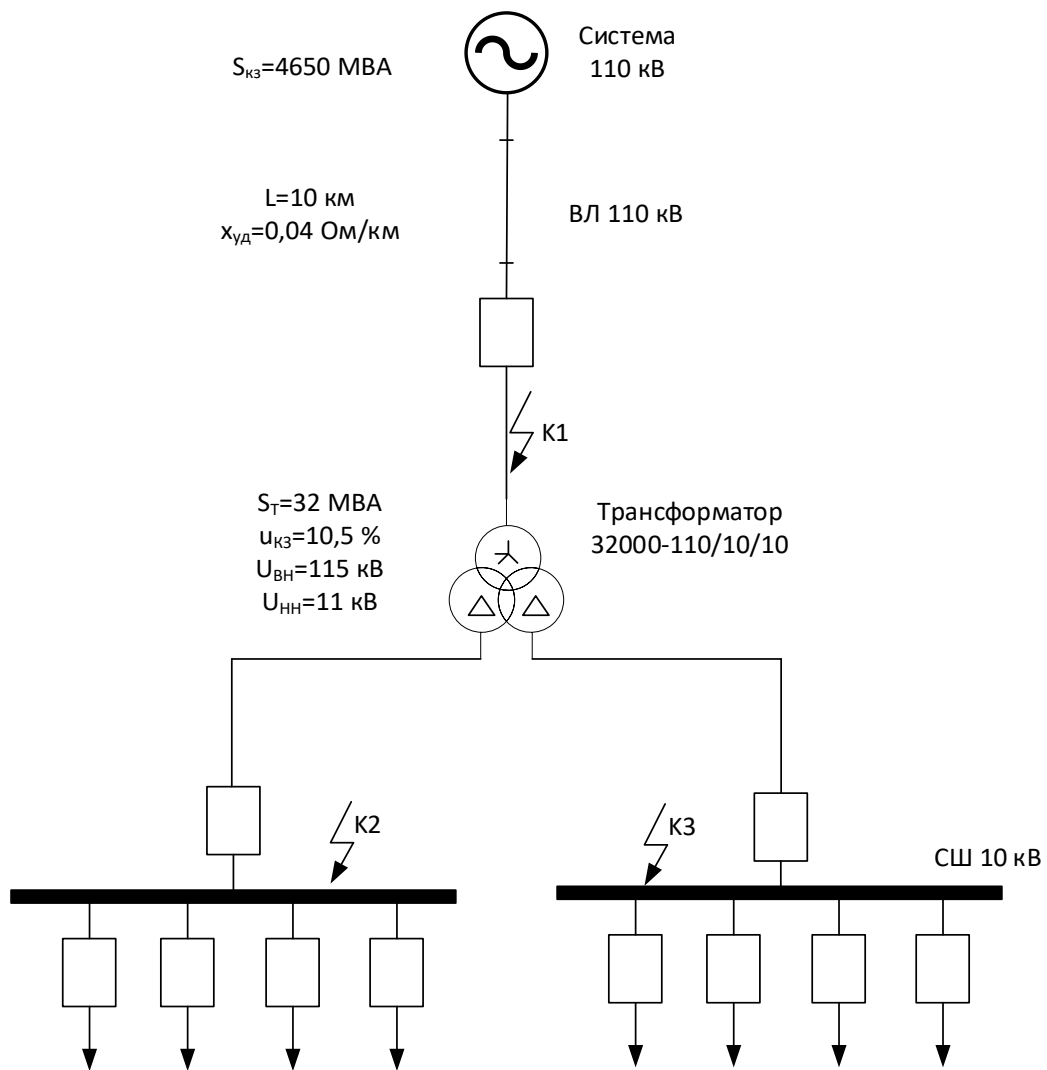


Рисунок 7 - Расчетная схема

Результирующее сопротивление до точки К1 согласно рисункам 8б, в:

$$x_{*рез K1} = x_{*c} + x_{*л} = 0,215 + 0,302 = 0,517 \quad (39)$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (40)$$

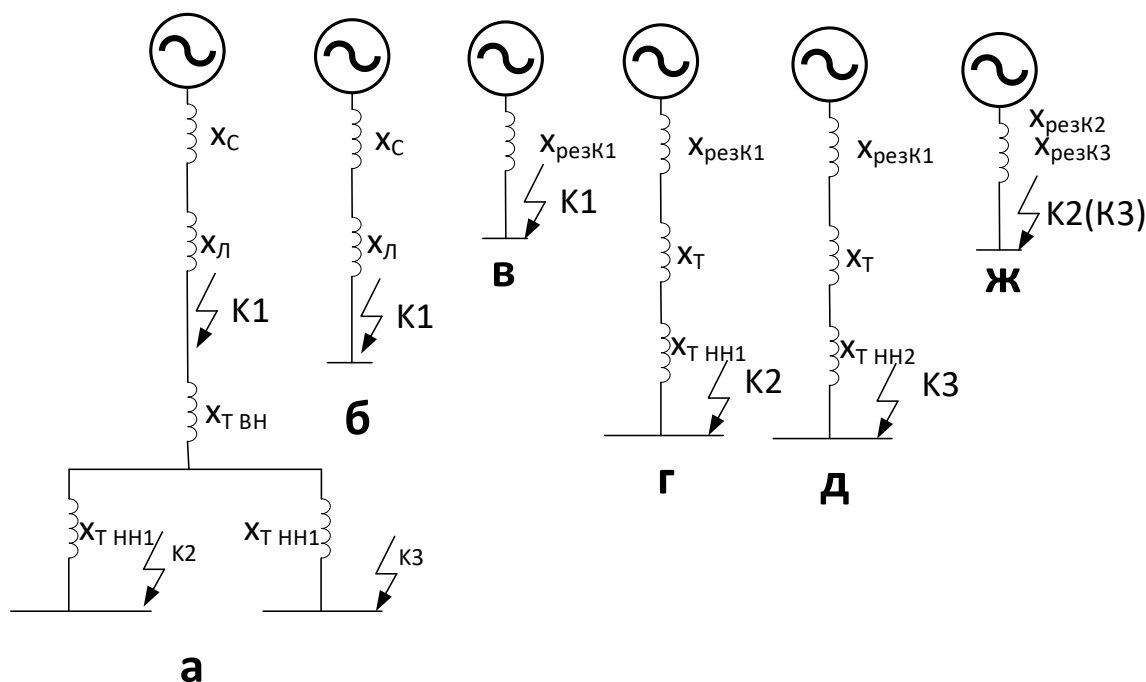


Рисунок 8 - Схема замещения

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E''_{*б}}{x_{*резК1}} \cdot I_{б} = \frac{1}{0,517} \cdot 5,02 = 9,7 \text{ (кА)} \quad (41)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{yд} = \sqrt{2} \cdot 9,7 \cdot 1,8 = 24,69 \text{ (кА)} \quad (42)$$

Определим значение симметричного тока на стороне 10 кВ в точках К1 и К2. Для этого воспользуемся преобразованием схемы замещения представленными на рисунках 8г- 8ж.

Дополнительно определим сопротивления силового трансформатора. Сопротивление обмотки ВН силового трансформатора с использованием значения из (10):

$$x_{*T BH} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 0,353 \quad (43)$$

Сопротивление обмотки ВН силового трансформатора с использованием значения из (11):

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,742 \quad (44)$$

Результирующее сопротивление до точки К2 и К3:

$$x_{*резК2} = x_{*резК1} + x_{*T BH} + x_{*T HH} = 0,517 + 0,353 + 5,742 = 6,612 \quad (45)$$

Базисный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ в расчетной точке К2:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*резК2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{6,612} \cdot 54,9 = 8,3 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 1,93 = 22,65 \quad (48)$$

Кроме расчета симметричных коротких замыканий в работе необходимо выполнить расчет несимметричных коротких замыканий, так как значения однофазного замыкания на землю необходимо для расчета и проектирования системы заземления подстанции, а значение двухфазного КЗ необходимо для проверки чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора, которая также будет спроектирована в рамках выполнения ВКР. Для расчета несимметричных токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения нулевой последовательности. В качестве схемы прямой и обратной последовательностей будем использовать схему для расчета симметричных токов короткого замыкания представленную на рисунке 8а. Схема нулевой последовательности учитывает все возможные пути протекания тока на землю. Вид расчетной схемы нулевой последовательности для подстанции «Самбек» представлена на рисунке 9.

