

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 подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти

Обучающийся

Н. С. Праведников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доц. А. Г. Сорокин

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Работа посвящена реконструкции трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём решения двух принципиальных задач:

- первая задача предполагает реализацию мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы;
- вторая задача предусматривает замену устаревшего оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ подстанции, важнейшим из которых является полная модернизация распределительных устройств указанным классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек. Также в данную задачу входит реконструкция системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Таким образом, на объекте исследования реализуются повышенные принципы надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Объём расчётно-пояснительной записки» составляет 53 печатные страницы.

Кроме того, в работу включены шесть чертежей формата А1, выполненные по основным результатам приведённых исследований.

## Содержание

Введение .....	4
1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции.....	7
1.1 Анализ исходных данных по подстанции .....	7
1.2 Основные нормы реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.....	11
1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции.....	13
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции.....	15
3 Расчёт токов короткого замыкания .....	19
4 Проверка силовых трансформаторов подстанции.....	28
5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов подстанции ...	30
5.1 Выбор и проверка проводников подстанции .....	30
5.2 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 110 кВ.....	33
5.3 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 6 кВ.....	39
6 Выбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции .....	43
Заключение .....	51
Список используемых источников.....	53

## Введение

Основной целью реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является повышение их технического состояния и эффективности функционирования. Как правило, в основе таких мероприятий лежит обеспечения надежной и стабильной передачи и распределения электроэнергии в энергосистеме.

Реконструкция направлена на модернизацию устаревшего оборудования, улучшение технологических процессов и повышение уровня автоматизации систем управления на трансформаторных подстанциях.

Основными задачами реконструкции трансформаторных подстанций являются оптимизация рабочих параметров подстанций, увеличение их пропускной способности, снижение потерь электроэнергии, повышение безопасности эксплуатации, а также обеспечение электромагнитной совместимости с современным оборудованием с учётом инновационных стандартов и технических требований.

Также указанные мероприятия направлены на обеспечение устойчивого функционирования энергосистемы, а также на повышение ее эффективности и снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Кроме того, реконструкция трансформаторных подстанций способствует значительному снижению уровня потерь электроэнергии в сетях и в трансформаторах в процессе передачи и распределения. Данный аспект имеет важное значение для обеспечения стабильного энергоснабжения и уменьшения нагрузки на энергетическую систему в целом, а также для повышения энергоэффективности на подстанции.

Также одной из ключевых задач является обеспечение современных стандартов энергетической безопасности и экологической устойчивости, что требует внедрения новых технологий и средств контроля на подстанциях, с учётом последних научно-технических достижений в области энергетики и охраны окружающей среды.

Таким образом, реконструкция трансформаторных подстанций представляет собой комплексный процесс, направленный на совершенствование энергетической инфраструктуры с учетом научных, технологических, экономических и экологических достижений.

Основной целью настоящей работы является проведение реконструкции электрической части трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём решения двух принципиальных задач:

- первая задача предполагает реализацию мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы;
- вторая задача предусматривает замену устаревшего оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ подстанции, важнейшим из которых является полная модернизация распределительных устройств указанным классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек. Также в данную задачу входит реконструкция системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Объектом исследования является электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции энергосистемы «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Предмет исследования отражает и учитывает характеристики параметров надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Актуальность работы обусловлена необходимостью и целесообразностью применения современных научно-технических решений в сфере энергетического комплекса, для повышения показателей экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторных подстанций энергосистемы [20].

Для достижения основной цели работы, необходимо провести комплексное решение следующих основных задач:

- провести анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции;
- рассчитать электрических нагрузки подстанции;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- проверить силовые трансформаторы на подстанции;
- выбрать и проверить проводники и электрические аппараты на подстанции;
- выбрать устройства релейной защиты и автоматики подстанции;
- систематизировать результаты работы, предложить соответствующие рекомендации к внедрению полученных результатов.

Работа выполняется с применением следующих методов исследования: методов анализа нормативно-технической литературы, методов аналогии (сравнения), методов расчёта и проектирования электрических цепей и систем электроснабжения, методов дедукции и индукции, методов проверки достоверности полученных результатов.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений и оборудования на объекте исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Данную гипотезу планируется подтвердить в работе.

# **1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции**

## **1.1 Анализ исходных данных по подстанции**

«Рассматриваемая в работе ТП-110/6 кВ «Портовая» является одной из потребительских подстанций региональных электрических сетей, обеспечивая электроснабжение портового терминала, а также прочих промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

Данная подстанция территориально расположена в Самарской области, в городском округе Тольятти, г. Тольятти, на улице Санаторной, 39.

По месту расположения в энергосистеме г. Тольятти Самарской области, ТП-110/6 кВ «Портовая» является транзитной подстанцией.

Она выполняет важнейшую роль в резервировании потребления электроэнергии в системе электроснабжения всего региона, выполняя роль транзитного узла г. Тольятти Самарской области на напряжении 110 кВ.

Рассматриваемая подстанция находится на балансе ПАО «МРСК Волги»(Самарские РС), которая выполняет роль в обслуживании и ремонта оборудования на данном объекте.

Питание ТП-110/6 кВ «Портовая» осуществляется от РУ-110 кВПС 220/110 кВ«Левобережная» осуществляется двучепной воздушной линией электропередачи с применением провода марки 2АС-150/7,84 (линия «Портовая»).

Расположение ТП-110/6 кВ «Портовая» и питающей двучепной воздушной линии 110 кВ «Портовая» на карте г. Тольятти представлено на рисунке 1» [16].

