

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 110/10 кВ «Карбышево» с заменой силовых трансформаторов

Обучающийся

Н.И. Буколов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, Т.С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Представлены результаты выполнения выпускной работы на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Карбышево» с заменой силовых трансформаторов». В рамках решения трех основных задач поставленных для достижения цели ВКР - повышение установленной мощности понизительной подстанции с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ «Карбышево» для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных в настоящее время к подстанции и обеспечение возможности надежного электроснабжения вновь подключаемых потребителей, выполнен анализ электроэнергетической системы, а также выполнен сбор и анализ исходных данных о состоянии подстанции. Результатом проведенного анализа стали рекомендации по реконструкции. Основным направлением реконструкции стала замена силовых трансформаторов, что в свою очередь потребовало замены всего коммутационного высоковольтного оборудования. Для оптимального выбора оборудования подстанции выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Выбор оборудования производился на основании возросшей нагрузки подстанции, а также с учетом возможных перегрузок.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 81 листе формата А4, содержит 13 рисунков и 7 таблиц. Список используемых источников содержит 28 наименований, в том числе пять на английском языке.

Abstract

The results of the bachelor work on the topic "Reconstruction of the electrical part of the substation 110/10 kV "Karbyshevo" with the replacement of power transformers" are presented. As part of solving the three main tasks set to achieve the goal of the WRC - increasing the installed capacity of the step-down substation with voltage classes of 110 kV and 10 kV "Karbyshevo" to improve the reliability of power supply to consumers currently connected to the substation and to ensure the possibility of reliable power supply to newly connected consumers, analysis of the electric power system, as well as the collection and analysis of initial data on the state of the substation. The result of the analysis was recommendations for reconstruction. The main direction of the reconstruction was the replacement of power transformers, which in turn required the replacement of all high-voltage switching equipment. For the optimal choice of substation equipment, the calculation of symmetrical and asymmetric short-circuit currents was carried out. The choice of equipment was made on the basis of the increased load of the substation, as well as taking into account possible overloads.

The final qualifying work is made on 81 sheets of A4 format, contains 13 figures and 7 tables. The list of sources used contains 34 titles, including five in English.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая характеристика подстанции «Карбышево» 110/10 кВ	7
2 Определение расчетной нагрузки и построение графиков нагрузок подстанции «Карбышево»	12
2.1 Суточные графики нагрузки подстанции «Карбышево»	12
2.2 Годовые графики нагрузки подстанции «Карбышево»	14
2.3 Определение расчетной мощности подстанции «Карбышево»	21
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции	23
3.1 Определение подходящих вариантов	23
3.2 Оценка применимости трансформаторов ТРДН 25000/110	24
3.3 Оценка применимости трансформаторов ТРДН 32000/110	32
4 Определение токов короткого замыкания после реконструкции подстанции «Карбышево»	40
5 Главная электрическая схема подстанции «Карбышево» после реконструкции	51
6 Оборудование распределительных устройств подстанции «Карбышево» после реконструкции.....	54
7 Релейная защита силового трансформатора подстанции «Карбышево»	58
8 Системы молниезащиты и заземления подстанции «Карбышево» после реконструкции	64
8.1 Система молниезащиты подстанции «Карбышево» после реконструкции	64
8.2 Система заземления подстанции «Карбышево» после реконструкции	68
Заключение.....	72
Список используемых источников	78

Введение

Электроэнергетика является базовой отраслью народного хозяйства страны. Все отрасли народного хозяйства страны связаны с электроэнергетикой напрямую и зависят от направлений ее развития.

Развитие электроэнергетической отрасли связано в первую очередь с повышением качества и надежности электроснабжения всех потребителей электрической энергии.

Понятие надежности электроснабжения связано напрямую с понятием качества электрической энергии, т.е. надежность электроснабжения потребителей – это способность электроэнергетической системы обеспечивать всех потребителей электрической энергией установленного качества в любой интервал времени.

Нормы качества электрической энергии описываются, в свою очередь, рядом показателей, значения и описание которых установлены ГОСТ 32144-2013 [7]. К основным показателям качества электрической энергии (ПКЭЭ) относятся отклонение частоты Δf (Гц), медленные изменения напряжения $\delta U_{(+)}, \delta U_{(-)}$ (%), колебания напряжения и фликер, несинусоидальность напряжения, несимметрия напряжений (применимо для трехфазной сети) [7]. Кроме того, в [7] выделяют группу ПКЭЭ – случайные события. В группу ПКЭЭ, относящейся к случайным событиям включены такие показатели как прерывание напряжения, провалы напряжения и перенапряжения, импульсные перенапряжения.

Исходя из указанных ПКЭЭ, а также термина надежности электроснабжения и влияния электроэнергетической отрасли на народное хозяйство страны необходимо проводить регламентные работы по поддержанию оборудования в рабочем состоянии, а также проводить перспективные работы по реконструкции электрических сетей, объектов генерации и распределения электрической энергии для соблюдения соответствия электроснабжения установленным категориям надежности.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является повышение установленной мощности понизительной подстанции с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ «Карбышево» для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных в настоящее время к подстанции и обеспечение возможности надежного электроснабжения вновь подключаемых потребителей.

Для достижения поставленной в рамках выпускной квалификационной работы цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ текущей загрузки подстанции «Карбышево» и определить направления проведения реконструкции в части необходимости замены основного и вспомогательного оборудования;
- провести выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции «Карбышево», способных обеспечить надежное электроснабжения существующих и вновь подключаемых к подстанции потребителей;
- выполнить выбор основного и вспомогательного оборудования подстанции «Карбышево» на основе расчетных значений установленной мощности после проведения реконструкции, а также с учетом числа питаемых подстанцией потребителей и расчетных значений токов короткого замыкания.

Для решения поставленных в рамках выпускной квалификационной работы целей необходимо использовать действующие нормативные акты, ГОСТы и правила проектирования объектов электросетевого хозяйства.

При выборе оборудования следует отдавать предпочтение типовым решениям в компоновке подстанции, а также оборудованию отечественного производства с высокой долей локализации, так как в последствии это положительно скажется в вопросах эксплуатации и обслуживания выбранного оборудования.

В выпускной квалификационной работе используются данные, размещенные только в открытых информационных источниках.

1 Общая характеристика подстанции «Карбышево» 110/10 кВ

Подстанция «Карбышево» имеет два класса напряжения: 110 кВ и 10 кВ. Подстанция «Карбышево» расположена в микрорайоне Старый Кировск, Кировского округа города Омска, Омской области, в районе улицы 2-я Читинская. Расположение подстанции на фрагменте карты г. Омск показан на рисунке 1. Также на фрагменте карты г. Омска (рисунок 1) показана роза ветров. В январе для города Омска характерна наибольшая повторяемость ветров южного и юго-западного направлений. В июле наибольшая повторяемость ветровой нагрузки характерна для северного и северо-западного направлений.

Подстанция «Кировская» была введена в эксплуатацию в 1976 году. В настоящее время подстанция относится к городским электрическим сетям и находится на балансе филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Омскэнерго».

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора с мощностью $S_{T1} = S_{T2} = 16000$ (кВА). Таким образом общая установленная мощность подстанции:

$$S_{\text{уст.ПС}} = S_{T1} + S_{T2} = 16000 + 16000 = 32000 \text{ (кВА)} \quad (1)$$

Согласно данным по загрузке центров питания филиала ПАО «Россети Сибирь» загрузка подстанции «Карбышево» составляет 104,27%. Данный факт позволяет в настоящее время продолжать эксплуатацию подстанции «Карбышево», однако для подключения новых потребителей, а также для обеспечения надежного и качественного электроснабжения уже подключенных к подстанции потребителей необходимо рассмотреть возможность замены силовых трансформаторов.



Рисунок 1 - Расположение подстанции на фрагменте карты г. Омска

Подстанция «Карбышево» имеет связь с подстанцией «Кировская» по воздушной линии напряжением 110 кВ – «ВЛ-110 Кировская – Карбышево» протяженностью 5 км. Также подстанция «Карбышево» связана воздушной линией «ВЛ-110 Карбышево – Власть Труда» с подстанцией «Власть Труда». Протяженность данной линии 6,7 км.

Перспектива реконструкции подстанции «Карбышево» 110/10 кВ также заложена в постановлении правительства Омской области от 9 июня 2021 года № 246-п «О внесении изменения в постановление Правительства Омской области от 19 августа 2009 года N 156-п». В указанном постановлении заложено провести реконструкцию подстанции «Карбышево» с заменой силовых трансформаторов до 2026 года.

Основанием для проведения реконструкции подстанции «Карбышево» 110/10 кВ является исключение возможного превышения допустимых длительных токовых нагрузок (ДДТН) и аварийно-допустимых токовых нагрузок (АДТН) при отключении одного из трансформаторов подстанции.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей не рекомендуется превышать коэффициент загрузки трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях электрических сетей выше, чем 0,5.

В настоящее время, максимально зафиксированная нагрузка на подстанции «Карбышево» составила $P_{\max \text{ факт.}} = 14848$ (кВт), что составляет $K_{\text{загр. N-1}} = 104,27$ % загрузки объекта в режиме N-1.

Режим N-1 для объекта, т.е. подстанции «Карбышево», характеризует возможный аварийный вывод из работы одного из силовых трансформаторов и переводе его нагрузки на оставшийся в работе [18]. Таким образом, зная значение $K_{\text{загр. N-1}}$ можно определить значение полной мощности подстанции в режиме максимальной нагрузки которое соответствует значению $P_{\max \text{ факт.}}$. Для этого воспользуемся следующим выражением:

$$S_{\max \text{ факт.}} = S_{T1} \cdot \frac{K_{\text{загр. N-1}}}{100} = 16000 \cdot \frac{104,27}{100} = 16683,2 \text{ (кВА)} \quad (2)$$

Используя значение полученное в (2) можно определить коэффициент активной мощности в районе подстанции «Карбышево». Стоит учитывать, что данное значение коэффициента активной мощности в часы максимальной загрузки может отличаться от среднегодового значения. Коэффициент активной мощности определим, используя выражение:

$$\cos \varphi_{max} = \frac{P_{max \text{ факт.}}}{S_{max \text{ факт.}}} = \frac{14848}{16683,2} = 0,889 \quad (3)$$

Полученное в (3) значение будем использовать при выборе оптимальной мощности трансформаторов подстанции после реконструкции.

Для подстанции «Карбышево» также определено, что в настоящее время согласно данным о договорах на технологическое присоединение, дефицит мощности составляет $P_{\text{тех.пр.}} = 0,624$ (МВт). Определим значение максимальной мощности подстанции «Карбышево» с учетом новых потребителей:

$$S_{max \text{ тех.пр.}} = \frac{P_{\text{тех.пр.}}}{\cos \varphi_{max}} + S_{max \text{ факт.}} \quad (4)$$

$$S_{max \text{ тех.пр.}} = \frac{624}{0,889} + 16683,2 = 17385,11 \text{ (кВА)} \quad (5)$$

Полученное в (5) по (4) значение мощности будем использовать далее для разработки проекта реконструкции подстанции.

Для обоснования необходимости проведения реконструкции и подтверждения того, что причинами реконструкции являются в первую очередь исключение возможного превышения ДДТН и АДТН при отключении одного из трансформаторов подстанции проверим с учетом мощности полученной в (5) коэффициент загрузки в режиме N-1:

$$K_{з.N-1.тех.пр.} = \frac{S_{\max \text{ тех.пр.}}}{S_{T1}} = \frac{17385,11}{16000} = 1,086 \quad (6)$$

Полученное в (6) значение подтверждает тот факт, что подстанция «Карбышево» требует проведения реконструкции с заменой силовых трансформаторов.

Выводы по разделу 1.

Определено, что подстанция «Карбышево» имеет два класса напряжения 110 кВ и 10 кВ. Подстанция располагается в микрорайоне Старый Кировск, Кировского округа города Омска, Омской области, в районе улицы 2-я Читинская.

Установлено, что подстанция «Карбышево» имеет связь по линиям 110 кВ с подстанциями «Кировская» и «Власть Труда». Длина ВЛ-110 кВ до подстанции «Кировская» составляет 5 км, а до подстанции «Власть Труда» 6,7 км.

Для объекта реконструкции – подстанции напряжением 110/10 кВ «Карбышево» определена необходимость проведения реконструкции по причине исключения возможного превышения допустимых длительных токовых нагрузок (ДДТН) и аварийно-допустимых токовых нагрузок (АДТН) при отключении одного из трансформаторов подстанции. Необходимость проведения реконструкции подтверждена полученными значениями коэффициента загрузки подстанции в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение к подстанции. Значение этого коэффициента составило $K_{з.N-1.тех.пр.} = 1,086$. Значение максимальной мощности, которая принята предварительно в качестве расчетной составило $S_{\max \text{ тех.пр.}} = 17385,11$ (кВА).

2 Определение расчетной нагрузки и построение графиков нагрузок подстанции «Карбышево»

В первом разделе выпускной квалификационной работы были определены значения коэффициента загрузки подстанции в режиме N-1, а также определено значение максимальной загрузки подстанции по активной и полной мощностям. В данном разделе необходимо определить расчетную мощность подстанции и построить графики нагрузок подстанции для выбора оптимальной мощности трансформаторов после реконструкции.

2.1 Суточные графики нагрузки подстанции «Карбышево»

Построим суточные графики полной мощности подстанции «Карбышево» с учетом значения $S_{\max \text{тех.пр.}} = 17385,11$ (кВА) полученного в первом разделе ВКР. Графики построим для типового дня летнего минимума нагрузок (22 июня) и типового дня зимнего максимума нагрузок (22 декабря).

Суточный график для летнего дня г. Омска показан на рисунке 2, а суточный график зимнего дня для г. Омска показан на рисунке 3. Данные суточных графиков нагрузок представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Данные суточных графиков

Номер часа суток	Полная мощность для летнего суточного графика, кВА	Полная мощность для зимнего суточного графика, кВА
1	14777,34	14777,34
2	13908,09	13908,09
3	14429,64	14429,64
4	13560,39	13560,39
5	14429,64	14429,64
6	13908,09	13908,09
7	13560,39	13560,39
8	14429,64	14429,64
9	14777,34	14777,34
10	15820,45	15820,45
11	16168,15	16168,15
12	17037,41	15994,3

Продолжение таблицы 1

Номер часа суток	Полная мощность для летнего суточного графика, кВА	Полная мощность для зимнего суточного графика, кВА
13	16689,71	16168,15
14	16689,71	16342
15	16689,71	16342
16	16689,71	16342
17	16863,56	16515,85
18	17385,11	17037,41
19	16863,56	16863,56
20	16515,85	16689,71
21	16168,15	17385,11
22	15298,9	15125,05
23	15646,6	15125,05
24	15646,6	13908,09

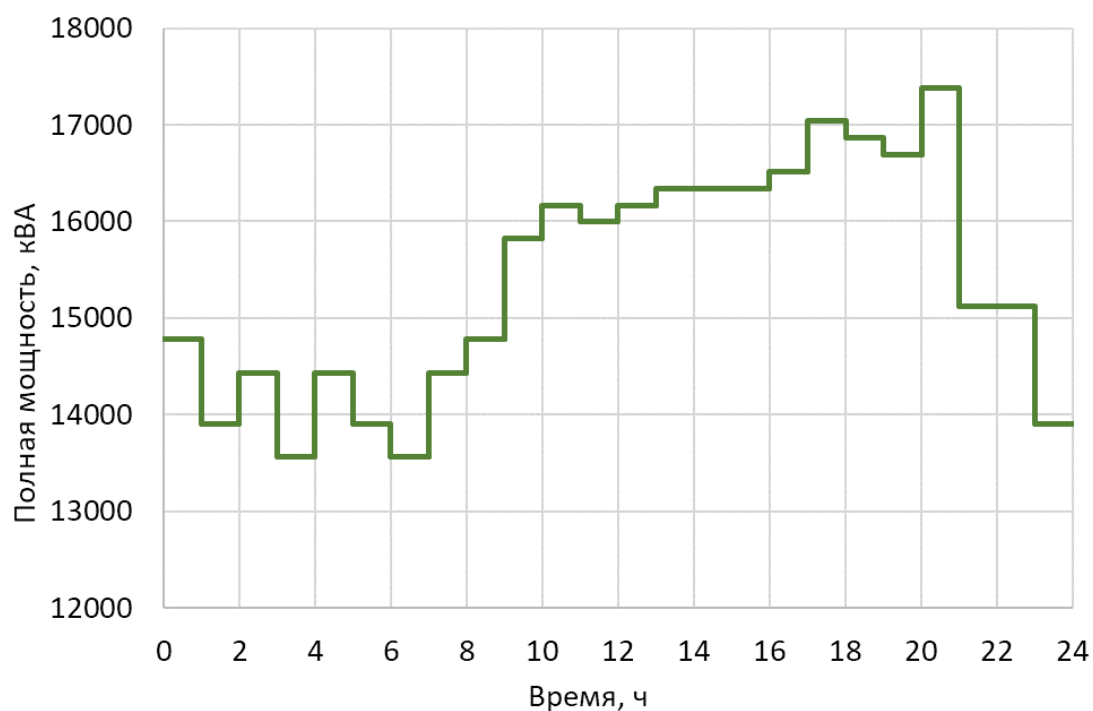


Рисунок 2 - Суточный график нагрузок летнего дня

Продолжительность зимнего периода в г. Омск составляет $n_{\text{зима}} = 213$ дней, а продолжительность летнего периода составляет $n_{\text{лето}} = 152$ дня. Исходя из значений продолжительности летнего и зимнего периодов необходимо построить годовой график полной мощности подстанции «Карбышево» с учетом данных суточных графиков нагрузок (рисунки 2 и 3), а также данных таблицы 1.