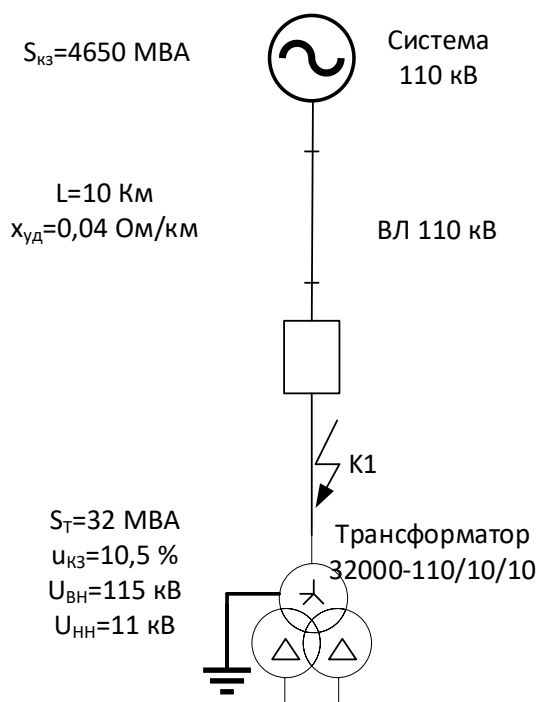


Рисунок 9 – Расчетная схема нулевой последовательности

Как видно из рисунка 9 токи замыкания на землю могут быть определены только в расчетной точке K1. Согласно схемы на рисунке 9 составим схему замещения представленную на рисунке 10.

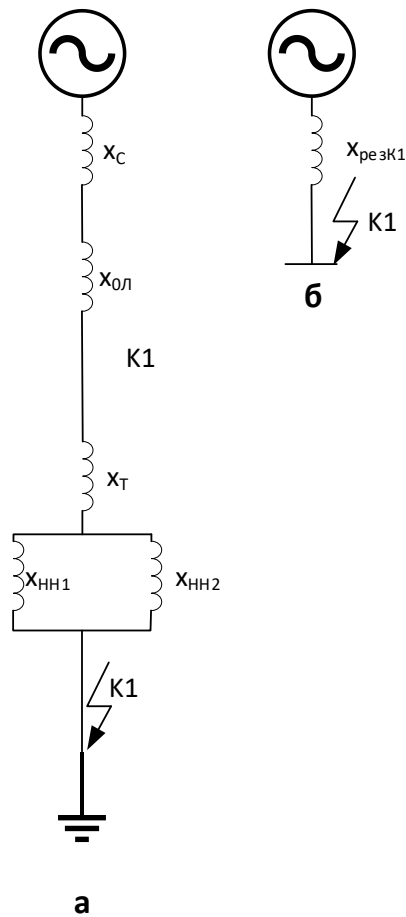


Рисунок 10 - Схема замещения нулевой последовательности

Определим параметры схемы замещения нулевой последовательности.

Сопротивление ВЛ. Используем значение сопротивления ВЛ из выражения (38):

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} = 3,5 \cdot 0,302 = 1,057 \quad (49)$$

Сопротивление трансформатора. Используем значения полученные в (43) и (44):

$$x_{*T0} = x_{*TBH} + \frac{x_{*THH1} \cdot x_{*THH2}}{x_{*THH1} + x_{*THH2}} = 0,353 + \frac{5,742 \cdot 5,742}{5,742 + 5,742} = 3,224 . \quad (50)$$

Сопrotивление нулевой последовательности до точки К1 используя значения из (37), (49), (50):

$$x_{*0 \text{ пез } K1} = x_{*c} + x_{*0.l} + x_{*T0} = 0,215 + 1,057 + 3,224 = 4,5 \quad (51)$$

Периодическая составляющая тока однофазного на землю короткого замыкания в точке К1 в начальный момент времени используя значения полученные в (39), (40) и (51):

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*\bar{0}}''}{2 \cdot x_{*\text{ пез } K1} + x_{*0 \text{ пез } K1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,517 + 4,5} = 2,72 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Ударный ток однофазного короткого замыкания на землю:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,02 \cdot 1,8 = 12,78 \quad (53)$$

Периодическая составляющая тока двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1 в начальный момент времени используя значения полученные в (39), (40) и (51):

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*\bar{0}}''}{x_{*\text{ пез } K1} + 2 \cdot x_{*0 \text{ пез } K1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{0,517 + 2 \cdot 4,5} = 5,07 \text{ (кА)} \quad (54)$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,07 \cdot 1,8 = 12,9 \text{ (кА)} \quad (55)$$



Периодическая составляющая тока двухфазного короткого замыкания в точке К1 в начальный момент времени используя значения полученные в (39) и (40):

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{*резК1}} = I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,517} = 8,4 \text{ (кА)} \quad (56)$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,4 \cdot 1,8 = 21,38 \text{ (кА)} \quad (57)$$

Далее выполним расчет несимметричных токов короткого замыкания в расчетной точке К2. Для точки К2 расчет выполним только для коротких замыканий без пути протекания на землю, т.е. только расчет двухфазного короткого замыкания. Все остальные токи короткого замыкания будут иметь очень низкое значение, так как сопротивление на стороне НН для пути протекания токов нулевой последовательности стремится к бесконечности.

Периодическая составляющая тока двухфазного короткого замыкания в точке К2 в начальный момент времени используя значения полученные в (45) и (46):

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{*резК2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,9 \cdot 1}{2 \cdot 6,612} = 7,2 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot 1,94 = 19,75 \text{ (кА)} \quad (59)$$

Составим схему подстанции «Самбек» 110/10, рисунок 11, на которой отразим расчетные значения ТКЗ полученные в разделе 4.

Выводы по разделу 4:

1. Составлена схема для расчета ТКЗ на подстанции «Самбек» после установки силовых трансформаторов марки ТРДН 32000/110/10/10 на которой определены расчетные точки К1, К2 и К3 которые соответствуют классам напряжения 110 кВ, 10 кВ и 10 кВ соответственно.

2. Составлена схема замещения для расчета симметричных трехфазных ТКЗ для которой выполнен расчет параметров схемы замещения и значений ТКЗ. На стороне 110 кВ получены значения для периодической составляющей ТКЗ  $I_{n0}^{(3)} = 9,7$  кА и для ударного тока  $i_{y0}^{(3)} = 24,69$  кА. Для стороны 10 кВ получены значения: для периодической составляющей  $I_{n0}^{(3)} = 8,3$  кА, а для ударного ТКЗ  $i_{y0}^{(3)} = 22,65$  кА.

3. Выполнен расчет несимметричных ТКЗ. Значения однофазного замыкания на землю необходимо для расчета и проектирования системы заземления подстанции, а значение двухфазного КЗ необходимо для проверки чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора, которая также будет спроектирована в рамках выполнения ВКР. На стороне 110 кВ для симметричных ТКЗ получены следующие значения: двухфазный ТКЗ  $I_{n0}^{(2)} = 8,4$  кА, ударный ток двухфазного ТКЗ  $i_{y0}^{(2)} = 21,38$  кА, двухфазный ТКЗ на землю  $I_{n0}^{(1,1)} = 5,07$  кА, а ударный ТКЗ  $i_{y0}^{(1,1)} = 12,9$  кА, однофазный ТКЗ  $I_{n0}^{(1)} = 2,72$  кА, а ударный ТКЗ  $i_{y0}^{(1)} = 12,78$  кА. На стороне 10 кВ выполнен расчет только для коротких замыканий без пути протекания на землю, т.е. только расчет двухфазного ТКЗ. Все остальные токи короткого замыкания будут иметь очень низкое значение, так как сопротивление на стороне НН для пути протекания токов нулевой последовательности стремится к бесконечности. Получены значения двухфазного ТКЗ  $I_{n0}^{(2)} = 7,2$  кА, а ударного ТКЗ  $i_{y0}^{(2)} = 19,75$  кА.