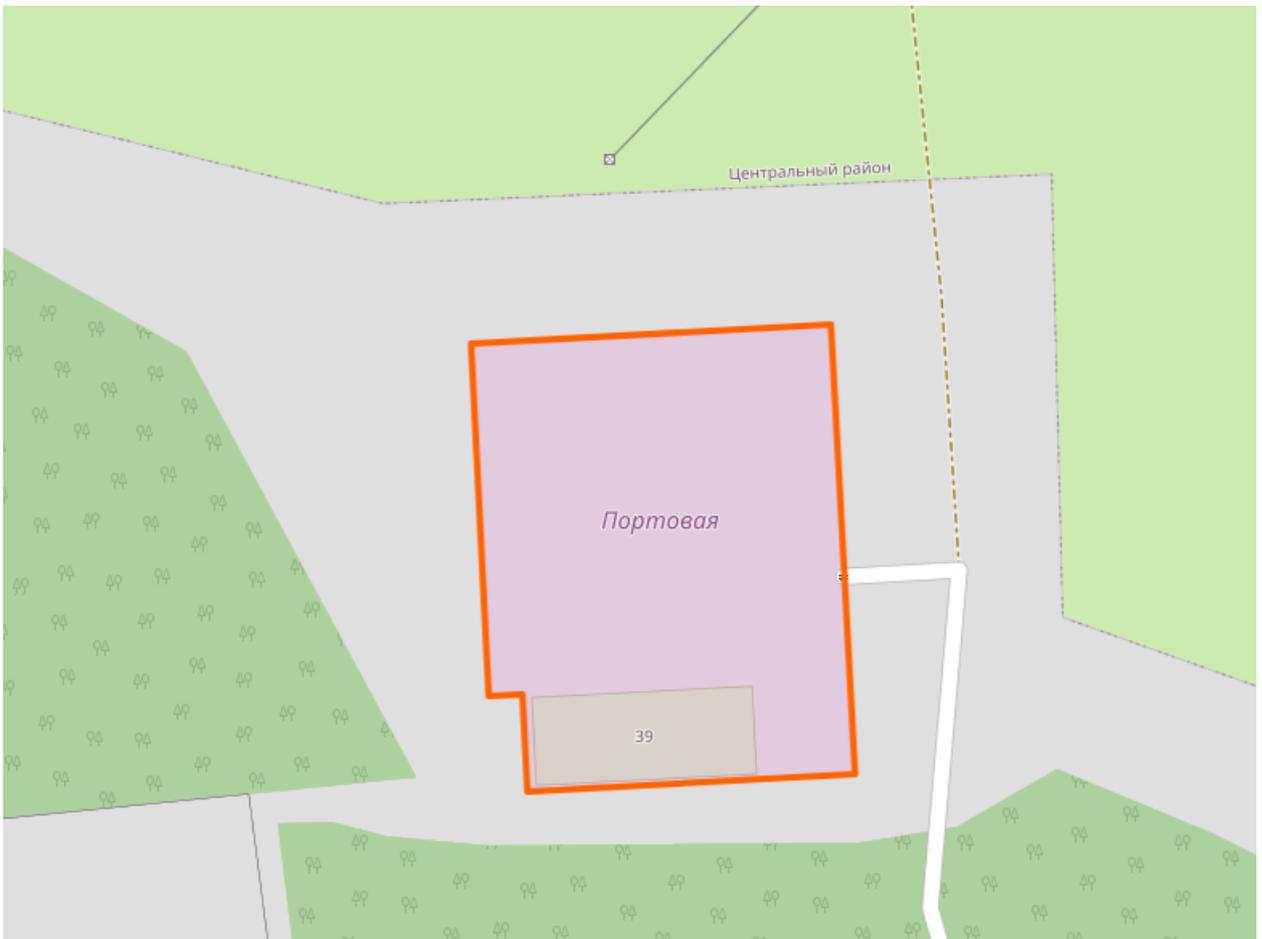


Рисунок 1 – «Расположение ТП-110/6 кВ «Портовая» на карте г. Тольятти Самарской области» [16]

«Кроме того, от РУ-110 кВ ТП-110/6 кВ «Портовая» осуществляется транзит мощности по следующим направлениям:

- первое направление резервирования и транзита (провод марки АС-150/7,84) – резервное питание тяговых подстанций ТП-110/35/6 кВ «Комсомольская» (трансформатор Т2) и ПС-110/35/6 кВ «Восточная» (трансформатор Т1): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ, включаемой в рассечку (отпайку) указанных подстанций;
- второе направление резервирования и транзита (провод марки АС-150/7,84) – резервное питание тяговой подстанции ТП-110/35/6 кВ «Ягодное» (трансформатор Т2): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ, включаемой на силовой трансформатор Т2 данной подстанции» [7].

Структурная схема подстанции представлена на рисунке 2.

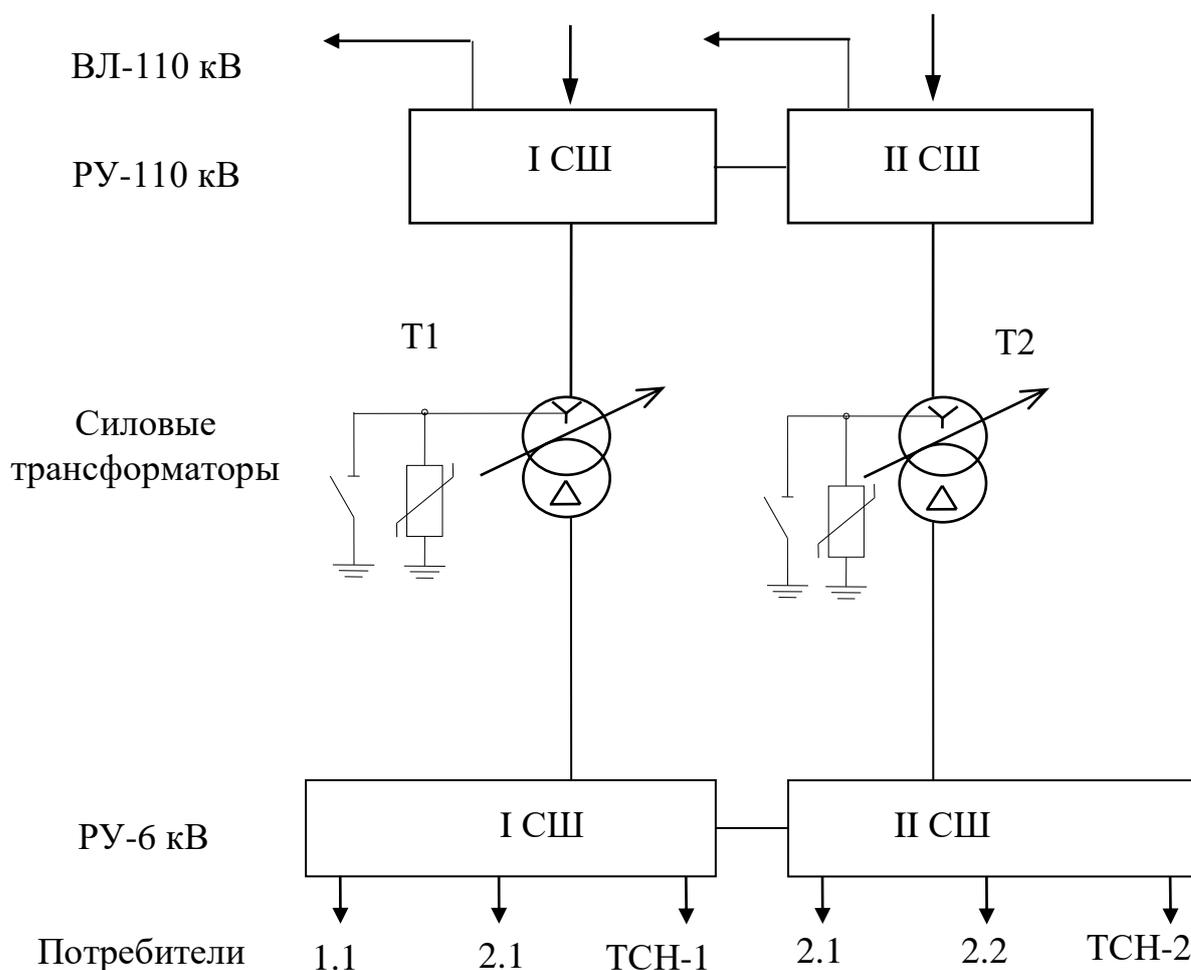


Рисунок 2 – «Структурная схема ПС-110/6 кВ «Портовая»г. Тольятти Самарской области» [7]

«Первым основным конструктивным элементом подстанции выступает распределительное устройство высшего напряжения (РУ-110 кВ). В РУ-110 кВ применяется схема рабочей системы сборных шин, секционированной выключателем. Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов. Однако она не обеспечивает полного отключения потребителей при выводе в ремонт оборудования одновременно с двух секций сборных шин 110 кВ, либо при аварийном режиме на двух секциях сборных шин 110 кВ одновременно.

В РУ-110 кВ подстанции установлены аппараты:

- масляные баковые выключатели марки МКП-110-630-10 БУ1;

- разъединители марки СОНК 12-31,5;
- измерительные трансформатор напряжения марки НАМИ-110;
- вентильные разрядники РВС-110.

Два силовых трансформатора ТДН-10000/110 работают параллельно и питаются каждый от своей рабочей секции сборных шин РУ-110 кВ» [16].

Для дальнейшей систематизации информации, необходимо детально рассмотреть потребители подстанции, включая схему и режим их питания. Все потребители питаются от РУ-6 кВ.

«На отходящих линиях в РУ-6 кВ подстанции установлены следующие защитные и коммутационные аппараты:

- масляные горшковые выключатели марки ВМПЭ-10/630;
- разъединители внутреннего исполнения марки РВФ-10/630;
- измерительные трансформаторы тока марки ТПОЛ-10;
- измерительные трансформаторы напряжения марки НТМИ-10;
- вентильные разрядники марки РВО-10» [7].