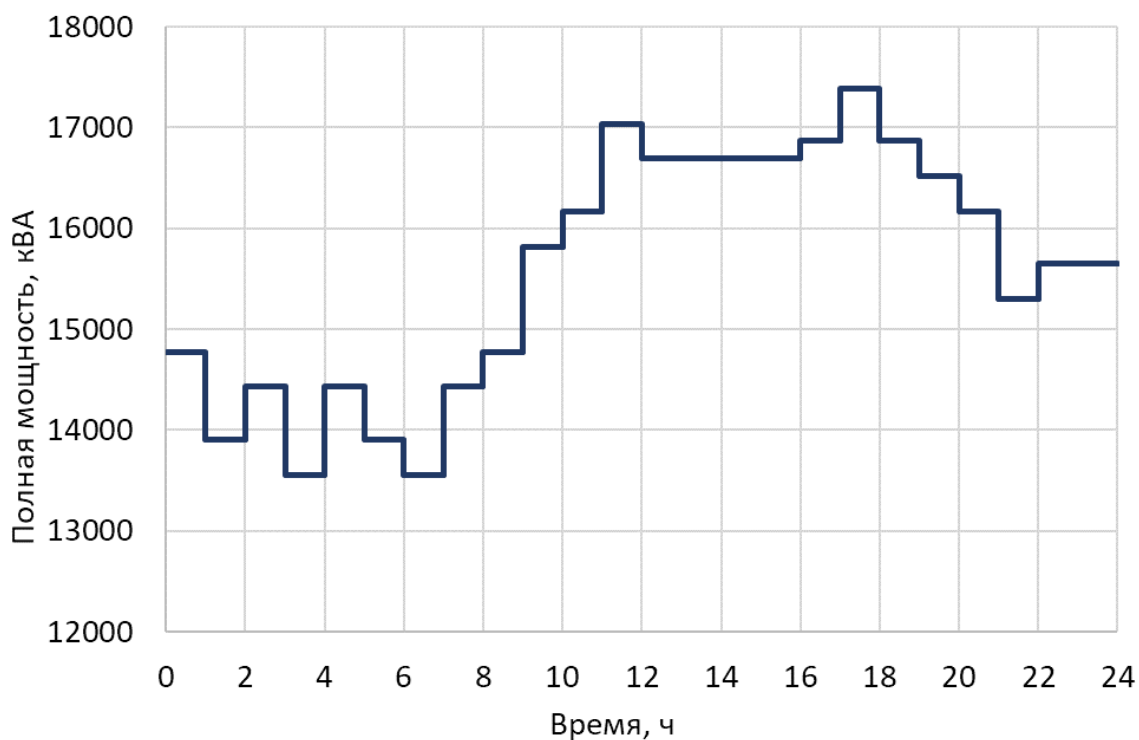


Рисунок 3 - Суточный график нагрузок зимнего дня

2.2 Годовые графики нагрузки подстанции «Карбышево»

Для построения годового упорядоченного графика нагрузок необходимо для каждой ступени зимнего и летнего суточных графиков определить продолжительность каждой ступени на годовом графике, для этого воспользуемся выражениями. Для летнего суточного графика:

$$T_{i.год.лет} = t_{i.сут.лет} \cdot n_{лето} \quad (7)$$

где $t_{i.сут.лет}$ – продолжительность ступени летнего суточного графика, ч;

$n_{лето}$ – число дней летнего периода, шт.

i – номер ступени суточного графика нагрузок.

Для зимнего суточного графика:

$$T_{i.год.зим} = t_{i.сут.зим} \cdot n_{зима} \quad (8)$$

где $t_{i.сут.зим}$ – продолжительность ступени зимнего суточного графика, ч;

$n_{\text{зима}}$ – число дней зимнего периода, шт.

i – номер ступени суточного графика нагрузок.

Используя выражения (7) и (8), а также данные таблицы 1, определим продолжительности каждой ступени для летнего и зимнего суточных графиков нагрузки подстанции «Карбышево» с использованием инструментов MS Excel [24] и составим таблицу 2. Так как суточные графики (рисунки 2 и 3) имеют дискретизацию 1 час, то номер ступени графика соотносится с номером часа суток (i) [25]. По данным таблицы 2, построим годовой график полной мощности для подстанции «Карбышево», рисунок 4.

Таблица 2 - Данные для построения годового графика полной мощности

Номер часа суток, i	Полная мощность для летнего суточного графика, кВА	$T_{i,\text{год,лет}},$ час	Полная мощность для зимнего суточного графика, кВА	$T_{i,\text{год,зим}},$ час
1	14777,34	213	14777,34	152
2	13908,09	213	13908,09	152
3	14429,64	213	14429,64	152
4	13560,39	213	13560,39	152
5	14429,64	213	14429,64	152
6	13908,09	213	13908,09	152
7	13560,39	213	13560,39	152
8	14429,64	213	14429,64	152
9	14777,34	213	14777,34	152
10	15820,45	213	15820,45	152
11	16168,15	213	16168,15	152
12	17037,41	213	15994,3	152
13	16689,71	213	16168,15	152
14	16689,71	213	16342	152
15	16689,71	213	16342	152
16	16689,71	213	16342	152
17	16863,56	213	16515,85	152
18	17385,11	213	17037,41	152
19	16863,56	213	16863,56	152
20	16515,85	213	16689,71	152
21	16168,15	213	17385,11	152
22	15298,9	213	15125,05	152
23	15646,6	213	15125,05	152
24	15646,6	213	13908,09	152

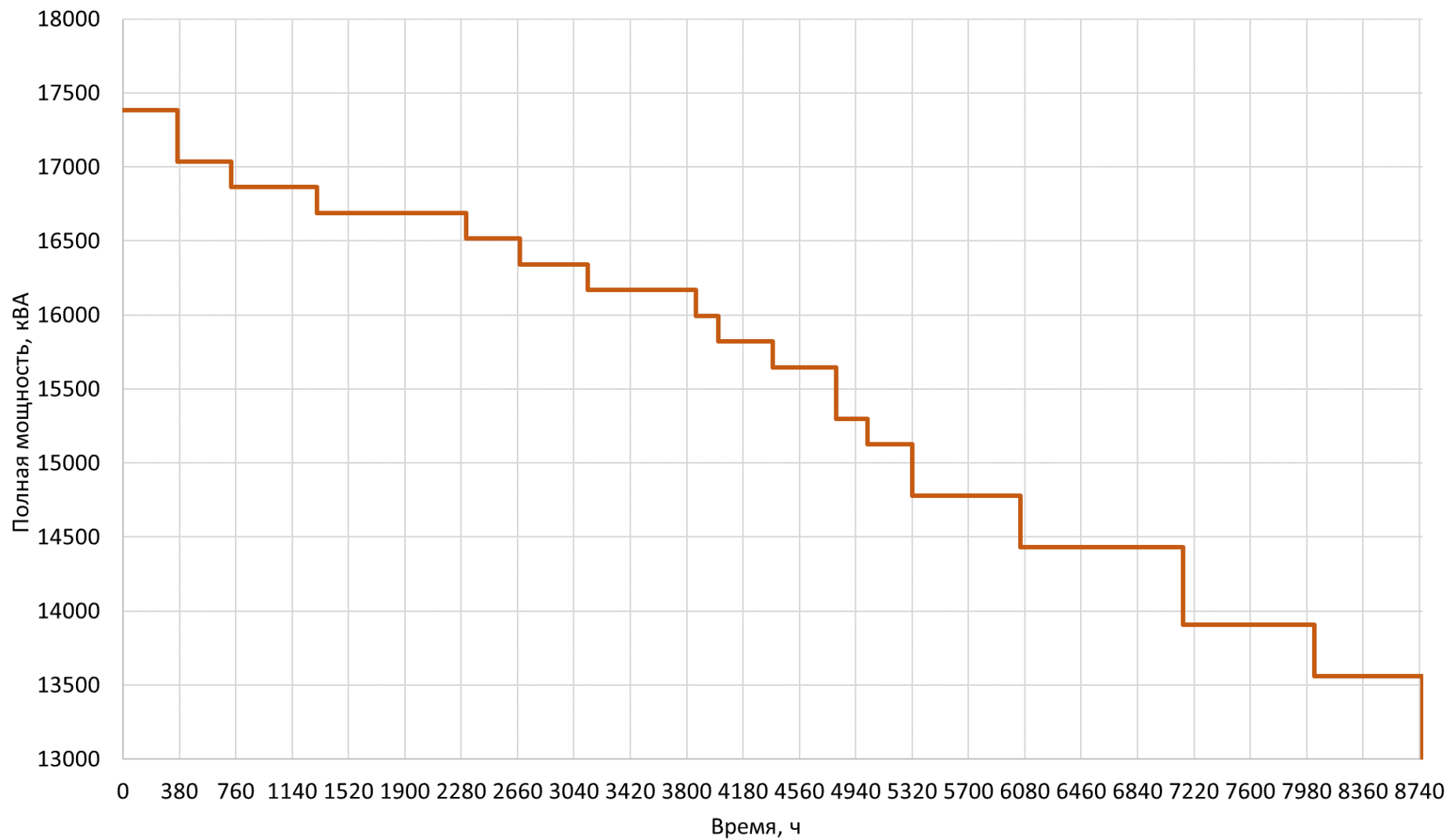


Рисунок 4 - Годовой график полной мощности подстанции «Карбышево»

Для выбора оптимальной мощности трансформатора на подстанции «Карбышево» необходимо построить годовой график активной мощности для подстанции, а также определить по нему годовое потребление электрической энергии. Для построения годового графика активной мощности необходимо для каждой ступени годового графика полной мощности определить значения активной мощности используя полученное в (3) значение коэффициента активной мощности $\cos \varphi_{max} = 0,889$.

Определять значение активной мощности на каждой ступени годового графика полной мощности будем по выражению:

$$P_{i.год} = S_{i.год} \cdot \cos \varphi_{max} \quad (9)$$

где $S_{i.год}$ – значение полной мощности, соответствующее i -й ступени годового графика полной мощности (рисунок 4), кВА;
 $\cos \varphi_{max}$ – значение коэффициента активной мощности, определенное для периода максимальной загрузки в выражении (3), принято равным $\cos \varphi_{max} = 0,889$.

Используя годовой график полной мощности (рисунок 4), а также данные таблиц 1 и 2, по выражению (9) с использованием инструментов MS Excel составим таблицу 3. Также таблицу 3 дополним расчетом значений потребляемой электрической энергии на каждой ступени годового графика нагрузок и определением значением общего годового потребления электрической энергии. Для определения потребления электрической энергии на каждой из ступеней годового графика воспользуемся выражением:

$$W_i = P_{i.год} \cdot T_i \quad (10)$$

Для определения общего годового потребления электрической энергии воспользуемся выражением:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^{48} W_i \quad (11)$$

Таблица 3 - Данные для построения годового графика активной мощности и расчета потребления электрической энергии

Номер ступени, i	W_i , кВт·ч	S_i , кВА	T_i , ч	$P_{i.\text{год}}$, кВт
1	3291992,274	17385,11	213	15455,36
2	2349215,144	17385,11	152	15455,36
3	3226152,429	17037,41	213	15146,26
4	2302230,841	17037,41	152	15146,26
5	3193232,506	16863,56	213	14991,7
6	3193232,506	16863,56	213	14991,7
7	2278738,69	16863,56	152	14991,7
8	3160312,583	16689,71	213	14837,15
9	3160312,583	16689,71	213	14837,15
10	3160312,583	16689,71	213	14837,15
11	3160312,583	16689,71	213	14837,15
12	2255246,538	16689,71	152	14837,15
13	3127392,661	16515,85	213	14682,59
14	2231754,387	16515,85	152	14682,59
15	2208262,235	16342	152	14528,04
16	2208262,235	16342	152	14528,04
17	2208262,235	16342	152	14528,04
18	3061552,815	16168,15	213	14373,49
19	3061552,815	16168,15	213	14373,49
20	2184770,084	16168,15	152	14373,49
21	2184770,084	16168,15	152	14373,49
22	2161277,933	15994,3	152	14218,93
23	2995712,97	15820,45	213	14064,38
24	2137785,781	15820,45	152	14064,38
25	2962793,047	15646,6	213	13909,83
26	2962793,047	15646,6	213	13909,83
27	2896953,201	15298,9	213	13600,72
28	2043817,175	15125,05	152	13446,17
29	2043817,175	15125,05	152	13446,17
30	2798193,433	14777,34	213	13137,06
31	2798193,433	14777,34	213	13137,06
32	1996832,872	14777,34	152	13137,06
33	1996832,872	14777,34	152	13137,06
34	2732353,588	14429,64	213	12827,95
35	2732353,588	14429,64	213	12827,95
36	2732353,588	14429,64	213	12827,95
37	1949848,57	14429,64	152	12827,95
38	1949848,57	14429,64	152	12827,95

Продолжение таблицы 3

Номер ступени, i	W_i , кВт·ч	S_i , кВА	T_i , ч	$P_{i.год}$, кВт
39	1949848,57	14429,64	152	12827,95
40	2633593,819	13908,09	213	12364,29
41	2633593,819	13908,09	213	12364,29
42	1879372,115	13908,09	152	12364,29
43	1879372,115	13908,09	152	12364,29
44	1879372,115	13908,09	152	12364,29
45	2567753,974	13560,39	213	12055,18
46	2567753,974	13560,39	213	12055,18
47	1832387,812	13560,39	152	12055,18
48	1832387,812	13560,39	152	12055,18
$W_{год}$, кВт·ч	120755067,78			

По данным таблицы 3 построим годовой график активной мощности для подстанции «Карбышево» показанный на рисунке 5. Также необходимо определить некоторые показатели графиков нагрузки для подстанции «Карбышево». Определим среднегодовое значение активной мощности используя данные таблицы 3 и график, показанный на рисунке 5 по выражению:

$$P_{ср.год} = \frac{W_{год}}{T_{год}} = \frac{120755067,78}{8760} = 13784,825 \text{ (кВт)} \quad (12)$$

где $W_{год}$ – годовое потребление электрической энергии на подстанции,

по данным таблицы 3 принято $W_{год} = 120755067,78$, кВт·ч;

$T_{год}$ – число часов в году, принято равным $T_{год} = 8760$ ч.

Отметим полученное в (12) значение на годовом графике активной мощности (рисунок 5). Определим число часов использования максимальной нагрузки по выражению:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max.год}} = \frac{120755067,78}{15455,36} = 7813,15 \text{ (ч)} \quad (13)$$

где $P_{max.год}$ – значение, соответствующее первой ступени графика, кВт.

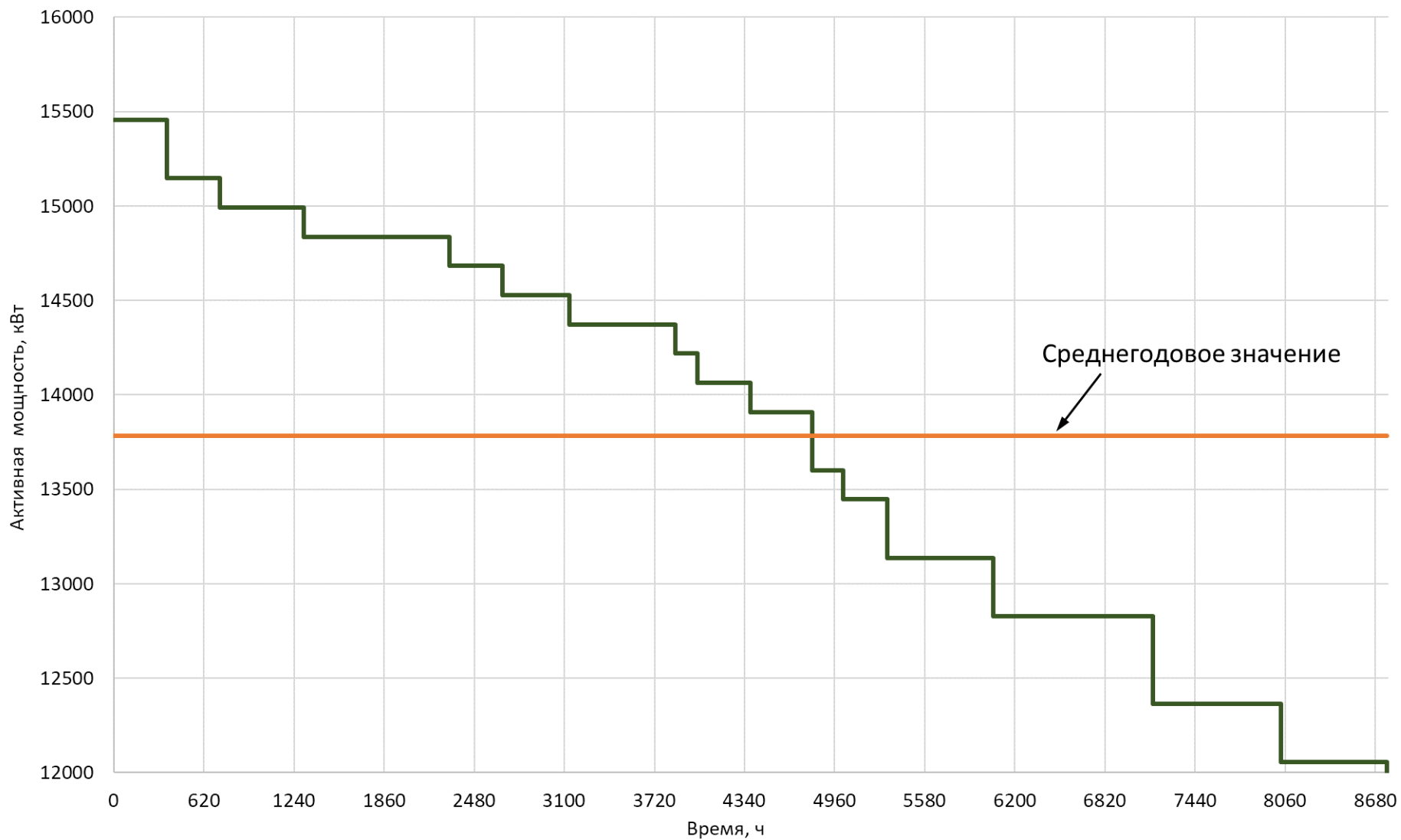


Рисунок 5 - Годовой график активной мощности для подстанции «Карбышево»

Определим время максимальных потерь по выражению:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot T_{год}, \quad (14)$$

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{7813,15}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 7179,657 \text{ (ч)} \quad (15)$$

Определим коэффициент заполнения годового графика нагрузки подстанции «Карбышево»:

$$K_{зап} = \frac{P_{ср.год}}{P_{max.год}} = \frac{13784,825}{15455,36} = 0,89 \quad (16)$$

2.3 Определение расчетной мощности подстанции «Карбышево»

В первом разделе определено значение максимальной мощности подстанции с условием уже заключенных договоров на технологическое присоединение. Полученное значение составило $S_{max \text{ тех.пр.}} = 17385,11(\text{кВА})$.