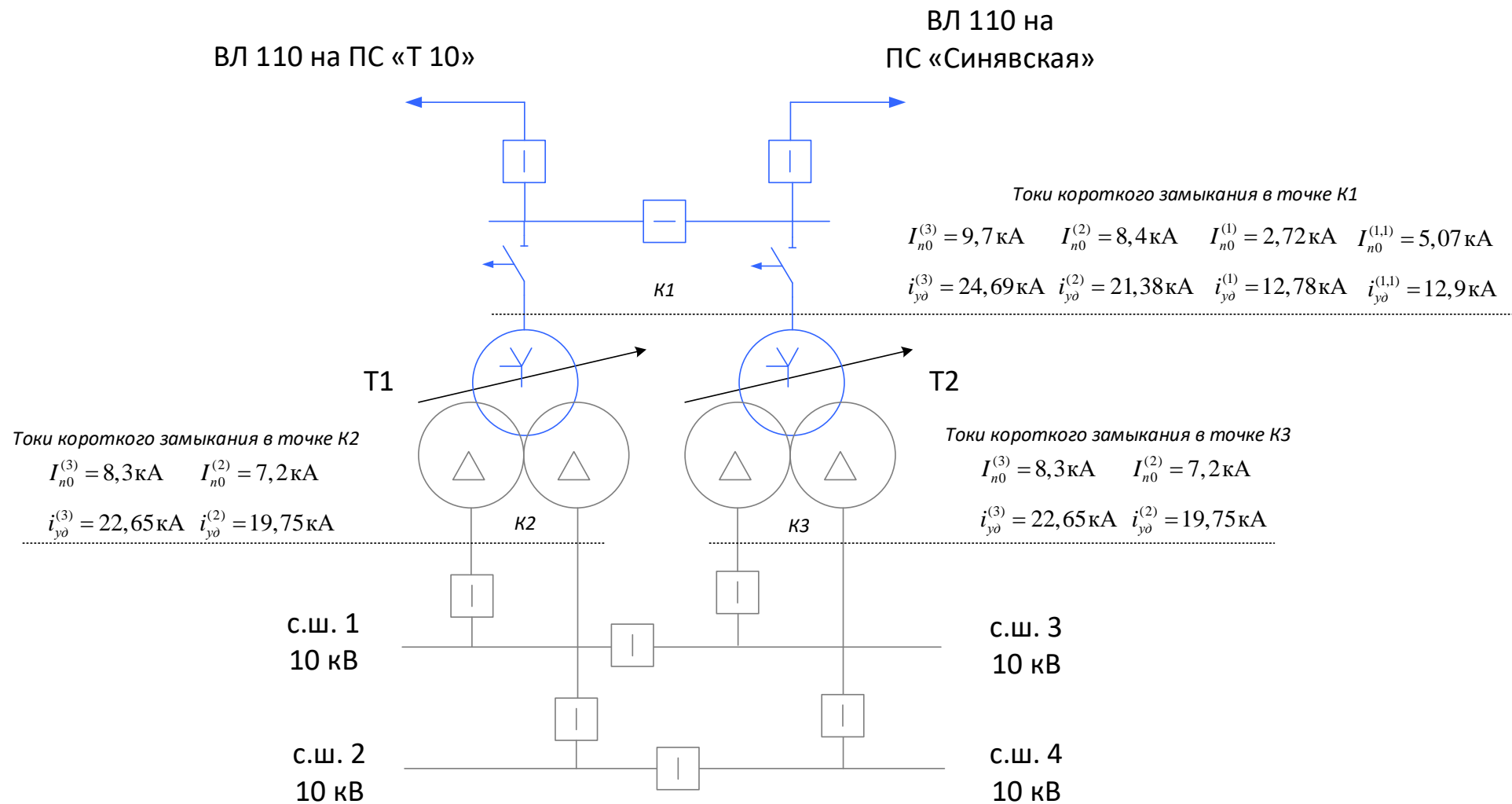


Рисунок 11 - Схема подстанции «Самбек» 110/10 с результатами расчетов токов короткого замыкания

## 5 Выбор схемы подстанции

Для выбора оборудования предварительно необходимо определиться со схемой подстанции. Составим схему подстанции «Самбек» 110/10 кВ для определения оборудования подлежащего выбору. Схему подстанции с указанием выбираемого оборудования составим на основании схемы расчета ТКЗ (рисунок 7), схемы связи подстанции с энергосистемой (рисунок 2), схемы с результатами расчета ТКЗ (рисунок 11), а также методических рекомендаций по выбору схем подстанций [14], [26], [25] и [1].

Текущая схема подстанции «Самбек» 110/10 обеспечивает двустороннее питание и соответственно транзит мощности. Подстанция «Самбек» 110/10 является проходной подстанцией. Анализ схемы подстанции «Самбек», а также связей с другими подстанциями энергосистемы показанные на рисунке 2 позволяют сделать вывод согласно [26] о том, что на подстанции используется схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [26]. «Схема 110-5Н используется на проходных двухтрансформаторных подстанциях с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при коротком замыкании или повреждении на воздушной линии в нормальном режиме работы подстанции» [26].

В первом разделе ВКР была определена необходимость повышения надежности схемы подстанции «Самбек» после реконструкции. Кроме того, анализ графиков нагрузки подстанции «Самбек», выполненный в разделе 2 ВКР, показал, что годовой график подстанции является неравномерным, что также требует изменения схемы подстанции. При проведении реконструкции предлагается использовать схему для ОРУ 110 кВ 110-5АН. Схема 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [26] применяется для «проходных двухтрансформаторных подстанций с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании или повреждении в трансформаторе, при необходимости отключения одного из

трансформаторов в течение суток». При использовании схемы при повреждении одной из питающих ВЛ происходит отключение транзитного выключателя на подстанции «Самбек», а также головного выключателя на питающей подстанции. Схема подстанции «Самбек» 110/10 кВ после реконструкции представлена на рисунке 12.