Кроме того, для расчёта нагрузочной характеристики, необходимо привести данные о максимальных расчётных нагрузках подстанции. Данная информация приведена в форме таблицы 1.

Таблица 1 – Технические данные нагрузки потребителей подстанции

Секция шин РУ-6 кВ	Номер присоединения	Наименование присоединения	Р <sub>м</sub> , кВт
I СШ	3	Порт-1	1800,0
	4	Бытовой сектор-1	800,0
	-	ТСН-1	30,0
Всего по IСШ			2630,0
II СШ	7	Порт-2	1000,0
	8	Бытовой сектор-2	2200,0
	-	ТСН-2	30,0
Всего по IIСШ			3230,0
Всего по подстанции			5860,0
Транзит мощности			12000,0
Всего по подстанции с учётом транзита			17860,0

Исходная схема подстанции приведена на графическом листе 1.

## **1.2 Основные нормы реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем**

Реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы представляет собой комплексный процесс, ориентированный на совершенствование и модернизацию инфраструктуры для обеспечения оптимального функционирования и эффективного управления энергетическими потоками. Этот процесс инициируется в ответ на изменяющиеся потребности и требования нормативных документов в сфере электроэнергетики, таких, как повышенная нагрузка, расширение сетевых возможностей, улучшение надежности и безопасности системы, а также соблюдение строгих стандартов в области окружающей среды.

Проведён анализ основных требований [2],[3],[4],[10],[11].

Одной из ключевых целей реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является обновление устаревшего оборудования и технологий (модернизацию), что позволяет повысить эффективность передачи и распределения электроэнергии. Современные трансформаторные подстанции должны быть способны обеспечивать стабильное электроснабжение при минимальных потерях и рисках аварийных ситуаций. При этом также важно обеспечить совместимость и согласованность с соседними элементами энергетической системы, чтобы обеспечить бесперебойную работу всей энергетической структуры.

Задачи реконструкции включают в себя тщательный анализ текущего состояния подстанций с учетом их технических характеристик и функциональных особенностей. На основе этого анализа разрабатываются проекты по модернизации и улучшению системы, включая замену устаревших компонентов, установку нового оборудования и внедрение современных технологий управления и мониторинга.

Реконструкция также направлена на повышение устойчивости и надежности работы энергосистемы в целом. Данный аспект достигается

путем внедрения автоматизированных систем контроля, диагностики и управления, которые позволяют оперативно реагировать на изменения в нагрузке и предотвращать возможные аварийные ситуации.

Кроме того, важным аспектом реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является соблюдение требований по энергоэффективности и экологической безопасности.

В последнее время в данном процессе особое уделяется внимание использованию более эффективных и экологически чистых технологий, а также оптимизации процессов энергопотребления и уменьшению выбросов вредных веществ.

Перечисленные аспекты реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Основные аспекты реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы

Установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы представляет собой важный этап в развитии энергетической инфраструктуры, направленный на обеспечение эффективности, надежности и устойчивости в условиях современных требований.

### 1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования, которые указаны в таблице 3.

Они представлены в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Обоснование предложений по реконструкции понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая»

Место, где выявлена проблема	Наименование проблемы	Несоответствие нормативным документам	Решение проблемы
РУ-110 кВ	Схема не соответствует типу подстанции и месторасположению её в энергосистеме (транзитная подстанция)	[4], [10], [11]	Замена схемы на более надёжную (для транзитной подстанции). Рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин».
РУ-110 кВ	Тип конструктивного выполнения РУ-110 кВ является устаревшим и изношенным	[10]	Замена открытого типа РУ-110 кВ тип РУ-110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа (ячейки КРУЭ)
РУ-6 кВ	Тип ячеек является устаревшим и изношенным	[10]	Замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ)
РУ-110 кВ РУ-6 кВ	Устаревшие электрические аппараты	[10]	Замена на современные электрические аппараты
Вся система электроснабжения подстанции	Отсутствует автоматизация релейной защиты и автоматики	[10], [11]	Внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств

Техническое обоснование указанных мероприятий осуществляется в работе далее. При внедрении данных мероприятий, основная цель работы будет достигнута.

Выводы по разделу.

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 110/10 кВ «Портовая».

Проведён анализ основных норм реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (для транзитной подстанции). В работе для данной цели рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин»;
- замена открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 КВ с элегазовой изоляцией закрытого типа;
- замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ) в РУ-6 кВ;
- замена некоторых устаревших аппаратов в РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств.

## 2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Целью расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции является определение ожидаемых значений электрических токов, напряжений и мощностей в сети с целью обеспечения оптимального и безопасного функционирования подстанции.

Известно, что данный расчет позволяет оценить текущие и будущие потребности в электроэнергии, оптимизировать нагрузку подстанции, а также прогнозировать возможные перегрузки, что важно для обеспечения надежности и эффективности работы энергосистемы.

«В работе расчёту подлежат значения активной, реактивной и полной расчётных нагрузок одиночных присоединений потребителей подстанции, секций сборных шин, а также всей подстанции 110/6 кВ.

Как известно, расчётный ток нагрузки нормального режима также относится к электрическим нагрузкам, поэтому в работе он также подлежит определению.

Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции» [6]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $P_m$  – «максимальная активная нагрузка присоединений потребителей

напряжением;

$K_3$  – коэффициент загрузки, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [6]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где « $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности» [6].

«Полная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [6]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

«Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей» [6]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (4)$$

где  $U_{ном.}$  – «номинальное напряжение, кВ» [3].

На примере первого присоединения 6 кВ подстанции 110/6 кВ, используя выражения (1) – (4):

$$P_{np} = 1800 \cdot 1 = 1800 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 1800 \cdot 0,4 = 720 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{1800^2 + 720^2} = 1938,7 \text{ кВА.}$$

$$I_{np} = \frac{1938,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 111,9 \text{ А.}$$

«Расчётная активная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_{np}$  – «суммарная активная нагрузка всех присоединений, кВт;  
 $K_o$  – коэффициент одновременности» [6].

«Расчётная реактивная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$Q_{\Sigma} = K_o \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где  $\sum_{i=1}^n Q_{np}$  – «суммарная реактивная нагрузка всех присоединений, квар»  
[6].

«Расчётная полная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций сборных шин РУ-6 кВ» [6]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

Ранее было установлено, что на каждое транзитное присоединение приходится половина суммарной мощности транзита всей линии к определённой подстанции, значит:

$$P_{пр.тр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{м.тр}}{2}. \quad (9)$$

Аналогичные расчёты проводятся по всем нагрузкам транзитных соединений.

«Для каждой транзитной линии одиночных транзитных присоединений 110 кВ по условию (9)» [6]:

$$P_{пр.тр} = \frac{12000}{2} = 6000 \text{ кВт}.$$

Результаты расчёта электрических нагрузок представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок

Номер ячейки	Наименование присоединения	$P_{пр.}$ , кВт	$Q_{пр.}$ , квар	$S_{пр.}$ , кВА	$I_{пр.}$ , А
Нагрузка подстанции (6 кВ)					
СШ I 6 кВ					
3	Порт-1	1800,0	720,0	1938,7	111,9
4	Бытовой сектор-1	800,0	320,0	861,6	49,8
-	ТСН-1	30,0	12,0	32,3	1,9
Всего нагрузки СШ I 6 кВ		2104,0	841,6	2266,0	131,0
СШ II 6 кВ					
7	Порт-2	1000,0	400,0	1077,0	62,3
8	Бытовой сектор-2	2200,0	880,0	2369,5	137,0
-	ТСН-2	30,0	12,0	32,3	1,9
Всего нагрузки СШ II 6 кВ		2584,0	1033,6	2783,1	160,9
Всего нагрузки ТП-110/6 кВ «Портовая»		4688,0	1875,2	5049,1	291,9
Транзитная нагрузка (110 кВ)					
Транзит к ТП-110/110/6 кВ «Комсомольская» (максимум)		6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Транзит к ТП-110/110/6 кВ «Ягодное» (максимум)		6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Транзит через ТП-110/6 кВ «Портовая» (всего)		9600,0	3840,0	10340,0	54,3
Нагрузка подстанции (с учётом транзита)					
Всего по ТП-110/6 кВ «Портовая» с учётом транзита		14288	5715,2	15389	-

Таким образом, в работе были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ «Портовая», а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

Выводы по разделу.

В работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ (активная, реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима присоединений.

### **3Расчёт токов короткого замыкания**

Далее проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в системе электроснабжения ПС-110/6 кВ «Портовая».

Значения рассчитанных токов КЗ будут использованы при выборе аппаратов для установки на ПС-110/6 кВ «Портовая».

Установлено, что на питающей ТП-110/6 кВ находятся два одинаковых по номиналу и мощности силовых трансформатора марки ТДН-10000/110 с устройством РПН (регулирование под нагрузкой).

При этом в работе проводится «расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы, в котором на трансформаторы подстанции получают питание от ТП-110/6 кВ по одной линии 110 кВ без резервирования» [12].

Также рассматривается расчёт в среднем («нулевом») и минимальном положении РПН трансформаторов.

С учётом данного факта, составляется расчетная однолинейная схемасистемы электроснабжения, на которой показаны расчётные точки КЗ.

Расчетная однолинейная схема «для расчёта токов короткого замыкания на подстанции ПС-110/6 кВ «Портовая» показана на рисунке 4» [12].

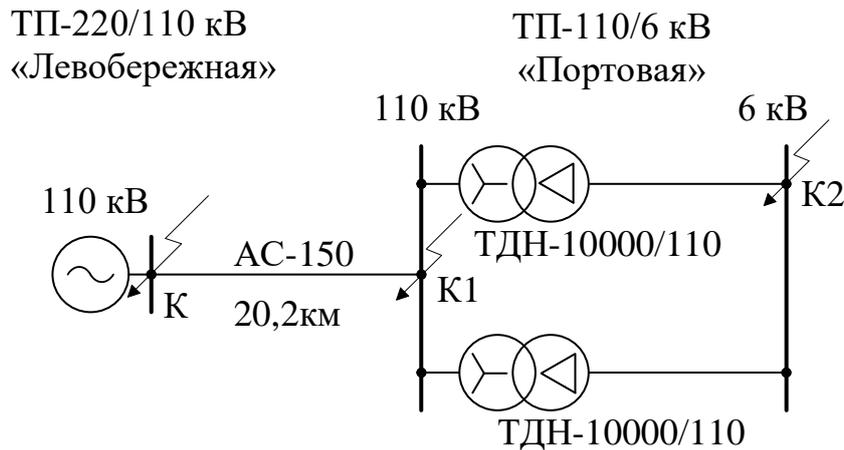


Рисунок 4 – «Расчетная однолинейная схема для расчёта токов короткого замыкания на подстанции ПС-110/6 кВ» [12] «Портовая»

В результате анализа исходных данных установлено, что токи КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции 220/110 кВ «Левобережная» (в точке К) составляют:

- в режиме максимальной нагрузки  $I_{к^{(3)}}_{\text{макс}} = 1500 \text{ А} = 1,5 \text{ кА}$ ;
- в режиме минимальной нагрузки  $I_{к^{(3)}}_{\text{мин}} = 1200 \text{ А} = 1,2 \text{ кА}$ .

Результаты токов КЗ в расчётной точке К используются при расчёте сопротивления и прочих параметров энергосистемы.

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные параметры элементов сети (рисунок 5).

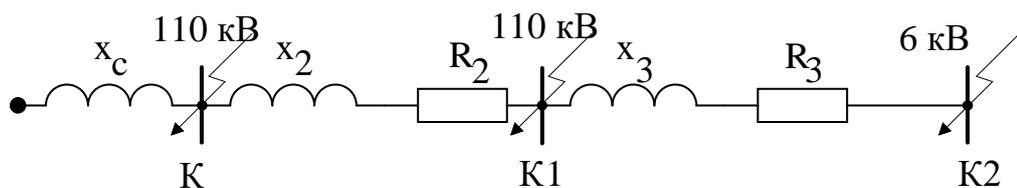


Рисунок 5 – «Схема замещения электрической сети для расчета токов короткого замыкания» [12]

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимается за базис напряжение  $U_n = 110 \text{ кВ}$ . В максимальном режиме данное напряжение будет  $U_б = 115 \text{ кВ}$ .

Сопротивление системы (на напряжение 110 кВ) [12]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}. \quad (10)$$

С учётом токов КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции 220/110 кВ «Левобережная» в максимальном режиме (в точке К):

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 44,3 \text{ Ом.}$$

Находятся сопротивления питающей ЛЭП 110 кВ суммарной длиной  $L=20,2$  км, выполненной проводом АС-150 с удельными параметрами  $r_{y\partial} = 0,37$  Ом/км,  $x_{y\partial} = 0,385$  Ом/км [12]:

$$R_2 = r_{y\partial} \cdot L, \quad (11)$$

$$X_2 = x_{y\partial} \cdot L, \quad (12)$$

где  $x_{y\partial}$  - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$L$  - суммарная длина ВЛ, км» [12].

Для условий работы:

$$R_2 = 0,37 \cdot 20,2 = 7,47 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = 0,385 \cdot 20,2 = 7,78 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление дорасчётной точки К1:

$$X_{c.2} = X_c + X_2, \text{ Ом.} \quad (13)$$

$$R_{c.2} = R_2, \text{ Ом.} \quad (14)$$

В числовых значениях:

$$X_{c.2} = 44,3 + 7,78 = 52,08 \text{ Ом.}$$

$$R_{c.2} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Далее определяются параметры схемы замещения силового трансформатора, установленного на ТП-110/6 кВ.

Технические данные трансформатора ТДН-10000/110:  $U_{вн}=115$  кВ;  $U_{нн}=6,3$  кВ;  $U_{к \text{ мин}}=6,9$  %;  $U_{к \text{ ср}}=7,5$  %;  $U_{к \text{ макс}}=7,6$  %; РПН  $\pm 2 \times 2,5\%$ ;  $\Delta P_{к}=33,5$  кВт.

Данный тип трансформатора выполняется с устройством регулирования напряжения типа РПН.

Известно, что данное устройство имеет 3 основных положения: среднее («нулевое»), минимальное (минус 5% от среднего) и максимальное (плюс 5% к среднему).

Расчёты в точке К2 проводятся для каждого из указанных положений.

Активное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства РПН  $U_n$  [12]:

$$R_{m.n} = \frac{\Delta P_{к} \cdot 10^{-3} \cdot U_n^2}{S_{ном.т.}^2}. \quad (15)$$

Активное сопротивление трансформатора (РПН находится в среднем или «нулевом» положении):

$$R_{3ср} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{10^2} = 4,43 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения РПН трансформатора:

$$R_{3\text{мин}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (115 \cdot (1 - 0,05))^2}{10^2} \approx 4,00 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения РПН трансформатора:

$$R_{3\text{макс}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (115 \cdot (1 + 0,05))^2}{10^2} = 4,88 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства РПН  $U_n$ :

$$X_{m.n} = \frac{U_{\text{к.ср.}\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}} \quad (16)$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора в среднем положении РПН:

$$X_{3\text{ср}} = \frac{7,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10^2} = 9,92 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения РПН:

$$X_{3\text{мин}} = \frac{6,9 \cdot (115 \cdot (1 - 0,05))^2}{100 \cdot 10^2} = 8,24 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения РПН:

$$X_{3\text{макс}} = \frac{7,6 \cdot (115 \cdot (1 + 0,05))^2}{100 \cdot 10^2} = 11,08 \text{ Ом.}$$

Определяется ток КЗ в точке К1 (для среднего положения РПН).

