

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 подстанции 110 кВ «Чалтырь» с повышением установленной мощности

Обучающийся

А.В. Глухов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

## Аннотация

Разработан проект реконструкции электрической части подстанции «Чалтырь».

Представлены результаты подробного анализа исходных данных. Определено месторасположение объекта выпускной квалификационной работы, составлена существующая схема подстанции, представлен состав потребителей подстанции, выполнен расчет загруженности силовых трансформаторов, определена компоновка подстанции и определены этапы реконструкции.

Построены годовые графики нагрузки подстанции и выбрана оптимальная мощность силовых трансформаторов. К установке приняты два СТ марки ТДТН 80000. Выполнен расчет симметричных и не симметричных токов короткого замыкания по результатам которого выбрано оборудование подстанции: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Пояснительная записка ВКР выполнена на 82 страницах, содержит рисунков и таблиц. Список используемых источников представлен двадцатью наименованиями. Графическая часть ВКР содержит шесть листов формата А1 на которых отражены принятые в ВКР проектные решения.

## Содержание

Введение .....	4
1 Анализ подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ .....	6
1.1 Анализ расположения и компоновки подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ .....	6
1.2 Обоснование актуальности темы и описание предлагаемых проектных решений .....	10
1.3 Анализ существующей электрической схемы подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ .....	12
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов .....	15
2.1 Определение мощности и числа силовых трансформаторов .....	15
2.2 Определение годового графика нагрузок .....	17
2.3 Выбор оптимального состава трансформаторного оборудования .....	24
3 Токи короткого замыкания .....	42
3.1 Расчетная схема и схемы замещений .....	42
3.2 Параметры схем замещений .....	44
3.3 Результирующие сопротивления для расчетных точек ТКЗ .....	47
3.4 Расчет ТКЗ для точки К1 (110 кВ) .....	48
3.5 Расчет ТКЗ для точки К2 (10 кВ) .....	50
3.6 Расчет ТКЗ для точки К3 (35 кВ) .....	51
4 Оборудование распределительных устройств .....	55
4.1 Оборудование распределительного устройства 110 кВ .....	55
4.2 Оборудование распределительного устройства 35 кВ .....	63
4.3 Оборудование распределительного устройства 10 кВ .....	70
Заключение .....	76
Список используемых источников .....	80

## Введение

Выпускная квалификационная работа является завершающим этапом обучения. В рамках выполнения выпускной квалификационной работы необходимо продемонстрировать навыки и способность принимать и разрабатывать проектные решения в области электроснабжения.

Для выполнения выпускной квалификационной работы необходимо выбрать актуальную тему и проработать основные разделы проекта электроснабжения.

В качестве темы выпускной квалификационной работы выбрана тема связанная с реконструкцией электрической части понизительной подстанции напряжением 110/35/10 кВ «Чалтырь» расположенной в Ростовской области.

В соответствии с выбранной темой выпускной квалификационной работы объектом является подстанций «Чалтырь» напряжением 110/35/10 кВ.

Предметом выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции «Чалтырь», которая включает в себя электрическую схему, оборудование подстанции классов напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. Учитывая тематику выпускной квалификационной работы необходимо сформулировать цель. Целью выпускной квалификационной работы является повышение установленной мощности понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Чалтырь».

Для выполнения выпускной квалификационной работы на первом этапе формулируются задачи. Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- Анализ понизительной подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ и определение направлений реконструкции;
- Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции «Чалтырь» с обоснованием принимаемых проектных решений;

- Проектирование плана расположения и компоновки оборудования подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ.

Кроме того, для выполнения выпускной квалификационной работы необходимо представить обоснование актуальности выбранной темы. Актуальность темы выпускной квалификационной работы связана с тем, что большинство подстанций входящих в Единую Энергетическую Систему (ЕЭС) России были построены более 30 лет назад. За время эксплуатации подстанций происходило изменение потребителей питаемых ими районов и соответственно мог происходить как спад потребляемой мощности, так и ее рост. Кроме того, важным вопросом является обеспечение нормативного срока эксплуатации оборудования электрической части понизительных подстанций, который также нормируется на уровне 30 лет. Превышение нормируемых сроков эксплуатации приводит к выходу оборудования из строя и, как следствие, к аварийным отключениям потребителей подстанции.

За последнее десятилетие произошли существенные изменения в электроэнергетической области. Эти изменения связаны с переходом на цифровые технологии. Применение цифровых технологий на большинстве подстанций, находящихся в эксплуатации продолжительное время не представляется возможным, что также требует проведения реконструкций.

При выполнении выпускной квалификационной работы использованы современные стандарты и правила проектирования, которые на момент выполнения выпускной работы являлись действующими. При определении исходных данных использованы данные, представленные в открытых источниках [7].

## **1 Анализ подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ**

Во введении была определена цель выпускной квалификационной работы (ВКР) и поставлены задачи, которые необходимо выполнить для ее достижения. В данном разделе выпускной квалификационной работы выполнен анализ объекта выпускной квалификационной работы и определены направления проведения реконструкции. Кроме того, представлено обоснование актуальности выбранной темы ВКР.

### **1.1 Анализ расположения и компоновки подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ**

Подстанция «Чалтырь» имеет три класса напряжения: 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. Подстанция «Чалтырь» расположена в Ростовской области в селе Чалтырь Мясниковского района, население села Чалтырь на 2021 год оценивается на уровне 16 тыс. жителей. К селу Чалтырь с северо-востока примыкает село Крым, также расположенное в Ростовской области, население села Крым на 2021 год оценивается на уровне 6,5 тыс. жителей. План расположения подстанции «Чалтырь» представлен на рисунке 1.

Основными потребителями подстанции 110/35/10 кВ «Чалтырь» являются населенные пункты, в границах которых она расположена. Это село Чалтырь и село Крым. Также подстанция обеспечивает питание потребителей Мясниковского района Ростовской области.

Среди крупных потребителей Мясниковского района Ростовской области можно выделить крупные и средние промышленные предприятия обрабатывающих отраслей: ЗАО «ЧПКПСМ», ООО «Бумажная фабрика», ОАО «Молзавод Мясниковский», ООО «Энвин Рус», ООО «Унипром», структурное подразделение ООО НПП «Сармат», ООО НПО «Турбулентность-Дон», а также сельскохозяйственные предприятия занимающиеся переработкой части произведенной ими продукции растениеводства.

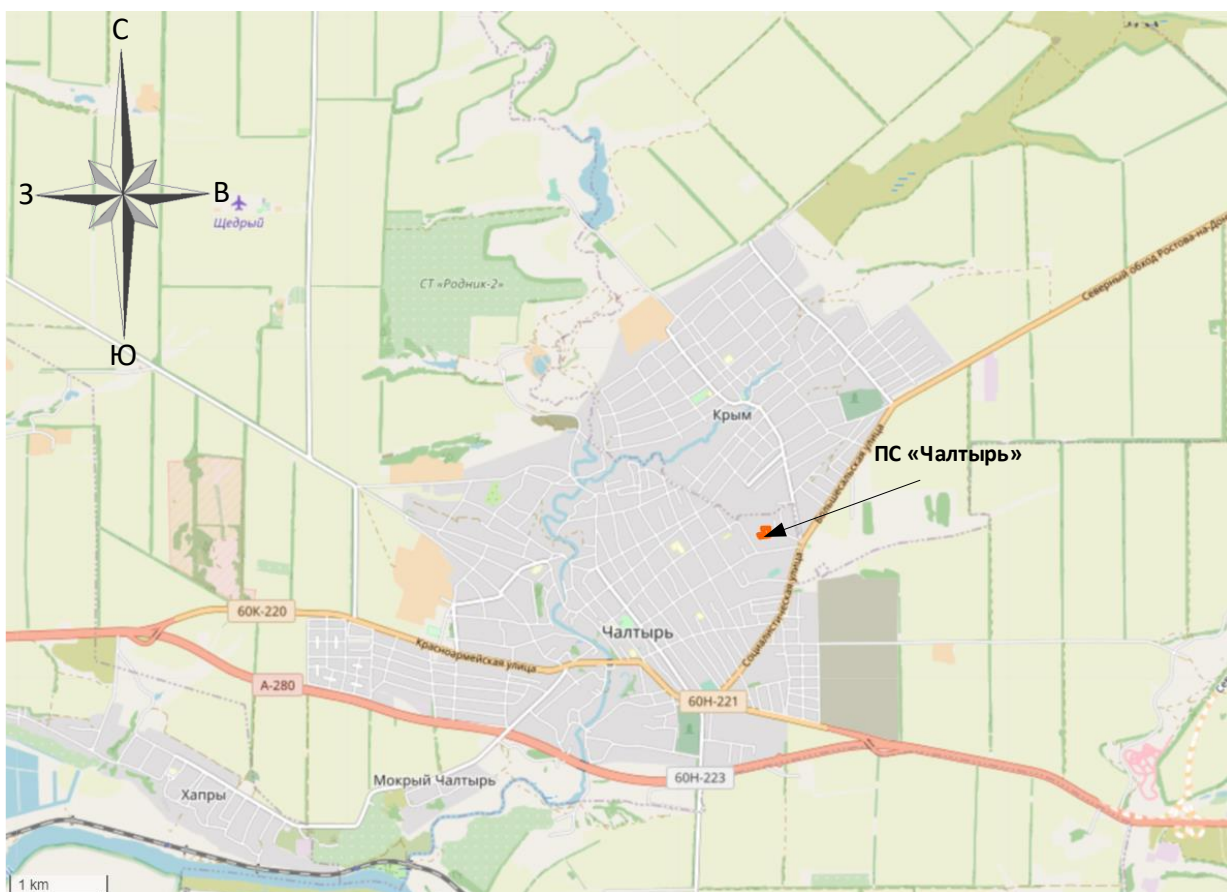


Рисунок 1 - План расположения подстанции «Чалтырь»

Подстанция «Чалтырь» 110/35/10 кВ имеет две очереди. Первая очередь включает в себя часть подстанции с трансформаторами 35/10 кВ, а вторая очередь включает в себя трансформаторы с напряжением обмоток 110/35/10 кВ. Существующая компоновка подстанции 110/35/10 кВ представлена на рисунке 2.

Как было отмечено ранее подстанция «Чалтырь» 110/35/10 кВ расположена в Ростовской области и находится на балансе ПАО «Россети ЮГ», филиал «Ростовэнерго».

Анализ материала, представленного в открытых источниках, позволил определить часть электрической схемы Ростовской области, в которую входит объект ВКР. Связь подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ с другими подстанциями энергосистемы представлена на рисунке 3.



Рисунок 2 - План компоновки подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ

Размеры территории второй очереди подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ составляют 75×43 м. Как видно из рисунка 2 на территории подстанции расположены две очереди подстанции «Чалтырь».

На реконструируемой подстанции «Чалтырь» расположено два силовых трансформатора. Трансформатор Т1 мощностью 16 МВА и трансформатор Т2 мощностью 25 МВА. Распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ выполнены в открытом исполнении. Распределительное устройство 10 кВ выполнено шкафами комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 10 кВ.



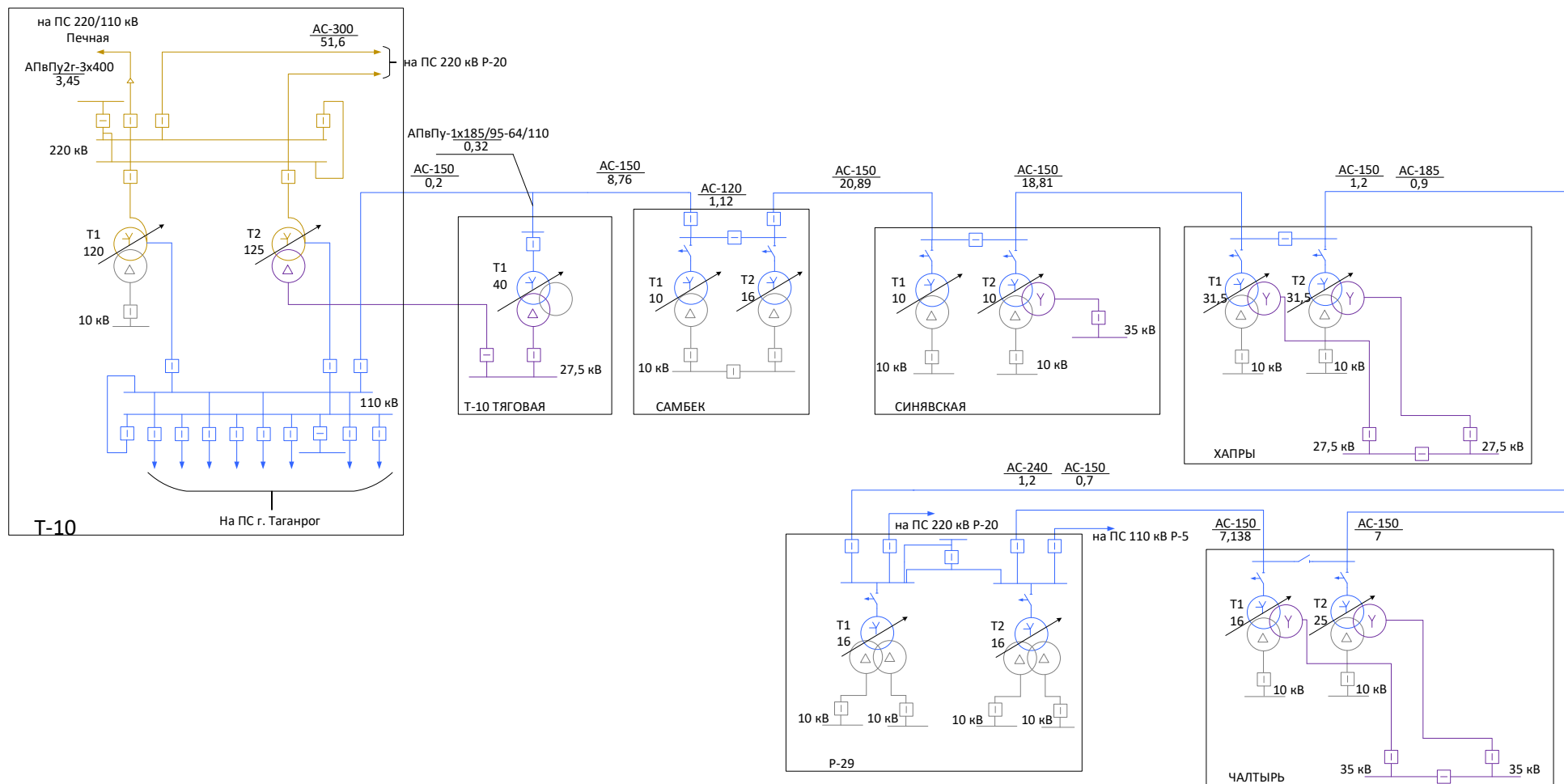


Рисунок 3 - Схема части энергосистемы с проектируемой подстанцией

## 1.2 Обоснование актуальности темы и описание предлагаемых проектных решений

При разработке проекта реконструкции электрической части предлагается увеличить мощность силовых трансформаторов, относящихся ко второй очереди подстанции «Чалтырь», а при реконструкции предусмотреть отказ от первой очереди с переводом нагрузки на вторую очередь. Так как первая и вторая очереди подстанции расположены на одной территории, это позволит сделать компоновку подстанции более рациональной, повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить эксплуатационные расходы на обслуживание оборудования первой и второй очереди подстанции «Чалтырь», а также снизить затраты персонал подстанции.

При реконструкции подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ необходимо определить новые границы подстанции, так как оборудование используемое в проекте реконструкции электрической части для размещения на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ и ОРУ 35 кВ потребует меньше места для его размещения, при этом увеличится число отходящих линий и ячеек в закрытом распределительном устройстве 10 кВ.

Существующую компоновку подстанции первой и второй очереди «Чалтырь» сохранить при проведении реконструкции на представляется возможным.

Кроме того, актуальность выбранной тематики выпускной квалификационной работы заключается в том, что решается вопрос снижения загрузки силовых трансформаторов подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ.

Максимальная загрузка подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ в 2019 году составила 21,74 МВт. При этом на присоединение к подстанции планировалось нагрузка на уровне 1 МВт. Таким образом на начало 2020 года общая нагрузка подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ составила  $P_{ПС\ заг.2020} = 22,74$  МВт. Установленная мощность подстанции  $S_{ПС\ усн} = 41$  МВА. По данным на конец 2021 года загрузка подстанции составляет  $S_{заг,\%} = 252\%$

от установленной мощности. Определим текущую загрузку подстанции по полной мощности:

$$S_{ПС2021} = \frac{S_{заг, \%}}{100} \cdot S_{ПС\text{ усн}} = \frac{252}{100} \cdot 41 = 103,32 \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Определим загрузку подстанции «Чалтырь» по данным на начало 2020 года для определения динамики роста нагрузки питаемого подстанцией района:

$$S_{ПС2020} = \frac{P_{ПС\text{ заг.2020}}}{\cos \varphi} = \frac{22,74}{0,95} = 23,94 \text{ (МВА)} \quad (2)$$

В 2013 году максимальная загрузка подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ составляла  $P_{ПС\text{ заг.2013}} = 18,4$  МВт, тогда загрузка подстанции по полной мощности определим из выражения:

$$S_{ПС2013} = \frac{P_{ПС\text{ заг.2013}}}{\cos \varphi} = \frac{18,4}{0,95} = 19,37 \text{ (МВА)} \quad (3)$$

Динамика изменения загрузки подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ представлена на рисунке 4.

Как видно из графика, представленного на рисунке 4, резкий рост загрузки подстанции произошел в 2021 году. В первую очередь этот факт связан с тем, что в эксплуатации находится только вторая очередь подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ, на эту подстанцию переведена нагрузка первой очереди «Чалтырь 1» 35/10 кВ. Во-вторых, это связано с ростом нагрузки питаемого района, за счет строительства новых предприятий, в том числе, предприятий по переработке сельскохозяйственной продукции и продукции растениеводства.