Согласно построенному суточному графику нагрузки подстанции «Карбышево» показанному на рисунках 2 и 3, а также по данным таблицы 1 максимальное значение мощности подстанции составляет $S_{max \text{ сут.}} = 14777,34(\text{кВА})$, что ниже чем определенное в первом разделе значение. Использовать максимальную суточную мощность при выборе трансформаторов не целесообразно, поэтому необходимо учитывать вероятностный рост нагрузки питаемого района и недопущение возможной перегрузки трансформаторов подстанции в условиях ДДТН и АДТН. Поэтому необходимо используя значения максимальной полной суточной мощности ($S_{max \text{ сут.}}$) и максимальной мощности с учетом зафиксированных трехлетних нагрузок ($S_{max \text{ тех.пр.}}$) определить максимальную расчетную мощность подстанции. Так как для подстанций предусмотрена максимальная загрузка равная 50% от номинальной мощности трансформатора, то принимаем, это

расчетная мощность подстанции, равна максимальной мощности подстанции с условием уже заключенных договоров на технологическое присоединение $S_{\max \text{тех.пр.}} = 17385,11(\text{кВА})$, т.е. $S_{\text{расч.ПС}} = S_{\max \text{тех.пр.}} = 17385,11(\text{кВА})$.

Выводы по разделу 2.

Для подстанции «Карбышево» построены суточные графики полной мощности для зимнего и летнего периодов. По полученным суточным графикам построен годовой график полной мощности с учетом числа зимних дней в г. Омск $n_{\text{зима}} = 213$ дней и $n_{\text{лето}} = 152$ дня. С учетом найденного в разделе 1 ВКР коэффициента активной мощности $\cos \varphi_{\max} = 0,889$ бы построен годовой график активной мощности подстанции. Максимальное значение активной мощности для подстанции составило $P_{\max.\text{год}} = 15455,36$ (кВт). Также была определена среднегодовая активная мощность для подстанции $P_{\text{ср.год}} = 13784,825$ (кВт). Годовое потребление электрической энергии составило $W_{\text{год}} = 120755067,78$ (кВт·ч). Также для годового графика активной мощности определено время максимальных потерь ($\tau_{\max} = 7179,657$ ч), число часов использования максимальной нагрузки ($T_{\max} = 7813,15$ ч), а также коэффициент заполнения ($K_{\text{зап}} = 0,89$). Для разработки проекта реконструкции также была определено значение максимальной расчетной мощности подстанции $S_{\text{расч.ПС}} = S_{\max \text{тех.пр.}} = 17385,11(\text{кВА})$.

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции

3.1 Определение подходящих вариантов

В разделе 2 ВКР была определена максимальная расчетная мощность подстанции «Карбышево», а также представлены основания для проведения реконструкции. Значение максимальной расчетной мощности составило $S_{\text{расч.ПС}} = 17385,11$ (кВА). В данном разделе необходимо определить значение мощности трансформатора способного обеспечить питание потребителей, а также выполнить выбор трансформатора оптимальной мощности.

Для подстанции «Карбышево» максимальный коэффициент загрузки подстанции составляет 0,5. Исходя из этого минимальную мощность трансформатора определим по выражению:

$$S_{T.min} = \frac{S_{\text{расч.ПС}} \cdot K_{I-II}}{K_{з.мах}(n - 1)} \quad (17)$$

где K_{I-II} – коэффициент, учитывающий долю потребителей первой и второй категорий надежности среди всех потребителей подстанции, принимаем равным $K_{I-II} = 0,93$;

$K_{з.мах}$ – максимальный коэффициент загрузки подстанции, принимаем $K_{з.мах} = 1$;

n – число трансформаторов, установленных на подстанции, принимаем $n = 2$.

По (17) для подстанции «Карбышево» получим:

$$S_{T.min} = \frac{17385,11 \cdot 0,92}{1(2 - 1)} = 16168,1523 \text{ (кВА)} \quad (18)$$

Используя значение полученное в (18) определим мощности трансформаторов по условию:

$$S_{T.ном} \geq S_{T.min} \quad (19)$$

где $S_{T.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Согласно [8] с учетом значения полученного в (18) условию (19) удовлетворяют два значения мощности: $S_{T.ном.1} = 25000$ (кВА) и $S_{T.ном.2} = 32000$ (кВА). Далее необходимо определить паспортные данные и типы трансформаторов, удовлетворяющих полученным номинальным мощностям.

Для выбора типа трансформаторов воспользуемся [23]. Согласно [23] составим таблицу 4 в которую занесем паспортные данные выбираемых трансформаторов [9], [23].

Таблица 4 - Паспортные данные трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %				Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН1, НН2	ВН-НН	ВН-НН1	ВН-НН2	НН1-НН2			
Вариант 1										
ТРДН	25	115	11, 11	10,5	20	20	30	0,1	120	15
Вариант 2										
ТРДН	32	115	11, 11	10,5	-	-	-	0,75	145	32

Рассмотрим применимость трансформаторов, представленных в таблице 5 в проекте реконструкции.

3.2 Оценка применимости трансформаторов ТРДН 25000/110

Оценку применимости трансформатора марки ТРДН 25000/110 для установки на подстанции «Карбышево» выполним на основании функции

минимума приведенных затрат. Для использования функции минимума приведенных затрат необходимо определить параметры трансформатора относительно годовых графиков, а именно определить нагрузочные потери в трансформаторе марки ТРДН 25000/1100 и определить величину годовых потерь электрической энергии в трансформаторе при работе по годовому графику нагрузки построенному во втором разделе ВКР (рисунок 5). Для определения нагрузочных потерь в трансформаторе используется выражение:

$$P'_T = \Delta P'_{\text{хх.Т}} + K_{\text{загр.ВН}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.ВН}} + K_{\text{загр.НН1}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН1}} + K_{\text{загр.НН2}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН2}} \quad (20)$$

где $\Delta P'_{\text{хх.Т}}$ - нагрузочные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$K_{\text{загр.ВН}}$ - коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора;

$\Delta P'_{\text{кз.ВН}}$ - нагрузочные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{\text{загр.НН1}}, K_{\text{загр.НН2}}$ - коэффициенты загрузки первой и второй обмотки низкого напряжения соответственно.

Определим коэффициенты загрузок для обмоток высокого ($K_{\text{загр.ВН}}$) и низкого напряжений ($K_{\text{загр.НН1}}, K_{\text{загр.НН2}}$) по выражениям:

$$K_{\text{загр.ВН}} = \frac{S_{\text{расч.ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{17385,11}{25000} = 0,69 \quad (21)$$

$$K_{\text{загр.НН1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{расч.ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17385,11}{25000} = 0,378 \quad (22)$$

Далее необходимо определить значения потерь реактивной мощности в магнитопроводе трансформатора используя паспортное значение тока холостого хода ($i_{\text{хх.}\%}$) из таблицы 4:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx.\%}}{100} \cdot S_{T.\text{ном}} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ (квар)} \quad (23)$$

Нагрузочные потери холостого хода в трансформаторе для выражения (20) определим по:

$$\Delta P'_{xx.T} = \Delta P_{xx} + 0,05 \cdot Q_{xx} = 15 + 0,05 \cdot 25 = 16,25 \text{ (кВт)} \quad (24)$$

Далее необходимо определить значение потерь реактивной мощности в обмотках трансформатора, что требует предварительного определения напряжений короткого замыкания для обмотки высокого ($U_{кз.ВН}$) и низкого напряжений ($U_{кз.НН1}, U_{кз.НН2}$) по данным таблицы 4 и значения параметра ($u_{кз.\%}$):

$$U_{кз.ВН} = 0,125 \cdot u_{кз.\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13 \text{ (\%)} \quad (25)$$

$$U_{кз.НН1} = U_{кз.НН2} = 1,75 \cdot u_{кз.\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ (\%)} \quad (26)$$

Теперь используя значения полученные в (25) и (26) определим потери реактивной мощности в обмотках трансформатора:

$$Q_{кз.ВН} = \frac{U_{кз.ВН}}{100} \cdot S_{T.\text{ном}} = \frac{1,13}{100} \cdot 25000 = 282,5 \text{ (квар)} \quad (27)$$

$$Q_{кз.НН} = \frac{U_{кз.НН1}}{100} \cdot S_{T.\text{ном}} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593,75 \text{ (квар)} \quad (28)$$

Потери активной мощности определяются также по данным таблицы 4 с использованием значения потерь активной мощности ($\Delta P_{кз}$). Для обмотки низкого напряжения потери активной мощности:

$$\Delta P_{кз.НН1} = \Delta P_{кз.НН2} = 2 \cdot \Delta P_{кз} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ (кВт)} \quad (29)$$

Для обмотки высокого напряжения потери активной мощности в обмотке $\Delta P_{\text{кз.ВН}} = 0$.

Нагрузочные потери для обмотки высокого напряжения определяются по выражению:

$$\Delta P'_{\text{кз.ВН}} = \Delta P_{\text{кз.ВН}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.ВН}} = 0 + 0,05 \cdot 282,5 = 14,125 \text{ (кВт)} \quad (30)$$

Нагрузочные потери для обмотки низкого напряжения определяются по выражению:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= \Delta P_{\text{кз.НН1}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.НН}}, \\ \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= 240 + 0,05 \cdot 4593,75 = 549,69 \text{ (квар)} \end{aligned} \quad (31)$$

Теперь по (20) получим:

$$\begin{aligned} P'_T &= 16,25 + 0,69^2 \cdot 14,125 + 0,378^2 \cdot 549,69 + 0,378^2 \cdot 549,69, \\ P'_T &= 180 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (32)$$

Далее определяются потери электрической энергии на подстанции, т.е. в силовых трансформаторах марки ТРДН 25000/110 при работе по годовому графику нагрузки, определенному в разделе 2 (рисунок 5). Данные годового графика активной мощности представлены в таблице 3, поэтому расчеты удобнее выполнить используя инструменты MS Excel. Рассмотрим выражения, используемые для определения потерь электрической энергии на подстанции «Карбышево» при использовании трансформаторов марки ТРДН 25000/110.

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{xx}.i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{кз}.i} \quad (33)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

$\Delta W_{xx.i}$ – потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч;

$\Delta W_{кз.i}$ – потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч.

Потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением:

$$\Delta W_{xx.i} = \sum_{i=1}^n m_i \cdot \Delta P'_{xx.T} \cdot t_i \quad (34)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

m – число трансформаторов, работающих на i -й ступени годового графика нагрузок;

$\Delta P'_{xx.T}$ – нагрузочные потери холостого хода трансформатора, определены в выражении (21), кВт;

t_i – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок, ч.

Потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением, все используемые значения были определены ранее:

$$\begin{aligned} \Delta W_{кз.i} = & \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.ВН} \cdot K_{загр.ВН.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН1} \cdot K_{загр.НН1.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \\ & + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН2} \cdot K_{загр.НН2.i}^2 \cdot t_i}{m_i} \end{aligned} \quad (35)$$

Значение числа трансформаторов (m) работающих на ступени годового графика нагрузки определяется не только схемой подстанции, но значением

потребляемой мощности. Стоит отметить, что допускается вывод одного трансформатора из работы при условии, что потребляемая мощность на подстанции снижается. Экономически эффективную мощность можно определить выражением:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{Т.НОМ}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XX}} \cdot m \cdot (m - 1)}{\Delta P_{\text{КЗ}}}} \quad (36)$$

Условием вывода одного трансформатора из работы является:

$$S_i < S_{\text{Э.ПС}} \quad (37)$$

где S_i – мощность i -й ступени на годовом графике нагрузки подстанции (рисунок 4), кВА.

При использовании двух однотипных трансформаторов марки ТРДН 25000/110 на подстанции «Карбышево» экономически эффективная мощность по (36):

$$S_{\text{Э.ПС}} = 25000 \sqrt{\frac{15 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{120}} = 12500 \text{ (кВА)} \quad (38)$$

Расчеты нагрузочных потерь электрической энергии по выражениям (33) - (35), с учетом (36), (37), (38) сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчета нагрузочных потерь электрической энергии

i	t_i , ч	S_i , кВА	m	$K_{\text{загр.ВН}}$	$K_{\text{загр.НН1}}$	$K_{\text{загр.НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз.ВН},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз.НН1},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз.НН2},i}$, кВт·ч
1	213	17385,11	2	0,695404	0,347702	0,347702	6922,5	727,4149	7077,53982	7077,53982
2	152	17385,11	2	0,695404	0,347702	0,347702	4940	519,0942	5050,63874	5050,63874
3	213	17037,41	2	0,681496	0,340748	0,340748	6922,5	698,6093	6797,26924	6797,26924
4	152	17037,41	2	0,681496	0,340748	0,340748	4940	498,5381	4850,63345	4850,63345
5	213	16863,56	2	0,674542	0,337271	0,337271	6922,5	684,4247	6659,25721	6659,25721
6	213	16863,56	2	0,674542	0,337271	0,337271	6922,5	684,4247	6659,25721	6659,25721
7	152	16863,56	2	0,674542	0,337271	0,337271	4940	488,4157	4752,14599	4752,14599
8	213	16689,71	2	0,667588	0,333794	0,333794	6922,5	670,3856	6522,66069	6522,66069
9	213	16689,71	2	0,667588	0,333794	0,333794	6922,5	670,3856	6522,66069	6522,66069
10	213	16689,71	2	0,667588	0,333794	0,333794	6922,5	670,3856	6522,66069	6522,66069
11	213	16689,71	2	0,667588	0,333794	0,333794	6922,5	670,3856	6522,66069	6522,66069
12	152	16689,71	2	0,667588	0,333794	0,333794	4940	478,3972	4654,66866	4654,66866
13	213	16515,85	2	0,660634	0,330317	0,330317	6922,5	656,4919	6387,47968	6387,47968
14	152	16515,85	2	0,660634	0,330317	0,330317	4940	468,4825	4558,20146	4558,20146
15	152	16342	2	0,65368	0,32684	0,32684	4940	458,6716	4462,74439	4462,74439
16	152	16342	2	0,65368	0,32684	0,32684	4940	458,6716	4462,74439	4462,74439
17	152	16342	2	0,65368	0,32684	0,32684	4940	458,6716	4462,74439	4462,74439
18	213	16168,15	2	0,646726	0,323363	0,323363	6922,5	629,1411	6121,36419	6121,36419
19	213	16168,15	2	0,646726	0,323363	0,323363	6922,5	629,1411	6121,36419	6121,36419
20	152	16168,15	2	0,646726	0,323363	0,323363	4940	448,9646	4368,29745	4368,29745
21	152	16168,15	2	0,646726	0,323363	0,323363	4940	448,9646	4368,29745	4368,29745
22	152	15994,3	2	0,639772	0,319886	0,319886	4940	439,3613	4274,86063	4274,86063
23	213	15820,45	2	0,632818	0,316409	0,316409	6922,5	602,3723	5860,91072	5860,91072
24	152	15820,45	2	0,632818	0,316409	0,316409	4940	429,8619	4182,43394	4182,43394
25	213	15646,6	2	0,625864	0,312932	0,312932	6922,5	589,2061	5732,80725	5732,80725

Продолжение таблицы 6

i	$t_i, \text{ч}$	$S_i, \text{кВА}$	m	$K_{\text{зарп.ВН}}$	$K_{\text{зарп.НН1}}$	$K_{\text{зарп.НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.ВН},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН1},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН2},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
26	213	15646,6	2	0,625864	0,312932	0,312932	6922,5	589,2061	5732,80725	5732,80725
27	213	15298,9	2	0,611956	0,305978	0,305978	6922,5	563,3101	5480,84683	5480,84683
28	152	15125,05	2	0,605002	0,302501	0,302501	4940	392,9024	3822,82846	3822,82846
29	152	15125,05	2	0,605002	0,302501	0,302501	4940	392,9024	3822,82846	3822,82846
30	213	14777,34	2	0,591094	0,295547	0,295547	6922,5	525,5573	5113,52252	5113,52252
31	213	14777,34	2	0,591094	0,295547	0,295547	6922,5	525,5573	5113,52252	5113,52252
32	152	14777,34	2	0,591094	0,295547	0,295547	4940	375,0456	3649,08649	3649,08649
33	152	14777,34	2	0,591094	0,295547	0,295547	4940	375,0456	3649,08649	3649,08649
34	213	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	6922,5	501,1161	4875,71718	4875,71718
35	213	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	6922,5	501,1161	4875,71718	4875,71718
36	213	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	6922,5	501,1161	4875,71718	4875,71718
37	152	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	4940	357,604	3479,38503	3479,38503
38	152	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	4940	357,604	3479,38503	3479,38503
39	152	14429,64	2	0,577186	0,288593	0,288593	4940	357,604	3479,38503	3479,38503
40	213	13908,09	1	0,556324	0,278162	0,278162	3461,25	931,0911	9059,25096	9059,25096
41	213	13908,09	1	0,556324	0,278162	0,278162	3461,25	931,0911	9059,25096	9059,25096
42	152	13908,09	1	0,556324	0,278162	0,278162	2470	664,4406	6464,81759	6464,81759
43	152	13908,09	1	0,556324	0,278162	0,278162	2470	664,4406	6464,81759	6464,81759
44	152	13908,09	1	0,556324	0,278162	0,278162	2470	664,4406	6464,81759	6464,81759
45	213	13560,39	1	0,542415	0,271208	0,271208	3461,25	885,1184	8611,95045	8611,95045
46	213	13560,39	1	0,542415	0,271208	0,271208	3461,25	885,1184	8611,95045	8611,95045
47	152	13560,39	1	0,542415	0,271208	0,271208	2470	631,6338	6145,61722	6145,61722
48	152	13560,39	1	0,542415	0,271208	0,271208	2470	631,6338	6145,61722	6145,61722
Суммарные значения							258505	27383,55837	266434,2289	266434,2289
							$\Delta W_{\text{ПС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	818757,0163		

Затраты на оплату потерь электрической энергии:

$$Z_{\text{эз}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 818757,0163 \cdot 1,96 = 818755,0563 \text{ (руб)} \quad (39)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость потерь электрической энергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ по [22].