Суммарное активное сопротивление[12]:

$$R_{\Sigma} = R_{c,2}, Ом. \quad (17)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 Ом.$$

Суммарное индуктивное сопротивление[12]:

$$X_{\Sigma} = X_{c,2}, Ом. \quad (18)$$

$$X_{\Sigma} = 52,08 Ом.$$

Суммарное полное сопротивление[12]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (19)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{7,47^2 + 52,08^2} = 52,62 Ом.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К1 определяется с учётом того, что точка находится перед трансформатором (на стороне ВН – 110 кВ), поэтому положение устройства РПН  $U_n$  для данной точки не учитывается:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, А. \quad (20)$$

Ток трёхфазного КЗ точке К1:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 52,62} = 1,26 кА.$$

Ударный ток короткого замыкания[12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (21)$$

где  $\kappa_{уд}$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

Ударный коэффициент определяется так:

$$\kappa_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (22)$$

Для расчётной точки К1:

$$\kappa_{уд.к1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{21,25/7,47}} = 1,36.$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 1,26 = 2,42 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 определяется с учётом того, что данная точка находится после трансформатора (на стороне НН – 6 кВ), поэтому положение устройства РПН $U_n$  для данной точки необходимо учесть.

Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания для точки К2 (для среднего положения РПН).

Суммарное активное сопротивление[12]:

$$R_{\Sigma} = R_{c.2} + R_{3cp}, \text{ Ом}. \quad (23)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 + 4,43 = 11,9 \text{ Ом}.$$

Суммарное индуктивное сопротивление[12]:

$$X_{\Sigma} = X_{C,2} + X_{3cp}, \text{ Ом}. \quad (24)$$

$$X_{\Sigma} = 52,08 + 9,92 = 62,00 \text{ Ом}.$$

Суммарное полное сопротивление[12]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (25)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{11,9^2 + 62,0^2} = 63,13 \text{ Ом}.$$

Ток трёхфазного КЗ точке К2 для среднего («нулевого») положения РПН, при приведении ко второй ступени напряжения, на которой находится точка К2 (сеть 6 кВ РУ-6 кВ подстанции):

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 63,13} \cdot \frac{115}{6,3} \approx 19,2 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент и ударный ток в точке К2 определяется так:

$$\kappa_{\text{уд.к2}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{62/11,9}} = 1,34.$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 19,2 = 36,38 \text{ кА}.$$

Аналогично определены токи КЗ в расчётных точках К1 и К2 в минимальном и максимальном положении устройства РПН.

Результаты данного расчета токов короткого замыкания и ударных токов сведены в таблицу 4.

Таблица 4—Токи короткого замыкания и ударные токи в основных расчётных точках КЗ

Положение устройства РПН трансформатора ТП-110/6 кВ	Параметр, единица измерения	Точка КЗ	
		К1 (110 кВ)	К2 (6 кВ)
Среднее	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	1,26	19,20
	$i_{\text{уд}}$ , кА	2,42	36,38
Минимум	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	1,26	19,57
	$i_{\text{уд}}$ , кА	2,42	36,84

Максимум	$I_K^{(3)}$ , кА	1,26	19,08
	$i_{y\partial}$ , кА	2,42	36,12

Полученные результаты используются в работе далее при выборе и проверке электрических аппаратов.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 110/6 кВ «Портовая» в максимальном, минимальном и среднем положениях устройства РПН силовых трансформаторов.

Полученные результаты используются в работе далее.

#### 4 Проверка силовых трансформаторов подстанции

Ранее в работе, при проведении анализа исходной схемы нормального режима объекта исследования было установлено, что на ТП-110/6 кВ «Портовая» находятся два трансформатора ТДН-10000/110 (трансформаторы трёхфазные двухобмоточные с высшим напряжением 110 кВ и низшим напряжением 6 кВ).

В результате проведения реконструкции на подстанции необходимо проверить силовые трансформаторы на нагрузочную способность.

При этом, так как на подстанции установлены два силовые трансформатора, также необходимо учесть возможность допустимой перегрузки трансформатора в случае выхода другого трансформатора из строя в результате аварии.

Кроме того, трансформаторы проверяются по условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения). У трансформаторов подстанции система охлаждения типа Д.

Расчётная мощность силового трансформатора [8]:

$$S_{ном.т.р} \geq \frac{S_{м.ПС}}{N \cdot K_3}, \quad (26)$$

где  $S_{м.ПС}$  – максимальное значение полной нагрузки ПС-110/6 кВ.

Значит, для силовых трансформаторов ПС-110/6 кВ (без учёта транзита 110 кВ, который не влияет на результат выбора мощности трансформаторов):

$$10000 \text{ кВА} \geq \frac{5049,1}{2 \cdot 0,7} = 3606,5 \text{ кВА}.$$

Проверка на соответствие номинальной мощности трансформатора [8]:

$$S_{\text{НОМ.Т.}} \geq S_{\text{НОМ.Т.р.}}, \text{МВА.} \quad (27)$$

$$S_{\text{НОМ.Т.}} = 10000 \text{ кВА} \geq S_{\text{НОМ.Т.р.}} = 3606,5 \text{ кВА.}$$

Проверка трансформатора на перегрузочную способность [8]:

$$K_{3.н} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{М.ПС}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 0,7. \quad (28)$$

$$K_{3.п} = \frac{S_{\text{М.ПС}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 1,4. \quad (29)$$

Проверки в нормальном и послеаварийном режимах выполняется:

$$K_{3.н} = \frac{0,5 \cdot 5049,1}{10000} = 0,25 \leq 0,7.$$

$$K_{3.п} = \frac{5049,1}{10000} = 0,50 \leq 1,4.$$

Согласно [2] при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории.

Выводы по разделу.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

## 5 Выбор и проверка проводников электрических аппаратов подстанции

### 5.1 Выбор и проверка проводников подстанции

«Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт проводников на подстанции 110/6 кВ «Портовая».

В работе проводится проверка сечений проводов воздушных линий 110 кВ и 6 кВ.

Выбор проводников на подстанции осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [13]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (30)$$

где « $j_3$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [11].

При выборе сечений воздушных линий для голых сталеалюминиевых проводников принимается значение  $j_3 = 1,1$  А/мм<sup>2</sup>.

«По упрощённой методике, значение максимального тока ПЛВ режима можно принять равным рабочему току, помноженному на коэффициент резервирования, равный 1,4» [13]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (31)$$

«где  $S_p$  – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА;

$I_p$  – расчётный ток, А;

$U_{ном.}$  – номинальное напряжение, кВ» [13].

«Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [13]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (32)$$

где « $I_{доп}$  – допустимое справочное значение тока проводника, А» [5].

«Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы» [13]:

$$I_{доп} \geq I_{p,max}, \quad (33)$$

где « $I_{p,max}$  – максимальный ток послеаварийного режима, А» [13].

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности, а также условиям коронирующего разряда (только для ВЛ-110 кВ)» [11]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (34)$$

Расчётный ток на стороне 110 кВ:

$$I_p = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 52,5 \text{ А.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/6 кВ» [13]:

$$F_s = \frac{52,5}{1,1} = 47,7 \text{ мм}^2.$$

«Таким образом, установлено, что сечение провода на питающей ВЛ-110 кВ марки АС-150/7,84 подстанции, соответствует условиям выбора.