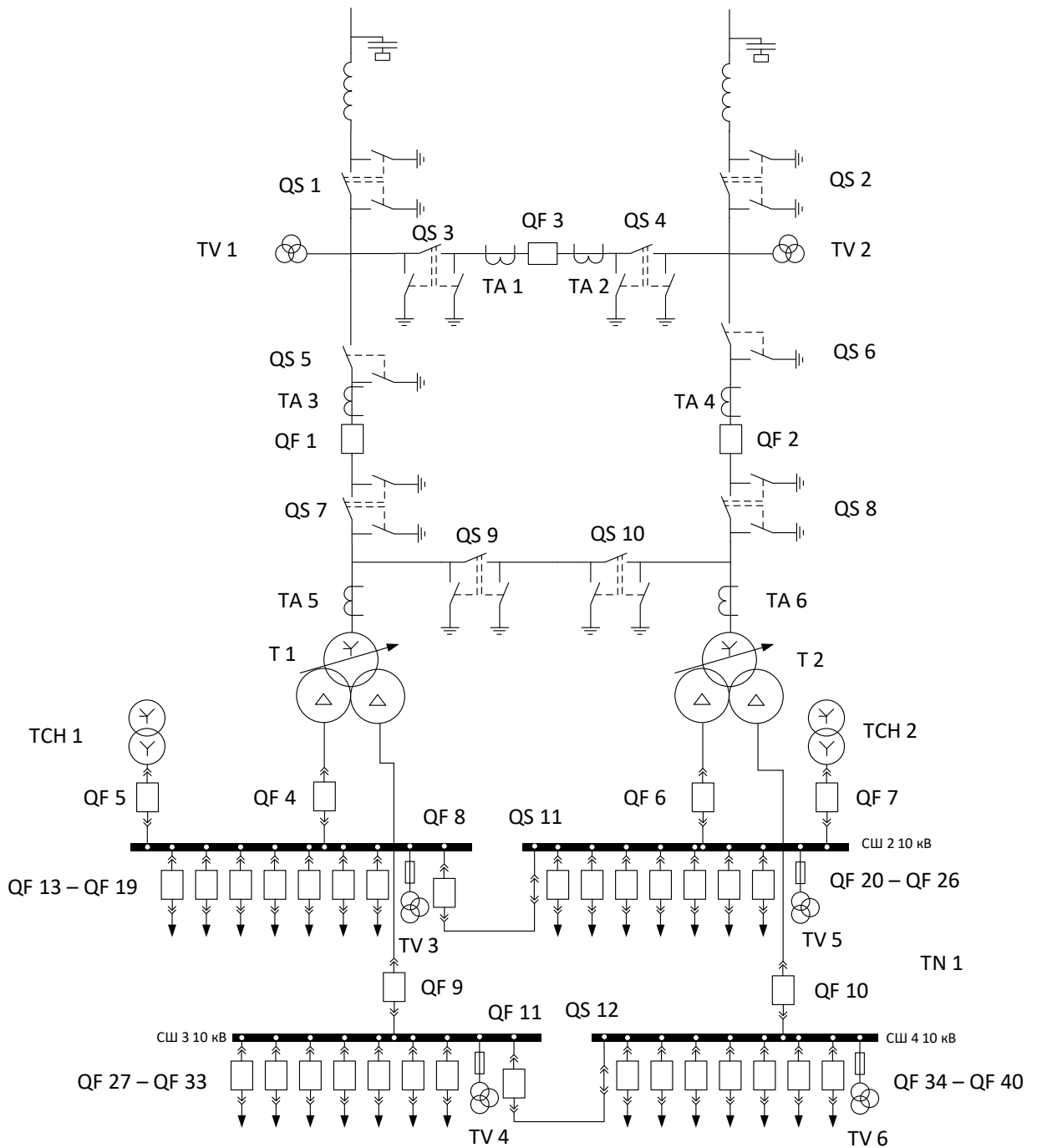


Рисунок 12 - Схема подстанции «Самбек» 110/10 кВ после реконструкции

Схема распределительного устройства 10 кВ выбрана исходя из того, что после реконструкции на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, поэтому принята согласно [14], [26], [25] и [1] схема с двумя секционированными выключателями системы шин. Количество отходящих линий, а следовательно и количество выключателей отходящих линий определено исходя из выражения:

$$n = \frac{0,5S_{номТ}}{S_{номр}} = \frac{0,5 \cdot 32}{3} = 5,8 \approx 6 \text{ (шт.)} \quad (60)$$

Согласно значению полученному в (60) на каждой секции шин необходимо установить 6 выключателей отходящих линий, также необходимо учесть необходимость размещения резервных выключателей на каждой секции шин. Предлагается установить по одному резервному выключателю на каждой секции шин.

Выводы по разделу 5.

1. На основании результатов расчета, а также показателей графика нагрузки подстанции рассчитанных в разделе 1 ВКР на подстанции «Самбек» 110/10 предлагается изменить существующую схему ОРУ 110 кВ со схемы 110-5Н на схему 110-5АН.

2. Спроектирована схема подстанции «Самбек» после реконструкции на которой отмечено все высоковольтное оборудование подлежащее выбору в разделе 6 ВКР.

## 6 Выбор оборудования

Согласно разработанной схеме подстанции после реконструкции представленной на рисунке 12 составим таблицу оборудования подлежащего выбору. Выбору на подстанции «Самбек» 110/10 исходя из условия использования трансформаторов с расщепленной обмоткой и сохранения возможности транзита мощности подлежит следующее оборудование (обозначения приняты согласно рисунка 12):

- Транзитный выключатель QF 3;
- Выключатель в цепи силового трансформатора QF 1 и QF 2;
- Вводной выключатель первой секции шин 10 кВ QF 4;
- Вводной выключатель второй секции шин 10 кВ QF 6;
- Вводной выключатель третьей секции шин 10 кВ QF 9;
- Вводной выключатель четвертой секции шин 10 кВ QF 10;
- Секционный выключатель первой системы шин 10 кВ QF 8
- Секционный выключатель второй системы шин 10 кВ QF 11;
- Выключатели отходящих линий 10 кВ QF 13-QF 40;
- Разъединитель в цепи линии QS 1 и QS 2;
- Разъединители в автоматической перемычке QS 3 и QS 4;
- Разъединители в ремонтной перемычке со стороны трансформатора QS 9 и QS 10;
- Разъединители в цепи трансформатора QS 5, QS 6, QS 7 и QS 8.
- Трансформаторы напряжения на стороне 110 кВ TV 1 и TV 2;
- Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ TV 3 и TV 6;
- Трансформаторы тока ТА 1 и ТА 2;
- Трансформаторы тока встроенные ТА 5 и ТА 6;
- Трансформаторы тока ТА 3 и ТА 4;

При выборе оборудования подстанции будем использовать методику представленную в [22] и [24]. Для выбора оборудования потребуются значения токов короткого замыкания полученные в разделе 4 ВКР. Кроме того,

необходимо определить дополнительные параметры необходимые для выбора оборудования.

Для выключателей QF 1 – QF 3, разъединителей QS 1 – QS 10 определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = 1,4 \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225 \text{ (A)} \quad (61)$$

Для выключателей QF 4, QF 6, QF 8, QF 9, QF 10 и QF 11 определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = 1,4 \frac{0,5 \cdot S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{0,5 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1175,69 \text{ (A)} \quad (62)$$

Для выключателей QF 13 - QF 40 определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 157,5 \text{ (A)} \quad (63)$$

Для трансформаторов тока ТА 1 – ТА 6 определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,65 \text{ (A)} \quad (64)$$

Определим расчетное значение теплового импульса для проверки оборудования на стороне 110 кВ используя значения полученные в (41):



$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 9,7^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 23,52 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (65)$$

Определим расчетное значение теплового импульса для проверки оборудования на стороне 10 кВ используя значения полученные в (47):

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,3^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 22,04 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (66)$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ на стороне 110 кВ используя значения полученные в (41):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,7 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 13,5 \text{ (кА)} \quad (67)$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ на стороне 10 кВ используя значения полученные в (47):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,12}} = 8,77 \text{ (кА)} \quad (68)$$

Все требуемые расчетные параметры определены, перейдем к выбору оборудования. Составим таблицу 5 для оборудования 110 кВ и таблицу 6 для оборудования 10 кВ. Все оборудование выберем только российского производства используя каталоги производителей [17], [3], [5], [6], [21], [2] и [7].