Затраты на оплату годовых отчислений на трансформаторы:

$$Z_{\text{г.о}} = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot m = 0,094 \cdot 42000000 \cdot 2 = 7896000 \text{ (руб)} \quad (40)$$

где K – стоимость одного трансформатора марки ТРДН 25000/110, руб;

m – число трансформаторов, шт.

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K \cdot m + Z_{\text{г.о}} + Z_{\text{эз}},$$

$$Z_{\text{пр.1}} = 0,15 \cdot 42000000 \cdot 2 + 7896000 + 818755,0563 \quad (41)$$

$$Z_{\text{пр.1}} = 21314755,0563 \text{ (руб)}$$

3.3 Оценка применимости трансформаторов ТРДН 32000/110

Оценку применимости трансформатора ТРДН 32000/110 на подстанции «Карбышево» выполним по методике представленной для трансформатора ТРДН 25000/110.

Определим коэффициенты загрузок для обмоток высокого ($K_{\text{загр.ВН}}$) и низкого напряжений ($K_{\text{загр.НН1}}$, $K_{\text{загр.НН2}}$) по выражениям:

$$K_{\text{загр.ВН}} = \frac{S_{\text{расч.ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{17385,11}{32000} = 0,54 \quad (42)$$

$$K_{\text{загр.НН1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{расч.ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17385,11}{32000} = 0,27 \quad (43)$$

Далее необходимо определить значения потерь реактивной мощности в магнитопроводе трансформатора используя паспортное значение тока холостого хода ($i_{xx. \%}$) из таблицы 4:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx. \%}}{100} \cdot S_{T. ном} = \frac{0,75}{100} \cdot 32000 = 240 \text{ (квар)} \quad (44)$$

Нагрузочные потери холостого хода в трансформаторе для выражения (20) определим по:

$$\Delta P'_{xx.T} = \Delta P_{xx} + 0,05 \cdot Q_{xx} = 32 + 0,05 \cdot 240 = 44 \text{ (кВт)} \quad (45)$$

Далее необходимо определить значение потерь реактивной мощности в обмотках трансформатора, что требует предварительного определения напряжений короткого замыкания для обмотки высокого ($U_{кз.ВН}$) и низкого напряжений ($U_{кз.НН1}, U_{кз.НН2}$) по данным таблицы 4 и значения параметра ($u_{кз. \%}$):

$$U_{кз.ВН} = 0,125 \cdot u_{кз. \%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13 \text{ (\%)} \quad (46)$$

$$U_{кз.НН1} = U_{кз.НН2} = 1,75 \cdot u_{кз. \%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ (\%)} \quad (47)$$

Теперь используя значения полученные в (46) и (47) определим потери реактивной мощности в обмотках трансформатора:

$$Q_{кз.ВН} = \frac{U_{кз.ВН}}{100} \cdot S_{T. ном} = \frac{1,13}{100} \cdot 32000 = 361,6 \text{ (квар)} \quad (48)$$

$$Q_{кз.НН} = \frac{U_{кз.НН1}}{100} \cdot S_{T. ном} = \frac{18,375}{100} \cdot 32000 = 5880 \text{ (квар)} \quad (49)$$

Потери активной мощности определяются также по данным таблицы 4 с использованием значения потерь активной мощности ($\Delta P_{кз}$). Для обмотки низкого напряжения потери активной мощности:

$$\Delta P_{кз.НН1} = \Delta P_{кз.НН2} = 2 \cdot \Delta P_{кз} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ (кВт)} \quad (50)$$

Для обмотки высокого напряжения потери активной мощности в обмотке $\Delta P_{кз.ВН} = 0$.

Нагрузочные потери для обмотки высокого напряжения определяются по выражению:

$$\Delta P'_{кз.ВН} = \Delta P_{кз.ВН} + 0,05 \cdot Q_{кз.ВН} = 0 + 0,05 \cdot 361,6 = 15,83 \text{ (кВт)} \quad (51)$$

Нагрузочные потери для обмотки низкого напряжения определяются по выражению:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{кз.НН1} &= \Delta P_{кз.НН1} + 0,05 \cdot Q_{кз.НН}, \\ \Delta P'_{кз.НН1} &= 290 + 0,05 \cdot 5880 = 584 \text{ (квар)} \end{aligned} \quad (52)$$

Теперь по (20) получим:

$$\begin{aligned} P'_T &= 44 + 0,54^2 \cdot 15,83 + 0,27^2 \cdot 584 + 0,27^2 \cdot 584, \\ P'_T &= 133,76 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (53)$$

Далее определяются потери электрической энергии на подстанции, т.е. в силовых трансформаторах марки ТРДН 32000/110 при работе по годовому графику нагрузки, определенному в разделе 2 (рисунок 5). Данные годового графика активной мощности представлены в таблице 3, поэтому расчеты удобнее выполнить используя инструменты MS Excel. Расчеты выполним по выражениям (33) - (37).

При использовании двух одноступенчатых трансформаторов марки ТРДН 32000/110 на подстанции «Карбышево» экономически эффективная мощность по (36):

$$S_{\text{э.пс}} = 32000 \sqrt{\frac{32 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{145}} = 21259,64 \text{ (кВА)} \quad (54)$$

Расчеты нагрузочных потерь электрической энергии по выражениям (33) - (35), с учетом (36), (37), (54) сведем в таблицу 7.

Стоит отметить, что согласно значению, полученному в (54) подключение второго трансформатора в течении года не требуется, что говорит о не эффективности использования трансформатора марки ТРДН 32000/110, так как подстанция «Карбышево» запланирована как двухтрансформаторная подстанция, а затраты на строительство при использовании трансформатора ТРДН 32000/110 будут выше чем при строительстве подстанции с использованием трансформаторов ТРДН 25000/110.

Однако, для принятия окончательного решения о выборе типа и мощности трансформатора выполним расчет для трансформатора ТРДН 32000/110 до конца, по аналогии с трансформатором ТРДН 25000/110 для адекватности сравнения полученных данных.

Таблица 7 - Результаты расчета нагрузочных потерь электрической энергии

i	t_i , ч	S_i , кВА	m	$K_{\text{загр,ВН}}$	$K_{\text{загр,НН1}}$	$K_{\text{загр,НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз,ВН},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз,НН1},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз,НН2},i}$, кВт·ч
1	213	17385,11	1	0,543285	0,271642	0,271642	9372	995,2116	9178,83131	9178,83131
2	152	17385,11	1	0,543285	0,271642	0,271642	6688	710,198	6550,15192	6550,15192
3	213	17037,41	1	0,532419	0,266209	0,266209	9372	955,8013	8815,34959	8815,34959
4	152	17037,41	1	0,532419	0,266209	0,266209	6688	682,0741	6290,76591	6290,76591
5	213	16863,56	1	0,526986	0,263493	0,263493	9372	936,3946	8636,36238	8636,36238
6	213	16863,56	1	0,526986	0,263493	0,263493	9372	936,3946	8636,36238	8636,36238
7	152	16863,56	1	0,526986	0,263493	0,263493	6688	668,2253	6163,03794	6163,03794
8	213	16689,71	1	0,521553	0,260777	0,260777	9372	917,187	8459,21094	8459,21094
9	213	16689,71	1	0,521553	0,260777	0,260777	9372	917,187	8459,21094	8459,21094
10	213	16689,71	1	0,521553	0,260777	0,260777	9372	917,187	8459,21094	8459,21094
11	213	16689,71	1	0,521553	0,260777	0,260777	9372	917,187	8459,21094	8459,21094
12	152	16689,71	1	0,521553	0,260777	0,260777	6688	654,5185	6036,62001	6036,62001
13	213	16515,85	1	0,51612	0,25806	0,25806	9372	898,1785	8283,89526	8283,89526
14	152	16515,85	1	0,51612	0,25806	0,25806	6688	640,9537	5911,51211	5911,51211
15	152	16342	1	0,510688	0,255344	0,255344	6688	627,5309	5787,71424	5787,71424
16	152	16342	1	0,510688	0,255344	0,255344	6688	627,5309	5787,71424	5787,71424
17	152	16342	1	0,510688	0,255344	0,255344	6688	627,5309	5787,71424	5787,71424
18	213	16168,15	1	0,505255	0,252627	0,252627	9372	860,7585	7938,7712	7938,7712
19	213	16168,15	1	0,505255	0,252627	0,252627	9372	860,7585	7938,7712	7938,7712
20	152	16168,15	1	0,505255	0,252627	0,252627	6688	614,2502	5665,2264	5665,2264
21	152	16168,15	1	0,505255	0,252627	0,252627	6688	614,2502	5665,2264	5665,2264
22	152	15994,3	1	0,499822	0,249911	0,249911	6688	601,1116	5544,04859	5544,04859
23	213	15820,45	1	0,494389	0,247195	0,247195	9372	824,1348	7600,99021	7600,99021
24	152	15820,45	1	0,494389	0,247195	0,247195	6688	588,1149	5424,18081	5424,18081
25	213	15646,6	1	0,488956	0,244478	0,244478	9372	806,1214	7434,85336	7434,85336

Продолжение таблицы 7

i	$t_i, \text{ч}$	$S_i, \text{кВА}$	m	$K_{\text{загр,ВН}}$	$K_{\text{загр,НН1}}$	$K_{\text{загр,НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз,ВН},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз,НН1},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз,НН2},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
26	213	15646,6	1	0,488956	0,244478	0,244478	9372	806,1214	7434,85336	7434,85336
27	213	15298,9	1	0,478091	0,239045	0,239045	9372	770,6919	7108,08697	7108,08697
28	152	15125,05	1	0,472658	0,236329	0,236329	6688	537,5489	4957,80999	4957,80999
29	152	15125,05	1	0,472658	0,236329	0,236329	6688	537,5489	4957,80999	4957,80999
30	213	14777,34	1	0,461792	0,230896	0,230896	9372	719,0404	6631,70562	6631,70562
31	213	14777,34	1	0,461792	0,230896	0,230896	9372	719,0404	6631,70562	6631,70562
32	152	14777,34	1	0,461792	0,230896	0,230896	6688	513,118	4732,48476	4732,48476
33	152	14777,34	1	0,461792	0,230896	0,230896	6688	513,118	4732,48476	4732,48476
34	213	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	9372	685,6013	6323,29689	6323,29689
35	213	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	9372	685,6013	6323,29689	6323,29689
36	213	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	9372	685,6013	6323,29689	6323,29689
37	152	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	6688	489,2554	4512,39966	4512,39966
38	152	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	6688	489,2554	4512,39966	4512,39966
39	152	14429,64	1	0,450926	0,225463	0,225463	6688	489,2554	4512,39966	4512,39966
40	213	13908,09	1	0,434628	0,217314	0,217314	9372	636,9355	5874,45204	5874,45204
41	213	13908,09	1	0,434628	0,217314	0,217314	9372	636,9355	5874,45204	5874,45204
42	152	13908,09	1	0,434628	0,217314	0,217314	6688	454,5267	4192,09723	4192,09723
43	152	13908,09	1	0,434628	0,217314	0,217314	6688	454,5267	4192,09723	4192,09723
44	152	13908,09	1	0,434628	0,217314	0,217314	6688	454,5267	4192,09723	4192,09723
45	213	13560,39	1	0,423762	0,211881	0,211881	9372	605,4868	5584,40097	5584,40097
46	213	13560,39	1	0,423762	0,211881	0,211881	9372	605,4868	5584,40097	5584,40097
47	152	13560,39	1	0,423762	0,211881	0,211881	6688	432,0845	3985,11243	3985,11243
48	152	13560,39	1	0,423762	0,211881	0,211881	6688	432,0845	3985,11243	3985,11243
Суммарные значения							385440	32752,18	302073,197	302073,197
$\Delta W_{\text{ПС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$										1022338,576

Затраты на оплату потерь электрической энергии:

$$Z_{\text{ээ}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1022338,576 \cdot 1,96 = 2003783,61 \text{ (руб)} \quad (55)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость потерь электрической энергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ по [22].

Затраты на оплату годовых отчислений на трансформаторы:

$$Z_{\text{г.о}} = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot m = 0,094 \cdot 56000000 \cdot 2 = 10528000 \text{ (руб)} \quad (56)$$

где K – стоимость одного трансформатора марки ТРДН 32000/110, руб;

m – число трансформаторов, шт.

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K \cdot m + Z_{\text{г.о}} + Z_{\text{ээ}},$$

$$Z_{\text{пр.2}} = 0,15 \cdot 56000000 \cdot 2 + 10528000 + 2003783,61 \quad (57)$$

$$Z_{\text{пр.2}} = 29331783,61 \text{ (руб)}$$

Сравним полученные в (41) и (57) значение приведенных затрат. Для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 25000/110 значение приведенных затрат по (41) составило $Z_{\text{пр.1}} = 21314755,0563$ (руб), а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 32000/110 значение приведенных затрат составило $Z_{\text{пр.2}} = 29331783,61$ (руб). Приведенные затраты при установке трансформаторов ТРДН 32000/110 превышают затраты при использовании трансформаторов ТРДН 25000/110 поэтому окончательно к установке на подстанции «Карбышево» принимаем два силовых трансформатора марки ТРДН 25000/110.

Выводы по разделу 3.

По значениям максимальной загрузки подстанции определено, что на подстанции могут быть использованы к установке два варианта силовых

трансформаторов. Первый вариант – установка двух силовых трансформаторов марки ТРДН 25000/110/10, а второй вариант – два трансформатора марки ТРДН 32000/110/10. Для обоих вариантов определены паспортные данные, по каталогам производителя [23].

Выполнены расчеты позволяющие оценить целесообразность установки трансформаторов марки ТРДН 25000/110 на подстанции. С учетом составленного графика нагрузки получено, что при установке трансформаторов марки ТРДН 25000/110 значение годовых потерь электрической энергии на подстанции составит $\Delta W_{\text{ПС}} = 818757,0163$ (кВт·ч), а при установке трансформаторов марки ТРДН 32000/110 значение потерь электрической энергии составит $\Delta W_{\text{ПС}} = 1022338,576$ (кВт·ч). При расчете потерь электрической энергии учено значение экономической мощности определяющей возможность перевода нагрузки подстанции на один трансформатор. При использовании в проекте трансформаторов марки ТРДН 32000/110 значение экономической мощности позволяло не вводить в работу второй трансформатор, что говорит о неэффективности применения трансформаторов этой мощности на подстанции. Однако, для подтверждения этого был выполнен расчет величины приведенных затрат. При использовании в проекте реконструкции подстанции двух трансформаторов марки ТРДН 25000/110 величина приведенных затрат составит $Z_{\text{пр.1}} = 21314755,0563$ (руб), а при использовании двух трансформаторов ТРДН 32000/110 величина приведенных затрат составит $Z_{\text{пр.2}} = 29331783,61$ (руб). Так как годовое значение потерь электрической энергии, а также значение приведенных затрат меньше при использовании в проекте трансформаторов ТРДН 25000/110, то принято решение принять данные трансформаторы для использования в проекте реконструкции подстанции.

4 Определение токов короткого замыкания после реконструкции подстанции «Карбышево»

На первом этапе расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную схему с указанием расчетных точек. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания (ТКЗ) после реконструкции представлена на рисунке 6, в качестве расчетных выбраны точки К1 (110 кВ), К2 (10 кВ) и К3 (10 кВ).