Проверка провода по току нормального режима выполняется» [5]:

$$450 \text{ A} \geq 52,5 \text{ A}.$$

«Значение максимального тока ПАВ режима на стороне 110 кВ»[13]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 52,5 \approx 73,5 \text{ A}.$$

«Проверка провода по максимальному току ПАВ режима выполняется»[13]:

$$450 \text{ A} \geq 73,5 \text{ A}.$$

Условия механической прочности при проверке проводников ВЛ также соблюдены:

$$150 \text{ мм}^2 \geq 95 \text{ мм}^2.$$

Результаты выбора проводников линий, приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты выбора проводников линий

Наименование линии	$F_3, \text{ мм}^2$	$F_{ст}, \text{ мм}^2$	$I_{p.\max}, \text{ A}$	Марка провода	$I_{доп.}, \text{ A}$
Питающие ВЛ-110 кВ	47,7	150	73,5	АС-150/7,84	450
РУ 6 кВ-Порт-1	101,7	120	156,7	АС-120/19	390
РУ 6 кВ-4-Бытовой сектор-1	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
РУ-6 кВ-Порт-2	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ-6 кВ-Бытовой сектор-2	124,5	120	191,8	АС-120/19	390
Транзитные ВЛ-110 кВ	30,8	150	47,5	АС-150/7,84	450

«В работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников питающей 110 кВ и распределительных воздушных линий 6 кВ, а также транзитных линий 110 кВ, применяемых на реконструируемой подстанции»[13].

## **5.2 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 110 кВ**

Ранее в работе было предложено внедрить мероприятия по реконструкции РУ-110 кВ подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая», связанные с заменой открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа.

Преимущества аппаратов с элегазовой изоляцией вытекают из их уникальных характеристик и свойств. Известно, что элегазовая изоляция обеспечивает высокую электрическую прочность и надежную изоляцию при минимальных габаритных размерах. Этот факт позволяет создавать компактные и легкие аппараты, что особенно важно для применения в ограниченных пространствах распределительных устройств подстанций.

Кроме того, элегазовая изоляция характеризуется низкими потерями энергии, что способствует повышению эффективности работы электрооборудования и снижению энергопотребления.

Такие аппараты также обладают высокой устойчивостью к агрессивным средам и неблагоприятным условиям эксплуатации, что обеспечивает их надежную работу даже в условиях повышенной влажности, загрязнения или химического воздействия. Таким образом, применение аппаратов с элегазовой изоляцией обеспечивает существенные преимущества в плане компактности, эффективности, надежности и устойчивости, что делает их привлекательным выбором для различных электротехнических решений на подстанциях всех типов и классов напряжения. Данные факторы обуславливают замену открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ 110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа.

Комплектное распрестройство с элегазовой изоляцией КРУЭ 110 (кратко КРУЭ 110) – это высоковольтное электрооборудование, предназначенное для распределения и управления электроэнергией напряжением 110 кВ в электрических сетях.

Внешний вид ячейки КРУЭ-110 кВ приведен на рисунке 6 [19].



Рисунок 6 – Внешний вид КРУЭ-110 кВ

Анализ параметров и конструктивных особенностей КРУЭ 110 может быть разделен на несколько аспектов, которые приведены ниже.

Номинальные параметры [19]:

- номинальное напряжение: 110 кВ;
- номинальная частота: 50 Гц;
- номинальный ток: различный, в зависимости от конфигурации КРУЭ;
- номинальная мощность: различная, в зависимости от конфигурации КРУЭ.

Конструктивные особенности [19]:

- корпус: изготавливается из металла, обеспечивающего надежную защиту от внешних воздействий;

- изоляция: выполнена с использованием элегазовых материалов, обеспечивающих высокую степень изоляции при небольшой толщине слоя;
- переключающие устройства: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для открытия и закрытия цепей электропитания;
- трансформаторы: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для трансформации напряжения;
- предохранительные устройства: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий;
- вводы: установлены в корпусе КРУЭ и предназначены для подключения электропитания.

Особенности эксплуатации [19]:

- КРУЭ 110 обеспечивает высокую надежность и безопасность работы электрооборудования в сети напряжением 110 кВ;
- КРУЭ 110 имеет высокую степень изоляции, что обеспечивает защиту от электрических поражений и повышает эффективность работы оборудования;
- КРУЭ 110 имеет высокую степень автоматизации и удаленного управления, что облегчает процесс контроля и управления электропитанием.

В целом, КРУЭ 110 является высокотехнологичным и сложным в проектировании и изготовлении электрооборудованием, обеспечивающим надежную и безопасную работу электрических сетей напряжением 110 кВ.

Важными параметрами, которые должны учитываться при проектировании КРУЭ 110, являются номинальные параметры, конструктивные особенности, параметры безопасности и стандарты соответствия.

Номинальные параметры КРУЭ 110 должны соответствовать требованиям стандартов и нормативных документов, установленных для данного типа электрооборудования.

Конструктивные особенности КРУЭ 110, такие как корпус, изоляция, переключающие устройства, трансформаторы, предохранительные устройства и кабельные вводы, должны обеспечивать надежность и безопасность работы оборудования.

Параметры безопасности КРУЭ 110 включают в себя требования к защите от электрических поражений, предотвращению возможных аварийных ситуаций и обеспечению доступности для обслуживания и ремонта.

Для обеспечения соответствия стандартам и требованиям безопасности, КРУЭ 110 должны быть произведены и протестированы с учетом международных и национальных стандартов и рекомендаций.

В целом, продуктивность и надежность работы КРУЭ 110 напрямую зависит от тщательности проектирования и соблюдения требований безопасности и соответствия стандартам.

На стороне 110 кВ рассматриваемой реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» [17] с номинальным напряжением 110 кВ. Технические характеристики КРУЭ–СЭЩ–110 кВ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики КРУЭ–СЭЩ–110 кВ

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	2500
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости/время выдерживания, кА/с	40/4
Испытательное одноминутное напряжение рабочей частоты (на землю, между фазами), кВ	230
Полное время отключения, мс	≤60
Время включения, мс	45±5
Время выключения, мс	35±5
Время выключения и включения, мс	50–60
Глубина модуля, мм	4700
Высота модуля, мм	2900

Вес модуля, тонн	не более 3
------------------	------------

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки в выбранных ячейках КРУЭ 110 кВ.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

Результаты выбора выключателей высокого напряжения 110 кВ(на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ 110 кВ, представлены в форме таблицы 7.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения (на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУЭ 110 кВ: ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,48 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,26 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора разъединителей 110 кВ для установки в КРУЭ 110 кВ представлены в работе в форме таблицы 8.

Таблица 8 – Результаты выбора разъединителей 110 кВ для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители КРУЭ 110 кВ: РН-СЭЩ-110/1250	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,48 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности.

В работе на стороне 110 кВ выбраны элегазовые выключатели бакового типа со встроенными модульными трансформаторами тока. Поэтому отдельно выбирать ТТ на стороне 110 кВ нет необходимости.

Выбор трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 110 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 110 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция)	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$

В результате проведённого анализа литературы, для защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений на сторонах 110 кВ и 10 кВ, предлагается применить современные ограничители перенапряжений.

Установлено, что ограничители перенапряжений играют важную роль в поддержании эффективной и безопасной работы систем электроснабжения предприятий, минимизируя воздействие чрезмерных напряжений на электрооборудование [15].

Они устанавливаются на вводах воздушных и кабельных линий электропередачи, а также в ячейках 10 кВ совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями (с целью гашения перенапряжения, возникшего в результате появления «вакуумной дуги»).

Таким образом, выбор современных ограничителей перенапряжений для защиты оборудования КРУЭ 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Портовая», обоснован (таблица 10).

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
КРУЭ 110 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1 (на примере вводного присоединения)	$U_{сети} \leq U_{ном}$ .	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ .	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ .
	$I_{max} \leq I_{ном}$ .	$I_{max} = 73,48 \text{ А}$ .	$I_{ном} = 450 \text{ А}$ .
	$i_y \leq i_{дин}$ .	$i_y = 2,42 \text{ кА}$ .	$i_{дин} = 40,5 \text{ кА}$ .
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ .	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с}$ .	$B_K = 40,5^2 \cdot 3 = 4920,8 \text{ кА}^2\text{с}$ .