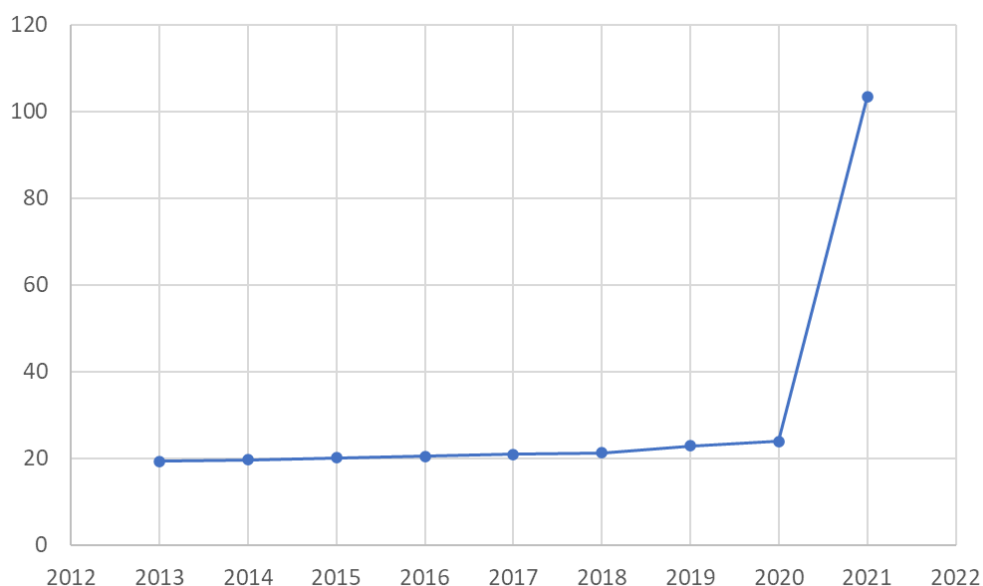


Рисунок 4 - Динамика изменения мощности подстанции

Показанная на рисунке 4 динамика изменения нагрузки подстанции показывает актуальность темы выпускной квалификационной работы.

### 1.3 Анализ существующей электрической схемы подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ

Подстанция «Чалтырь» 110/35/10 кВ является тупиковой подстанцией [8] согласно схеме части энергосистемы Ростовской области [7], представленной на рисунке 3.

Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме 110-4Н. Данная схема используется на тупиковых подстанциях согласно [21] и [20]. Для ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ используются схемы с одной рабочей секционированной системой шин [11]. Существующая схема подстанции подробно показана на чертеже графической части ВКР выполненной согласно [1]. В пояснительной записке представим упрощенный вид существующей схемы подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ на рисунке 5.

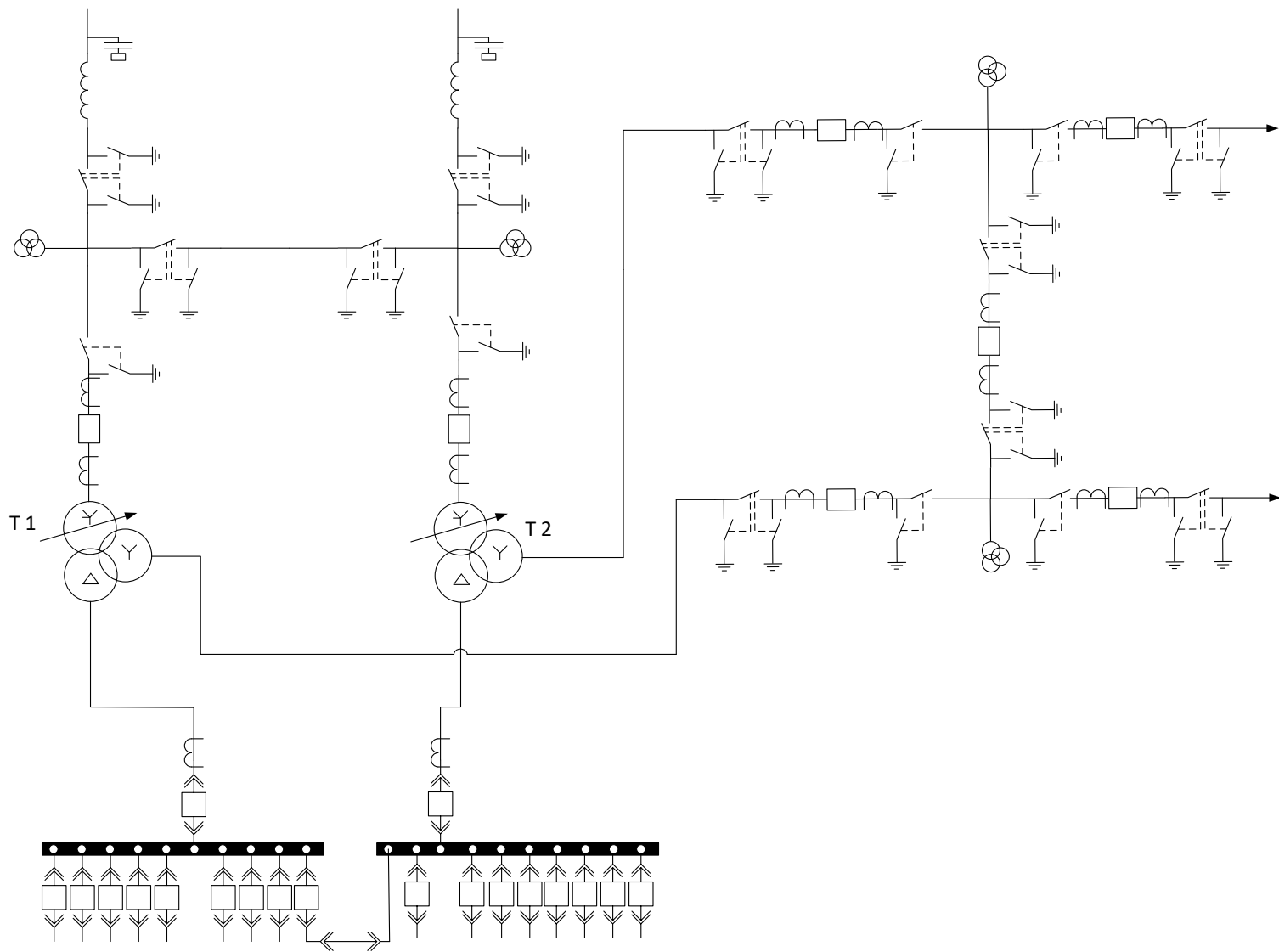


Рисунок 5 - Существующая схема подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ

Выводы по разделу 1. Выполнен сбор и анализ исходных данных для выполнения проекта реконструкции подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ. Определено месторасположения подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ, а также ее компоновка. Подстанция включает в себя две очереди. Первая очередь с одним трансформатором 35/10 кВ и вторая очередь с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ. На реконструируемой подстанции «Чалтырь» установлено два силовых трансформатора. Трансформатор Т1 мощностью 16 МВА и трансформатор Т2 мощностью 25 МВА. Распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ выполнены в открытом исполнении. Распределительное устройство 10 кВ выполнено шкафами комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 10 кВ. Определено, что текущая нагрузка подстанции «Чалтырь» составляет 252% от установленной мощности 41 МВА. Данная нагрузка подстанции получена в результате перевода мощности первой очереди на вторую, так как проект реконструкции будет выполнен с заменой силовых трансформаторов и отказом от использования первой очереди подстанции.

Выполнен анализ существующей схемы подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ. Согласно выполненной схеме для ОРУ 110 кВ используется типовая схема 110-4Н, так как подстанция является тупиковой, а для распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ используются одинаковые схемы с одной секционированной выключателем системой шин.

## 2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

### 2.1 Определение мощности и числа силовых трансформаторов

Для определения расчетной мощности силовых трансформаторов подстанции «Чалтырь 110/35/10 кВ воспользуемся значением мощности полученном в выражении (1).

Расчетная мощность трансформаторов определяется исходя из количества трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, категорий надежности электроснабжения потребителей подстанции, а также допустимой аварийной перегрузки. Для рассматриваемой подстанции выполним расчет требуемой мощности силовых трансформаторов исходя из следующих условий: число трансформаторов на подстанции  $n = 2$ ; коэффициент допустимой аварийной перегрузки  $k_{an} = 1,4$ ; число потребителей первой и второй категории надежности подключенных подстанций составляет 70% от общего числа потребителей, что учитывается коэффициентом  $K_{I-II} = 0,7$ . Принимая эти условия, расчетная мощность определится по выражению:

$$S_{T.расч} = \frac{S_{ПС2021} \cdot K_{I-II}}{k_{an} (n - 1)} = \frac{103,32 \cdot 0,7}{1,4(2 - 1)} = 51,66 \text{ (МВА)} \quad (4)$$

Согласно стандартному ряду мощностей силовых трансформаторов из [4] к установке на подстанции могут быть приняты два силовых трансформатора удовлетворяющие условию:

$$S_{T.ном} \geq S_{T.расч} \quad (5)$$

где  $S_{T.ном}$  - номинальная мощность силового трансформатора согласно [4], МВА;

$S_{T.расч}$  - величина расчетной мощности силового трансформатора полученная из выражения (4), МВА.

Условию (5) удовлетворяют две мощности силовых трансформаторов: 63 МВА и 80 МВА. Для окончательного выбора силовых трансформаторов необходимо выполнить поиск марок силовых трансформаторов удовлетворяющих условию (5) по каталогам производителей трансформаторного оборудования. Для определения марок силовых трансформаторов, подходящих к установке на подстанции «Чалтырь» воспользуемся каталогами ООО «Тольяттинский Трансформатор» [22] и Группа-Компаний СВЭЛ [5]. Выбранные марки силовых трансформаторов сведем в таблицу 1.

Таблица 1 - Выбранные марки трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН	63	115	38,5	11	Y <sub>н</sub> /Y/D-0-11	10,5	18	7	0,29	270	45
ТДТН	80	115	38,5	11	Y <sub>н</sub> /Y/D-0-11	11	18,5	7	0,25	365	50

Все выбранные силовые трансформаторы марки ТДТН:

- Т – трансформатор трехфазный;
- Д – тип охлаждения дутьем, с естественной циркуляцией масла;
- Т – трехобмоточный трансформатор;
- Н – трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).



## 2.2 Определение годового графика нагрузок

Для выбора силового трансформатора оптимальной мощности выполняются расчеты технико-экономических параметров минимум для двух вариантов марок силовых трансформаторов. Критерием оптимальности варианта является минимум приведенных затрат.

Для выполнения расчетов-технико-экономических показателей необходимо составить годовой график нагрузок подстанции «Чалтырь» после реконструкции и определить его показатели.

Для построения годового графика нагрузок воспользуемся ранее определенным в (1) значением мощности 103,32 МВА. Используя это значение определим типовой годовой график согласно [17] и [19]. Итоговый график мощности для подстанции «Чалтырь» с учетом значения максимальной полной мощности 103,32 МВА показан на рисунке 6.

Кроме графика полной мощности необходимо построить график активной мощности и график реактивной мощности.

Для наглядности проведения расчетов активной и реактивной мощностей составим таблицу 2.

В таблице 2 приняты следующие обозначения:

- Продолжительность ступени годового графика  $T_i$ , ч;
- Полная мощность соответствующей ступени годового графика  $S_i$ , МВА;
- Активная мощность соответствующей ступени годового графика  $P_i$ , МВт;
- Реактивная мощность соответствующей ступени годового графика  $Q_i$ , Мвар.

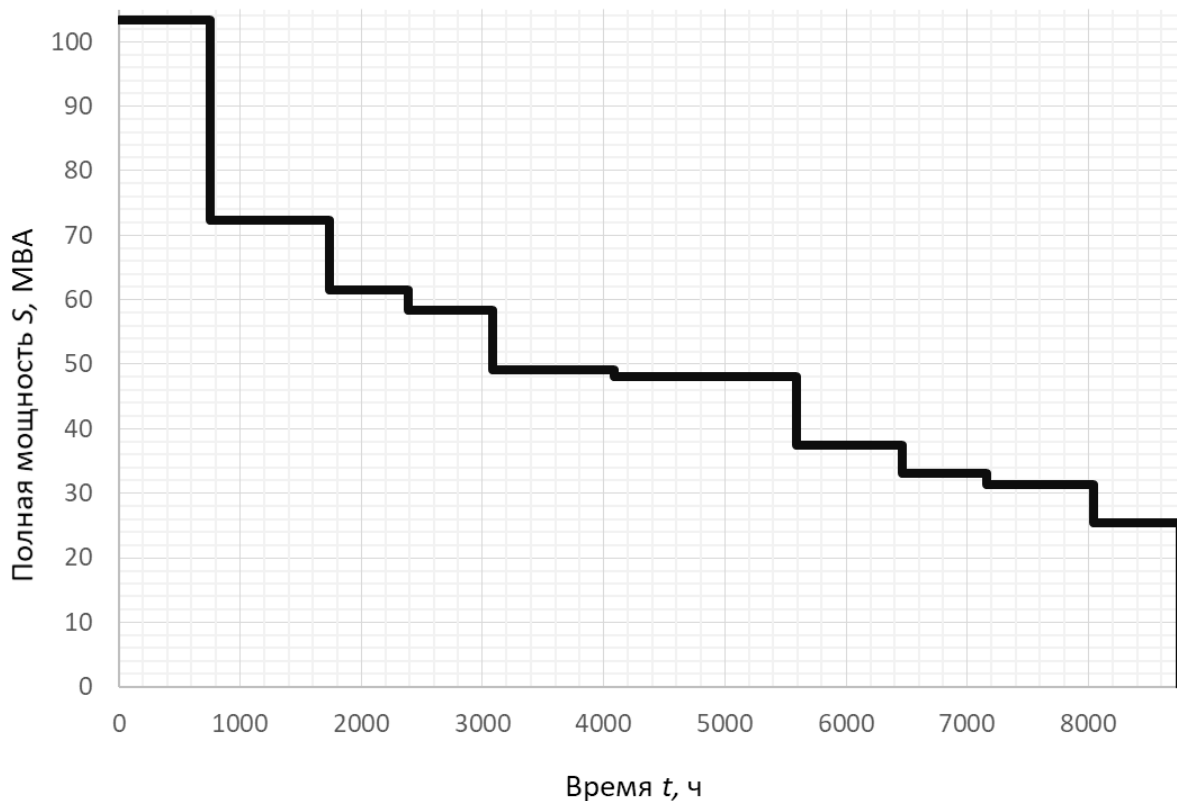


Рисунок 6 - Годовой график полной мощности

Используя значения полной мощности для каждой ступени получение значения активной мощности выполняется по выражению:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \quad (6)$$

где  $S_i$  - величина полной мощности на расчетной ступени годового графика, МВА;

$\cos \varphi$  - коэффициент активной мощности, принимаем равным 0,95 согласно [18].

$i$  – номер ступени на годовом графике нагрузок.

Используя значения полной мощности и значения активной мощности полученное по выражению (6) величина реактивной мощности на расчетной ступени графика нагрузок определяется по выражению:

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}, \quad (7)$$

Пользуясь (6) и (7), а также графиком представленным на рисунке 6 составим таблицу 2 с результатами расчетов.

Таблица 2 - Значения мощностей для построения графиков

$T_i$ , ч	$S_i$ , МВА	$P_i$ , МВт	$Q_i$ , Мвар
1	2	3	4
750	103,32	87,822	54,42719
987	72,324	61,4754	38,09903
650	61,4754	52,25409	32,38418
700	58,40163	49,64139	30,76497
1000	49,05737	41,69876	25,84257
1500	48,07622	40,86479	25,32572
875	37,49945	31,87454	19,75406
698	32,99952	28,04959	17,38358
879	31,34954	26,64711	16,5144
721	25,39313	21,58416	13,37666

По полученным расчетным значениям активной мощности подстанции «Чалтырь» построим годовой упорядоченный график активной мощности для определения показателей графика необходимых для проведения технико-экономического сравнения вариантов установки силовых трансформаторов. Годовой график активной мощности подстанции «Чалтырь» представлен на рисунке 7.

Для годового графика активной мощности определим характерные показатели.

Расчетное значение электрической энергии потребляемой потребителями подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ определим по выражению:

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \quad (8)$$

где  $n$  – число ступеней графика активной мощности подстанции, согласно рисунку 7  $n = 10$ .