При выборе оборудования в таблицах 5 и 6 выполняется сравнение значения расчетного параметра ( $N_p$ ) со значением каталожного параметра ( $N_K$ ). Оборудование считается выбранным и подходящим к установке на подстанции если выполняется условие:

$$N_p \leq N_K \quad (69)$$

Таблица 5 - Ведомость выбора оборудования 110 кВ в соответствии со схемой подстанции

Параметр выбора	Единица измерения параметра	Выключатель 110 кВ		Разъединитель		Трансформатор напряжения		Трансформатор тока		Трансформатор тока встроенный	
		ВГТ 110		РГ-110		ЗНОГ-110		ТОГФ-110		ТВ -110	
		QF 1 – QF 3,		QS 1 – QS 10		TV 1, TV 2		ТА 1 - ТА 4		ТА 5, ТА 6	
		Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение
Номинальное напряжение	кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	110/√3	110/√3
Номинальный ток	А	225	2000	225	100	225	-	160,65	200		
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая)	кА	9,7	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая)	кА	13,5	69,57	-	-	-	-	-	-	-	-
Электродинамическая стойкость	кА	24,69	40	24,69	80	24,69	-	24,69	163	-	-
Термическая стойкость	А <sup>2</sup> с	23,52	4800	23,52	2976,75	23,52	-	23,52	63	-	-

Таблица 6 - Ведомость выбора оборудования 10 кВ в соответствии со схемой подстанции

Параметр выбора	Единица измерения параметра	Выключатель 10 кВ		Выключатель 10 кВ		Трансформатор напряжения		Трансформатор тока		Трансформатор тока	
		ВВЭ-СЭЩ 10		ВВЭ-СЭЩ 10		ЗНОЛ – СЭЩ - 10		ТПЛ – СЭЩ– 10		ТПЛ – СЭЩ– 10	
		QF4, QF6, QF9, QF10		QF 13-QF 40		TV3 – TV 6		ТА 7 – ТА 11		ТА 12 – ТА 40	
		Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение
Номинальное напряжение	кВ	10	10	10	10	$10\sqrt{3}$	$10\sqrt{3}$	10	10	10	10
Номинальный ток	А	1175,69	1250	157,5	1000	-	-	1175,69	1500	157,5	200
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая)	кА	8,3	31,5	8,3	20	-	-	8,3	-	8,3	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая)	кА	8,77	80	8,77	51	-	-	8,77	-	8,77	-
Электродинамическая стойкость	кА	22,65	80	22,65	51	-	-	22,65	102	22,65	51
Термическая стойкость	А <sup>2</sup> с	22,04	2976,75	22,04	1200	-	-	22,04	1600	22,04	2601

Выводы по разделу 6:

1. На основании разработанной схемы подстанции после реконструкции в разделе 5 ВКР, выполнен расчет параметров необходимых для выбора оборудования на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ все оборудование размещается на открытом распределительном устройстве 110 кВ (ОРУ 110 кВ), для распределительного устройства 10 кВ принимаем размещение всего оборудования в здании с использованием шкафов комплектных распределительных устройств КРУ – СЭЩ 80.

2. Для установки на ОРУ 110 кВ выбраны высоковольтные выключатели марки ВГТ-110 с номинальным током 2000 А, высоковольтные разъединители с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-110 и одним заземляющим ножом РГ-110. Трансформаторы тока с элегазовой изоляцией ТОГФ-110, а также встраиваемые трансформаторы тока в ввода силового трансформатора ТВ-110, трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110.

2. Для установки в шкафах КРУ-СЭЩ-10 принимаем к установке вакуумные выключатели ВВЭ-СЭЩ 10 с номинальным током 1250 А и 1000 А, трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ – СЭЩ – 10 (устанавливаются на каждой секции шин), трансформаторы тока марки ТПЛ – СЭЩ– 10 с номинальными первичными токами 1500 А и 150 А.

## 7 Релейная защита

Основным видом защиты силового трансформатора является дифференциальная защита. Выполним расчет уставок микропроцессорного терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системс. Расчет уставок выполним по методике представленной производителем терминалов защиты [16]. Схема для расчета уставок основной защиты силового трансформатора представлена на рисунке 13.

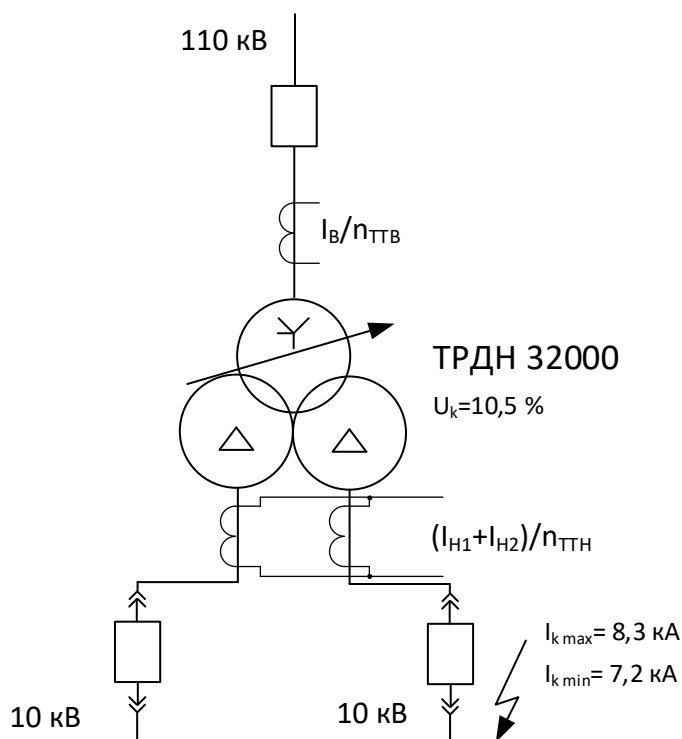


Рисунок 13 - Схема защиты трансформатора

Определим суммарный ток стороны НН исходя из установленной мощности подстанции. При расчете примем, что трансформаторы загружены равномерно, обмотки НН1 и НН2 каждого трансформатора загружены также равномерно. Установленная мощность подстанции определена в выражении (1) и равна 27,734 МВА, тогда максимальный ток для НН1 и НН2 определится по выражению:

$$I_{\max H1} = I_{\max H2} = \frac{0,5 \cdot S_{уст}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{0,5 \cdot 27734}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 762,48 \approx 762,5 \text{ (А)} \quad (70)$$

Далее определим номинальный рабочий ток в обмотке ВН:

$$I_{\max B} = (I_{\max H1} + I_{\max H2}) \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = (762,5 + 762,5) \frac{10,5}{110} = 145,57 \quad (71)$$

Номинальный ток стороны 110 кВ определен ранее в выражении (64)  $I_{нв} = 160$  А, а номинальный ток стороны НН1 и НН2 определен в (62) и равен 1175,69 А.

Выбор коэффициентов трансформации.

$$n_{ТТВ} \geq \frac{I_{\max B}}{I_{номB}} = \frac{145,57}{5} = 29,114 \quad (72)$$

По выражению (72) примем коэффициент трансформации  $150/5=30$ , однако в пункте 6 ВКР для стороны ВН выбирался трансформатор с коэффициентом трансформации  $200/5=40$ . Окончательно примем значение 40. Для стороны НН коэффициент трансформации:

$$n_{ТТН} \approx \frac{n_{ТТВ} \cdot U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{30 \cdot 110}{10,5} = 314,28 \quad (73)$$

Для стороны НН можем принять коэффициент трансформации равный 300, если будет выполняться условие:

$$n_{ТТН} \geq \frac{I_{\max H}}{I_{номH}} = \frac{762,5}{5} = 152,5 \quad (74)$$

Принимаем для стороны НН коэффициент трансформации  $1500/5=300$ .

Определим коэффициенты выравнивания.