Всё выбранное оборудование напряжением 110 кВ подходит для установки на реконструируемой подстанции 110/6 кВ.

### 5.3 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 6 кВ

Ранее в работе было предложено внедрить мероприятия по реконструкции РУ-6 кВ подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая», связанное с заменой ячеек устаревшего типа ячеек КСО-366 на ячейки КРУ в РУ-6 кВ.

Выбор ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) напряжением 6 кВ является важной задачей при проектировании электроснабжения.

Ячейки КРУ представляют собой модульные элементы, которые используются для разделения и защиты электрооборудования в системах распределения напряжением 6 кВ.

Ячейки КРУ должны обеспечивать надежную защиту от короткого замыкания и перегрузок. Необходимо выбрать ячейки, которые

поддерживают требуемый уровень защиты и имеют соответствующие выключатели и предохранители.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства компании ОАО «Электрощит» [9].

Преимущества шкафов типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ:

- «возможность дистанционного управления вакуумным выключателем, выкатным элементом и заземляющим разъединителем;
- видеофиксация положения выкатного элемента и заземляющего разъединителя;
- дистанционный контроль температуры контактных соединений выключателя и кабельных присоединений;
- все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надёжную совместную работу» [9].

Распределительное устройство РУ 6 кВ для применения на ПС-110/6 кВ «Портовая» выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ [9].

«КРУ–СЭЩ–70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения» [9] 6(10), 20 кВ и тока 630–4000 А с частотой 50 Гц.

Тип выключателя для данных ячеек ВВУ–СЭЩ–10, тип трансформаторов тока ТОЛ–СЭЩ–10.

«Шкаф КРУ-СЭЩ-70 представляет собой каркасно – модульную конструкцию, состоящую из нескольких модулей, собираемых с помощью стыковочных элементов» [9].

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки в выбранных ячейках КРУ 6 кВ.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

«Результаты выбора выключателей высокого напряжения 6 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в КРУ 6 кВ, представлены в форме таблицы 11» [9].

Таблица 11 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения (на примере вводных присоединений) для установки в КРУ 6 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1600(вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1347,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 19,57 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 36,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 19,57^2 \cdot 3 = 1148,9 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«В РУ-6 кВ подстанции разъединители не требуются, они заменены втычными контактами выбранных ячеек» [9] типа КРУ–СЭЩ–70.

В работе выбираются ТТ для установки на стороне 6 кВ.

«Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 6 кВ для установки в КРУ 6 кВ» [9] представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проверки трансформаторов тока на стороне 6 кВ для установки в КРУ 6 кВ

Тип ТН	Схема ТТ	Мощность на один ТТ, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \sum}$ , ВА
ТОЛ–СЭЩ–10	«неполная звезда»	30	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Выбор трансформаторов напряжения высшим напряжением 6 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ подстанции

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
НАЛИ-СЭЩ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

«Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения для установки в КРУ 6 кВ» [9] представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения для установки в КРУ 6 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
КРУ 6 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПНп-6/6,9/40/1500 УХЛ1 (на примере вводного присоединения)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1347,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 36,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 19,57^2 \cdot 3 = 1148,9 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Всё выбранное оборудование напряжением 6 кВ подходит для установки на реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Портовая».

Выводы по разделу.

Для питающих линий 110 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-150/7,84, для распределительных линий – сечения марки АС-120/19 и АС-50/8, для транзитных линий 110 кВ – сечения АС-150/7,84.

На стороне 110 кВ ПС-110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства ОАО «Электроцит» с номинальным напряжением 110 кВ. Выбраны и проверены следующие электрические аппараты для установки в КРУЭ 110 кВ: выключатели ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые), разъединители РН-СЭЩ-110/1250, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция), ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства ОАО «Электроцит» с оборудованием: выключатели ВВУ–СЭЩ–ПЗ–10–20–1600, трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10 и трансформаторы напряжения НАЛИ–СЭЩ–10, ограничители перенапряжения нелинейные ОПНп–6/6,9/40/1500 УХЛ1.

### **6Выбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции**

Проводится выбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции 110/6 кВ «Портовая».

Существует возможность возникновения в «обмотках трансформаторов коротких замыканий между витками, между фазами, 1-й либо 2-х фаз на землю, между обмотками с различными напряжениями. Также есть возможность возникновения на вводе трансформатора, на линиях и ошиновке коротких замыканий на землю и между фазами.

Имеет место возникновение в эксплуатации нарушений нормального режима функционирования трансформатора, которые состоят из прохождения через трансформатор сверхтоков в случае повреждения элементов, которые связаны с ними, а также перегрузки, выделения горючих газов из масла, повышения (понижения) уровня имеющегося масла, повышения температуры масла» [14].

«С позиции уровня опасности нарушений в нормальном режиме трансформатора фиксирующая нарушение защита, воздействует на отключение, сигнал либо разгрузку трансформаторов.

Необходима такая защита для трансформаторов:

- от внутреннего повреждения. Для трансформатора, мощность которого не превышает 4 МВА – требуется токовая отсечка, максимальная защита, и дифференциальная защита для большей мощности;

- от внутрибаковых повреждений трансформатора либо РПН – предусматривается наличие газовой защиты устройства РПН, трансформатора с отключением и сигналом;
- от внешнего короткого замыкания – предусматривается наличие максимальной защиты с блокировкой либо без нее. Предусматривается ее применение в качестве резервной защиты трансформатора от внутреннего повреждения;
- от коротких однофазных замыканий, возникающих на одной из сторон трансформатора с глухозаземленной нейтралью;
- от перегрузок с воздействием на сигналы. В некоторых случаях, на подстанциях, при отсутствии обслуживающих работников, предусматривается осуществление защиты от перегрузки с отключением либо воздействием на разгрузку.

Наряду с защитой, возникает необходимость в задействовании токовых дополнительных органов, используемых при блокировке РПН, автоматике охлаждения» [1].

«Предусматривается применение шкафа ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

Такой шкаф включает 2 комплекта. Функции 1-го заключаются в реализации функций резервной и основной защиты трансформатора. В основе релейной части 1-го комплекта заложен микропроцессорный терминал БЭ2704V041, электромеханические реле.

Цель 2-го комплекта заключается в резервной дополнительной защите трансформаторов и управлении вводными выключателями ВН.

Конфигурирование терминала БЭ2704V041.

До момента выставления уставок защит предусматривается проведение конфигурирования такого терминала, как БЭ2704V041» [18].

«Следует задать параметры, состоящие из:

- группы соединения трансформатора, который защищается;

– базисных точек сторон НН и ВН.

Предусматривается включение на всех сторонах главного трансформатора тока на основе схемы «звезда». Входным трансформаторам тока терминала характерно количество витков на первичной обмотке  $W1 = 16$ , отводы 1 - 4 витка при грубом выравнивании тока.

На 1-м отводе  $W1 = 1$  витком обеспечивается (4,001 - 16,000) А, на 2-м  $W1 = 4 - (1,001 - 4,000)$  А, на 3-м  $W1 = 16 - (0,251 - 1,000)$  А.

Поэтому, в терминале для ДЗТ производится обеспечение выравнивания тока 0,25 - 16 А.

На зажиме X1 и X2 терминала переключаются отводы входных трансформаторов тока.

Существует возможность определения номинальных токов по сторонам посредством выражения» [1]:

$$I_{ном.стор} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.стор}}, \quad (35)$$

где  $S_{ном}$  - «номинальная мощность трансформатора, МВА» [1];

$U_{ном.стор}$  - «номинальное напряжение стороны, характерной среднему положению РПН, кВ» [1].

«Базисные токи» [1]:

$$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} \cdot k_{cx}}{n_{mm}}, \quad (36)$$

где  $k_{cx}$  - «коэффициент схемы» [18];

$n_{mm}$  - «коэффициент трансформации» [18].