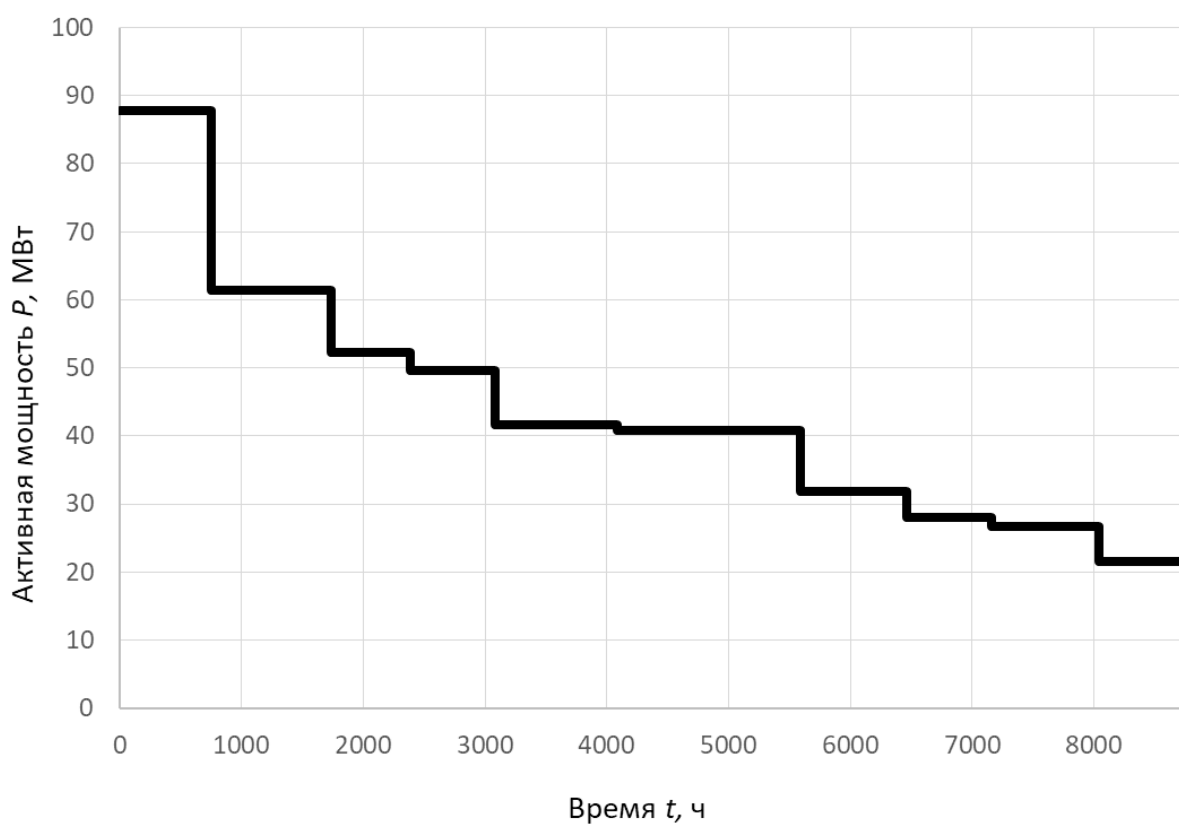


Рисунок 7 - Годовой график активной мощности

Для определения по (8) расчетного значения годовой потребленной энергии составим расчетную таблицу 3.

Таблица 3 - Расчет годового потребления электрической энергии по ступеням графика активной мощности

Номер ступени $i$	$T_i$ , ч	$P_i$ , МВт	$W_i$ , МВт·ч
1	2	3	4
1	750	87,822	65866,5
2	987	61,4754	60676,22
3	650	52,25409	33965,16
4	700	49,64139	34748,97
5	1000	41,69876	41698,76
6	1500	40,86479	61297,18
7	875	31,87454	27890,22
8	698	28,04959	19578,61

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
9	879	26,64711	23422,81
10	721	21,58416	15562,18
$T_{год}, ч$	8760	$W_{год}, МВт·ч$	384706,6

Далее определим среднегодовое значение активной мощности подстанции «Чалтырь»:

$$P_{cp} = \frac{W_{год}}{T_{год}} = \frac{384706,6}{8760} = 43,91 \text{ (МВт)} \quad (9)$$

Коэффициент заполнения годового графика мощности подстанции «Чалтырь»:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{43,91}{87,822} = 0,499 \approx 0,5 \quad (10)$$

где  $P_{max}$  - максимальное значение активной мощности первой ступени годового графика активной мощности, принято по таблице 3 87,822 МВт.

Продолжительность использования максимальной мощности подстанции:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{384706,6}{87,822} = 4380,52 \text{ (ч)} \quad (11)$$

Дополнительно нужно определить графики активной и полной мощностей для стороны 35 кВ и для стороны 10 кВ подстанции «Чалтырь» после реконструкции. Это необходимо для выбора оптимального варианта силовых трансформаторов.

При составлении графиков мощности для стороны 35 кВ и 10 кВ необходимо учитывать какие потребители подключены к каждому из

распределительных устройств. Для трехфазных силовых трансформаторов мощно не учитывать различие в мощности обмоток, так как все три обмотки выполняются на номинальную мощность трансформатора.

Согласно [10] для воздушных линий напряжением 35 кВ максимальная нагрузка составляет 9,3 МВт. Для воздушных линий напряжением 10 кВ максимальная нагрузка составляет 2,1 МВт. Для стороны 35 кВ количество отходящих линий после реконструкции подстанции за счет присоединения новых потребителей возрастет с двух до четырех. Тогда максимальная мощность, потребляемая на стороне 35 кВ составит:

$$P_{35\max} = P_{ВЛ35} \cdot n = 9,3 \cdot 4 = 37,2 \text{ (МВт)} \quad (12)$$

где  $P_{ВЛ35}$  - максимальная мощность, передаваемая по воздушной линии 35 кВ, принята равной 9,3 МВт;  
 $n$  - число отходящих ВЛ от ОРУ 35 кВ подстанции «Чалтырь» после реконструкции, принято 4 шт.

Определим относительное значение мощности, потребляемой на стороне 35 кВ подстанции «Чалтырь» после реконструкции:

$$P_{35,\%} = \frac{P_{35\max}}{P_{\max}} = \frac{37,2}{87,822} \cdot 100 = 42,35 \text{ (\%)} \quad (13)$$

Таким образом нагрузка обмотки 35 кВ для трехобмоточных трансформаторов будет равна 42,35 %, а нагрузка обмотки 10 кВ будет равна:

$$P_{10,\%} = 100 - P_{35,\%} = 100 - 42,35 = 57,65 \text{ (\%)} \quad (14)$$

Используя значения полученные в (13) и (14) на основании данных таблицы 3 составим таблицу 4 отражающую нагрузку каждой из обмоток силового трансформатора согласно годового графику представленному на рисунке 6.

Таблица 4 - Распределение активной мощности по потребителям разных классов напряжения

Номер ступени $i$	Активная мощность на стороне 110 кВ, МВт	Активная мощность на стороне 35 кВ, МВт	Активная мощность на стороне 10 кВ, МВт
1	87,822	37,19262	50,62938
2	61,4754	26,03483	35,44057
3	52,25409	22,12961	30,12448
4	49,64139	21,02313	28,61826
5	41,69876	17,65943	24,03934
6	40,86479	17,30624	23,55855
7	31,87454	13,49887	18,37567
8	28,04959	11,879	16,17059
9	26,64711	11,28505	15,36206
10	21,58416	9,140892	12,44327

Определим распределение полной мощности между классами напряжения по аналогии с таблицей 4 используя выражение:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}, \quad (15)$$

где  $P_i$  - величина активной мощности на расчетной ступени годового графика, МВА;

$\cos \varphi$  - коэффициент активной мощности, принимаем равным 0,95 согласно [18].

$i$  – номер ступени на годовом графике нагрузок.

Все значения для каждого класса напряжения полученные по выражению (15) занесем в таблицу 5.

Таблица 5 - Распределение полной мощности по потребителям разных классов напряжения

Номер ступени $i$	Полная мощность на стороне 110 кВ, кВА	Полная мощность на стороне 35 кВ, кВА	Полная мощность на стороне 10 кВ, кВА
1	2	3	4
1	92444,21053	39150,12316	53294,08737
2	64710,94737	27405,08621	37305,86116
3	55004,30526	23294,32328	31709,98198

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
4	52254,09	22129,60712	30124,48289
5	43893,4356	18588,86998	25304,56562
6	43015,56689	18217,09258	24798,47431
7	33552,14217	14209,33221	19342,80996
8	29525,88511	12504,21234	17021,67277
9	28049,59086	11879,00173	16170,58913
10	22720,16859	9621,991399	13098,17719

### 2.3 Выбор оптимального состава трансформаторного оборудования

Выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ будем проводить из двух вариантов, выбранных в таблице 1.

Методика оптимального выбора мощности силовых трансформаторов подробно представлена в [19] и основана на определении минимума приведенных затрат.

Определим расчетные параметры для каждого из вариантов силовых трансформаторов. Эти параметры необходимы для проведения технико-экономического сравнения и определения стоимости потерь электрической энергии на подстанции при функционировании по годовому графику нагрузок, представленному ранее на рисунке 6.

Ранее в таблице 1 были определены марки и мощности трансформаторов, которые могут быть установлены на подстанции. Представим методику расчета и выполним подробный расчет для первого варианта с трансформатором ТДТН 63000/110/35/10.

Согласно данным таблицы 5 определим коэффициенты загрузки [3] для каждой обмотки силового трансформатора, с учетом, что он работает на подстанции один и, соответственно, вся мощность потребителей приходится только на него:



$$k_3 = \frac{S_{\text{потр}}}{S_{\text{T.ном}}} \quad (16)$$

где  $S_{\text{потр}}$  - полная мощность потребителя на соответствующей ступени напряжения согласно таблице 5;

$S_{\text{T.ном}}$  - полная, номинальная мощность трансформатора соответствующего варианта, данные согласно таблице 1.

Выполним расчет для первой ступени  $i = 1$  и напряжения обмотки 110 кВ по используя выражение (16) и данные таблицы 5, столбец 2 и трансформатора ТДТН 63000/110/35/10:

$$k_{3BH} = \frac{S_{\text{потр BH}}}{S_{\text{T.ном}}} = \frac{92444,21053}{63000} = 1,467 \quad (17)$$

Выполним расчет для первой ступени  $i = 1$  и напряжения обмотки 35 кВ по используя выражение (16) и данные таблицы 5, столбец 3 и трансформатора ТДТН 63000/110/35/10:

$$k_{3CH} = \frac{S_{\text{потр CH}}}{S_{\text{T.ном}}} = \frac{39150,12316}{63000} = 0,6214 \quad (18)$$

Выполним расчет для первой ступени  $i = 1$  и напряжения обмотки 10 кВ по используя выражение (16) и данные таблицы 5, столбец 4 и трансформатора ТДТН 63000/110/35/10:

$$k_{3HH} = \frac{S_{\text{потр HH}}}{S_{\text{T.ном}}} = \frac{53294,08737}{63000} = 0,8459 \quad (19)$$

По аналогии (17) - (19), используя выражение (16) выполним расчет для ТДТН 63000/110/35/10 каждой ступени  $i$  таблицы 5, результаты занесем в таблицу 6.

Таблица 6 - Коэффициенты загрузок для варианта с трансформатором ТДТН 63000/110/35/10

Номер ступени $i$	Коэффициент загрузки обмотки ВН	Коэффициент загрузки обмотки СН	Коэффициент загрузки обмотки НН
1	2	3	4
1	1,467368421	0,621430526	0,845937895
2	1,027157895	0,435001368	0,592156526
3	0,873084211	0,369751163	0,503333047
4	0,82943	0,351263605	0,478166395
5	0,6967212	0,295061428	0,401659772
6	0,682786776	0,2891602	0,393626576
7	0,532573685	0,225544956	0,30702873
8	0,468664843	0,198479561	0,270185282
9	0,445231601	0,188555583	0,256676018
10	0,360637597	0,152730022	0,207907575

По аналогии (17) - (19), используя выражение (16) выполним расчет для ТДТН 80000/110/35/10 каждой ступени  $i$  таблицы 5, результаты занесем в таблицу 7.

Таблица 7 - Коэффициенты загрузок для варианта с трансформатором ТДТН 80000/110/35/10

Номер ступени $i$	Коэффициент загрузки обмотки ВН	Коэффициент загрузки обмотки СН	Коэффициент загрузки обмотки НН
1	2	3	4
1	1,155552632	0,489376539	0,666176092
2	0,808886842	0,342563578	0,466323264
3	0,687553816	0,291179041	0,396374775
4	0,653176125	0,276620089	0,376556036
5	0,548667945	0,232360875	0,31630707
6	0,537694586	0,227713657	0,309980929
7	0,419401777	0,177616653	0,241785125
8	0,369073564	0,156302654	0,21277091
9	0,350619886	0,148487522	0,202132364
10	0,284002107	0,120274892	0,163727215

Значение потерь активной мощности КЗ для каждой из обмоток определяются по выражению:

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_{к}}{2} \quad (20)$$

где  $\Delta P_{к}$  - паспортное значение потерь КЗ для выбранного трансформатора таблица 1, кВт.

Для трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 по (20) и данным таблицы 1 получим:

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_{к}}{2} = \frac{270}{2} = 135 \text{ кВт} \quad (21)$$

По паспортным данным для трансформатора ТДТН 63000 определим напряжения короткого замыкания для каждой обмотки.

Для обмотки ВН трехобмоточного трансформатора используется выражение:

$$U_{к.ВН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН})}{2} \quad (22)$$

где  $u_{к.ВН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Для обмотки СН трехобмоточного трансформатора используется выражение:

$$U_{к.СН} = \frac{(u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН})}{2} \quad (23)$$

где  $u_{к.ВН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Для обмотки НН трехобмоточного трансформатора используется выражение:

$$U_{к.НН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН})}{2} \quad (24)$$

где  $u_{к.ВН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$  - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Далее необходимо определить значения потерь реактивной мощности для соответствующих обмоток трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 по выражению:

$$Q_{к.j} = \frac{U_{к.j}}{100} \cdot S_{Т.ном} \quad (25)$$

где  $j$  - обозначение обмоток силового трансформатора (ВН, СН и НН);

$U_{к. j}$  - напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки силового трансформатора (ВН, СН и НН) определённые по выражениям (22) - (25), %;

$S_{T. ном}$  - паспортная номинальная полная мощность силового трансформатора, кВА.

Выполним расчет по выражениям (22) - (24) для трансформатора марки ТДТН 63000/110/35/10 согласно паспортным данным представленным в таблице 1.

По выражению (22) получим:

$$U_{к.ВН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН})}{2} = \frac{(18 + 10,5 - 7)}{2} = 10,75 (\%) \quad (26)$$

По выражению (23) получим:

$$U_{к.СН} = \frac{(u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН})}{2} = \frac{(10,5 + 7 - 18)}{2} = -0,25 (\%) \quad (27)$$

По выражению (24) получим:

$$U_{к.НН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН})}{2} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25 (\%) \quad (28)$$

Так как в выражении (27) получено отрицательное значение, то примем  $U_{к.СН} = 0$  для трансформатора ТДТН 63000/110/35/10.

Используя полученные в (26) - (28) значения выполним расчеты согласно выражения (25) для каждой из обмоток трансформатора ТДТН 63000/110/35/10.

Для обмотки ВН по выражению (25) получим:

$$Q_{к.ВН} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ (квар)} \quad (29)$$

Для обмотки СН по выражению (25) получим:

$$Q_{к.СН} = \frac{U_{к.СН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ (квар)} \quad (30)$$

Для обмотки НН по выражению (25) получим:

$$Q_{к.НН} = \frac{U_{к.НН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ (квар)} \quad (31)$$

Далее могут быть определены приведенные потери активной мощности в трансформаторе по выражению:

$$P'_{к.j} = P_{к.j} + k_{un} \cdot Q_{к.j} \quad (32)$$

где  $j$  - обозначение обмоток силового трансформатора (ВН, СН и НН);

$P_{к.j}$  - потери активной мощности определенные в выражении (21), кВт.

$k_{un}$  - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания, примем равным 0,05;

$Q_{к.j}$  - потери реактивной мощности для соответствующих обмоток трансформатора.

Определим приведенные потери активной мощности КЗ для каждой из обмоток трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 по выражению (32).

По (32) для обмотки ВН трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 получим:

$$P'_{к.ВН} = P_{к.ВН} + k_{un} \cdot Q_{к.ВН} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,625 \quad (33)$$

По (32) для обмотки СН трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 получим:

$$P'_{к.СН} = P_{к.СН} + k_{un} \cdot Q_{к.СН} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ (кВт)} \quad (34)$$

По (32) для обмотки НН трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 получим:

$$P'_{к.НН} = P_{к.НН} + k_{un} \cdot Q_{к.НН} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,375 \text{ (кВт)} \quad (35)$$

Далее необходимо определить приведенные потери активной мощности для холостого хода трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 по выражению:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{Т.ном} = 45 + 0,05 \cdot \frac{0,29}{100} \cdot 63000 = 54,135 \text{ (кВт)} \quad (36)$$

где  $\Delta P_x$  - паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, представленное в таблице 1, кВт;

$k_{un}$  - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания, примем равным 0,05;

$i_{xx}$  - паспортное значение тока холостого хода трансформатора, представленное в таблице 1, %;

$S_{Т.ном}$  - паспортное значение номинальной полной мощности трансформатора, представленное в таблице 1, кВА.

Найдем величину приведенных потерь активной мощности в трансформаторе по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{к.ВН} + k_{зСН}^2 \cdot P'_{к.СН} + k_{зНН}^2 \cdot P'_{к.НН} \quad (37)$$

Все значения для расчета по выражению (37) были определены и описаны ранее. Для трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 по выражению (37) получим:

$$P'_T = 54,135 + 1,467^2 \cdot 135 + 0,624^2 \cdot 135 + 0,8459^2 \cdot 135 = 493,8316 \text{ (кВт)} \quad (38)$$

Далее необходимо выполнить определение потерь электрической энергии в силовом трансформаторе ТДТН 63000/110/35/10 при его работе согласно графику нагрузок подстанции «Чалтырь». Для этого были ранее определены загрузки каждой из обмоток силового трансформатора (таблица 5), определены коэффициенты загрузки для каждой ступени годового графика нагрузок (таблица 6), а также определены продолжительности ступеней годового графика нагрузок (таблица 3, столбец 2).

Общее выражение для определения потерь электрической энергии на подстанции при установке на ней двух силовых трехобмоточных трансформаторов:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n (W_{xi} + W_{ki}) = \sum_{i=1}^n (W_{xi} + W_{к.ВНi} + W_{к.СНi} + W_{к.ННi}) \quad (39)$$

где  $n$  - количество ступеней годового графика нагрузок подстанции, шт;

$W_x$  - потери электрической энергии на холостом ходу, кВт·ч;

$W_k$  - потери электрической энергии в режиме КЗ, кВт·ч;

$W_{к.ВН}$  - потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки ВН, кВт·ч;

$W_{к.СН}$  - потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки СН, кВт·ч;

$W_{к.НН}$  - потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки НН, кВт·ч.



Потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки ВН при условии, что на подстанции устанавливается два силовых трансформатора определяются для каждой ступени ( $i$ ) годового графика нагрузок из выражения:

$$W_{к.ВН} = \frac{P'_{к.ВН} \cdot k_{зВН}^2 \cdot T}{2} \quad (40)$$

где  $T$  - длительность ступени годового графика нагрузок, ч.

Потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки СН при условии, что на подстанции устанавливается два силовых трансформатора определяются для каждой ступени ( $i$ ) годового графика нагрузок из выражения:

$$W_{к.СН} = \frac{P'_{к.СН} \cdot k_{зСН}^2 \cdot T}{2} \quad (41)$$

Потери электрической энергии в режиме КЗ для обмотки НН при условии, что на подстанции устанавливается два силовых трансформатора определяются для каждой ступени ( $i$ ) годового графика нагрузок из выражения:

$$W_{к.НН} = \frac{P'_{к.НН} \cdot k_{зНН}^2 \cdot T}{2} \quad (42)$$

Потери электрической энергии в режиме холостого хода при условии, что на подстанции устанавливается два силовых трансформатора определяются для каждой ступени ( $i$ ) годового графика нагрузок из выражения:

$$W_x = 2 \cdot P'_x \cdot T \quad (43)$$

Для автоматизации расчетов потерь электрической энергии составим расчетную таблицу в MS Excel используя выражения (39)-(43), результаты расчетов сведем в таблицу 8. Каждая строка значений таблицы 8 соответствует ступени годового графика нагрузок (рисунок 6) Обозначения в таблице 8 приняты в соответствии с расчетными выражениями (17)-(19) и (39)-(43).

Так как для оптимального выбора мощности силового трансформатора необходимо выполнить сравнение трансформаторов двух различных мощностей, то выполним расчет для трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 паспортные данные которого приведены в таблице 1.

Методика расчета потерь электрической энергии на подстанции при установке двух трансформаторов ТДТН 80000/110/35/10 аналогична методике расчета для двух трансформаторов ТДТН 63000/110/35/10 представленная выражениями (16)-(43). Для трансформатора ТДТН 80000 значения коэффициентов загрузки на каждой ступени годового графика рассчитаны по выражению (16) в таблице 7.

Для силового трансформатора (СТ) марки ТДТН 80000/110/35/10 по (20) и данным таблицы 1 получим:

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_{к}}{2} = \frac{365}{2} = 182,5 \text{ кВт} \quad (44)$$

По выражению (22) для СТ ТДТН 80000 и данным таблицы 1 получим:

$$U_{к.ВН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН})}{2} = \frac{(18,5 + 11 - 7)}{2} = 11,25 \text{ (\%)} \quad (45)$$

По выражению (23) для СТ ТДТН 80000 и данным таблицы 1 получим:

$$U_{к.СН} = \frac{(u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН})}{2} = \frac{(11 + 7 - 18)}{2} = 0 \text{ (\%)} \quad (46)$$

Таблица 8 - Расчет потерь электрической энергии для двух трансформаторов ТДТН 630000

$S_{BH}$ , кВА	$S_{CH}$ , кВА	$S_{BH}$ , кВА	$T$ , ч	$W_x$ , кВт·ч	$k_{з BH}$	$k_{з CH}$	$k_{з HH}$	$W_{к. BH}$ , кВт·ч	$W_{к. CH}$ , кВт·ч	$W_{к. HH}$ , кВт·ч	
92444,21	39150,12	53294,09	750	81202,5	1,467368	0,621431	0,845938	382423,2	19550,15	1170930	
64710,95	27405,09	37305,86	987	106862,5	1,027158	0,435001	0,592157	246601,8	12606,72	755062,2	
55004,31	23294,32	31709,98	650	70375,5	0,873084	0,369751	0,503333	117335,7	5998,411	359266,6	
52254,09	22129,61	30124,48	700	75789	0,82943	0,351264	0,478166	114041,3	5829,994	349179,5	
43893,44	18588,87	25304,57	1000	108270	0,696721	0,295061	0,40166	114953,6	5876,634	351972,9	
43015,57	18217,09	24798,47	1500	162405	0,682787	0,28916	0,393627	165602,2	8465,879	507052,1	
33552,14	14209,33	19342,81	875	94736,25	0,532574	0,225545	0,307029	58772,22	3004,541	179952,8	
29525,89	12504,21	17021,67	698	75572,46	0,468665	0,19848	0,270185	36306,53	1856,055	111165,8	
28049,59	11879	16170,59	879	95169,33	0,445232	0,188556	0,256676	41263,44	2109,461	126343,2	
22720,17	9621,991	13098,18	721	78062,67	0,360638	0,15273	0,207908	22206,59	1135,24	67993,66	
$\Delta W_x$ , кВт·ч				948445,2	$\Sigma W_{к. BH}$ , кВт·ч			1299507			
$\Delta W_{ПС}$ , кВт·ч				6293303,4				$\Sigma W_{к. BH}$ , кВт·ч	66433,09173		
								$\Sigma W_{к. BH}$ , кВт·ч	3978918,36		

По выражению (24) для СТ ТДТН 80000 и данным таблицы 1 получим:

$$U_{к.НН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН})}{2} = \frac{(18,5 + 7 - 11)}{2} = 7,25 (\%) \quad (47)$$

Для обмотки ВН по выражению (25) СТ ТДТН 80000, данным таблицы 1 и значению полученному в выражении (45) получим:

$$Q_{к.ВН} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{11,25}{100} \cdot 80000 = 9000 \text{ (квар)} \quad (48)$$

Для обмотки СН по выражению (25) СТ ТДТН 80000, данным таблицы 1 и значению полученному в выражении (46) получим:

$$Q_{к.СН} = \frac{U_{к.СН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{0}{100} \cdot 80000 = 0 \text{ (квар)} \quad (49)$$

Для обмотки НН по выражению (25) СТ ТДТН 80000, данным таблицы 1 и значению полученному в выражении (47) получим:

$$Q_{к.НН} = \frac{U_{к.НН}}{100} \cdot S_{Т.ном} = \frac{7,25}{100} \cdot 80000 = 5800 \text{ (квар)} \quad (50)$$

По (32) для обмотки 110 кВ СТ марки ТДТН 80000/110/35/10 используя значения из (48), а также выражения (44) получим:

$$P'_{к.ВН} = P_{к.ВН} + k_{ин} \cdot Q_{к.ВН} = 182,5 + 0,05 \cdot 9000 = 632,5 \text{ (кВт)} \quad (51)$$

По (32) для обмотки 35 кВ СТ марки ТДТН 80000/110/35/10 используя значения из (48), а также выражения (44) получим:

$$P'_{к.СН} = P_{к.СН} + k_{ин} \cdot Q_{к.СН} = 182,5 + 0,05 \cdot 0 = 182,5 \text{ (кВт)} \quad (52)$$

По (32) для обмотки 10 кВ СТ марки ТДТН 80000/110/35/10 используя значения из (48), а также выражения (44) получим:

$$P'_{к.НН} = P_{к.НН} + k_{ин} \cdot Q_{к.НН} = 182,5 + 0,05 \cdot 5800 = 472,5 \text{ (кВт)} \quad (53)$$

Приведенные потери активной мощности для холостого хода СТ ТДТН 80000/110/35/10 по выражению (36) и данным таблицы 1 определяются как:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{Т.ном} = 50 + 0,05 \cdot \frac{0,25}{100} \cdot 80000 = 60 \text{ (кВт)} \quad (54)$$

Далее необходимо выполнить расчеты аналогично расчетам в таблице 8 для определения значений потерь электрической энергии по подстанции в целом, а также расчет потерь электрической энергии в режиме холостого хода и в режиме КЗ. Для автоматизации расчетов потерь электрической энергии составим расчетную таблицу в MS Excel используя выражения (39)-(43), результаты расчетов сведем в таблицу 9. Каждая строка значений таблицы 9 соответствует ступени годового графика нагрузок (рисунок 6) Обозначения в таблице 9 приняты в соответствии с расчетными выражениями (17)-(19) и (39)-(43).

Для варианта с установкой на подстанции «Чалтырь» двух трансформаторов марки ТДТН 63000/110/35/10 значение нагрузочных потерь составило  $\Delta W_{ПС} = 6293303,4$  кВт·ч, а для варианта с установкой двух трансформаторов ТДТН 80000/110/35/10  $\Delta W_{ПС} = 2450331,4$  кВт·ч. Нагрузочные потери для варианта с трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 выше в 2,568 раза. Однако показатель величины потерь, еще не является основанием для окончательного выбора трансформаторов марки ТДТН 80000/110/35/10. Необходимо выполнить расчет приведенных затрат для каждого из вариантов силовых трансформаторов.

Функция оптимизации по величине приведенных затрат имеет следующий вид:

$$Z_{np}(S_{Tном}) = E_n \cdot K(S_{Tном}) + I_o(S_{Tном}) + I_э(S_{Tном}) \rightarrow \min \quad (55)$$

где  $E_n$  - коэффициент дисконтирования, для обоих вариантов принимаем равным 0,15;

$K(S_{Tном})$  - стоимость силовых трансформаторов, руб;

$I_o(S_{Tном})$  - годовые отчисления, руб;

$I_э(S_{Tном})$  - стоимость годовых потерь электрической энергии на подстанции, руб.

Таким образом, из (55) видно что оптимальным вариантом будет считаться тот вариант установки силовых трансформаторов для которого величина приведенных затрат будет минимальной.

Выполним расчет для каждого из вариантов.

Определим стоимость годовых потерь электрической энергии на подстанции по выражению:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э \quad (56)$$

где  $C_э$  - стоимость электрической энергии, для обоих вариантов принимаем равным 2,48 руб/кВт·ч.

Для двух трансформаторов ТДТН 63000 по выражению (56) и данным таблицы 8 получим:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 6293303,4 \cdot 2,48 = 15607392,432 \approx 15,6 \text{ (млн. руб.)} \quad (57)$$

Для двух трансформаторов ТДТН 80000 по выражению (56) и данным таблицы 9 получим:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 2450331,4 \cdot 2,48 = 6076821,872 \approx 6,1 \text{ (млн. руб.)} \quad (58)$$

Таблица 9 - Расчет потерь электрической энергии для двух трансформаторов ТДТН 800000

$S_{BH}$ , кВА	$S_{CH}$ , кВА	$S_{BH}$ , кВА	$T$ , ч	$W_x$ , кВт·ч	$k_{з BH}$	$k_{з CH}$	$k_{з HH}$	$W_{к. BH}$ , кВт·ч	$W_{к. CH}$ , кВт·ч	$W_{к. HH}$ , кВт·ч	
92444,21	39150,12	53294,09	750	90000	1,155553	0,489377	0,666176	316716,9	16390,06	78634,14	
64710,95	27405,09	37305,86	987	118440	0,808887	0,342564	0,466323	204231,7	10568,96	50706,44	
55004,31	23294,32	31709,98	650	78000	0,687554	0,291179	0,396375	97175,61	5028,824	24126,66	
52254,09	22129,61	30124,48	700	84000	0,653176	0,27662	0,376556	94447,22	4887,63	23449,26	
43893,44	18588,87	25304,57	1000	120000	0,548668	0,232361	0,316307	95202,8	4926,731	23636,85	
43015,57	18217,09	24798,47	1500	180000	0,537695	0,227714	0,309981	137149,2	7097,449	34051,25	
33552,14	14209,33	19342,81	875	105000	0,419402	0,177617	0,241785	48674,23	2518,885	12084,79	
29525,89	12504,21	17021,67	698	83760	0,369074	0,156303	0,212771	30068,5	1556,041	7465,377	
28049,59	11879	16170,59	879	105480	0,35062	0,148488	0,202132	34173,74	1768,486	8484,62	
22720,17	9621,991	13098,18	721	86520	0,284002	0,120275	0,163727	18391,15	951,7395	4566,136	
$\Delta W_x$ , кВт·ч				1051200	$\Sigma W_{к. BH}$ , кВт·ч			1076231,06			
$\Delta W_{ПС}$ , кВт·ч				2450331,4				$\Sigma W_{к. CH}$ , кВт·ч	55694,80526		
								$\Sigma W_{к. HH}$ , кВт·ч	267205,521		

Величину годовых отчислений найдем по выражению:

$$I_o = p_{\Sigma} \cdot K \quad (59)$$

где  $p_{\Sigma}$  - коэффициент отчислений, для обоих вариантов примем равным 0,094;

$K$  - стоимость силовых трансформаторов, руб.

Для двух трансформаторов ТДТН 63000 по выражению (59) и с учетом стоимости двух трансформаторов 120977584,00 руб. получим:

$$I_o = p_{\Sigma} \cdot K = 0,094 \cdot 120977584,00 = 11371892,896 \approx 11,4 \text{ (млн. руб.)} \quad (60)$$

Для двух трансформаторов ТДТН 80000 по выражению (59) и с учетом стоимости двух трансформаторов 180480000,00 руб. получим:

$$I_o = p_{\Sigma} \cdot K = 0,094 \cdot 180480000,00 = 16965120,0 \approx 16,9 \text{ (млн. руб.)} \quad (61)$$

Найдем приведенные затраты для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000 по выражению (55), с учетом стоимости двух трансформаторов 120977584,00 руб. а также значениям полученным в (57) и (60) получим:

$$Z_{np}(63000) = 0,15 \cdot 120,9 + 11,4 + 15,6 = 45,135 \text{ (млн. руб.)} \quad (62)$$

Найдем приведенные затраты для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 80000 по выражению (55), с учетом стоимости двух трансформаторов 180480000,00 руб., а также значениям полученным в (58) и (61) получим:

$$Z_{np}(80000) = 0,15 \cdot 180,5 + 16,9 + 6,1 = 50,1 \text{ (млн. руб.)} \quad (63)$$

Сравнивая значения приведенных затрат полученные в выражениях (62) и (63) получаем, что вариант с двумя трансформаторами ТДТН 63000 является оптимальным для установки на подстанции «Чалтырь» при реконструкции.



Для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 сумма приведенных затрат в 1,11 раз меньше, что эквивалентно 4,965 млн. руб.

Выводы по разделу 2. Определена расчетная полная мощность подстанции «Чалтырь» равная 51,66 МВА. Для полученного значения расчетной мощности определены наиболее подходящие варианты силовых трансформаторов ТДТН 63000/110/35/10 и ТДТН 80000/110/35/10. Для оптимального выбора мощности силовых трансформаторов были построены годовые графики полной, активной и реактивной мощностей. Согласно графикам выполнен расчет нагрузочных потерь электрической энергии на подстанции «Чалтырь» при установке на ней двух СТ марки ТДТН 63000/110/35/10 и двух СТ марки ТДТН 80000/110/35/10. Для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 получено, что суммарные годовые потери электрической энергии составят 6293303,4 кВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 80000/110/35/10 величина потерь электрической энергии согласно годового графика нагрузок составит 2450331,4 кВт·ч. Потери электрической энергии для варианта с трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 выше в 2,568 раза. Однако значение величины потерь, еще не является основанием для окончательного выбора трансформаторов марки ТДТН 80000/110/35/10, поэтому был выполнен расчет приведенных затрат для каждого из вариантов учитывающий стоимость потерь электрической энергии, затраты на покупку трансформаторов и на их обслуживание. Для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 сумма приведенных затрат в 1,11 раз меньше, что эквивалентно 4,965 млн. руб. Однако, окончательно к установке на подстанции принимаем два трансформатора марки ТДТН 80000/110/35/10 кВ. Так как данные трансформаторы будут работать в режиме близком к максимальному КПД и срок службы данных трансформаторов будет выше.

### **3 Токи короткого замыкания**

Замена СТ на подстанции «Чалтырь» требует выполнения расчетов токов короткого замыкания (ТКЗ), так как при реконструкции требуется выбрать все оборудование и проверить его на стойкость к ТКЗ, а также выполнить расчет уставок релейной защиты и автоматики подстанции и выполнить расчет системы заземления, во всех перечисленных случаях необходимо знать значения симметричных и не симметричных ТКЗ, а в связи с реконструкцией объекта и повышением его мощности их значения существенно изменяться. При выполнении расчетов ТКЗ используются методики расчетов представленные в [9], [19].

#### **3.1 Расчетная схема и схемы замещений**

Согласно схеме энергорайона (рисунок 3) и схемы подстанции (рисунок 5) составим расчетную схему, в которой учтем:

- Силовые трансформаторы не работают параллельно;
- Питание приходит с одной ЛЭП, наиболее близко расположенной к узловой подстанции энергосистемы (ПС «Т-10» 220/110/27,5/10 кВ)
  - это подстанция «Хапры» 110/27,5/10 кВ, длина ВЛ 9,1 км.

Расчетная схема ТКЗ представлена на рисунке 8. На ней размещены расчетные точки для определения значений ТКЗ. Расчетная точка К1 расположена на вводе перед СТ на напряжении 110 кВ, расчетная точка К2 расположена на секции шин 10 кВ (СШ 10 кВ) за СТ, а расчетная точка К3 расположена на стороне 35 кВ за СТ. Таким образом, расположение расчетных точек позволит определить все ТКЗ на подстанции.

Для выполнения расчетов ТКЗ необходимо составить схему замещения. Так как в ВКР будут выполняться расчеты как симметричных, так и не симметричных ТКЗ, то необходимо составить схему прямой и нулевой последовательностей. Схема обратной последовательности будет аналогична схеме прямой последовательности. Схемы прямой и обратной

последовательностей включают в себя только индуктивные сопротивления элементов расчетной схемы: выход в энергосистему (ЭС), воздушную линию (ВЛ) и силовой трансформатор (СТ) другие элементы не учитываются при определении значений ТКЗ.