Для стороны 110 кВ:

$$K_{\text{вр}B} = n_{\text{ТТВ}} \cdot \frac{I_{\text{ном}B}}{I_{\text{max}B}} = 40 \cdot \frac{5}{145,57} = 1,37 \quad (75)$$

Для стороны НН:

$$K_{\text{вр}H} = K_{\text{вр}B} \cdot \frac{n_{\text{ТТН}}}{n_{\text{ТТВ}}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 1,37 \cdot \frac{300}{40} \cdot \frac{10,5}{110} = 0,98 \quad (76)$$

Проверим значения коэффициентов выравнивания на допустимое отклонение

$$\delta I_{\text{Д}} = \frac{\left( K_{\text{вр}B} \cdot \frac{I_{\text{нг}}}{n_{\text{ТТВ}}} - K_{\text{вр}H} \cdot \frac{I_{\text{нн}}}{n_{\text{ТТН}}} \right)}{K_{\text{вр}B} \cdot \frac{I_{\text{нг}}}{n_{\text{ТТВ}}}} = \frac{\left( 1,37 \cdot \frac{167,95}{40} - 0,98 \cdot \frac{1759,54}{300} \right)}{1,37 \cdot \frac{160}{40}} = 0,0017 \quad (77)$$

Полученное в (77) значение меньше 0,01, поэтому коэффициенты выравнивания рассчитаны верно. Далее перейдем к расчету уставок защиты:

Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{ДТ0}} = 0,3 \cdot K_{\text{вр}B} \cdot \frac{I_{\text{ном}B}}{n_{\text{ТТВ}}} = 0,3 \cdot 1,37 \cdot \frac{167,95}{40} = 1,72 \quad (78)$$

Уставка ограничения тока торможения:

$$I_{T\text{ осп}} = \frac{I_{\kappa\text{ max}}}{n_{TTH}} = \frac{8300}{300} = 27,6 \text{ (A)} \quad (79)$$

Ток небаланса:

$$I_{HB} = 0,05 \cdot I_{\kappa\text{ max}} + 0,18 \cdot I_{\kappa\text{ max}} = 0,05 \cdot 8300 + 0,18 \cdot 8300 = 1909 \text{ (A)} \quad (80)$$

Ток срабатывания второй ступени с учетом отстройки оттока небаланса:

$$I_{\text{оср}} = \frac{1,2 \cdot K_{\text{врН}} \cdot I_{HB}}{n_{TTH}} = \frac{1,2 \cdot 0,98 \cdot 1909}{300} = 7,48 \text{ (A)} \quad (81)$$

Уставка коэффициента торможения:

$$K_T = \frac{I_{\text{оср}} - I_{ДГО}}{I_{T\text{ осп}} - I_{ГО}} = \frac{7,48 - 1,72}{27,6 - 4} = 0,24 \quad (82)$$

Далее необходимо выполнить расчет коэффициента чувствительности защиты.

Ток торможения:

$$I_{TЧ} = \frac{I_{p\text{ max}}}{n_{TTH}} = \frac{762,5}{300} = 2,54 \text{ (A)} \quad (83)$$

Так как значение полученное в (83) меньше 4 А, то:

$$I_{ДсрЧ} = I_{ДГО} = 1,72 \text{ (A)} \quad (84)$$

Ток на который реагирует защита в таком режиме:



$$I_{ДЧ} = I_{\text{к min}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \cdot \frac{K_{\text{врВ}}}{n_{\text{ТТВ}}} = 7200 \cdot \frac{10,5}{110} \cdot \frac{1,37}{40} = 23,53 \quad (85)$$

Коэффициент чувствительности второй ступени:

$$K_{\text{ч ДЗТ}} = \frac{I_{\text{ДЧ}}}{I_{\text{Д срЧ}}} = \frac{23,53}{1,72} = 13,68 \quad (86)$$

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{ДОТС}} = 3,5 \cdot K_{\text{врВ}} \cdot \frac{I_{\text{нв}}}{n_{\text{ТТВ}}} = 3,5 \cdot 1,37 \cdot \frac{167,95}{40} = 20,13 \text{ (А)} \quad (87)$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки:

$$K_{\text{ч ОТС}} = \frac{I_{\text{ДЧ}}}{I_{\text{ДОТС}}} = \frac{23,53}{20,13} = 1,17 \quad (88)$$

Выводы по разделу 7:

1. Выполнен расчет уставок терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системс. Полученные уставки проверены по значению коэффициентов чувствительности, которые превышают нормируемые значения. Расчет защиты и проверка по коэффициентам чувствительности выполнялось для минимальных и максимальных расчетных значений токов короткого замыкания.

## 8 Молниезащита

Расчет системы молниезащиты является неотъемлемой частью при проектировании подстанции так как позволят обеспечить защиту оборудования и территории подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ).

В первом разделе ВКР были определены размеры подстанции: 120×112 м. Будем использовать эти данные для расчета системы молниезащиты. Кроме габаритов подстанции необходимо определить наиболее высокий объект на территории. Высота этого объекта будет использована как высота защищаемого объекта. На подстанции наиболее высоким объектом будут порталные опоры, а именно ячеиковый стальной портал с высотой 11,35 м. Эту высоту будем использовать как высоту защищаемого объекта.

Подстанция имеет большие габариты, а используемая методика [24] и на основании рекомендаций [20], [10] подразумевает расчет зоны для четырех молниеотводов.

Исходя из размеров подстанции примем расстояния между молниеотводами  $l_1 = 120$  м,  $l_2 = 112$  м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{120^2 + 112^2} = 164,15 \text{ (м)} \quad (89)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{164,15}{8} = 20,52 \text{ (м)} \quad (90)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 20,52 + 11,35 = 31,87 \text{ (м)} \quad (91)$$

Примем типовое значение высоты молниеотвода согласно каталогу производителя [15] СМ-35 – 35 м, тогда из выражения (91) получим:

$$h_a = h - h_x = 35 - 11,35 = 23,65 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (92)$$
$$164,15 \leq 189,2 \leq 189,2.$$

Условие (92) 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:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 35 = 32,2, \text{ (м)} \quad (93)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(35 - 1,1 \cdot 11,35) = 33,77 \approx 33,8, \text{ (м)} \quad (94)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 35 = 52,5, \text{ (м)} \quad (95)$$

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

- для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 32,2 - 0,14(120 - 35) = 20,3, \text{ (м)} \quad (96)$$

- для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 32,2 - 0,14(112 - 35) = 21,42, \text{ (м)} \quad (97)$$

Для выбранного типового молниеотвода ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 35 = 52,5. \text{ (м)} \quad (98)$$

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

- для ближайших молниеотводов:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 52,5 \cdot \frac{20,3 - 11,35}{20,3} = 23,15. \text{ (м)} \quad (99)$$

- для удаленных молниеотводов:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 52,5 \cdot \frac{21,42 - 11,35}{21,42} = 24,7. \text{ (м)} \quad (100)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеотводов, а также с рассчитанной зоной действия молниезащиты представлен в графической части ВКР на формате А1.

Выводы по разделу 8:

1. Выполнен расчет системы защиты подстанции «Самбек» от прямых ударов молнии в оборудование и в территорию подстанции. Система молниезащиты выполнена четырьмя стальными молниеотводами марки СМ-35 с высотой 35 м каждый.

## 9 Заземление

Конструкция системы заземления для подстанции «Самбек» выполняем исходя из того, что на подстанции глухозаземленная нейтраль 110 кВ, а также необходимо выполнить заземление оборудования на стороне 10 кВ и 0,4 кВ. Отличительной особенностью расчета сопротивления является определение требуемого сопротивления системы заземления. Рассмотрим общий периметр подстанции и определим схему контура заземления для выполнения расчетов. Воспользуемся планом подстанции представленным на рисунке 3. Площадь подстанции  $S_{\text{ПС}} = 8400 \text{ м}^2$ , а площадь заземляющего устройства (ЗУ), согласно модели ЗУ представленной на рисунке 14 составляет  $S_{\text{ЗУ}} = 8030 \text{ м}^2$ . Длина горизонтальных заземлителей  $L_2 = 3485 \text{ м}$ . Вертикальные заземлители выполним стальным уголком  $40 \times 40 \times 5$  длиной 5 м. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой  $40 \times 5$ .

Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{\text{II}} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_6 \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S_{\text{ЗУ}}}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left( \frac{5 \cdot 3485}{5 \cdot \sqrt{8030}} \right)^{0,45}} = 0,09 \quad (101)$$

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

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

$a$  - расстояние между вертикальными заземлителями, 5 м;

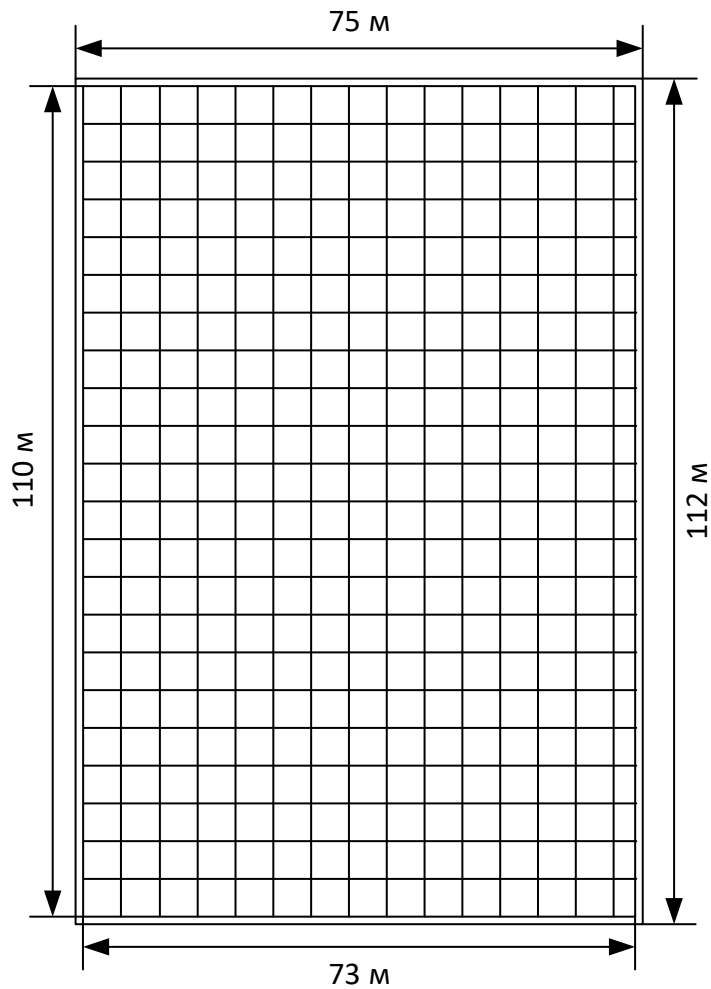


Рисунок 14 - Расчетная модель ЗУ

Напряжение на заземлителе:

$$U_z = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{K_{II}} = \frac{500}{0,09} = 5555,55, \text{ (В)} \quad (102)$$

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

Сопротивление ЗУ учитывая ток замыкания на землю полученный в выражении (52) и равный  $I_{n0}^{(1)} = 2720 \text{ (А)}$ :

$$R_{z.\dot{\omega}on} = \frac{U_z}{I_{n0}^{(1)}} = \frac{5555,55}{2720} = 2,04, \text{ (Ом)} \quad (103)$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной  $\sqrt{S} = \sqrt{8030} = 89,6$  (м). Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{3485}{2 \cdot \sqrt{8030}} - 1 = 18,44 \quad (104)$$

Принимаем  $m = 19$ .

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{8030} \cdot (19 + 1) = 3584,41 \approx 3585 \text{ (м)} \quad (105)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{8030}}{19} = 4,7 \text{ (м)} \quad (106)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{\sqrt{8030} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 71,68 \text{ (шт.)} \quad (107)$$

Принимаем  $n_g = 72$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 72 = 360 \text{ (м)} \quad (108)$$

$$A = \left( 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = \left( 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 1}{\sqrt{8030}} \right) = 0,37, \quad (109)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_8} = 0,37 \cdot \frac{20}{\sqrt{8030}} + \frac{20}{3585 + 360} = 0,0875 \text{ (Ом)} \quad (110)$$

Полученное значение меньше допустимого  $R_{3,доп} = 2,04 \text{ Ом}$ .

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot R_3 = 0,09 \cdot 2720 \cdot 0,875 = 214,2, \text{ (В)} \quad (111)$$

что меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [20].

Выводы по разделу 9:

1. Составлена расчетная модель системы заземления подстанции необходимая для проведения расчетов.

2. Выполнен расчет системы заземления в результате которого получено, что число вертикальных заземлителей длиной 5 м расположенных по периметру подстанции равна 72 шт., ячейка системы заземления размером 4,7 м. Число ячеек 19 шт. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5 длиной 5 м. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5.

3. Проверка правильности расчетов выполнено через определение напряжения прикосновения, которое составило 214,2 В, что ниже допустимых 500 В. Общее сопротивление системы заземления получено достаточно низким, на уровне 0,087 Ом, что ниже допустимого 0,5 Ом.



## Заключение

Выпускная квалификационная работа направлена на разработку основных частей проекта реконструкции подстанции «Самбек» 110/10 кВ. Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции с повышением установленной мощности силовых трансформаторов. Для выполнения ВКР был выполнен анализ подстанции и определена актуальность тематики ВКР связанная с повышенной нагрузкой подстанции в настоящее время. Все данные по подстанции «Самбек» 110/10 кВ были взяты из открытых источников, систематизированы и проанализированы.

На первом этапе выполнения ВКР определено месторасположения подстанции «Самбек» 110/10 кВ, определена существующая схема подстанции «Самбек» 110/10 кВ и связи подстанции с соседними подстанциями в энергосистеме. Определены размеры подстанции «Самбек», ее компоновка, а также площадь, занимаемая электрической частью подстанции. Представлена климатическая характеристика района расположения подстанции и определена ветровая нагрузка. Подстанция «Самбек» 110/10 расположена в Ростовской области, вблизи села Самбек и трассы Е53 Ростов-Таганрог.

Проведенный анализ подстанции и систематизация информации позволили определить перечень потребителей подстанции 110/10 кВ «Самбек». На основании проведенного анализа определены типовые годовые графики нагрузки подстанции. Далее определено значение текущей загрузки подстанции по полной мощности. Загрузка подстанции по данным эксплуатирующей организации составила 106,67 %. На основании текущей загрузки определена мощность потребителей, подключенных к подстанции на основании определённой установленной мощности подстанции равной 26 МВА. Мощность потребителей составила 27,734 МВА.

Используя типовые годовые упорядоченные графики и, полученное значение полной мощности подстанции, построены действительные годовые упорядоченные графики полной, активной и реактивной мощностей

подстанции 110/10 кВ «Самбек». Для удобства проведения технико-экономических расчетов при выборе силовых трансформаторов составлена таблица с численными данными полной, активной и реактивной мощностей, номером ступени графика и длительностями каждой из ступеней.

По результатам раздела 2 ВКР определена расчетная мощность силового трансформатора, который удовлетворяет требованиям по коэффициенту загрузки и обеспечивает покрытие возросшей нагрузки потребителей. Согласно расчетам, значение требуемой мощности трансформатора составила 23,57 МВА. Так как мощности силовых трансформаторов, выпускаемых промышленностью стандартизированы, то были выбраны два ближайших больших стандартных значения мощности силовых трансформаторов, по которым необходимо выполнить сравнение технико-экономических показателей и выбрать оптимальный вариант. Выбраны мощности силовых трансформаторов 25 МВА и 32 МВА.

Далее производился поиск, по каталогам производителей, силовых трансформаторов, которые удовлетворяют требованиям по мощности и имеют энергоэффективные параметры. Мониторинг каталогов производителей силовых трансформаторов Группа СВЭЛ и ООО «Тольяттинский Трансформатор» позволил определить паспортные данные и марки трансформаторов, которые подлежат сравнению. Выбраны для сравнения два варианта трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН 25000/110/10/10 и ТРДН 32000/110/10/10.

По результатам расчета и сравнения технико-экономических показателей для двух вариантов, а также по критерию минимума приведенных затрат к установке на подстанции принимаются два силовых трансформатора марки ТРДН 32000/110/10/10.