«Предусматривается определение начального относительного тока срабатывания ДЗТ в случае отсутствия торможения»[1]:

$$I_{\partial 0}^*_{расч.} = k_{отс.} \cdot \left( k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*} \right), \quad (37)$$

где  $k_{отс.}$  – коэффициентотстройки;

$k_{одн.}$  - показатель,  $k_{одн.} = 2,0$  для ТТ, номинальный ток которых составляет 5 А;

$\varepsilon = 0,05$  - относительное значение погрешности ТТ;

$\Delta U_{сн(нн)}$  - показатель,  $\Delta U_{сн} = 0,05$ ,  $\Delta U_{нн} = 0$ ;

$k_{ток.сн(нн)}$  - показатель коэффициента токараспределения;

$I_{нб.выр.*} = 0,03$  - относительное значение тока небаланса.

На основе (37), получается:

$$I_{\partial 0}^*_{расч.} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

В связи с тем, что полученное значение,  $I_{\partial 0}^*_{расч.} = 0,199$ , является ниже типового значения (0,3), в соответствии с [1], расчетным значением минимального тока начала защиты является типовое значение уставок:

$$I_{\partial 0} = 0,3 \cdot I_{ном.стор.110} = 0,3 \cdot 84,1 = 25,2 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения определяется[1]:

$$k_{т.расч.} = 1,2 \cdot \left( k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*} \right), \quad (38)$$

где  $k_{пер} = 1,5 \dots 2,0$  - коэффициент;

$\varepsilon = 0,10$  - относительное значение полнойпогрешности ТТ в режиме

КЗ.

Типовое значение уставки  $k_m = 0,5$ .

Вычисляется  $k_m$  согласно (38):

$$k_{m.расч.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

За расчетное значение уставки принимается типовое значение  $k_m = 0,5$ .

«Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется следующими условиями:

– отстройкой от броска тока намагничивания»[1]:

$$I_{отс.*} \geq 6,5; \quad (39)$$

– «отстройкой от максимального тока небаланса внешнего КЗ»[1]:

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot I_{кз.отн.} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*}), \quad (7.6)$$

где  $I_{кз.отн.}$  - «максимальное значение тока внешнего металлического КЗ,

приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ» [1].

Значение  $I_{кз.отн.}$  [1]:

$$I_{кз.отн.1} = I_{n0max110} \cdot \frac{U_{ср6}}{U_{ср110}}; \quad (40)$$

$$I_{кз.отн.2} = I_{n0max6} \cdot \frac{U_{ср110}}{U_{ср6}}; \quad (41)$$

$$I_{кз.отн.1} = 19570 \cdot \frac{6}{110} = 1061,7 \text{ A};$$

$$I_{кз.отн.2} = 1560 \cdot \frac{6}{110} = 438,3 \text{ A};$$

«Таким образом, максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенного к базисному току стороны внешнего КЗ составляет» [1]:

$$I_{кз.отн.} = 10600 \text{ A.}$$

«Определяется ток срабатывания дифференциальной отсечки» [1]:

$$I_{отс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 84,1 = 546,7 \text{ A};$$

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot 10600 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 3259,5 \text{ A.}$$

«На основании расчетов уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки составляет» [18]  $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$ .

Коэффициент чувствительности защиты [1]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.отн.}^{(2)}}{I_{\partial 0}}, \quad (42)$$

$$I_{кз.отн.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.отн.}^{(3)}, \quad (43)$$

где  $I_{кз.отн.}^{(2)}$ ,  $I_{кз.отн.}^{(3)}$  - минимальные 2-хфазный и 3-хфазный токи КЗ, приведенные к ВН.

$$I_{кз.отн.}^{(3)} = I_{n01} \cdot \frac{U_{cp6}}{U_{cp110}} = 4800 \cdot \frac{10,5}{115} = 438,3 \text{ A.}$$

$$I_{кз.отн.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 438,3 = 379,1 \text{ A.}$$

$$k_{ч} = \frac{379,1}{25,2} = 15,0 > 2.$$

Следовательно защита рассчитана верно.

Выводы по разделу.

В работе выбрана релейная защита и автоматика силового трансформатора ТП-110/6 кВ «Портовая».

Предусматривается применение «шкафа ШЭ 2607 041015-27Е2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

Такой шкаф включает 2 комплекта. Функции 1-го заключаются в реализации функций резервной и основной защиты трансформатора. В основе релейной части 1-го комплекта заложен микропроцессорный терминал БЭ2704V041, электромеханические реле.

Цель 2-го комплекта заключается в резервной дополнительной защите трансформаторов и управлении вводными выключателями ВН.

Рассчитаны и проверены основные уставки релейной защиты силовых трансформаторов подстанции» [18].

## Заключение

«В результате выполнения работы, проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая» г. Тольятти Самарской области, с модернизацией некоторого устаревшего силового оборудования распределительных устройств подстанции» [7], [16].

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 110/10 кВ «Портовая».

Проведён анализ основных норм реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (для транзитной подстанции). В работе для данной цели рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин»;
- замена открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 КВ с элегазовой изоляцией закрытого типа;
- замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ) в РУ-6 кВ;
- замена некоторых устаревших аппаратов в РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств.

В результате расчёта нагрузок, были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ «Портовая» (активная,

реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

В работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 110/6 кВ «Портовая» в максимальном, минимальном и среднем положениях устройства РПН силовых трансформаторов.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Для питающих линий 110 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-150/7,84, для распределительных линий – сечения марки АС-120/19 и АС-50/8, для транзитных линий 110 кВ – сечения АС-150/7,84.

На стороне 110 кВ ПС-110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 110 кВ. Выбраны и проверены следующие электрические аппараты для установки в КРУЭ 110 кВ: выключатели ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые), разъединители РН-СЭЩ-110/1250, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция), ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства ОАО «Электрощит» с оборудованием: выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1600, трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10 и трансформаторы напряжения НАЛИ–СЭЩ–10, ограничители перенапряжения нелинейные ОПНп-6/6,9/40/1500 УХЛ1.

В работе выбрана релейная защита и автоматика силового трансформатора ТП-110/6 кВ «Портовая». Предусматривается применение шкафа ШЭ 2607 041015-27Е2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

## Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 16.02.2024).
3. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.02.2024).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 18.02.2024).
5. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 17.02.2024).
6. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
7. Линия: Портовая (399079148) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/399079148#map=17/53.48119/49.35770> (дата обращения: 19.02.2024).
8. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
9. Технические характеристики КРУ-СЭЩ-70. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/?ysclid=lhpmmeu7r3537048737> (дата обращения 20.02.2024 г.).

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 18.02.2024).

13. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

16. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 110/6 Портовая [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11/53.482/49.357> (дата обращения: 18.02.2024).

17. Технические характеристики ячеек КРУЭ–СЭЩ–110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: [https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3\\_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110\\_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhpltemn1972110597](https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhpltemn1972110597) (дата обращения 19.02.2024 г.)

18. Характеристики терминала релейной защиты БЭ2704V041. [Электронный ресурс]: URL: [https://ekra.ru/product/docs/rz-ps-110-750kv/tz/she2710-547/%D0%A0%D0%AD%20%D0%91%D0%AD2704\\_400.pdf?ysclid=lhvcf0u0y](https://ekra.ru/product/docs/rz-ps-110-750kv/tz/she2710-547/%D0%A0%D0%AD%20%D0%91%D0%AD2704_400.pdf?ysclid=lhvcf0u0y)

[m318142438](#) (дата обращения 20.02.2024 г.)

19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

20. Ушакова Е. О. Экономика : учебное пособие. Новосибирск : СГУГиТ, 2022. 64 с.

21. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.

22. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.

23. Ячейка К-204ЭП. [Электронный ресурс]: URL: <https://belgorod.energo-prom-ktp.ru/catalog/kru/k-204ep/> (дата обращения: 03.02.2024).