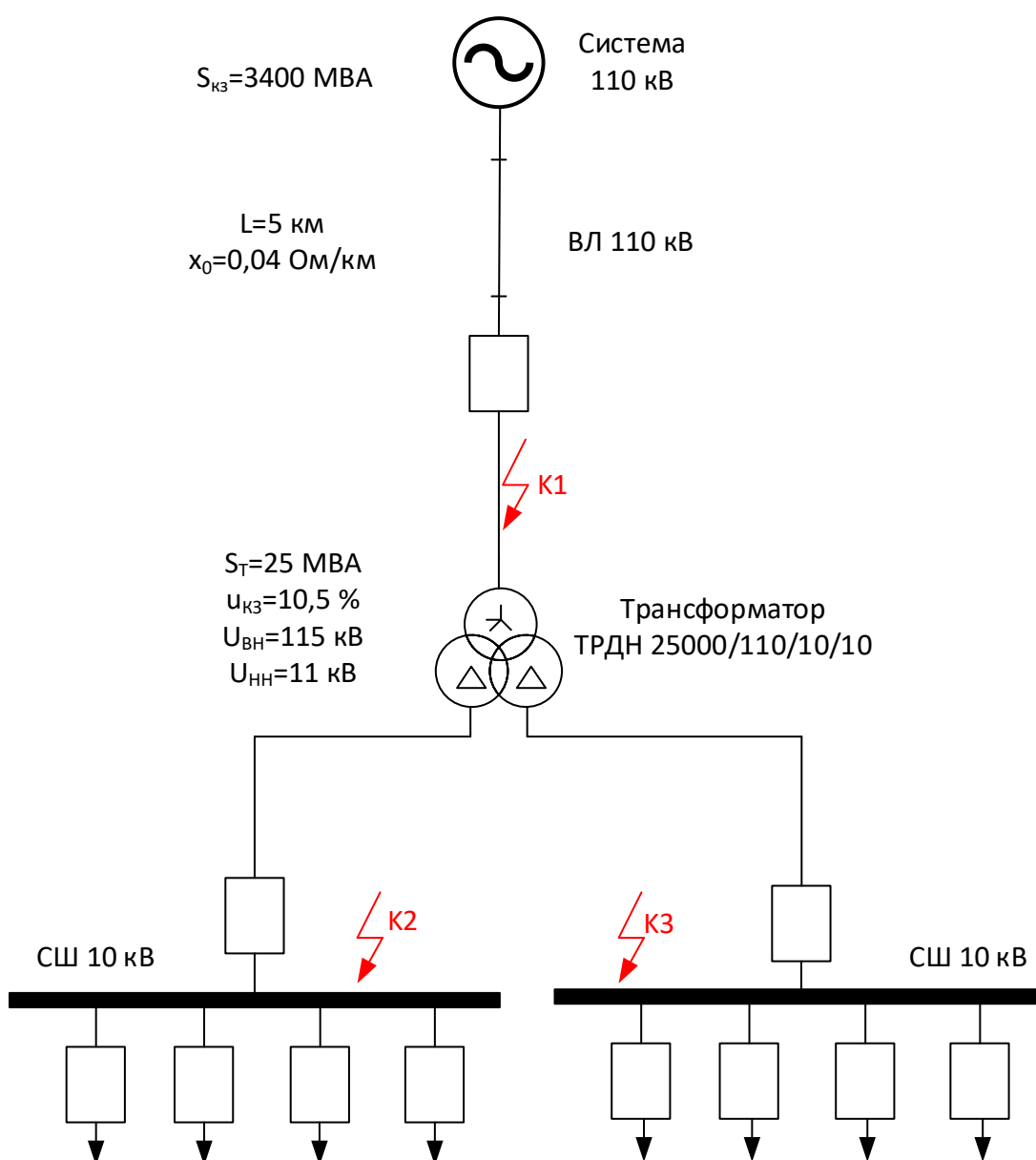


Рисунок 6 - Расчетная схема ТКЗ

Расчетная схема составлена с учетом следующих допущений:

- силовые трансформаторы на подстанции не работают параллельно;
- в качестве линии связи с внешней электроэнергетической системой выбрана линия, имеющая наименьшее расстояние до узловой подстанции энергосистемы, также не учитывается одновременная работа обеих линий на один трансформатор, так как для этого необходимо вводить в расчетную схему две внешних электроэнергетических системы;
- расчетные точки короткого замыкания выбираются со стороны каждой обмотки силового трансформатора.

На основании расчетной схемы ТКЗ (рисунок 6) составим схему замещения. Для расчета трехфазных симметричных токов короткого замыкания составим схему замещения прямой последовательности, рисунок 7.

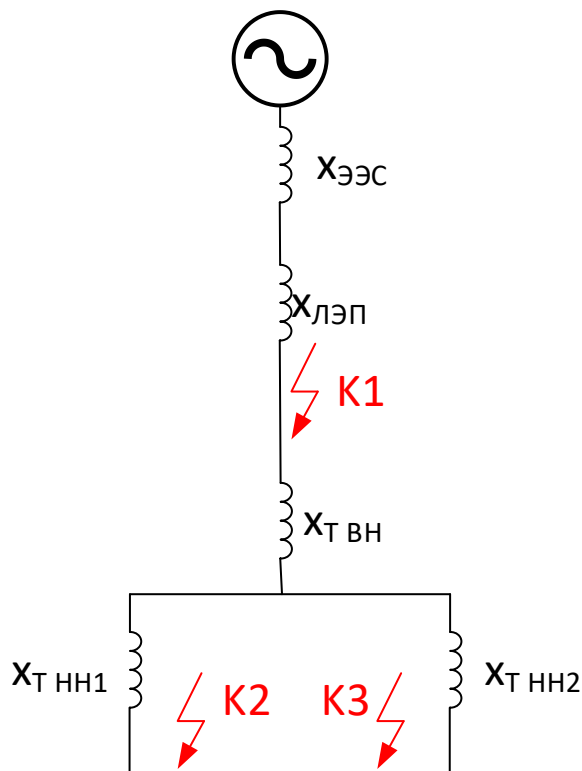


Рисунок 7 - Схема замещения прямой последовательности

Для схемы (рисунок 7) определим параметры.

Сопротивление внешней электроэнергетической системы:

$$x_{*\text{ЭЭС}} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} = \frac{1000}{3400} = 0,294 \text{ (о. е)} \quad (58)$$

где S_6 – базисная мощность, выбирается для удобства расчетов $S_6 = 1000$ МВА;

$S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания внешней системы, принято по данным энергосистемы $S_{\text{кз}} = 3400$ МВА.

Сопротивление линии электропередачи от подстанции внешней энергосистемы до объекта реконструкции, подстанции «Карбышево»:

$$x_{*\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151 \text{ (о. е)} \quad (59)$$

где x_0 – удельное сопротивление воздушной линии, Ом;

l – длина линии до подстанции энергосистемы, км;

$U_{\text{ср.ном}}$ – средне номинальное напряжение, кВ.

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$x_{*\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{кз.ВН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.ном}}} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,452 \text{ (о. е)} \quad (60)$$

где $U_{\text{кз.ВН}}$ – напряжение короткого замыкания, определено ранее в выражении (46), %.

$S_{\text{Т.ном}}$ – номинальная мощность выбранного к установке силового трансформатора, $S_{\text{Т.ном}} = 25$ МВА.

Сопротивление обмоток низкого напряжения трансформатора, так как обмотка низкого напряжения выбранного трансформатора расщепленная, то сопротивления первой и второй обмотки равны:

$$x_{*T.HH} = x_{*T.HH1} = x_{*T.HH2} = \frac{U_{кз.HH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}} \quad (61)$$

где $U_{кз.HH}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низкого напряжения, определено ранее в выражении (47), %.

По выражению (61) получим:

$$x_{*T.HH} = \frac{U_{кз.HH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ (о. е)} \quad (62)$$

Так как расчеты сопротивлений схемы замещения выполнены в относительных единицах (о.е), то необходимо, для каждой расчетной точки определить значение базисного тока. Для расчетной точки К1, значение базисного тока:

$$I_{баз.К1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (63)$$

Для расчетных точек К2 и К3 значение базисного тока:

$$I_{баз.К2} = I_{баз.К3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)} \quad (64)$$

Определим результирующее сопротивление до расчетной точки К1:

$$x_{*рез.К1} = x_{*ЭЭС} + x_{*ЛЭП} = 0,249 + 0,151 = 0,4 \text{ (о. е)} \quad (65)$$

Определим результирующее сопротивление до расчетных точек К2 и К3:

$$x_{*рез.К2} = x_{*рез.К3} = x_{*рез.К1} + x_{*Т.ВН} + x_{*Т.НН} \quad (66)$$

$$x_{*рез.К2} = x_{*рез.К3} = 0,4 + 0,452 + 7,35 = 8,202 \text{ (о. е)}$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1:

$$I_{п0.К1}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез.К1}} \cdot I_{баз.К1} = \frac{1}{0,4} \cdot 5,02 = 12,55 \text{ (кА)} \quad (67)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетных точках К2 и К3:

$$I_{п0.К2}^{(3)} = I_{п0.К3}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез.К2}} \cdot I_{баз.К2} \quad (68)$$

$$I_{п0.К2}^{(3)} = I_{п0.К3}^{(3)} = \frac{1}{8,202} \cdot 54,98 = 6,7 \text{ (кА)}$$

Определим амплитудные значения ударных токов короткого замыкания в каждой из расчетных точек. Для точки К1 амплитудное значение ударного тока трехфазного короткого замыкания:

$$i_{уд.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(3)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 12,55 \cdot 1,8 = 31,947 \text{ (кА)} \quad (69)$$

Для точек К2 и К3 амплитудные значения ударного тока трехфазного короткого замыкания:

$$i_{уд.К2}^{(3)} = i_{уд.К3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К2}^{(3)} \cdot K_{уд.К2} \quad (70)$$

$$i_{уд.К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,7 \cdot 1,94 = 18,382 \text{ (кА)}$$

Выполним расчеты несимметричных токов короткого замыкания на подстанции «Карбышево» после реконструкции.

Несимметричные токи короткого замыкания определяются методом симметричных составляющих, для этого необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения прямой и обратной последовательности аналогична схеме замещения, представленной на рисунке 7. Составим расчетную схему (рисунок 8а) и схему замещения нулевой последовательности рисунок 8б. Для схемы нулевой последовательности ТКЗ определяется в расчетной точке К1.

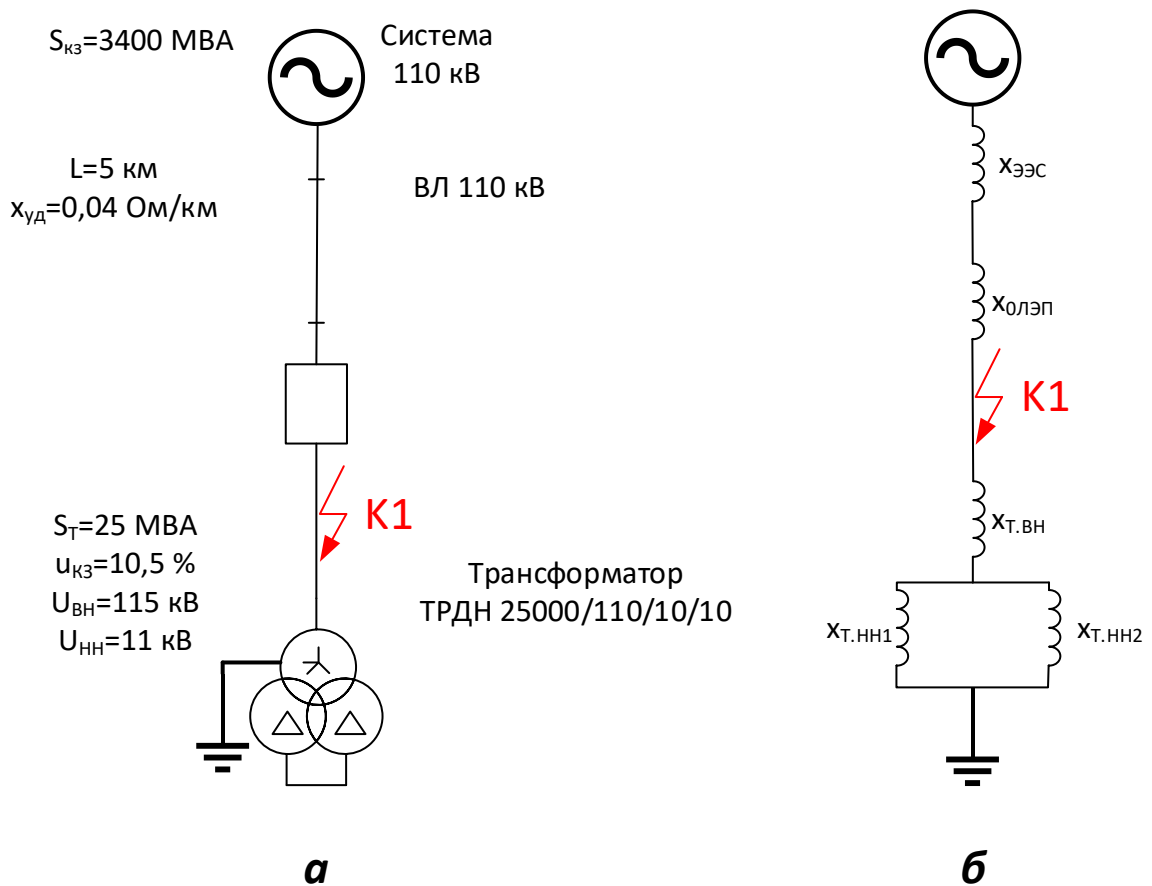


Рисунок 8 - Расчетная схема (а) и схема замещения нулевой последовательности (б)

Определим параметры схемы замещения нулевой последовательности.

Сопротивление воздушной линии до подстанции внешней электроэнергетической системы с учетом значения полученного в (59):

$$x_{*0ЛЭП} = 3,5 \cdot x_{*ЛЭП} = 3,5 \cdot 0,151 = 0,5285 \text{ (о. е)} \quad (71)$$

Сопротивление силового трансформатора с учетом значений полученных в (60) и (62):

$$x_{*Т0} = x_{*Т.ВН} + \frac{x_{*Т.НН1} \cdot x_{*Т.НН2}}{x_{*Т.НН1} + x_{*Т.НН2}} \quad (72)$$

$$x_{*Т0} = 0,452 + \frac{7,35 \cdot 7,35}{7,35 + 7,35} = 4,127 \text{ (о. е)}$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности до расчетной точки К1 с учетом значений определенных в (58) (71) (72):

$$x_{*0.рез.К1} = x_{*ЭЭС} + x_{*0ЛЭП} + x_{*Т0} \quad (73)$$

$$x_{*0.рез.К1} = 0,294 + 0,5285 + 4,127 = 4,9495 \text{ (о. е)}$$

Периодическая составляющая однофазного тока короткого замыкания на землю в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1 с учетом значений ранее определенных в (63), (65) и (73):

$$I_{п0.К1}^{(1)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*б}}{2x_{*рез.К1} + x_{*0.рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,4 + 4,9495} = 2,62 \text{ (кА)} \quad (74)$$

Определим амплитудное значение ударного однофазного тока короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(1)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 2,62 \cdot 1,8 = 6,669 \text{ (кА)} \quad (75)$$

Периодическая составляющая двухфазного короткого замыкания на землю в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1 с учетом значений ранее определенных в (63), (65) и (73):

$$I_{п0.К1}^{(1.1)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*6}}{x_{*рез.К1} + 2 \cdot x_{*0.рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{0,4 + 2 \cdot 4,9495} = 1,462 \text{ (кА)} \quad (76)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(1.1)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 1,462 \cdot 1,8 = 3,72 \text{ (кА)} \quad (77)$$

Периодическая составляющая двухфазного короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1 с учетом значений ранее определенных в (63), (65) и (73):

$$I_{п0.К1}^{(2)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,4} = 18,825 \text{ (кА)} \quad (78)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(2)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 18,825 \cdot 1,8 = 47,92 \text{ (кА)} \quad (79)$$

Для расчетных точек К2 и К3 из несимметричных токов короткого замыкания может быть определено только значение двухфазного тока короткого замыкания. Периодическая составляющая двухфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К2 с учетом значений ранее определенных в (64) и (66):

$$I_{\text{п0.К2}}^{(2)} = \frac{3I_{\text{баз.К2}} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*\text{рез.К2}}} = \frac{3 \cdot 54,98 \cdot 1}{2 \cdot 8,202} = 10,05 \text{ (кА)} \quad (80)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного тока короткого замыкания на землю в точке К2:

$$i_{\text{уд.К2}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0.К2}}^{(2)} \cdot K_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \cdot 10,05 \cdot 1,94 = 27,57 \text{ (кА)} \quad (81)$$

Для наглядного представления полученных расчетных значений токов короткого замыкания на подстанции «Карбышево» после реконструкции составим схему, рисунок 9.