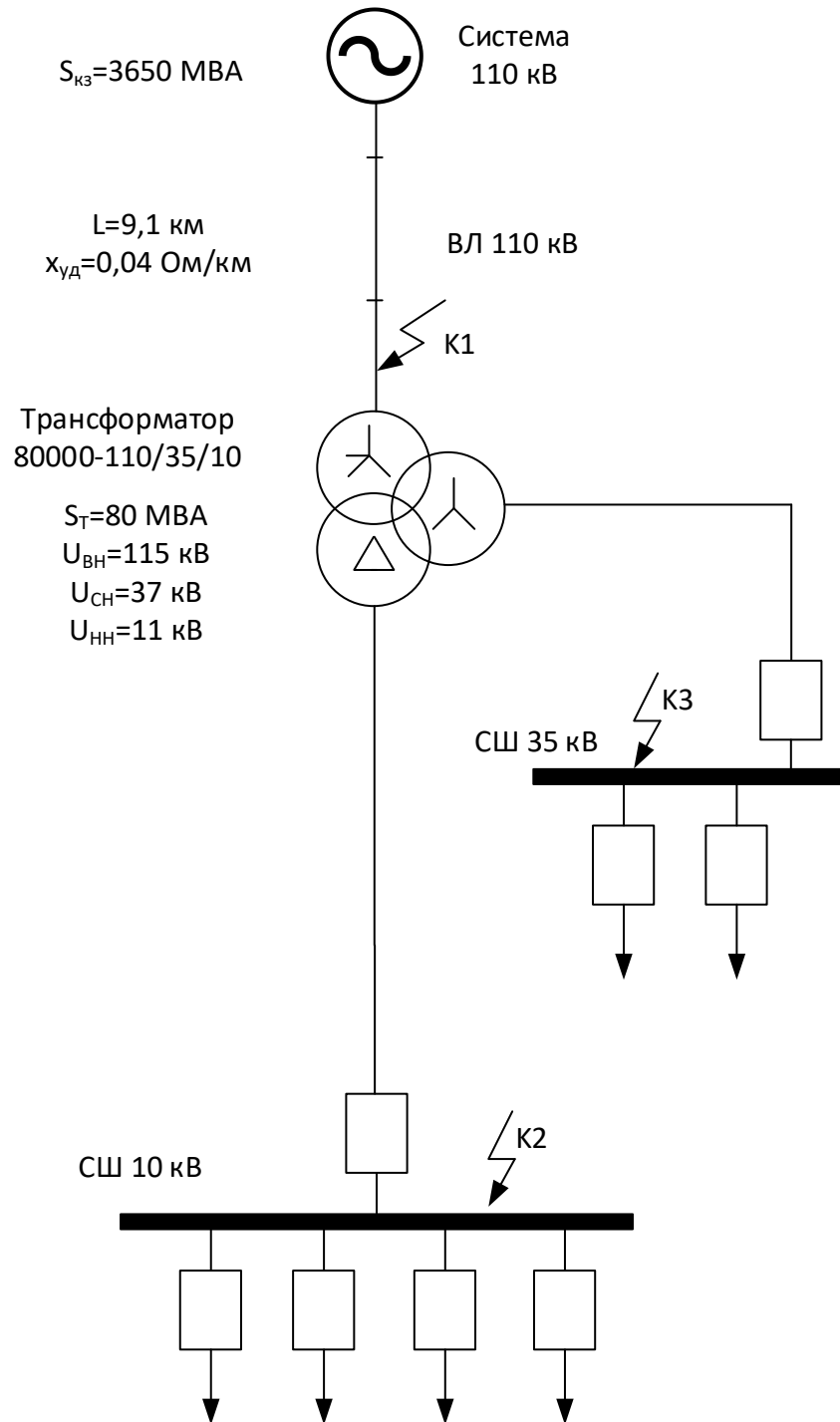


Рисунок 8 - Схема расположения расчетных точек

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 9, а нулевой последовательности представлена на рисунке 10.

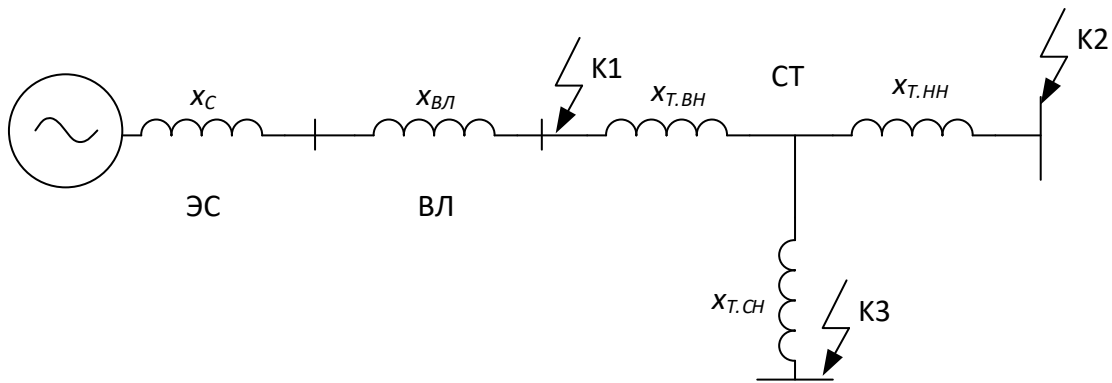


Рисунок 9 - Схема замещения прямой последовательности

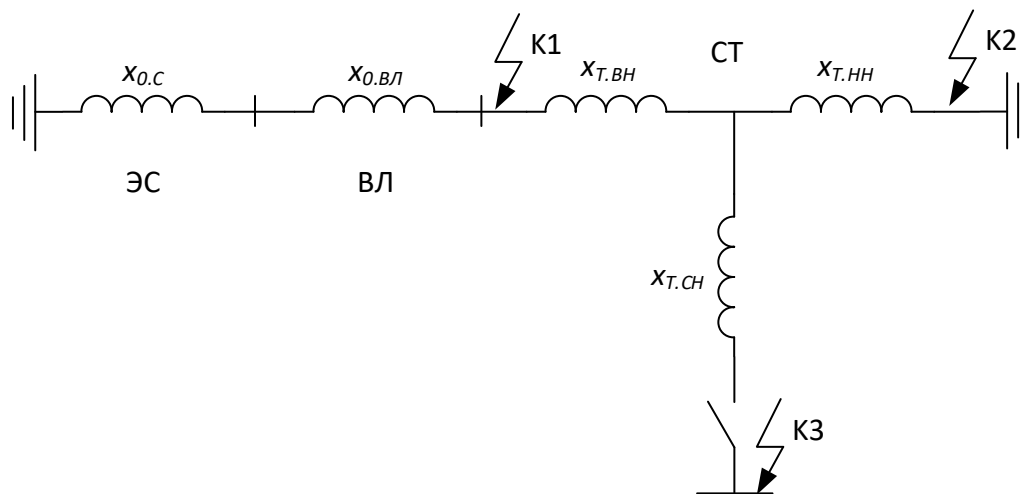


Рисунок 10 – Схема замещения нулевой последовательности

### 3.2 Параметры схем замещений

Определим параметры схем замещения для расчета ТКЗ. Расчет ТКЗ целесообразно проводить в относительных базисных единицах (о.е). Примем базисные напряжения равными средне номинальным для каждой из степеней трансформации:

- Для стороны 110 кВ базисное напряжение  $U_{б.ВН} = 115$  кВ;

- Для стороны 35 кВ базисное напряжение  $U_{б.СН} = 37,5$  кВ;
- Для стороны 10 кВ базисное напряжение  $U_{б.НН} = 10,5$  кВ.

Сопротивление системы (ЭС) для схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей определим по выражению:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{3850} = 0,2597 \text{ (о.е)} \quad (64)$$

где  $S_{\sigma}$  - базисная мощность, в расчетах принята равной 1000 МВА;

$S_{кз}$  - мощность системы или мощность короткого замыкания, принята согласно данным от энергосистемы равной 3850 МВА.

Сопротивление воздушной линии (ВЛ) 110 кВ питающей подстанцию «Чалтырь» для схемы прямой и обратной последовательностей определим по выражению:

$$x_{ВЛ} = x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{б.ВН}^2} = 0,4 \cdot 9,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,275 \text{ (о.е)} \quad (65)$$

где  $x_{уд}$  - удельное сопротивление ВЛ, в расчетах может быть принята для

ВЛ 110 кВ равной 0,4 Ом/км;

$L$  - длина ВЛ до ближайшей подстанции энергосистемы, согласно схеме энергорайона (рисунок 3) принята равной 9,1 км.

Сопротивление воздушной линии (ВЛ) 110 кВ питающей подстанцию «Чалтырь» для схемы замещения нулевой последовательности определим по выражению:

$$x_{0.ВЛ} = 3,5 \cdot x_{ВЛ} = 0,963 \quad (66)$$

Сопротивление обмоток трехобмоточного СТ марки ТДТН 80000/110/35/10.

Сопротивление для схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для обмотки 110 кВ:

$$x_{T.ВН} = \frac{U_{к.ВН} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{T.ном}} = \frac{11,25 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,4 \quad (67)$$

где  $U_{к.ВН}$  - напряжение короткого замыкания для обмотки ВН трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 полученное в выражении (45);

$S_{T.ном}$  - мощность силового трансформатора ТДТН 80000/110/35/10, принята равной 80 МВА.

Сопротивление для схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для обмотки 35 кВ:

$$x_{T.СН} = \frac{U_{к.СН} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{T.ном}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 0 \quad (68)$$

где  $U_{к.СН}$  - напряжение короткого замыкания для обмотки ВН трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 полученное в выражении (46);

$S_{T.ном}$  - мощность силового трансформатора ТДТН 80000/110/35/10, принята равной 80 МВА.

Сопротивление для схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для обмотки 10 кВ:

$$x_{T.НН} = \frac{U_{к.НН} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{T.ном}} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 0,906 \quad (69)$$

где  $U_{к.СН}$  - напряжение короткого замыкания для обмотки ВН трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 полученное в выражении (47);

$S_{T.ном}$  - мощность силового трансформатора ТДТН 80000/110/35/10, принята равной 80 МВА.

Определим результирующие сопротивления до расчетных точек ТКЗ согласно схемам замещения представленных на рисунках 9 и 10.

### 3.3 Результирующие сопротивления для расчетных точек ТКЗ

Результирующее сопротивление до точки К1 схемы прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma.K1} = x_{2\Sigma.K1} = x_C + x_{BL} = 0,2597 + 0,275 = 0,5347 \text{ (о.е)} \quad (70)$$

Результирующее сопротивление до точки К2 схем прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma.K2} = x_{2\Sigma.K2} = x_{1\Sigma.K1} + x_{T.BH} + x_{T.HH} = 0,5347 + 1,4 + 0,906 = 2,841 \text{ (о.е)} \quad (71)$$

Результирующее сопротивление до точки К3 схем прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma.K3} = x_{2\Sigma.K3} = x_{1\Sigma.K1} + x_{T.BH} + x_{T.CH} = 0,5347 + 1,4 + 0 = 1,9347 \text{ (о.е)} \quad (72)$$

Далее необходимо определить результирующие сопротивления для схемы замещения нулевой последовательности. При этом стоит учесть тот факт, что токи нулевой последовательности замыкаются в обмотке НН силового трансформатора так как она имеет схему соединения треугольник, а сопротивление со стороны 35 кВ будет равно бесконечности, так как со стороны 35 кВ используется заземление типа изолированная нейтраль. Таким образом для схемы нулевой последовательности результирующее сопротивление может быть определено только для точки К1 по выражению:

$$x_{0\Sigma.K1} = \frac{(x_C + x_{0.ВЛ}) \cdot (x_{Т.ВН} + \frac{x_{Т.СН} \cdot x_{Т.НН}}{x_{Т.СН} + x_{Т.НН}})}{(x_C + x_{0.ВЛ}) + (x_{Т.ВН} + \frac{x_{Т.СН} \cdot x_{Т.НН}}{x_{Т.СН} + x_{Т.НН}})} \quad (73)$$

Используя значения, ранее определенные в выражениях (64), (66), (67), (68), (69) и подставив их в выражение (73) получим:

$$x_{0\Sigma.K1} = \frac{(0,2597 + 0,963) \cdot (1,4 + \frac{0,0,906}{0 + 0,906})}{(0,2597 + 0,963) + (1,4 + \frac{0,0,906}{0 + 0,906})} = 0,653 \text{ (о.е)} \quad (74)$$

Определим базисные токи для каждой расчетной точки ТКЗ.

Для точки К1:

$$I_{\delta.ВН} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta.ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (75)$$

Для точки К2:

$$I_{\delta.НН} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta.НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)} \quad (76)$$

Для точки К3:

$$I_{\delta.СН} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta.СН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,396 \text{ (кА)} \quad (77)$$

### 3.4 Расчет ТКЗ для точки К1 (110 кВ)

Определим значение ТКЗ в для точки К1 (сторона 110 кВ). согласно схемам замещения.

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :



$$I_{п,0}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{\Sigma 1.K1}} \cdot I_{6.BH} = \frac{1}{0,5347} \cdot 5,02 = 9,388 \text{ (кА)} \quad (78)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,388 \cdot 1,8 = 23,898 \text{ (кА)} \quad (79)$$

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma.K1} + x_{2\Sigma.K2} + x_{0\Sigma.K1}} \cdot I_{6.BH} = 3 \cdot \frac{1}{0,5347 + 0,5347 + 0,653} \cdot 5,02 = 2,914 \quad (80)$$

Ударный ток однофазного ТКЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,914 \cdot 1,8 = 7,418 \text{ (кА)} \quad (81)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma.K1} + x_{2\Sigma.K1}} \cdot I_{6.BH} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,5347 + 0,5347} \cdot 5,02 = 8,13 \quad (82)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,13 \cdot 1,8 = 20,696 \text{ (кА)} \quad (83)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma.K1} + \frac{x_{2\Sigma.K1} \cdot x_{0\Sigma.K1}}{x_{2\Sigma.K1} + x_{0\Sigma.K1}}} \cdot I_{6.BH} \quad (84)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,5347 + \frac{0,5347 \cdot 0,653}{0,5347 + 0,653}} \cdot 5,02 = 10,492 \text{ (кА)}$$

Ударный ток однофазного ТКЗ на землю:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,492 \cdot 1,8 = 26,708 \text{ (кА)} \quad (85)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки К1 представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Ведомость ТКЗ для точки К1

Трёхфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Двухфазное на землю КЗ		Однофазное КЗ	
$I_{n,o}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n,o}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1,1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1,1)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА
9,388	23,898	8,13	20,696	10,492	26,708	2,914	7,418

### 3.5 Расчет ТКЗ для точки К2 (10 кВ)

Определим значение ТКЗ в для точки К2 (сторона 10 кВ). согласно схемам замещения. Для стороны 10 кВ подстанции «Чалтырь» можно рассчитать только значения ТКЗ двух типов – это трехфазное (симметричное короткое замыкание) и двухфазное (не симметричное короткое замыкание). Все типы короткого замыкания с замыканием токоведущих частей на землю рассчитываться не будут, так как значения этих токов КЗ будут низкими из-за схемы заземления нейтрали трансформатора треугольник.

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{\Sigma 1.K2}} \cdot I_{б.НН} = \frac{1}{2,841} \cdot 54,986 = 19,3544 \text{ (кА)} \quad (86)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 19,3544 \cdot 1,94 = 53,1 \text{ (кА)} \quad (87)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma.K2} + x_{2\Sigma.K2}} \cdot I_{6.HH} = \sqrt{3} \frac{1}{2,841 + 2,841} \cdot 54,986 = 16,761 \text{ (кА)} \quad (88)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 16,761 \cdot 1,94 = 45,986 \text{ (кА)} \quad (89)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки К2 представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Ведомость ТКЗ для точки К2

Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
$I_{n,0}^{(3)}$ , кА	$i_{y\partial}^{(3)}$ , кА	$I_{n,0}^{(2)}$ , кА	$i_{y\partial}^{(2)}$ , кА
19,3544	53,1	16,761	45,986

### 3.6 Расчет ТКЗ для точки К3 (35 кВ)

Определим значение ТКЗ в для точки К3 (сторона 35 кВ). согласно схемам замещения. Для стороны 35 кВ подстанции «Чалтырь» можно рассчитать только значения ТКЗ двух типов – это трехфазное (симметричное короткое замыкание) и двухфазное (не симметричное короткое замыкание). Все типы короткого замыкания с замыканием токоведущих частей на землю рассчитываться не будут, так как значения этих токов КЗ будут низкими из-за схемы заземления нейтрали трансформатора звезда.