После определения типа силовых трансформаторов была составлена схема для расчета ТКЗ на подстанции «Самбек» на которой определены расчетные точки К1, К2 и К3 которые соответствуют классам напряжения 110 кВ, 10 кВ и 10 кВ соответственно. Составлена схема замещения для расчета

симметричных трехфазных ТКЗ для которой выполнен расчет параметров схемы замещения и значений ТКЗ. На стороне 110 кВ получены значения для периодической составляющей ТКЗ  $I_{n0}^{(3)} = 9,7$  кА и для ударного тока  $i_{y0}^{(3)} = 24,69$  кА. Для стороны 10 кВ получены значения: для периодической составляющей  $I_{n0}^{(3)} = 8,3$  кА, а для ударного ТКЗ  $i_{y0}^{(3)} = 22,65$  кА.

Выполнен расчет несимметричных ТКЗ. Значения однофазного замыкания на землю необходимо для расчета и проектирования системы заземления подстанции, а значение двухфазного КЗ необходимо для проверки чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора, которая также будет спроектирована в рамках выполнения ВКР. На стороне 110 кВ для симметричных ТКЗ получены следующие значения: двухфазный ТКЗ  $I_{n0}^{(2)} = 8,4$  кА, ударный ток двухфазного ТКЗ  $i_{y0}^{(2)} = 21,38$  кА, двухфазный ТКЗ на землю  $I_{n0}^{(1,1)} = 5,07$  кА, а ударный ТКЗ  $i_{y0}^{(1,1)} = 12,9$  кА, однофазный ТКЗ  $I_{n0}^{(1)} = 2,72$  кА, а ударный ТКЗ  $i_{y0}^{(1)} = 12,78$  кА. На стороне 10 кВ выполнен расчет только для коротких замыканий без пути протекания на землю, т.е. только расчет двухфазного ТКЗ. Все остальные токи короткого замыкания будут иметь очень низкое значение, так как сопротивление на стороне НН для пути протекания токов нулевой последовательности стремится к бесконечности. Получены значения двухфазного ТКЗ  $I_{n0}^{(2)} = 7,2$  кА, а ударного ТКЗ  $i_{y0}^{(2)} = 19,75$  кА.

На основании результатов расчета, а также показателей графика нагрузки подстанции рассчитанных в разделе 1 ВКР на подстанции «Самбек» 110/10 предлагается изменить существующую схему ОРУ 110 кВ со схемы 110-5Н на схему 110-5АН.

На основании разработанной схемы подстанции после реконструкции в разделе 5 ВКР, выполнен расчет параметров необходимых для выбора оборудования на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ все оборудование размещается на открытом распределительном устройстве 110 кВ (ОРУ 110 кВ),

для распределительного устройства 10 кВ принимаем размещение всего оборудования в здании с использованием шкафов комплектных распределительных устройств КРУ – СЭЩ 80.

Для установки на ОРУ 110 кВ выбраны высоковольтные выключатели марки ВГТ-110 с номинальным током 2000 А, высоковольтные разъединители с двумя заземляющими ножами марки РГ-2-110 и одним заземляющим ножом РГ-110. Трансформаторы тока с элегазовой изоляцией ТОГФ-110, а также встраиваемые трансформаторы тока в ввода силового трансформатора ТВ-110, трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110.

Для установки в шкафах КРУ-СЭЩ-10 принимаем к установке вакуумные выключатели ВВЭ-СЭЩ 10 с номинальным током 1250 А и 1000 А, трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ – СЭЩ – 10 (устанавливаются на каждой секции шин), трансформаторы тока марки ТПЛ – СЭЩ– 10 с номинальными первичными токами 1500 А и 150 А.

Выполнен расчет уставок терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системс. Полученные уставки проверены по значению коэффициентов чувствительности, которые превышают нормируемые значения.

Расчет защиты и проверка по коэффициентам чувствительности выполнялось для минимальных и максимальных расчетных значений токов короткого замыкания.

Выполнен расчет системы защиты подстанции «Самбек» от прямых ударов молнии в оборудование и в территорию подстанции. Система молниезащиты выполнена четырьмя стальными молниеотводами марки СМ-35 с высотой 35 м каждый, а также выполнен расчет системы заземления в результате которого получено, что число вертикальных заземлителей длиной 5 м расположенных по периметру подстанции равна 72 шт., ячейка системы заземления размером 4,7 м. Число ячеек 19 шт.

Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5 длиной 5 м. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой

40×5. Проверка правильности расчетов выполнено через определение напряжения прикосновения, которое составило 214,2 В, что ниже допустимых 500 В. Общее сопротивление системы заземления получено достаточно низким, на уровне 0,087 Ом, что ниже допустимого 0,5 Ом.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнены все задачи поставленные во введении и достигнута цель.

Выпускная квалификационная работы дополнена графической частью отражающей основные проектные решения принятые в пояснительной записке.

Для выпускной квалификационной работы принималось только современное отечественное оборудование, а при проектировании использовались действующие методики ПАО «Россети», что делает результаты выпускной квалификационной применимыми на практике.

## Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций : методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». Каталог продукции. Вакуумные выключатели. // Веб-сайт компании АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». 2021. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/> (дата обращения: 21.05.2021).
3. 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).
4. ВЕДОМСТВЕННЫЙ ПРОЕКТ «ЦИФРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА» [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации: [сайт]. [2020]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (дата обращения: 05.08.2021).
5. Выключатели вакуумные типов ВРС-6 и ВРС-10. Техническая информация // Вебсайт компании Высоковольтный союз. 2020. URL: [https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ\\_ВРС-6\\_ВРС-10\\_edition9\\_c.pdf](https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ_ВРС-6_ВРС-10_edition9_c.pdf) (дата обращения: 12.05.2021).
6. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.05.2021).
7. 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](https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110) (дата обращения: 08.02.2021).

8. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.

9. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).

10. 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.

11. Интерактивная карта загрузки центров питания [Электронный ресурс] // Портал электросетевых услуг ПАО Россети: [сайт]. [2021]. URL: [https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE\\_centry\\_pitania](https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania) (дата обращения: 05.08.2021).

12. 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).

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

14. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций : учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.

15. Молниеотводы типа СМ [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя Группа ОМЕУР : [сайт]. [2021]. URL: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (дата обращения: 05.09.2021).

16. ООО "РЗА Системз". Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств НС83-LN2 // Официальный сайт производителя оборудования ООО "РЗА Системз". 2012. URL: <http://rzasystems.kz/wp->

content/uploads/2019/01/METODIKA-DT2-v-0\_08a.pdf (дата обращения: 08.08.2021).

17. ООО Таврида Электрик. Вакуумные выключатели ВВ/TEL среднего класса напряжения // Официальный сайт производителя ООО Таврида Электрик. 2021. URL: [https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter\\_vcb15\\_booklet.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf) (дата обращения: 08.08.2021).

18. ПАО "ФСК ЕЭС". Годовой интегрированный отчет ПАО "ФСК ЕЭС" 2020 // Официальный сайт ПАО "Федеральная Сетевая Компания". 2021. URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/GOSA\\_2021\\_Vopros\\_1-4\\_GO\\_2020.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/GOSA_2021_Vopros_1-4_GO_2020.pdf) (дата обращения: 05.08.2021).

19. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (Физический износ) [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации: [сайт]. [2017]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (дата обращения: 05.08.2021).

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

21. 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](http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_110.pdf) (дата обращения: 12.05.2021).

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

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

24. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.

25. 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.



26. 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.

27. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО "Россети Урал": [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.09.2021).

28. 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.апрель.2021).

29. Цифровизация энергетики [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации: [сайт]. [2019]. URL: <https://digital.gov.ru/uploaded/files/tsifrovaya-energetika16x915.pdf> (дата обращения: 05.08.2021).