Выводы по разделу 4.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на подстанции «Карбышево» после реконструкции с учетом выбранных трансформаторов марки ТРДН 25000/110. При расчете токов короткого замыкания было принято, что силовые трансформаторы на подстанции не работают параллельно, в качестве линии связи с внешней электроэнергетической системой выбрана линия, имеющая наименьшее расстояние до узловой подстанции энергосистемы (подстанции «Кировская»), также не учитывается одновременная работа обеих линий на один трансформатор, так как для этого необходимо вводить в расчетную схему две внешних электроэнергетических системы, расчетные точки короткого замыкания выбраны со стороны каждой обмотки силового трансформатора. Составлены расчетные схемы и схемы замещения для определения симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Определены параметры схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К1 (110 кВ) значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (симметричного ТКЗ) $I_{\text{п0.К1}}^{(3)} = 12,55 \text{ (кА)}$, ударный ТКЗ $i_{\text{уд.К1}}^{(3)} = 31,947 \text{ (кА)}$.

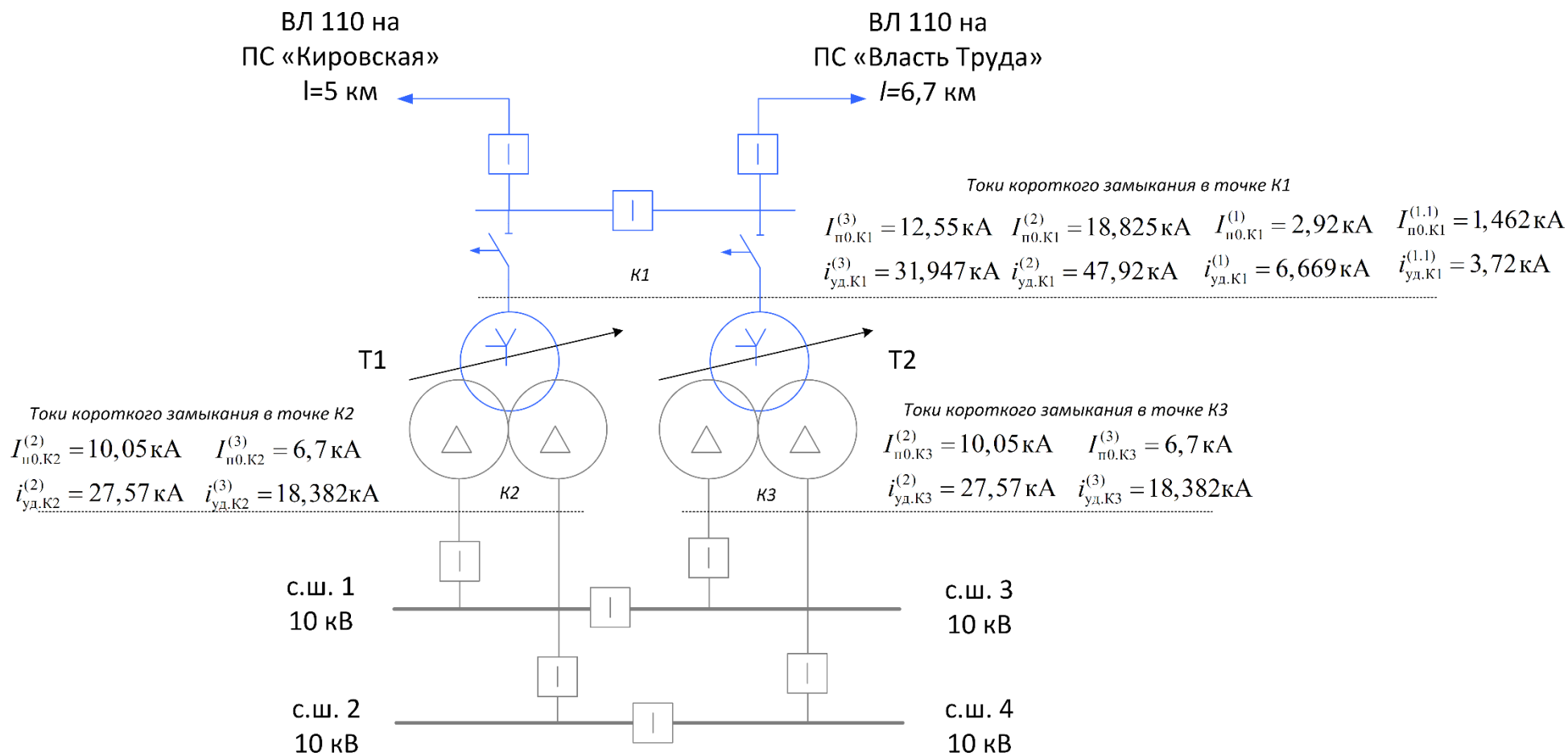


Рисунок 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания на подстанции «Карбышево» после реконструкции

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К1 (110 кВ) значение периодической составляющей однофазного ТКЗ (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.К1}^{(1)} = 2,92$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.К1}^{(1)} = 6,669$ (кА).

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К1 (110 кВ) значение периодической составляющей однофазного ТКЗ на землю (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.К1}^{(1.1)} = 1,462$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.К1}^{(1.1)} = 3,72$ (кА).

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К1 (110 кВ) значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.К1}^{(2)} = 18,825$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.К1}^{(2)} = 47,92$ (кА).

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К2 (10 кВ) значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (симметричного ТКЗ) $I_{п0.К2}^{(3)} = 6,7$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.К2}^{(3)} = 18,382$ (кА).

На стороне 10 кВ в точке К2 определены значения несимметричных ТКЗ. При двухфазном ТКЗ $I_{п0.К2}^{(2)} = 10,05$ (кА), $i_{уд.К2}^{(2)} = 27,57$ (кА).

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К3 (10 кВ) значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (симметричного ТКЗ) $I_{п0.К3}^{(3)} = 6,7$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.К3}^{(3)} = 18,382$ (кА).

На стороне 10 кВ в точке К3 определены значения несимметричных ТКЗ. При двухфазном ТКЗ $I_{п0.К3}^{(2)} = 10,05$ (кА), $i_{уд.К3}^{(2)} = 27,57$ (кА).

Полученные расчетные данные токов короткого замыкания будут использоваться при выборе оборудования подстанции после реконструкции.

5 Главная электрическая схема подстанции «Карбышево» после реконструкции

Составим главную электрическую схему подстанции «Карбышево» 110/10 кВ после реконструкции на основании методических рекомендаций по выбору схем подстанций [11], [21], [20] и [1].

Схема подстанции «Карбышево» 110/10 должна обеспечивать двустороннее питание и транзит мощности. Подстанция «Карбышево» 110/10 является проходной подстанцией, согласно [21] на подстанции используется схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [21].

«Схема 110-5Н используется на проходных двухтрансформаторных подстанциях с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при коротком замыкании или повреждении на воздушной линии в нормальном режиме работы подстанции» [21].

Для повышения надежности подстанции предлагается использовать схему для ОРУ 110 кВ 110-5АН.

Схема 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [21]. Данная схема применяется для «проходных двухтрансформаторных подстанций с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании или повреждении в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток» [26]. При использовании схемы при повреждении одной из питающих ВЛ происходит отключение транзитного выключателя на подстанции «Карбышево», а также головного выключателя на питающей подстанции (ПС Куйбышевская или ПС Власть Труда).

Схема распределительного устройства 10 кВ выбрана исходя из того, что после реконструкции на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, поэтому

принята согласно [11], [21], [20] и [1] схема с двумя секционированными выключателями системы шин. Схема подстанции представлена на рисунке 10.

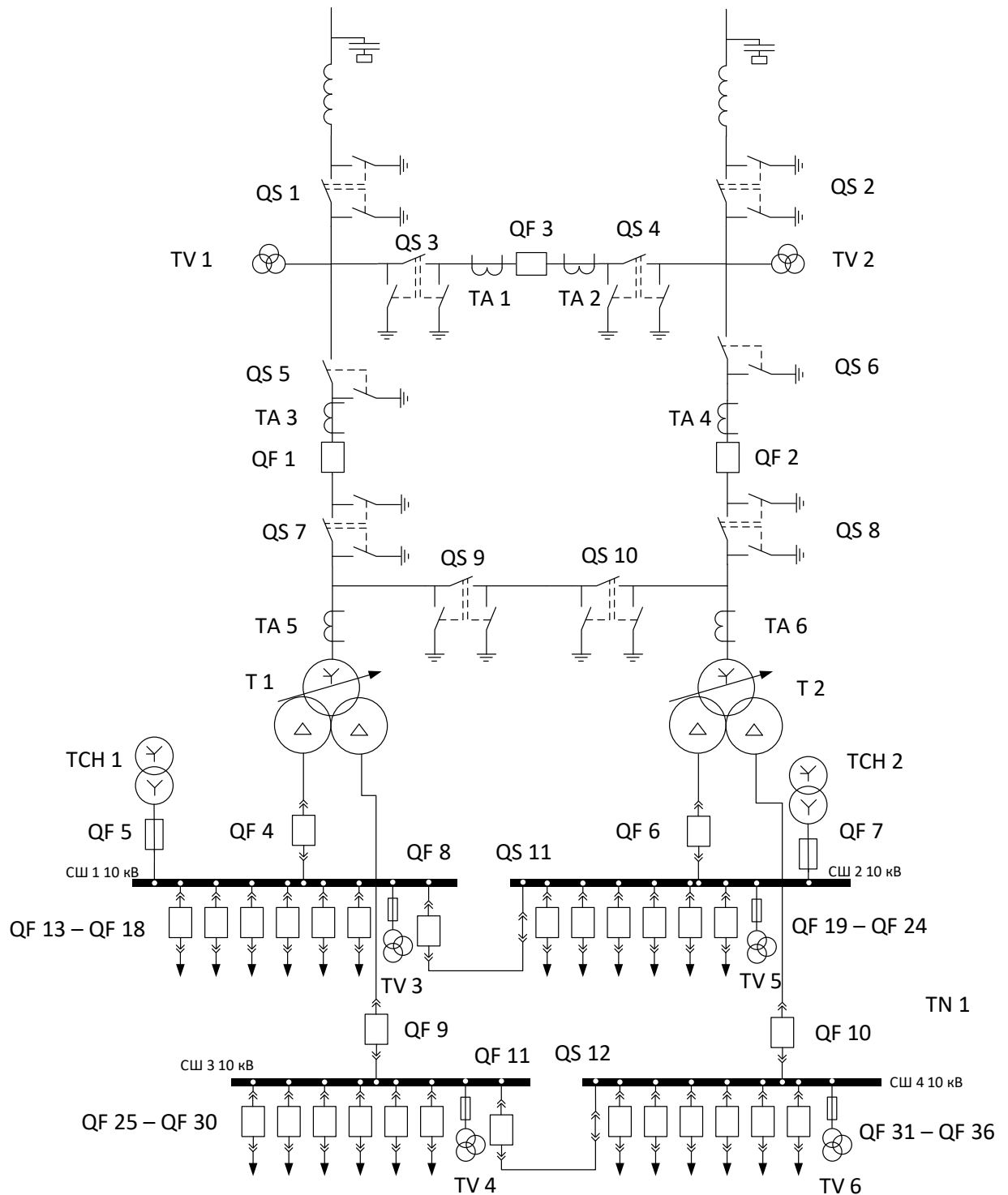


Рисунок 10 - Схема подстанции «Карбышево» 110/10 кВ после реконструкции

Количество отходящих линий, а следовательно, и количество выключателей отходящих линий определено исходя из выражения [26]:

$$n_{\text{выкл.10}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{S_{\text{потр.}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{25}{3} = 4,16 \approx 5 \text{ (шт.)} \quad (82)$$

Значение полученное в (82) округлено до большего. Таким образом на каждой секции шин 10 кВ должно быть установлено $n_{\text{выкл.10}} = 5$ выключателей для питания потребителей.

Кроме того, необходимо учесть необходимость установки на подстанции резервных ячеек. Для каждой секции примем по одной резервной ячейке. Таким образом на каждой секции 10 кВ устанавливаем $n_{\text{выкл.10}} = 6$ отводящих ячеек.

Схема подстанции «Карбышево» с учетом принятых в ВКР решений и определенным числом отходящих линий после реконструкции представлена на рисунке 10.

Выводы по разделу 5.

Согласно требованиям надежности и обеспечения двухстороннего питания подстанции с сохранением транзита мощности при выводе одного из трансформаторов принято решение использовать для ОРУ 110 кВ подстанции схему 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [21].

Для стороны 10 кВ принята схема распределительного устройства типа 10(6)-2 «Две секционированные выключателями системы шин». Схема 10(6)-2 применяется при использовании на подстанции двух силовых трансформаторов с расщепленными обмотками, каждый трансформатора присоединяется к двум секциям шин.

6 Оборудование распределительных устройств подстанции «Карбышево» после реконструкции

Выбор оборудования распределительных устройств 110кВ и 10 кВ выполним согласно схемы подстанции после реконструкции (рисунок 10).

Определим значения расчетных параметров для выбора оборудования [17], [19] и [27].

Номинальный ток выключателей 110 кВ и разъединителей 110 кВ в цепях силовых трансформаторов (QF1, QF2, QS5-QS8), а также в цепях линий и автоматической перемычки (QF3, QS1-QS4):

$$I_{\text{НОМ.СТ}} = 1,4 \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,216 \text{ (A)} \quad (83)$$

Номинальный ток выключателей 10 кВ, вводного и секционного выключателей (QF4, QF6, QF8, QF11):

$$I_{\text{НОМ.ВВ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010,363 \text{ (A)} \quad (84)$$

Номинальный ток трансформатора тока вводного и секционного выключателя:

$$I_{\text{НОМ.ВВ.ТТ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 721,687 \text{ (A)} \quad (85)$$

Номинальные токи выключателей, устанавливаемых в отходящих ячейках (QF13-QF36):

$$I_{\text{ном.оя}} = \frac{S_{\text{потр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ (A)} \quad (86)$$

Для стороны 110 кВ и 10 кВ определим расчетную величину теплового импульса:

$$B_{\text{к.110}} = \left(I_{\text{п0.к1}}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.к3}} + T_a), \quad (87)$$

$$B_{\text{к.110}} = 12,55^2 \cdot (0,02 + 0,1) = 18,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{\text{к.10}} = \left(I_{\text{п0.к2}}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.к3}} + T_a), \quad (88)$$

$$B_{\text{к.10}} = 6,7^2 \cdot (0,02 + 0,0955) = 5,185 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ для стороны 110 кВ и 10 кВ:

$$I_{\text{ат.к1}} = i_{\text{ат.к1}} = I_{\text{п0.к1}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 12,55 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,1}} = 8,84 \text{ (кА)} \quad (89)$$

$$I_{\text{ат.к2}} = i_{\text{ат.к2}} = I_{\text{п0.к2}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 6,7 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,0955}} = 4,64 \text{ (кА)} \quad (90)$$

Выполним, по каталогам производителей [2], [3], [4], [5], [6], [14] и [16], поиск оборудования в соответствии с требуемыми параметрами и схемой подстанции (рисунок 10). Выбор оборудования сведем в таблицу 8.

Выводы по разделу 6. Выбрано оборудование подстанции «Карбышево», которое необходимо установить после реконструкции. Определены параметры выбора оборудования согласно схеме подстанции, разработанной в разделе 5 ВКР. Выбран транзитный выключатель QF3, марки ВГТ-110, такой же выключатель выбран к установке в цепи силового трансформатора QF1 и QF2.

Таблица 8 – Параметры выбора оборудования подстанции «Карбышево» после реконструкции

Марка оборудования	Тип оборудования	Обозначение на схеме ПС	Параметры выбора											
			$U_{НОМ}, \text{кВ}$		$I_{НОМ}, \text{А}$		$I_{ПО}^{(3)}, \text{кА}$		$i_{ат}, \text{кА}$		$i_{уд}^{(3)}, \text{кА}$		$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	
			РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
ВГТ 110	Вакуумный выключатель	QF1, QF2, QF3	110	110	131,216	2000	12,55	40	8,84	69,57	31,947	40	18,9	4800
РГ-110	Разъединитель	QS1 – QS6	110	110	131,216	1000	12,55	-	8,84	-	31,947	80	18,9	2976,75
ЗНОГ-110	Трансформатор напряжения	TV1 – TV2	110	110√3	131,216	-	12,55	-	8,84	-	31,947	-	18,9	-
ТОГФ-110	Трансформатор тока	TA1 – TA4	110	110	131,216	150	12,55	-	8,84	-	31,947	163	18,9	63
ТВ-110	Трансформатор тока	TA5, TA6	110	110	131,216	150	12,55	-	8,84	-	31,947	163	18,9	63
ВВУ-СЭЩ 10	Вакуумный выключатель	QF4, QF6, QF8, QF9, QF11, QF10	10	10	1010,363	2000	6,7	50	4,64	125	18,382	125	5,185	1600
ВВУ-СЭЩ 10	Вакуумный выключатель	QF13 – QF18, QF19 – QF24, QF25-QF30, QF31-QF-36	10	10	173,2	2000	6,7	50	4,64	125	18,382	125	5,185	1600
ЗНОЛ – СЭЩ - 10	Трансформатор напряжения	TV3 – TV6	10	10√3	-	-	6,7	-	4,64	-	18,382	-	5,185	-
ТПЛ – СЭЩ– 10	Трансформатор тока	-	10	10	721,687	750	6,7	40	4,64	40	18,382	102	5,185	1600
ТПЛ – СЭЩ– 10	Трансформатор тока	-	10	10	173,2	173,2	6,7	40	4,64	40	18,382	102	5,185	1600

На стороне 110 кВ выбраны к установке разъединители в цепи линии QS1 и QS2 марки РГ-110, также разъединители в автоматической перемычке QS3 и QS4 той же марки и разъединители в ремонтной перемычке со стороны трансформатора QS9 и QS10. Разъединители QS1 – QS4 и QS7, QS 8 выбраны с двумя заземляющими ножами, а разъединители QS5 и QS6 с одним заземляющим ножом. Кроме того, для ОРУ 110 кВ подстанции «Карбышево» выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110 с элегазовой изоляцией (TV1 и TV2). Для получения значений тока используются трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТОГФ-110 (ТА1 – ТА4), а также встроенные трансформаторы тока марки ТВ-110 (ТА5 и ТА6).