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{\Sigma1.K3}} \cdot I_{6.CH} = \frac{1}{1,9347} \cdot 15,396 = 7,94 \text{ (кА)} \quad (90)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,94 \cdot 1,92 = 21,5699 \text{ (кА)} \quad (91)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в момент времени  $t = 0$ :

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma.K3} + x_{2\Sigma.K3}} \cdot I_{6.CH} = \sqrt{3} \frac{1}{1,9347 + 1,9347} \cdot 15,396 = 6,89 \text{ (кА)} \quad (92)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,89 \cdot 1,92 = 18,7 \text{ (кА)} \quad (93)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки КЗ представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Ведомость ТКЗ для точки КЗ

Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
$I_{n,0}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n,0}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА
7,94	21,5699	6,89	18,7

Составим обобщенную ведомость рассчитанных в разделе 3 ВКР токов короткого замыкания для подстанции «Чалтырь» при условии замены силовых трансформаторов на более мощные – два трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 кВ. Все рассчитанные значения ТКЗ сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Сводная ведомость расчетных значений ТКЗ

Наименование расчетной точки	Расчетная точка К1							
	2		3		4		5	
Вид короткого замыкания	Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Двухфазное на землю КЗ		Однофазное КЗ	
Обозначение и единица измерения	$I_{n,o}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n,o}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1,1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1,1)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА
Расчетное значение ТКЗ	9,388	23,898	8,13	20,696	10,492	26,708	2,914	7,418

Продолжение таблицы 13

1	2		3		4		5	
Наименование расчетной точки	Расчетная точка К2							
Вид короткого замыкания	Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Двухфазное на землю КЗ		Однофазное КЗ	
Обозначение и единица измерения	$I_{n,0}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n,0}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$I_{n,0}^{(1.1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1.1)}$ , кА	$I_{n,0}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА
Расчетное значение ТКЗ	19,3544	53,1	16,761	45,986	-	-	-	-
Наименование расчетной точки	Расчетная точка К3							
Вид короткого замыкания	Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Двухфазное на землю КЗ		Однофазное КЗ	
Обозначение и единица измерения	$I_{n,0}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n,0}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$I_{n,0}^{(1.1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1.1)}$ , кА	$I_{n,0}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА
Расчетное значение ТКЗ	7,94	21,5699	6,89	18,7	-	-	-	-

Проанализировав расчетные значения ТКЗ, сведенные в таблицу 13 установлено, что для всех классов напряжения подстанции «Чалтырь» уровни трехфазных ТКЗ являются самыми высокими, что подтверждается теоретическими данными. Исходя из этого значения трехфазных ТКЗ будут использоваться для выбора оборудования подстанции «Чалтырь».

Выводы по разделу 3. Составлена расчетная схема ТКЗ исходя из следующих условий: силовые трансформаторы не работают параллельно; питание приходит с одной ЛЭП, наиболее близко расположенной к узловой подстанции энергосистемы (ПС «Т-10» 220/110/27,5/10 кВ) – это подстанция «Хапры» 110/27,5/10 кВ, длина ВЛ 9,1 км.

Составлены две схемы замещения (СЗ) для расчета ТКЗ на подстанции при условии замены силовых трансформаторов на два СТ типа ТДТН 80000/110/35/10 кВ.

Первая СЗ – это схема прямой последовательности используется для расчета симметричных (трехфазных) ТКЗ, также она аналогична схеме обратной последовательности – необходима для расчета не симметричных ТКЗ (двухфазное, двухфазное на землю, однофазное).

Вторая СЗ – это схема нулевой последовательности, она учитывает схемы соединения обмоток силового трансформатора и позволяет выполнить расчет несимметричных ТКЗ (двухфазное, двухфазное на землю, однофазное).

Для схем замещения выполнен расчет параметров, которые учитывают только индуктивные сопротивления элементов (энергосистема, линия электропередачи, силовой трансформатор).

Используя рассчитанные параметры схем замещения получены расчетные значения ТКЗ для подстанции «Чалтырь» при условии замены силовых трансформаторов на более мощные – два трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 кВ. Максимальные значения ТКЗ для всех уровней напряжения подстанции имеют трехфазные (симметричные) ТКЗ, поэтому они будут использованы при выборе оборудования подстанции. Для выбора оборудования на стороне 110 кВ будут использованы значения  $I_{n,0}^{(3)} = 9,388$  кА и  $i_{y0}^{(3)} = 23,898$  кА. Для выбора оборудования на стороне 35 кВ будут использованы значения  $I_{n,0}^{(3)} = 7,94$  кА и  $i_{y0}^{(3)} = 21,5699$  кА. Для выбора оборудования на стороне 10 кВ будут использованы значения  $I_{n,0}^{(3)} = 19,3544$  кА и  $i_{y0}^{(3)} = 53,1$  кА.

## **4 Оборудование распределительных устройств**

Важным этапом разработки проекта реконструкции подстанций является выбор оборудования распределительных устройств (РУ). Как было определено в разделе 1 ВКР РУ 110 кВ подстанции «Чалтырь» выполнено в открытом исполнении, РУ 35 кВ также имеет открытое исполнение, а РУ 10 кВ выполнено с использованием комплектных распределительных устройств наружной установки. Так как реконструкция подстанции подразумевает полную замену всего оборудования с сооружением дополнительных распределительных устройств, то выбор всего оборудования выполним для каждого распределительного устройства в отдельности. При выборе оборудования используются источники [14], [19] и [17].

### **4.1 Оборудование распределительного устройства 110 кВ**

Для выбора оборудования распределительного устройства 110 кВ выполненного открыто определим схему РУ 110 кВ. Схема РУ 110 кВ выполнена по стандартной схеме 110-4Н [20]. Изображение схемы представлено на рисунке 11.

Согласно схеме (рисунок 11) на открытом РУ (ОРУ) 110 кВ должно устанавливаться следующее оборудование:

- Высокочастотный заградитель (обозначение на схеме, рисунок 11, ВЗ-1 и ВЗ-2);
- Конденсатор связи (обозначение на схеме, рисунок 11, КС-1 и КС-2);
- Линейный разъединитель (обозначение на схеме, рисунок 11, QS-1 и QS-3);
- Разъединители в неавтоматической ремонтной перемычке (обозначение на схеме, рисунок 11, QS-5 и QS-6);
- Измерительные трансформаторы напряжения (обозначение на схеме, рисунок 11, TV-1 и TV-2);

- Разъединители в цепях силовых трансформаторов (обозначение на схеме, рисунок 11, QS-2 и QS-4);
- Измерительные трансформаторы тока (обозначение на схеме, рисунок 11, ТА-1, ТА-2, ТА-3 и ТА-4);
- Высоковольтные выключатели (обозначение на схеме, рисунок 11, Q-1 и Q-2).

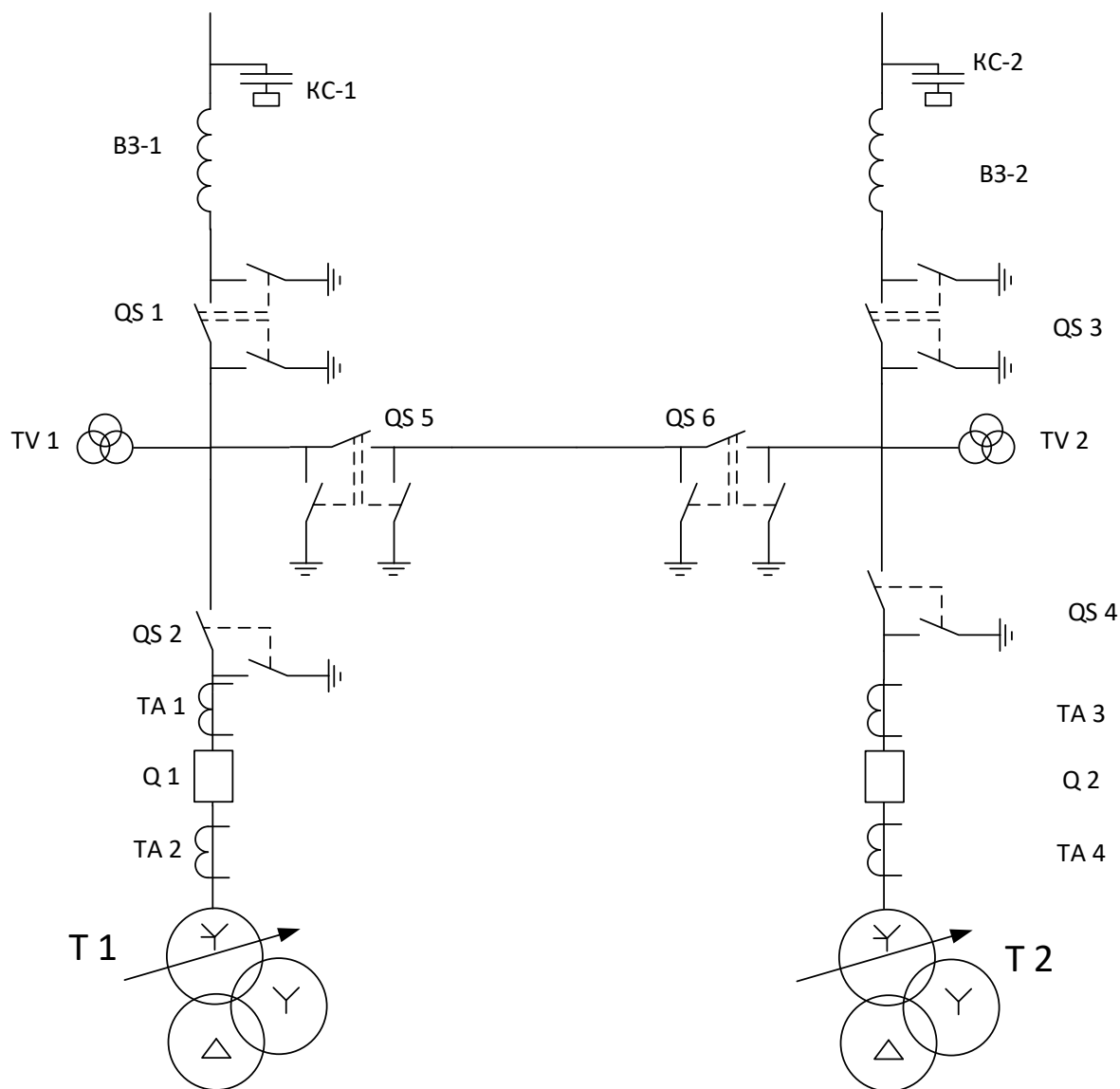


Рисунок 11 - Схема РУ 110 кВ с силовыми трансформаторами

Выбор оборудования должен выполняться согласно установленным критериям. Определим критерии выбора для каждого вида оборудования.



Однотипное оборудование выбирается по одинаковым критериям, а критерии выбора не зависят от места установки оборудования на схеме подстанции.

Определим критерии выбора разъединителей.

Первым критерием является соответствие номинального напряжения разъединителя номинальному напряжению схемы. Для схемы ОРУ 110 кВ подстанции «Чалтырь» номинальным напряжением является напряжение 110 кВ, поэтому при выборе оборудования по каталогам производителей будем рассматривать только оборудование класса напряжения 110 кВ.

Вторым критерием выбора разъединителей подстанции является номинальный ток ( $I_{ном}$ ). Для поиска подходящего разъединителя необходимо определить максимальный рабочий ток на ОРУ 110 кВ подстанции «Чалтырь». В общем виде максимальный рабочий ток определяется по выражению с учетом аварийной перегрузки – вводится коэффициент 1,4:

$$I_{max.110} = 1,4 \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 1,4 \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 587,847 \text{ (А)} \quad (94)$$

Третьим критерием выбора разъединителей подстанции является термическая стойкость протеканию ТКЗ. Для проверки на термическую стойкость необходимо определить интеграл Джоуля при КЗ ( $B_k$ ) и определить нормированный интеграл Джоуля для выбираемого разъединителя по паспортным данным ( $B_{тер}$ ). Интеграл Джоуля определим по выражению:

$$B_k = (I_{n.0}^{(3)})^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{откл.в.}) = 9,388^2 \cdot (0,01 + 0,03) = 3,52 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (95)$$

где  $I_{n.0}^{(3)}$  - периодическая составляющая ТКЗ в момент времени  $t = 0$ , для стороны 110 кВ определено в выражении (78) и равно  $I_{n,0}^3 = 9,388$  кА;

$t_{p.z.}$  - время действия устройств релейной защиты и автоматики РЗА, затрачиваемое на фиксацию появления КЗ и передачи сигнала

на отключение выключателя. Для расчетов может быть принято равной 0,01 с;

$t_{откл.в.}$  - время действия выключателя при возникновении КЗ и получении сигнала от устройств РЗА. В расчетах может быть принято равной 0,03 с.

Нормированный интеграл Джоуля для конкретного электрического аппарата определяется выражением:

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \quad (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (96)$$

где  $I_{тер}$  - паспортное значение тока термической стойкости выбираемого электрического аппарата, кА.

$t_{откл}$  - паспортное значения времени размыкания контактов выключателя, с.

Четвертым критерием выбора разъединителей подстанции является электродинамическая стойкость ТКЗ. При этом для стороны 110 кВ расчетное значение определено в выражении (79) как ударный ток трехфазного равный  $i_{уд}^{(3)} = 23,898$  кА. Полученное расчетным путем значение ударного ТКЗ должно сравниваться с током электродинамической стойкости значение которого указано в паспорте выбираемого электрического аппарата.

Определим критерии выбора высоковольтных выключателей подстанции. Основная часть критериев выбора высоковольтных выключателей аналогична критериям выбора разъединителей. Наличие дополнительного критерия выбора высоковольтного выключателя обусловлено его назначением в схеме подстанции – совершение коммутационных операций. Соответственно к определённым ранее четырем критериям выбора добавим пятый, соответствующий только выключателю – ток отключения выключателя. При этом паспортное значение тока отключения выключателя сравнивается со

значением периодической составляющей трехфазного ТКЗ которое, для стороны 110 кВ, определено в выражении (78) и равно  $I_{n,0}^{(3)} = 9,388$  кА.

На подстанции также должны устанавливаться средства измерения, которые подключаются к измерительным трансформаторам тока и напряжения. Для выбора измерительных трансформаторов тока и напряжения необходимо определить места, количество и тип подключаемых измерительных приборов на схеме ОРУ 110 кВ подстанции, чтобы правильно выбрать мощность измерительных трансформаторов. Для этого используя схему ОРУ 110 кВ с силовыми трансформаторами (рисунок 11) определим и разместим необходимые измерительные приборы, согласно рекомендациям [6].

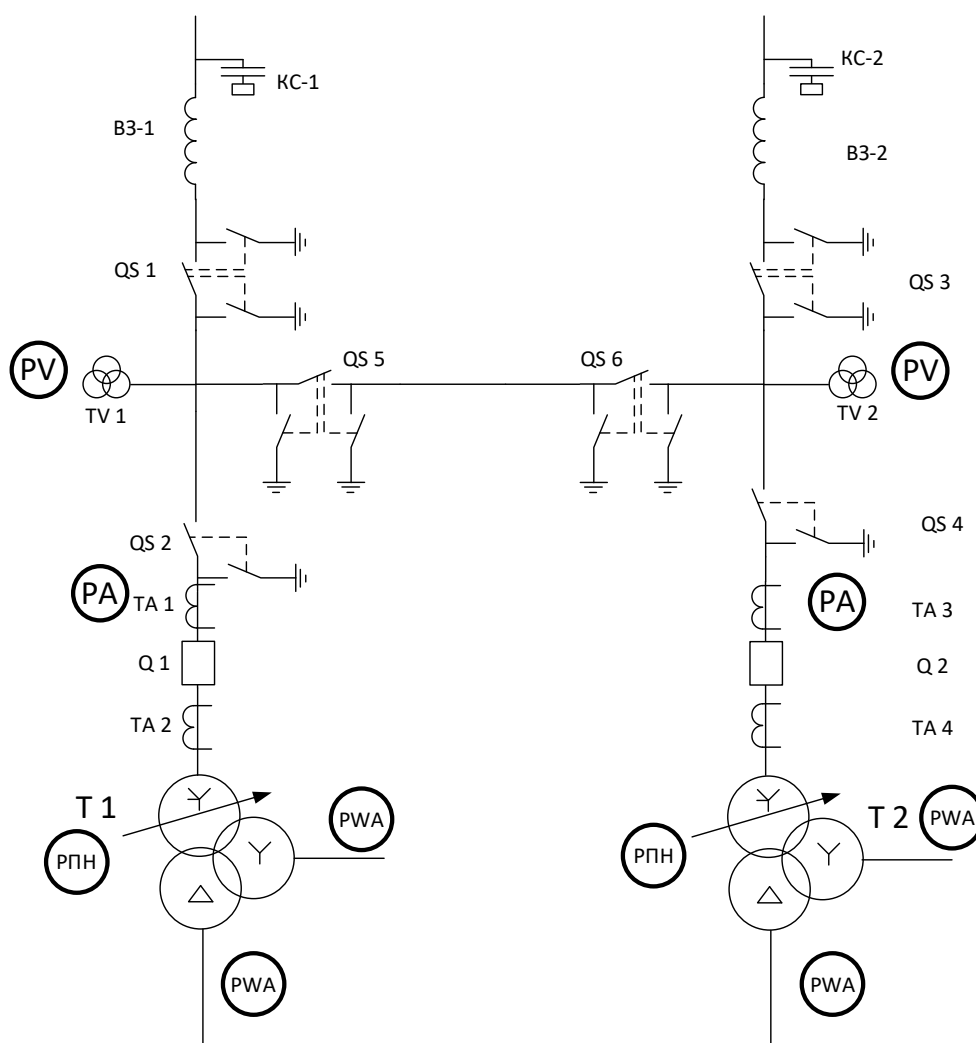


Рисунок 12 – Размещение измерительных приборов на ОРУ 110 кВ

На схеме (рисунок 12) предлагается установить следующие типы измерительных и указательных приборов:

- Цифровой вольтметр (PV) в количестве двух штук;
- Цифровой амперметр (PA) в количестве двух штук;
- Цифровой многофункциональный прибор (PWA), устанавливается на стороне 10 и 35 кВ силового трансформатора;
- Цифровой указатель положения РПН (РПН), подключается к блоку управления приводом РПН силового трансформатора.

При капитальном строительстве и реконструкции объектов электроэнергетического комплекса рекомендуется использовать только цифровые измерительные приборы с интерфейсом RS-485 [6], поэтому для установки на подстанции будут использоваться цифровые измерительные приборы отечественного производителя ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары. Выбор измерительных приборов будет выполняться согласно актуальному каталогу производителя [12]. Для использования цифровых измерительных приборов на подстанции после реконструкции необходимо предусмотреть получение цифровых сигналов с измерительных трансформаторов тока и напряжения. В таком случае – использования цифровых интерфейсов, нет необходимости выполнять выбор измерительных трансформаторов по мощности подключаемых измерительных приборов. Поэтому при выборе измерительных трансформаторов критерии выбора будут аналогичны критериям выбора разъединителей с единственной особенностью – номинальный ток необходимо рассчитать без учета аварийной перегрузки, для повышения точности измерения. Номинальный ток для выбора измерительных трансформаторов тока (ИТТ) определим на основании выражения (94):

$$I_{ном.110} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419,891 \text{ (А)} \quad (97)$$

Для выбора измерительных трансформаторов напряжения (ИТН) методика выбора и критерии выбора аналогичны ИТТ. Для установки на ОРУ 110 кВ проверим следующие марки оборудования:

- Выключатель 110 кВ марки ВГТ-110, каталог производителя;
- Разъединитель 110 кВ марки РГП-110, каталог производителя;
- Измерительный трансформатор тока, паспортные данные;
- Измерительный трансформатор напряжения, паспортные данные.