Распределительное устройство 10 кВ подстанции выполнено в закрытом исполнении, в нем предусматривается установка ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) марки КРУ-СЭЩ-80. К установке в ячейках выбраны вводные выключатели (QF4, QF6, QF9 и QF10) марки ВВУ-СЭЩ-10 с номинальным током 2000 А, такие же выключатели устанавливаются в секционных ячейках (QF8 и QF11). Разъединители на стороне 10 кВ не выбираются, так как используются ячейки с выкатными элементами. Для получения значений тока выбраны трансформаторы тока марки ТПЛ-СЭЩ-10. В вводных ячейках и секционных ячейках используются трансформаторы тока марки ТПЛ-СЭЩ-10 с номинальным током 750 А, такие же параметры трансформатора тока выбраны для секционных ячеек. Данные о величине напряжения получают с трансформаторов напряжения марки ЗНОЛ-СЭЩ-10, они устанавливаются в ячейках измерительных трансформаторов на первой и второй секциях шин 10 кВ. Все выбранное оборудование является оборудованием отечественной разработки и производства.

7 Релейная защита силового трансформатора подстанции «Карбышево»

Выполним расчет уставок микропроцессорного блока релейной защиты силового трансформатора марки ТРДН 25000/110 устанавливаемого на подстанции после реконструкции. В качестве блока защиты выбираем микропроцессорный блок РЗА-Системс РС83-ДТ2. Для расчета уставок воспользуемся методическими рекомендациями производителя [13]. Схема, иллюстрирующая работу дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) представлена на рисунке 11.

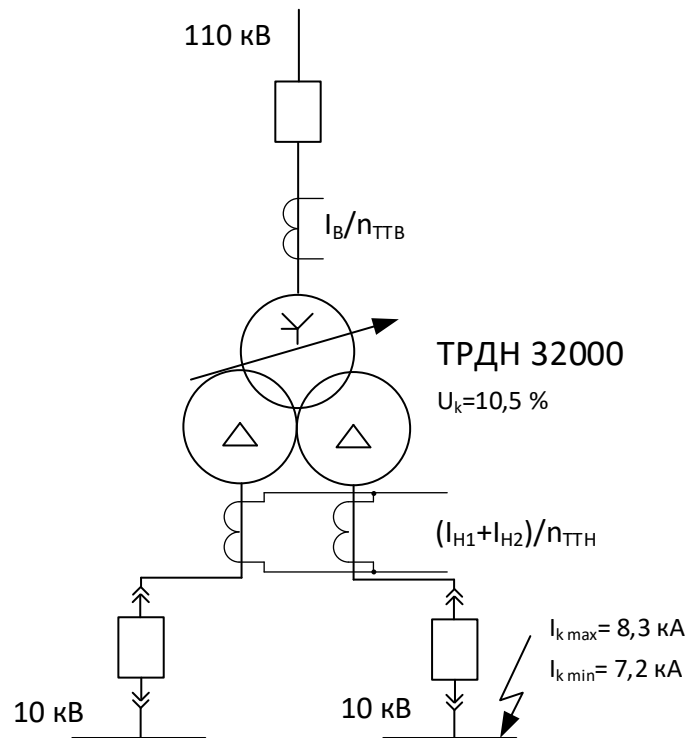


Рисунок 11 - Схема дифференциальной защиты трансформатора

Суммарный ток на стороне 10 кВ силового трансформатора с учетом максимальной расчетной нагрузки подстанции $S_{\text{расч.ПС}} = 17385,11 \text{ (кВА)}$:

$$I_{max.НН} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{расч.ПС}}{\sqrt{3}U_{НН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17385,11}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 477,97 \text{ (A)} \quad (91)$$

Номинальный рабочий ток обмотки 110 кВ:

$$I_{max.ВН} = 2I_{max.НН} \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 2 \cdot 477,97 \frac{10,5}{110} = 91,248 \text{ (A)} \quad (92)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне 110 кВ без учета аварийной перегрузки:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ (A)} \quad (93)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне ВН силового трансформатора с учетом значений полученных в (92):

$$K_{ТТ.ВН.расч.} = \frac{I_{max.ВН}}{I_{ном.В}} = \frac{91,248}{5} = 18,25 \quad (94)$$

По значению полученному в (94) принимаем $K_{ТТ.ВН} = \frac{100}{5} = 20$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{ТТ.НН.расч.} = \frac{K_{ТТ.ВН} \cdot U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{20 \cdot 110}{10,5} = 209,5 \quad (95)$$

Проверим возможность установки на стороне НН трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $K_{ТТ.НН} = 200$:

$$K_{\text{ТТ.НН}} = 200 \geq \frac{I_{\text{max.НН}}}{I_{\text{ном.2.ТТ}}} = \frac{477,97}{5} = 95,594 \quad (96)$$

Так как условие (96) выполняется, то принимаем коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН $K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{1000}{5} = 200$.

Коэффициент выравнивания на стороне 110 кВ:

$$K_{\text{вр.ВН}} = K_{\text{ТТ.ВН}} \frac{I_{\text{ном.В}}}{I_{\text{max.ВН}}} = 20 \cdot \frac{5}{91,248} = 1,09 \quad (97)$$

Коэффициент выравнивания на стороне 10 кВ:

$$K_{\text{вр.НН}} = K_{\text{вр.ВН}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ.НН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 1,09 \cdot \frac{200}{20} \cdot \frac{10,5}{110} = 1,04 \quad (98)$$

Выполним проверку полученных значений коэффициентов выравнивания на допустимую величину отклонения, для этого определим величину отклонения при выбранных нами коэффициентах трансформации трансформаторов тока и значений коэффициентов выравнивания:

$$\delta I_{\text{доп.расч}} = \frac{\left(K_{\text{вр.ВН}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} - K_{\text{вр.НН}} \cdot \frac{I_{\text{ном.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}} \right)}{K_{\text{вр.ВН}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}} \quad (99)$$

$$\delta I_{\text{доп.расч}} = \frac{\left(1,09 \cdot \frac{131,22}{20} - 1,04 \cdot \frac{1374,6}{200} \right)}{1,09 \cdot \frac{131,22}{20}} = 0,000499$$

Допустимым значением погрешности считается значение $\delta I_{\text{доп}} = 0,01$:

$$\delta I_{\text{доп.расч}} = 0,000499 < \delta I_{\text{доп}} = 0,01 \quad (100)$$

Так как значение погрешности, полученное в (99) удовлетворяет условию (100), то коэффициенты выравнивания, полученные в (97) и (98) могут быть использованы для дальнейшего расчета уставок дифференциальной защиты.

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты трансформатора:

$$I_{ДТ.0} = 0,3 \cdot K_{вр.ВН} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = 0,3 \cdot 1,09 \cdot \frac{131,22}{20} = 2,145 \text{ (A)} \quad (101)$$

Уставка ограничения тока торможения с учетом значения полученного в (67):

$$I_{Т.огр.} = \frac{I_{п0.К1}^{(3)}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{12,55 \cdot 10^3}{200} = 62,75 \text{ (A)} \quad (102)$$

Ток небаланса:

$$I_{Н.Б.} = 0,05 \cdot I_{п0.К1}^{(3)} + 0,18 \cdot I_{п0.К1}^{(3)} \quad (103)$$

$$I_{Н.Б.} = 0,05 \cdot 12,55 \cdot 10^3 + 0,18 \cdot 12,55 \cdot 10^3 = 2886,5 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания второй ступени дифференциальной защиты силового трансформатора с учетом отстройки оттока небаланса:

$$I_{огр.} = \frac{1,2 \cdot K_{вр.НН} \cdot I_{Н.Б.}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{1,2 \cdot 1,04 \cdot 2886,5}{200} = 18,01 \quad (104)$$

Уставка коэффициента торможения:

$$K_{\text{торм.}} = \frac{I_{\text{огр.}} - I_{\text{дт.0}}}{I_{\text{т.огр.}} - I_{\text{т.0}}} = \frac{18,01 - 2,145}{62,75 - 4} = 0,27 \quad (105)$$

Выполним расчет коэффициента чувствительности для дифференциальной защиты силового трансформатора.

Ток торможения:

$$I_{\text{т.ч.}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{I_{\text{ном.нн}}}{K_{\text{тт.нн}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1374,6}{200} = 3,4 \text{ (A)} \quad (106)$$

Так как значение полученное в (106) меньше 4 А, то:

$$I_{\text{д.ср.ч}} = I_{\text{дт.0}} = 2,145 \text{ (A)} \quad (107)$$

Ток, на который реагирует защита в таком режиме:

$$I_{\text{д.ч}} = 0,9 \cdot I_{\text{п0.к1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \cdot \frac{K_{\text{вр.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}} \quad (108)$$

$$I_{\text{д.ч}} = 0,9 \cdot 12,55 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{110} \cdot \frac{1,09}{20} = 58,76 \text{ (A)}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$K_{\text{ч.дзт}} = \frac{I_{\text{д.ч}}}{I_{\text{д.ср.ч}}} = \frac{58,76}{2,145} = 27,39 \quad (109)$$

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки защиты:

$$I_{\text{д.отс.}} = 3,5 \cdot K_{\text{вр.вн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 3,5 \cdot 1,09 \cdot \frac{131,22}{20} = 25,03 \text{ (A)} \quad (110)$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки защиты:

$$K_{\text{ч.отс.}} = \frac{I_{\text{д.ч.}}}{I_{\text{д.отс.}}} = \frac{58,76}{25,03} = 2,35 \quad (111)$$

Выводы по разделу 7. Для защиты силового трансформатора марки ТРДН 25000/110 выбран микропроцессорный блок РС83-ДТ2 производства РЗА-Системс. Данный блок применяется для реализации основной защиты (дифференциальной защиты) двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения [28]. Выполнен расчет уставок срабатывания всех ступеней дифференциальной защиты, а также определены значения коэффициентов трансформации для измерительных трансформаторов тока выбранных в разделе 6 для установки на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Проверка правильности расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТРДН 25000/110 выполнена путем расчета коэффициентов чувствительности всех ступеней защиты. Расчетные значения коэффициентов чувствительности обеспечивают срабатывание защиты, так как имеют достаточно высокие значения [28]. Следовательно, рассчитанные уставки срабатывания могут быть использованы при настройке терминала микропроцессорной релейной защиты.

8 Системы молниезащиты и заземления подстанции «Карбышево» после реконструкции

Для разработки систем молниезащиты и заземления подстанции «Карбышево» после реконструкции рассмотрим подробнее территорию и текущую компоновку подстанции (рисунок 12).



Рисунок 12 - Компоновка подстанции «Карбышево»

8.1 Система молниезащиты подстанции «Карбышево» после реконструкции

Размеры подстанции «Карбышево» согласно рисунку 12: 60×42 (м).

Для расчета системы молниезащиты подстанции используем методику представленную в [19], а также рекомендации [15] и [10].

Исходя из размеров подстанции примем расстояния между молниеотводами согласно построенному плану расстановки молниеотводов (рисунок 13) $l_1 = 56$ (м) и $l_2 = 38,4$ (м).

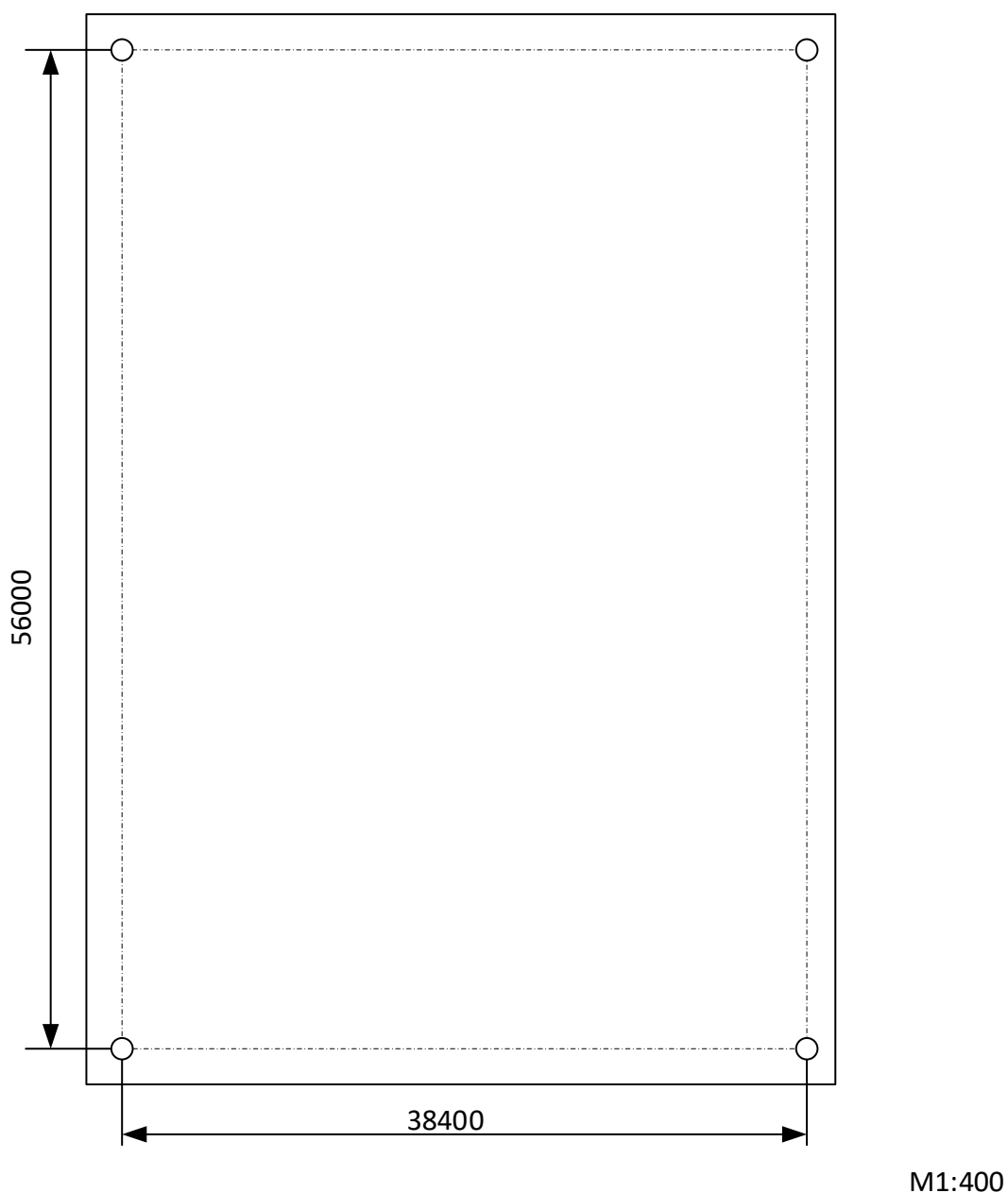


Рисунок 13 - План установки молниеотводов на территории подстанции «Карбышево»

Используя расстояния, определенные на рисунке 13 предельное расстояние между молниеотводами:

$$L_{\text{пр.}} = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{56^2 + 38,4^2} = 67,9 \text{ (м)} \quad (112)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L_{\text{пр.}}}{8} = \frac{67,9}{8} = 8,487 \text{ (м)} \quad (113)$$

Расчетная высота молниеотвода:

$$h_{\text{расч.}} = h_x + h_a = 11,35 + 8,487 = 19,8375 \text{ (м)} \quad (114)$$

По каталогу производителя молниеотводов [12] и значению полученному в (114) выберем молниеотвод марки СМ-20. Высота данного молниеотвода $h_{\text{м.ст.}} = 20$ (м). Дальнейшие расчеты будем выполнять с учетом установки данного молниеотвода.

Определим уточненное значение превышения высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = h_{\text{м.ст.}} - h_x = 20 - 11,35 = 8,65 \text{ (м)} \quad (115)$$

Проверим правильность выбора высоты молниеотвода. Если высота молниеотвода выбрана верно, то должно выполняться условие:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a \quad (116)$$

Подставим в условие (116) ранее полученные значения:

$$L = 67,9 \leq 8(20 - 11,35) = 69,2 \leq 8h_a = 69,2 \quad (117)$$

Условие (117) выполняется.