Составим сводную ведомость (таблица 14) выбранного оборудования ОРУ 110 кВ. В таблице 14 использованы обозначения согласно схемы ОРУ 110 кВ подстанции (рисунок 11), наименования критериев выбора определенных ранее в подразделе 4.1 ВКР, Наименование оборудования согласно каталогов производителей [2], [15], [23]. В таблице 14 приняты сокращения РЗ – расчетные значения, ПЗ – паспортные значения из каталогов производителей [2], [15], [23].

Таблица 14 - Сводная ведомость оборудования ОРУ 110 кВ

Параметр	Оборудование ОРУ 110 кВ											
	Выключатель		Разъединитель		Разъединитель		Трансформатор тока		Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
	Q 1, Q2		QS 1, QS 3, QS 5, QS 6		QS 2, QS 4		ТА 1, ТА 3		ТА 2, ТА 4		ТВ 1, ТВ 2	
	ВГТ -110		РГ-110-II		РГ-110-I		ЦТТ-110		ТВ-110		ЦТН-110	
	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Номинальный ток, А	587,847	2000	587,847	1000	587,847	1000	416,891	500	416,891	500	-	-
Термическая стойкость, кА·с <sup>2</sup>	3,52	40	3,52	2 976,75	3,52	2 976,75	3,52	2 976,75	3,52	2 976,75	3,52	2 976,75
Электродинамическая стойкость, кА	23,989	102	23,989	80	23,989	80	23,989	80	23,989	80	23,989	80
Ток отключения, кА	9,388	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## 4.2 Оборудование распределительного устройства 35 кВ

Для выбора оборудования распределительного устройства 35 кВ выполненного открыто определим схему РУ 35 кВ. Схема РУ 35 кВ выполнена по стандартной схеме с одной рабочей секционированной системой шин [20]. Изображение схемы представлено на рисунке 13.

Согласно схеме (рисунок 13) на открытом РУ (ОРУ) 35 кВ должно устанавливаться следующее оборудование:

- Разъединитель с двумя заземляющими ножами (обозначение на схеме, рисунок 13, QS-5, QS-9, QS-10, QS-13-QS-15);
- Разъединители с одним заземляющим ножом (обозначение на схеме, рисунок 13, QS-7, QS-11 и QS-8, QS-12);
- Измерительные трансформаторы напряжения (обозначение на схеме, рисунок 13, TV-3 и TV-4);
- Измерительные трансформаторы тока (обозначение на схеме, рисунок 13, ТА-5 - ТА-14);
- Высоковольтные выключатели (обозначение на схеме, рисунок 13, Q-3, Q-4, Q-5, Q-6, Q-7).

Выбор оборудования должен выполняться согласно установленным критериям. Определим критерии выбора для каждого вида оборудования. Однотипное оборудование выбирается по одинаковым критериям, а критерии выбора не зависят от места установки оборудования на схеме подстанции.

Определим критерии выбора разъединителей. Первым критерием является соответствие номинального напряжения разъединителя номинальному напряжению схемы. Для схемы ОРУ 35 кВ подстанции «Чалтырь» номинальным напряжением является напряжение 35 кВ, поэтому при выборе оборудования по каталогам производителей будем рассматривать только оборудование класса напряжения 35 кВ.

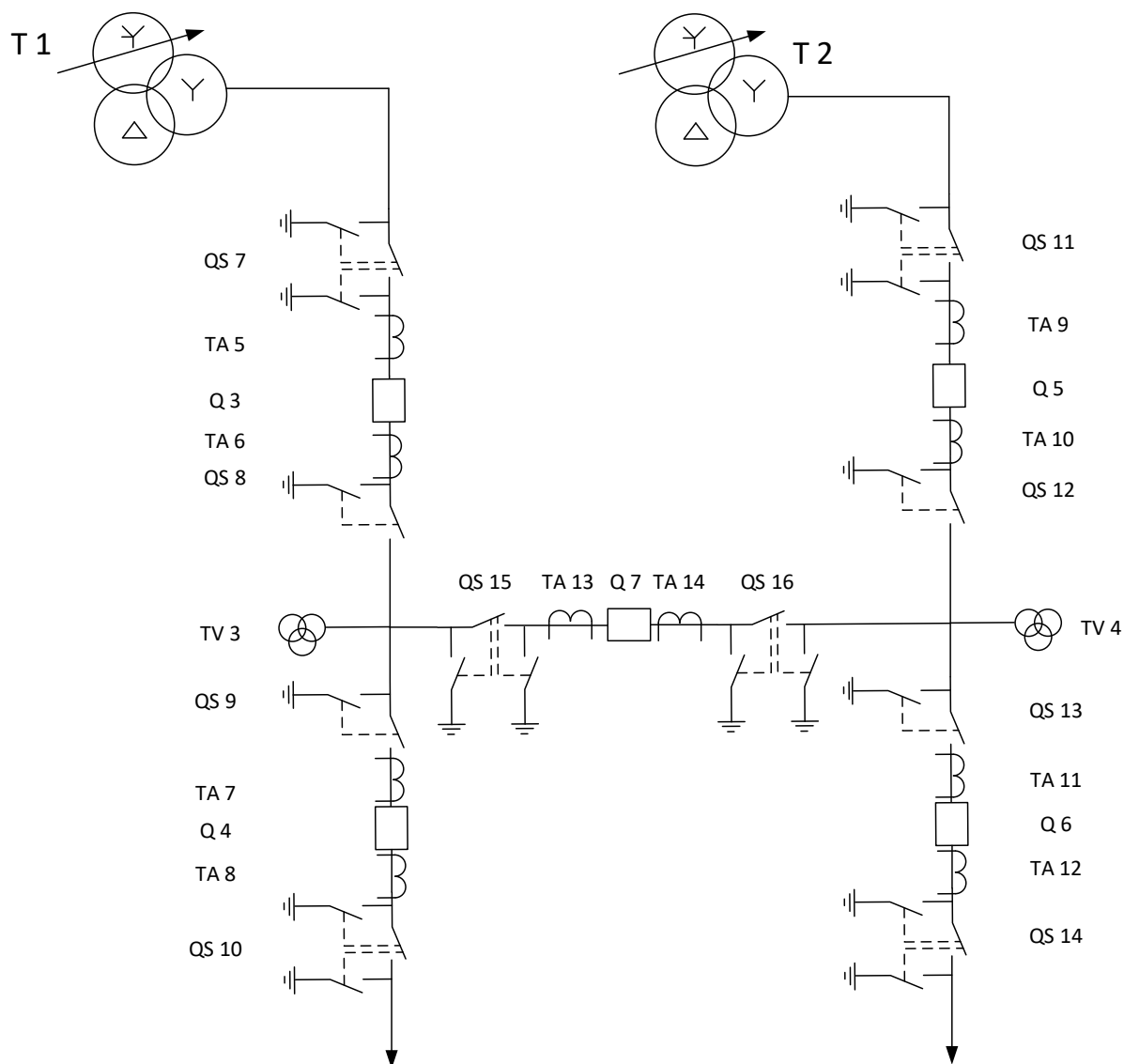


Рисунок 13 - Схема РУ 35 кВ с силовыми трансформаторами

Вторым критерием выбора разъединителей подстанции является номинальный ток ( $I_{ном}$ ). Для поиска подходящего разъединителя необходимо определить максимальный рабочий ток на ОРУ35 кВ подстанции «Чалтырь». В общем виде максимальный рабочий ток определяется по выражению с учетом аварийной перегрузки – вводится коэффициент 1,4:

$$I_{max.35} = 1,4 \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 1,4 \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1847,52 \text{ (A)} \quad (98)$$



Третьим критерием выбора разъединителей подстанции является термическая стойкость протеканию ТКЗ. Для проверки на термическую стойкость необходимо определить интеграл Джоуля при КЗ ( $B_k$ ) и определить нормированный интеграл Джоуля для выбираемого разъединителя по паспортным данным ( $B_{мер}$ ). Интеграл Джоуля определим по аналогии со стороной с 110 кВ (95) по выражению :

$$B_k = (I_{n,0}^{(3)})^2 \cdot (t_{p.з.} + t_{откл.в.}) = 7,94^2 \cdot (0,01 + 0,03) = 2,521 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (99)$$

где  $I_{n,0}^{(3)}$  - периодическая составляющая ТКЗ в момент времени  $t = 0$ , для стороны 35 кВ определено в выражении (90) и равно  $I_{n,0}^3 = 7,94$  кА.

Нормированный интеграл Джоуля для конкретного электрического аппарата, аналогично со стороной 110 кВ определяется выражением (96)

Четвертым критерием выбора разъединителей подстанции является электродинамическая стойкость ТКЗ. При этом для стороны 35 кВ расчетное значение определено в выражении (91) как ударный ток трехфазного равный  $i_{y\phi}^{(3)} = 21,5699$  кА. Полученное расчетным путем значение ударного ТКЗ должно сравниваться с током электродинамической стойкости значение которого указано в паспорте выбираемого электрического аппарата.

Определим критерии выбора высоковольтных выключателей подстанции. Основная часть критериев выбора высоковольтных выключателей аналогична критериям выбора разъединителей. Наличие дополнительного критерия выбора высоковольтного выключателя обусловлено его назначением в схеме подстанции – совершение коммутационных операций. Соответственно к определённым ранее четырем критериям выбора добавим пятый, соответствующий только выключателю – ток отключения выключателя. При этом паспортное значение тока отключения выключателя сравнивается со значением периодической составляющей трехфазного ТКЗ которое, для стороны 35 кВ, определено в выражении (90) и равно  $I_{n,0}^3 = 7,94$  кА.

На подстанции также должны устанавливаться средства измерения, которые подключаются к измерительным трансформаторам тока и напряжения. Для выбора измерительных трансформаторов тока и напряжения необходимо определить места, количество и тип подключаемых измерительных приборов на схеме ОРУ 35 кВ подстанции, чтобы правильно выбрать мощность измерительных трансформаторов. Для этого используя схему ОРУ 35 кВ с силовыми трансформаторами (рисунок 13) определим и разместим необходимые измерительные приборы, согласно рекомендациям [6].

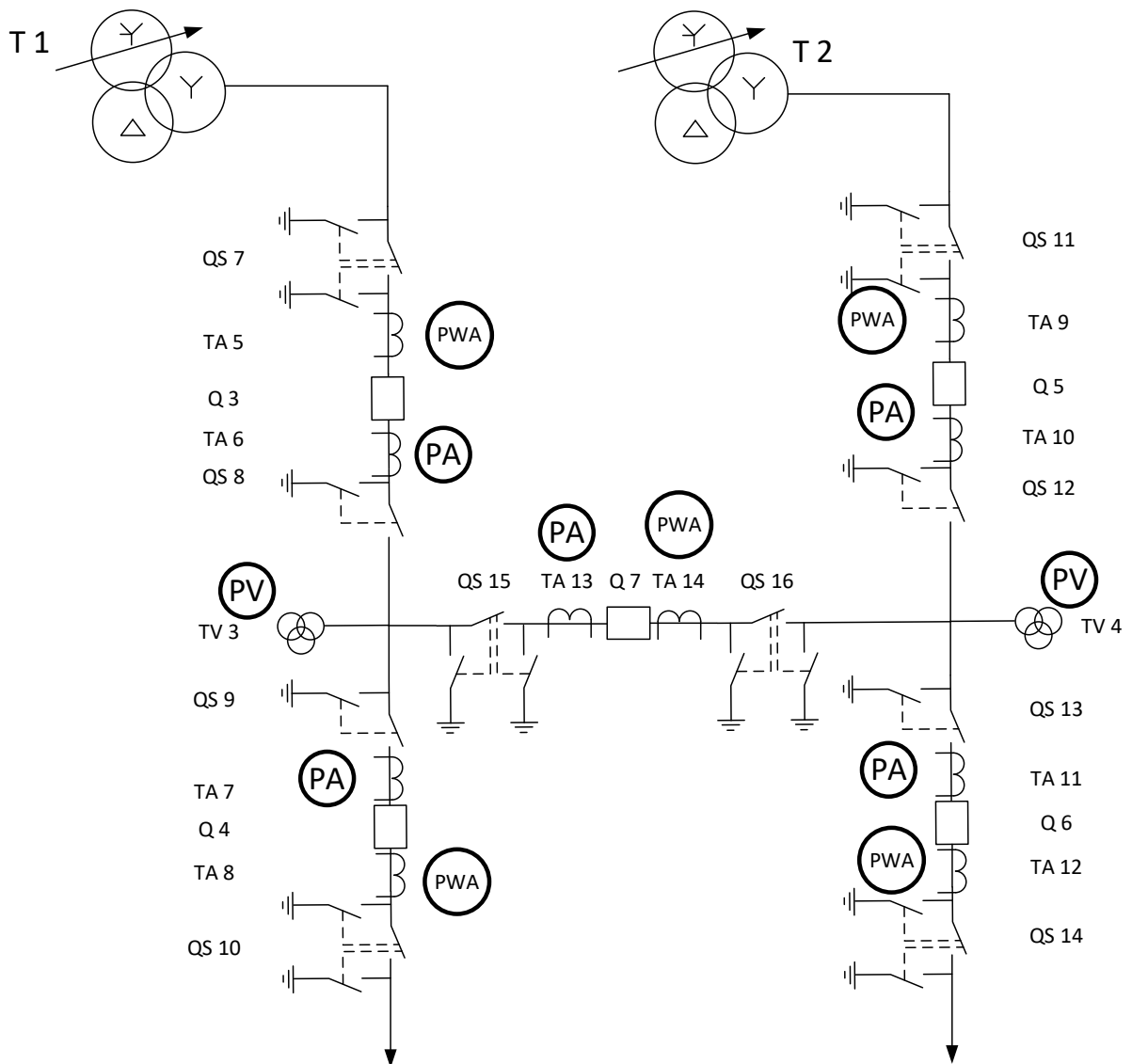


Рисунок 14 – Размещение измерительных приборов на ОРУ 35 кВ

На схеме (рисунок 14) предлагается установить следующие типы измерительных и указательных приборов:

- Цифровой вольтметр (PV) в количестве двух штук;
- Цифровой амперметр (PA) в количестве пяти штук;
- Цифровой многофункциональный прибор (PWA) в количестве пяти штук.

При капитальном строительстве и реконструкции объектов электроэнергетического комплекса рекомендуется использовать только цифровые измерительные приборы с интерфейсом RS-485 [6], поэтому для установки на подстанции будут использоваться цифровые измерительные приборы отечественного производителя ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары. Выбор измерительных приборов будет выполняться согласно актуальному каталогу производителя [12]. Для использования цифровых измерительных приборов на подстанции после реконструкции необходимо предусмотреть получение цифровых сигналов с измерительных трансформаторов тока и напряжения. В таком случае – использования цифровых интерфейсов, нет необходимости выполнять выбор измерительных трансформаторов по мощности подключаемых измерительных приборов. Поэтому при выборе измерительных трансформаторов критерии выбора будут аналогичны критериям выбора разъединителей с единственной особенностью – номинальный ток необходимо рассчитать без учета аварийной перегрузки, для повышения точности измерения. Номинальный ток для выбора измерительных трансформаторов тока (ИТТ) определим на основании выражения (98):

$$I_{max.35} = \frac{S_{T\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.СН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1319,657 \text{ (A)} \quad (100)$$

Для выбора измерительных трансформаторов напряжения (ИТН) методика выбора и критерии выбора аналогичны ИТТ. Для установки на ОРУ 35 кВ проверим следующие марки оборудования:

- Выключатель 35 кВ марки ВГТ-35, каталог производителя [2];
- Разъединитель 35 кВ марки РГ-35, каталог производителя [16];
- Измерительный трансформатор тока, паспортные данные [23];
- Измерительный трансформатор напряжения, паспортные данные [23].

Составим сводную ведомость (таблица 15) выбранного оборудования ОРУ 35 кВ. В таблице 15 использованы обозначения согласно схемы ОРУ 35 кВ подстанции рисунок 13), наименования критериев выбора определенных ранее в подразделе 4.1 ВКР. Наименование оборудования согласно каталогов производителей [2], [16], [23]. В таблице 15 приняты сокращения РЗ – расчетные значения, ПЗ – паспортные значения из каталогов производителей [2], [16], [23].

Таблица 15 - Сводная ведомость оборудования ОРУ 35 кВ

Параметр	Оборудование ОРУ 35 кВ									
	Выключатель		Разъединитель		Разъединитель		Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
	Q3 – Q7		QS-7, QS-10, QS-14, QS-15, QS-11, QS-16		QS-8, QS-9, QS-12, QS-13		ТА-5 - ТА-12		ТВ-3, ТВ-4	
	ВГТ-35		РГ-35-2		РГ-35-1		ЦПС 35		ЭТН 35	
	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Номинальный ток, А	1319,657	3150	1319,657	2000	1319,657	2000	1319,657	1500	-	-
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> ·с	2,521	7500	2,521	2 976,75	2,521	2 976,75	2,521	2 976,75	2,521	2 976,75
Электродинамическая стойкость, кА	7,94	50	7,94	80	7,94	80	7,94	50	7,94	50
Ток отключения, кА	21,5699	50	-	-	-	-	-	-	-	-

### 4.3 Оборудование распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде комплектного устройства наружной установки (КРУН). Схема распределительного устройства 10 кВ после реконструкции представлена на рисунке 15. Для установки на подстанции «Чалтырь» после реконструкции предлагается использовать не ячейки КРУН, как это было до реконструкции, а ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ). Установку КРУ будем выполнять в блочно-модульном здании для снижения затрат на выполнения строительно-монтажных работ и снижения времени реконструкции. Определим число ячеек на стороне 10 кВ подстанции «Чалтырь» по выражению (14):

$$n_{яч} = \frac{S_{Тном}}{S_{яч10кВ}} \cdot \frac{P_{10,\%}}{100} = \frac{80}{3} \cdot \frac{57,65}{100} = 15,37 \quad (101)$$

где  $S_{яч10кВ}$  - мощность одного фидера отходящей линии 10 кВ, принята равной 3 МВА по критерию максимальной передаваемой мощности для линии 10 кВ;

$P_{10,\%}$  - мощность подстанции со стороны 10 кВ, определена ранее по выражению (14) и равная 57,65 %.

Для всех выключателей устанавливаемых в КРУ 10 кВ, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения критерии выбора аналогичны критериям выбора на стороне 110 кВ и 35 кВ. Выбор разъединителей на стороне 10 кВ не выполняется, так как разъединители предусмотрены конструкцией ячейки КРУН.

Согласно значению полученному в выражении (101) для каждой секции шин 10 кВ принимаем число ячеек отходящих линий  $n_{яч} = 15$  шт. Ячейки номер 13 и 19 являются вводными ячейками, а ячейка номер 17 является секционной (рисунок 15). Для ячеек номер 13, 19 и 17 определим номинальный ток с

учетом определенной в (14) процентной загрузкой силового трансформатора по стороне 10 кВ:

$$I_{ном.10.1} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} \cdot \frac{P_{10,\%}}{100} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{57,65}{100} = 2663,739 \text{ (А)} \quad (102)$$

Ток для выключателей отходящих линий для ячеек 1 – 12, 14 – 16, 18, 20 – 33:

$$I_{ном.10.2} = \frac{S_{яч10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} \cdot \frac{P_{10,\%}}{100} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{57,65}{100} = 99,85 \text{ (А)} \quad (103)$$

Интеграл Джоуля для проверки всех выключателей и измерительных трансформаторов на термическую стойкость определим по аналогии со сторонами с 110 кВ (95) и 35 кВ (99) по выражению:

$$B_k = (I_{n.0}^{(3)})^2 \cdot (t_{п.з.} + t_{откл.в.}) = 19,3544^2 \cdot (0,01 + 0,03) = 14,98 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (104)$$

где  $I_{n.0}^{(3)}$  - периодическая составляющая ТКЗ в момент времени  $t = 0$ , для стороны 10 кВ определено в выражении (86) и равно  $I_{п.0}^3 = 19,3544$  кА.

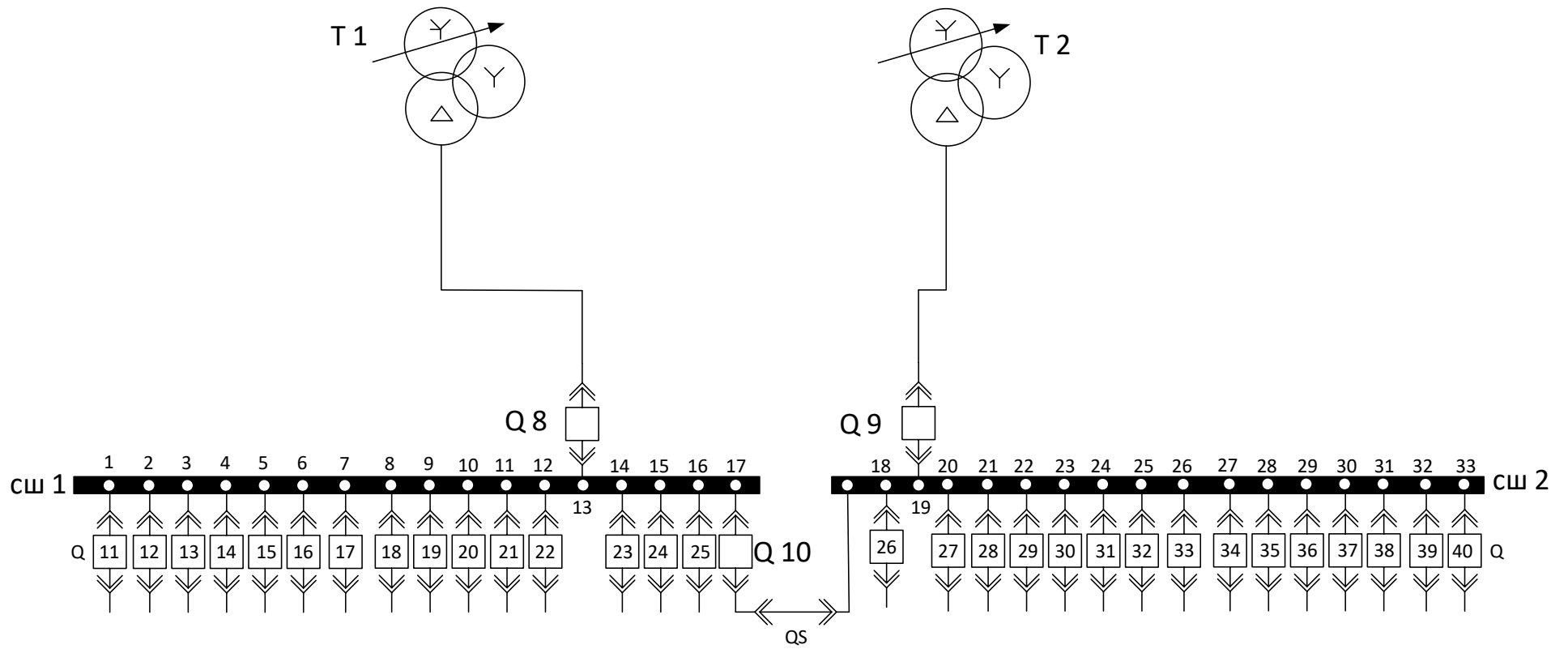


Рисунок 15 - Схема КРУН 10 кВ с силовыми трансформаторами



Проанализируем каталоги производителей оборудования и определим наиболее подходящие к установке типы КРУ 10 кВ. Так как для устанавливаемых трансформаторов номинальный ток на стороне 10 кВ высокий, а также значение ударного тока трехфазного КЗ, полученное в результате расчетов, составило 53,1 кА, необходимо подобрать выключатели, удовлетворяющие данным требованиям. Подобными характеристиками обладают вакуумные выключатели типа ВВ/Тел производства ТАВРИДА-Электрик. Согласно каталогу производителя [13] для ячеек 13, 19 и 17. А также для всех остальных ячеек будут использованы выключатели подходящим по ВВ/Тел с коммутационным модулем ISM15\_Shell\_2 [13].

В качестве коммутационного оборудования в РУ 10 кВ выберем к установке:

- Выключатель 10 кВ марки ВВ/Тел 10, каталог производителя [13];
- Измерительный трансформатор тока ЦТТ-10, паспортные данные [23];
- Измерительный трансформатор напряжения ЦТН-10, паспортные данные [23].

Сводная ведомость выбранного оборудования РУ-10 кВ представлена в таблице 16.

Выводы по разделу 4. Представлена методика и критерии выбора оборудования распределительных устройств подстанции. Определены расчетные и каталожные данные выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения. Для установки на подстанции приняты элегазовые выключатели марок ВГТ-110, ВГТ-35, а также вакуумные выключатели ВВ\Тел 10 с коммутационным блоком ISM15\_Shell\_2 для ячеек вводных выключателей и секционного выключателя. Данный коммутационный блок выбран из-за его возможностей по электродинамической и термической стойкости, а также высоким значениям номинального тока.

Таблица 16 - Сводная ведомость оборудования РУ 10 кВ

Параметр	Оборудование РУ 10 кВ									
	Выключатель		Выключатель		Трансформатор тока		Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
	Q8 – Q10		Q11 – Q22, Q23-Q25, Q18, Q20 – Q33		TA11 – TA22, TA23-TA25, TA18, TA20 – TA33		TA8 – TA10		TV 5 – TV 6	
	ВВ/Tel-10		ВВ/Tel-10		ЦТТ-10		ЦТТ-10		ЦТН-10	
	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Номинальный ток, А	2663,79	3150	99,85	1000	99,85	100	2663,79	3000	-	-
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> ·с	14,98	2 976,75	14,98	2 976,75	14,98	2 976,75	14,98	2 976,75	14,98	2 976,75
Электродинамическая стойкость, кА	53,1	80	53,1	80	53,1	80	53,1	80	53,1	80
Ток отключения, кА	19,3544	31,5	19,3544	31,5	-	-	-	-	-	-

Кроме того, для установки на подстанции использованы только цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения. На стороне 110 кВ приняты к установке измерительные трансформаторы тока ЦТТ-110 и ТВ-110, а также измерительные трансформаторы напряжения ЦТН-110. Для распределительного устройства 35 кВ выбраны измерительные трансформаторы тока ЦПС 35 и измерительные трансформаторы напряжения марки ЭТН 35. Для распределительного устройства 10 кВ также выбраны только цифровые измерительные трансформаторы тока марки ЦТТ-10, а также измерительные трансформаторы напряжения ЦТН-10. Особенностью выбора цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения является отсутствие необходимости расчета мощности подключаемых измерительных приборов.

Для схем распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ определен состав измерительных приборов, которые должны подключаться к цифровым измерительным трансформаторам тока и напряжения установленных на соответствующем классе напряжения. К установке на стороне 110 кВ должны использоваться цифровой вольтметр в количестве двух штук; цифровой амперметр (РА) в количестве двух штук; цифровой многофункциональный прибор (РWA); цифровой указатель положения РПН, подключается к блоку управления приводом РПН силового трансформатора. Для схемы РУ 35 кВ должны быть использованы: цифровой вольтметр (РV) в количестве двух штук; цифровой амперметр (РА) в количестве пяти штук; цифровой многофункциональный прибор (РWA) в количестве пяти штук.

## Заключение

Выпускная квалификационная работа связана с разработкой проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ.

Проведен сбор и анализ исходных данных для выполнения проекта реконструкции подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ. Определено месторасположения подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ, а также ее компоновка. Подстанция «Чалтырь» включает в себя две очереди. Первая очередь с одним трансформатором 35/10 кВ и вторая очередь с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ. Трансформатор Т1 мощностью 16 МВА и трансформатор Т2 мощностью 25 МВА. Распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ выполнены в открытом исполнении. Распределительное устройство 10 кВ выполнено шкафами комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 10 кВ. Определено, что текущая загрузка подстанции «Чалтырь» составляет 252% от установленной мощности 41 МВА. Данная загрузка подстанции получена в результате перевода мощности первой очереди на вторую, так как проект реконструкции будет выполнен с заменой силовых трансформаторов и отказом от использования первой очереди подстанции.

Составлена схема части энергосистемы Ростовской области, включающая реконструируемую подстанцию «Чалтырь» 110/35/10 кВ. Согласно схеме, подстанция «Чалтырь» получает питание со стороны 110 кВ от отпайки воздушной линии 110 кВ ПС g-ПС Р29 и воздушной линии 110 кВ ПС Р29-ПС Чалтырь.

Выполнен анализ существующей схемы подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ. Для ОРУ 110 кВ используется типовая схема 110-4Н, так как подстанция является тупиковой, а для распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ используются одинаковые схемы с одной секционированной выключателем системой шин.

Определена расчетная полная мощность подстанции «Чалтырь» равная 51,66 МВА. Для полученного значения расчетной мощности определены наиболее подходящие варианты силовых трансформаторов ТДТН 63000/110/35/10 и ТДТН 80000/110/35/10. Для оптимального выбора мощности силовых трансформаторов были построены годовые графики полной, активной и реактивной мощностей. Согласно графикам выполнен расчет нагрузочных потерь электрической энергии на подстанции «Чалтырь» при установке на ней двух СТ марки ТДТН 63000/110/35/10 и двух СТ марки ТДТН 80000/110/35/10. Для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 получено, что суммарные годовые потери электрической энергии составят 6293303,4 кВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 80000/110/35/10 величина потерь электрической энергии согласно годового графика нагрузок составит 2450331,4 кВт·ч. Потери электрической энергии для варианта с трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 выше в 2,568 раза. Однако показатель величины потерь, еще не является основанием для окончательного выбора трансформаторов марки ТДТН 80000/110/35/10, поэтому был выполнен расчет приведенных затрат для каждого из вариантов учитывающий стоимость потерь электрической энергии, затраты на покупку трансформаторов и на их обслуживание. Получено, что вариант с двумя трансформаторами ТДТН 63000 является оптимальным для установки на подстанции «Чалтырь» при реконструкции. Для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 сумма приведенных затрат в 1,11 раз меньше, что эквивалентно 4,965 млн. руб. Исходя из этого для установки на подстанции принято два трансформатора марки ТДТН 63000/110/35/10 кВ.

Составлена расчетная схема ТКЗ исходя из следующих условий: силовые трансформаторы не работают параллельно; питание приходит с одной ЛЭП, наиболее близко расположенной к узловой подстанции энергосистемы (ПС «Т-10» 220/110/27,5/10 кВ) – это подстанция «Хапры» 110/27,5/10 кВ, длина ВЛ 9,1 км. Составлены две схемы замещения (СЗ) для расчета ТКЗ на подстанции при условии замены силовых трансформаторов на два СТ типа ТДТН

80000/110/35/10 кВ. Первая СЗ – это схема прямой последовательности используется для расчета симметричных (трехфазных) ТКЗ, также она аналогична схеме обратной последовательности – необходима для расчета не симметричных ТКЗ (двухфазное, двухфазное на землю, однофазное). Вторая СЗ – это схема нулевой последовательности, она учитывает схемы соединения обмоток силового трансформатора и позволяет выполнить расчет несимметричных ТКЗ (двухфазное, двухфазное на землю, однофазное). Для схем замещения выполнен расчет параметров, которые учитывают только индуктивные сопротивления элементов (энергосистема, линия электропередачи, силовой трансформатор). Используя рассчитанные параметры схем замещения получены расчетные значения ТКЗ для подстанции «Чалтырь» при условии замены силовых трансформаторов на более мощные – два трансформатора ТДТН 80000/110/35/10 кВ. Максимальные значения ТКЗ для всех уровней напряжения подстанции имеют трехфазные (симметричные) ТКЗ, поэтому они будут использованы при выборе оборудования подстанции.

Представлена методика и критерии выбора оборудования распределительных устройств подстанции. Определены расчетные и каталожные данные выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения. Для установки на подстанции приняты элегазовые выключатели марок ВГТ-110, ВГТ-35, а также вакуумные выключатели ВВ\Tel 10 с коммутационным блоком ISM15\_Shell\_2 для ячеек вводных выключателей и секционного выключателя. Данный коммутационный блок выбран из-за его возможностей по электродинамической и термической стойкости, а также высоким значениям номинального тока. Кроме того, для установки на подстанции использованы только цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения.

На стороне 110 кВ приняты к установке измерительные трансформаторы тока ЦТТ-110 и ТВ-110, а также измерительные трансформаторы напряжения ЦТН-110. Для распределительного устройства 35 кВ выбраны измерительные трансформаторы тока ЦПС 35 и измерительные трансформаторы напряжения

марки ЭТН 35. Для распределительного устройства 10 кВ также выбраны только цифровые измерительные трансформаторы тока марки ЦТТ-10, а также измерительные трансформаторы напряжения ЦТН-10. Особенностью выбора цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения является отсутствие необходимости расчета мощности подключаемых измерительных приборов.

Для схем распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ определен состав измерительных приборов, которые должны подключаться к цифровым измерительным трансформаторам тока и напряжения установленных на соответствующем классе напряжения. К установке на стороне 110 кВ должны использоваться цифровой вольтметр в количестве двух штук; цифровой амперметр (РА) в количестве двух штук; цифровой многофункциональный прибор (РWA); цифровой указатель положения РПН, подключается к блоку управления приводом РПН силового трансформатора. Для схемы РУ 35 кВ должны быть использованы: цифровой вольтметр (РV) в количестве двух штук; цифровой амперметр (РА) в количестве пяти штук; цифровой многофункциональный прибор (РWA) в количестве пяти штук.

В результате выполнения ВКР достигнута поставленная цель и задачи. Разработан проект реконструкции электрической части подстанции «Чалтырь» 110/35/10 кВ.

## 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. 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).
3. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, Т. 5, № 6, 2013. С. 66-71.
4. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
5. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 18.03.2022).
6. ЗАО «Группа компаний «Электрощит» - ТМ – Самара», Филиал «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ – НН – СЭЩ». Электрические измерения на подстанциях 35-220кВ (приборы ОАО «Электроприбор» г.Чебоксары). Нижний Новгород. 2011. 98 с.
7. 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: 18.03.2022).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций : учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.
9. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.



10. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации. Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы. Москва. 2008.
11. 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.
12. ОАО "Электронприбор". Каталог продукции // Официальный сайт производителя ОАО "Электронприбор". 2019. URL: <https://www.elpribor.ru/upload/iblock/84c/Katalog-produktsii-2019g.pdf> (дата обращения: 18.03.2022).
13. 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: 18.03.2022).
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/rlnd/rg\\_110.pdf](http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnd/rg_110.pdf) (дата обращения: 18.03.2022).
16. Разъединители серии РГ на напряжение 35 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: [http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnd/rg\\_35.pdf](http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnd/rg_35.pdf) (дата обращения: 18.03.2022).
17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.

18. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
19. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
20. 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.
21. 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.
22. 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:18.03.2022).
23. 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: 18.03.2022).