Определим высоту вершины конуса одного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h_{\text{м.ст.}} = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ (м)} \quad (118)$$

Определим радиус защиты одного стержневого молниеотвода на высоте $h_0 = 18,4$ (м):

$$r_x = 1,5(h_{\text{м.ст.}} - 1,1h_x) = 1,5 \cdot (20 - 1,1 \cdot 11,35) = 11,27 \text{ (м)} \quad (119)$$

Определим радиус защиты одного стержневого молниеотвода на поверхности земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h_{\text{м.ст.}} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ (м)} \quad (120)$$

Определим высоту средней части для двух наиболее отдаленных друг от друга молниеотводов:

$$\begin{aligned} h_{\text{min.1}} &= h_{\text{с.1}} = h_0 - 0,14(l_1 - h_{\text{м.ст.}}) \\ h_{\text{min.1}} &= 18,4 - 0,14(56 - 20) = 13,36 \text{ (м)} \end{aligned} \quad (121)$$

Определим высоту средней части для двух близких молниеотводов:

$$\begin{aligned} h_{\text{min.2}} &= h_{\text{с.2}} = h_0 - 0,14(l_2 - h_{\text{м.ст.}}) \\ h_{\text{min.2}} &= 18,4 - 0,14(38,4 - 20) = 15,824 \text{ (м)} \end{aligned} \quad (122)$$

Ширина средней части зоны защиты двух стержневых молниеотводов на уровне земли:

$$r_c = 1,5 \cdot h_{\text{м.ст.}} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ (м)} \quad (123)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны двух наиболее удаленных друг от друга стержневых молниеотводов:

$$r_{\text{сх.1}} = r_0 \cdot \frac{h_{\text{min.1}} - h_x}{h_{\text{min.1}}} = 30 \cdot \frac{13,36 - 11,35}{13,36} = 4,5 \text{ (м)} \quad (124)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны двух близко расположенных стержневых молниеотводов:

$$r_{\text{сх.2}} = r_0 \cdot \frac{h_{\text{min.2}} - h_x}{h_{\text{min.2}}} = 30 \cdot \frac{15,824 - 11,35}{15,824} = 8,48 \text{ (м)} \quad (125)$$

8.2 Система заземления подстанции «Карбышево» после реконструкции

Проектируемую систему заземления подстанции выполним вертикальными заземлителями из стального уголка 40×40×5 длиной 5 м, а горизонтальные заземлители выполним стальной полосой 40×5.

Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{\Pi} = \frac{\beta \cdot M}{\left(\frac{l_{\text{верт.}} \cdot L_{\text{гор.}}}{a \cdot \sqrt{S_{3y}}} \right)^{0,45}} = \frac{0,94 \cdot 0,5}{\left(\frac{5 \cdot 620}{5 \cdot \sqrt{1170}} \right)^{0,45}} = 0,128 \quad (126)$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_{3У} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{500}{0,128} = 3906,25 \text{ (В)}, \quad (127)$$

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

Сопротивление ЗУ учитывая ток замыкания на землю в расчетной точке К1 определенный в выражении (74):

$$R_{3У.доп.} = \frac{U_{3У}}{I_{\text{п0.К1}}^{(1)}} = \frac{3906,25}{2,92 \cdot 10^3} = 1,3377 \text{ (Ом)} \quad (128)$$

Выполним расчеты, уточняющие расчетную модель:

$$m_{\text{гор.}} = \frac{L_{\text{гор.}}}{2 \cdot \sqrt{S_{3У}}} - 1 = \frac{620}{2 \cdot \sqrt{1170}} - 1 = 8,0629 \text{ (шт)} \quad (129)$$

Примем $m = 9$ (шт).

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{\text{гор.}} = 2 \cdot \sqrt{S_{3У}} \cdot (m_{\text{гор.}} + 1) = 2 \cdot \sqrt{1170} \cdot (9 + 1) = 684,1 \text{ (м)} \quad (130)$$

Длина сторон ячейки системы заземления:

$$b = \frac{\sqrt{S_{3У}}}{m_{\text{гор.}}} = \frac{\sqrt{1170}}{9} = 3,8 \text{ (м)} \quad (131)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура заземления:

$$n_{\text{верт.}} = \frac{\sqrt{S_{3У}} \cdot 4}{l_{\text{верт.}}} = \frac{\sqrt{1170} \cdot 4}{5} = 27,364 \text{ (шт)} \quad (132)$$

Принимаем $n_{\text{верт.}} = 28$ (шт).

Общая длина вертикальных заземлителей в системе заземления после уточненных расчетов:

$$L_{\text{верт.ЗУ}} = l_{\text{верт.}} \cdot n_{\text{верт.}} = 5 \cdot 28 = 140 \text{ (м)} \quad (133)$$

Коэффициент системы заземления:

$$A_{\text{ЗУ}} = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{верт.}} + 1}{\sqrt{S_{\text{ЗУ}}}} \right) \quad (134)$$
$$A_{\text{ЗУ}} = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 1}{\sqrt{1170}} \right) = 0,34$$

Величина сопротивления системы заземления:

$$R_{\text{ЗУ}} = A_{\text{ЗУ}} \cdot \frac{\rho_{Fe}}{\sqrt{S_{\text{ЗУ}}}} + \frac{\rho_{Fe}}{L_{\text{верт.ЗУ}} + L'_{\text{гор.}}} \quad (135)$$
$$R_{\text{ЗУ}} = 0,34 \cdot \frac{20}{\sqrt{1170}} + \frac{20}{140 + 684,1} = 0,2227 \text{ (Ом)}$$

Значение $R_{\text{ЗУ}} = 0,227$ (Ом) меньше допустимого $R_{\text{ЗУ, доп.}} = 1,3377$ (Ом).

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.}} = K_{\text{П}} \cdot I_{\text{п0.К1}}^{(1)} \cdot R_{\text{ЗУ}} = 0,128 \cdot 2,92 \cdot 10^3 \cdot 0,2227 = 83,27 \text{ (В)} \quad (136)$$

Значение, полученное в (136) меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [15]. Система заземления удовлетворяет всем требованиям.

Выводы по разделу 8.

Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции после реконструкции. Система молниезащиты выполнена четырьмя молниеотводами марки СМ-20 и высотой 20 м.

Спроектирована система заземления подстанции. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком $40 \times 40 \times 5$, а горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5 . Число вертикальных заземлителей по периметру контура $n_{\text{верт.}} = 28$ (шт). Горизонтальные заземлители выполнены стальной полосой. Общая длина горизонтальных заземлителей $L'_{\text{гор.}} = 684,1$ (м).

Сопротивление спроектированной системы заземления $R_{3y} = 0,2227$ (Ом), а напряжение прикосновения получено на уровне $U_{\text{пр.}} = 83,27$ (В), что является ниже допустимого значения 500 В.

Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Карбышево» 110/10 кВ с заменой силовых трансформаторов и повышением надежности электроснабжения потребителей. В рамках достижения цели выпускной квалификационной работы - повышение установленной мощности понизительной подстанции с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ «Карбышево» для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных в настоящее время к подстанции и обеспечение возможности надежного электроснабжения вновь подключаемых потребителей.

На первом этапе выполнения ВКР и в рамках выполнения первой задачи определено, что подстанция «Карбышево» имеет два класса напряжения 110 кВ и 10 кВ. Подстанция располагается в микрорайоне Старый Кировск, Кировского округа города Омска, Омской области, в районе улицы 2-я Читинская. Установлено, что подстанция «Карбышево» имеет связь по линиям 110 кВ с подстанциями «Кировская» и «Власть Труда». Длина ВЛ-110 кВ до подстанции «Кировская» составляет 5 км, а до подстанции «Власть Труда» 6,7 км. Для объекта реконструкции – подстанции напряжением 110/10 кВ «Карбышево» определена необходимость проведения реконструкции по причине исключения возможного превышения допустимых длительных токовых нагрузок (ДДТН) и аварийно-допустимых токовых нагрузок (АДТН) при отключении одного из трансформаторов подстанции. Необходимость проведения реконструкции подтверждена полученными значениями коэффициента загрузки подстанции в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение к подстанции. Значение этого коэффициента составило $K_{з,N-1,тех.пр.} = 1,086$. Значение максимальной мощности, которая принята предварительно в качестве расчетной составило $S_{max\ тех.пр.} = 17385,11$ (кВА).

Построены суточные графики полной мощности для зимнего и летнего периодов. По полученным суточным графикам построен годовой график полной мощности с учетом числа зимних дней в г. Омск $n_{зима} = 213$ дней и $n_{лето} = 152$ дня. С учетом найденного в разделе 1 ВКР коэффициента активной мощности $\cos \varphi_{max} = 0,889$ бы построен годовой график активной мощности подстанции. Максимальное значение активной мощности для подстанции составило $P_{max.год} = 15455,36$ (кВт). Также была определена среднегодовая активная мощность для подстанции $P_{ср.год} = 13784,825$ (кВт). Годовое потребление электрической энергии составило $W_{год} = 120755067,78$ (кВт·ч). Также для годового графика активной мощности определено время максимальных потерь ($\tau_{max} = 7179,657$ ч), число часов использования максимальной нагрузки ($T_{max} = 7813,15$ ч), а также коэффициент заполнения ($K_{зап} = 0,89$). Для разработки проекта реконструкции также была определено значение максимальной расчетной мощности подстанции $S_{расч.ПС} = S_{max тех.пр.} = 17385,11$ (кВА).

По значениям максимальной загрузки подстанции определено, что на подстанции могут быть использованы к установке два варианта силовых трансформаторов. Первый вариант – установка двух силовых трансформаторов марки ТРДН 25000/110/10, а второй вариант – два трансформатора марки ТРДН 32000/110/10. Для обоих вариантов определены паспортные данные, по каталогам производителя [23].

Выполнены расчеты позволяющие оценить целесообразность установки трансформаторов марки ТРДН 25000/110 на подстанции. С учетом составленного графика нагрузки получено, что при установке трансформаторов марки ТРДН 25000/110 значение годовых потерь электрической энергии на подстанции составит $\Delta W_{ПС} = 818757,0163$ (кВт·ч), а при установке трансформаторов марки ТРДН 32000/110 значение потерь электрической энергии составит $\Delta W_{ПС} = 1022338,576$ (кВт·ч). При расчете потерь электрической энергии учтено значение экономической мощности

определяющей возможность перевода нагрузки подстанции на один трансформатор. При использовании в проекте трансформаторов марки ТРДН 32000/110 значение экономической мощности позволяло не вводить в работу второй трансформатор, что говорит о неэффективности применения трансформаторов этой мощности на подстанции. Однако, для подтверждения этого был выполнен расчет величины приведенных затрат. При использовании в проекте реконструкции подстанции двух трансформаторов марки ТРДН 25000/110 величина приведенных затрат составит $Z_{пр.1} = 21314755,0563$ (руб), а при использовании двух трансформаторов ТРДН 32000/110 величина приведенных затрат составит $Z_{пр.2} = 29331783,61$ (руб). Так как годовое значение потерь электрической энергии, а также значение приведенных затрат меньше при использовании в проекте трансформаторов ТРДН 25000/110, то принято решение принять данные трансформаторы для использования в проекте реконструкции подстанции.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на подстанции «Карбышево» после реконструкции с учетом выбранных трансформаторов марки ТРДН 25000/110. При расчете токов короткого замыкания было принято, что силовые трансформаторы на подстанции не работают параллельно, в качестве линии связи с внешней электроэнергетической системой выбрана линия, имеющая наименьшее расстояние до узловой подстанции энергосистемы (подстанции «Кировская»), также не учитывается одновременная работа обеих линий на один трансформатор, так как для этого необходимо вводить в расчетную схему две внешних электроэнергетических системы, расчетные точки короткого замыкания выбраны со стороны каждой обмотки силового трансформатора. Составлены расчетные схемы и схемы замещения для определения симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Определены параметры схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К1 (110 кВ) значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ

(симметричного ТКЗ) $I_{п0.K1}^{(3)} = 12,55$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K1}^{(3)} = 31,947$ (кА), значение периодической составляющей однофазного ТКЗ (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.K1}^{(1)} = 2,92$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K1}^{(1)} = 6,669$ (кА), значение периодической составляющей однофазного ТКЗ на землю (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.K1}^{(1.1)} = 1,462$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K1}^{(1.1)} = 3,72$ (кА), значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ (несимметричного ТКЗ) $I_{п0.K1}^{(2)} = 18,825$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K1}^{(2)} = 47,92$ (кА), значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (симметричного ТКЗ) $I_{п0.K2}^{(3)} = 6,7$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K2}^{(3)} = 18,382$ (кА).

На стороне 10 кВ в точке К2 определены значения несимметричных ТКЗ. При двухфазном ТКЗ $I_{п0.K2}^{(2)} = 10,05$ (кА), $i_{уд.K2}^{(2)} = 27,57$ (кА).

В результате проведенных расчетов получено для расчетной точки К3 (10 кВ) значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ (симметричного ТКЗ) $I_{п0.K3}^{(3)} = 6,7$ (кА), ударный ТКЗ $i_{уд.K3}^{(3)} = 18,382$ (кА).

На стороне 10 кВ в точке К3 определены значения несимметричных ТКЗ. При двухфазном ТКЗ $I_{п0.K3}^{(2)} = 10,05$ (кА), $i_{уд.K3}^{(2)} = 27,57$ (кА).

Полученные расчетные данные токов короткого замыкания будут использоваться при выборе оборудования подстанции после реконструкции.

Согласно требованиям надежности и обеспечения двухстороннего питания подстанции с сохранением транзита мощности при выводе одного из трансформаторов принято решение использовать для ОРУ 110 кВ подстанции схему 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [21].

Для стороны 10 кВ принята схема распределительного устройства типа 10(6)-2 «Две секционированные выключателями системы шин». Схема 10(6)-2 применяется при использовании на подстанции двух силовых трансформаторов с расщепленными обмотками, каждый трансформатор присоединяется к двум секциям шин.

Выбрано оборудование подстанции «Карбышево», которое необходимо установить после реконструкции. Определены параметры выбора оборудования согласно схеме подстанции, разработанной в разделе 5 ВКР. Выбран транзитный выключатель QF3, марки ВГТ-110, такой же выключатель выбран к установке в цепи силового трансформатора QF1 и QF2. На стороне 110 кВ выбраны к установке разъединители в цепи линии QS1 и QS2 марки РГ-110, также разъединители в автоматической перемычке QS3 и QS4 той же марки и разъединители в ремонтной перемычке со стороны трансформатора QS9 и QS10. Разъединители QS1 – QS4 и QS7, QS 8 выбраны с двумя заземляющими ножами, а разъединители QS5 и QS6 с одним заземляющим ножом.

Кроме того, для ОРУ 110 кВ подстанции «Карбышево» выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110 с элегазовой изоляцией (TV1 и TV2). Для получения значений тока используются трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТОГФ-110 (ТА1 – ТА4), а также встроенные трансформаторы тока марки ТВ-110 (ТА5 и ТА6).

Распределительное устройство 10 кВ подстанции выполнено в закрытом исполнении, в нем предусматривается установка ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) марки КРУ-СЭЩ-80. К установке в ячейках выбраны вводные выключатели (QF4, QF6, QF9 и QF10) марки ВВУ-СЭЩ-10 с номинальным током 2000 А, такие же выключатели устанавливаются в секционных ячейках (QF8 и QF11). Разъединители на стороне 10 кВ не выбираются, так как используются ячейки с выкатными элементами. Для получения значений тока выбраны трансформаторы тока марки ТПЛ-СЭЩ-10. В вводных ячейках и секционных ячейках используются трансформаторы тока марки ТПЛ-СЭЩ-10 с номинальным током 750 А, такие же параметры трансформатора тока выбраны для секционных ячеек. Данные о величине напряжения получаются с трансформаторов напряжения марки ЗНОЛ-СЭЩ-10, они устанавливаются в ячейках измерительных трансформаторов на первой и второй секциях шин 10 кВ. Все выбранное

оборудование является оборудованием отечественной разработки и производства.

Для защиты силового трансформатора марки ТРДН 25000/110 выбран микропроцессорный блок РС83-ДТ2 производства РЗА-Системс. Данный блок применяется для реализации основной защиты (дифференциальной защиты) двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Выполнен расчет уставок срабатывания всех ступеней дифференциальной защиты, а также определены значения коэффициентов трансформации для измерительных трансформаторов тока выбранных в разделе 6 для установки на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Проверка правильности расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТРДН 25000/110 выполнена путем расчета коэффициентов чувствительности всех степеней защиты. Расчетные значения коэффициентов чувствительности обеспечивают срабатывание защиты, так как имеют достаточно высокие значения. Следовательно, рассчитанные уставки срабатывания могут быть использованы при настройке терминала микропроцессорной релейной защиты.

Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции после реконструкции. Система молниезащиты выполнена четырьмя молниеотводами марки СМ-20 и высотой 20 м.

Спроектирована система заземления подстанции. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком $40 \times 40 \times 5$. Число вертикальных заземлителей по периметру контура $n_{\text{верт.}} = 28$ (шт). Горизонтальные заземлители выполнены стальной полосой. Общая длина горизонтальных заземлителей $L'_{\text{гор.}} = 684,1$ (м).

Выполненные разделы выпускной квалификационной работы отражают достижение цели, поставленной во введении, разработан проект реконструкции, отвечающий современным требованиям надежности и безопасности объектов электросетевого комплекса.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций : методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». Каталог продукции. Вакуумные выключатели. // Веб-сайт компании АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». 2023. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/> (дата обращения: 21.04.2023).
3. Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ [Электронный ресурс] // Веб-сайт Электротехнического Завода КОНСТАЛИН: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=1893> (дата обращения: 09.03.2023).
4. Выключатели вакуумные типов ВРС-6 и ВРС-10. Техническая информация // Веб-сайт компании Высоковольтный союз. 2023. URL: https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ_ВРС-6_ВРС-10_edition9_c.pdf (дата обращения: 12.04.2023).
5. 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: 12.04.2023).
6. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования «ЗЭТО»: [сайт]. [2023]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 08.04.2023).
7. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической

энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартиформ, 2014.

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

9. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.02.2023).

10. Егоров В.А., Котов Г.А., Ермаков А.П., Иванов А.Н. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЭНАС, 2017. 48 с.

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

12. Молниеотводы типа СМ [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя Группа ОМЕУР : [сайт]. [2023]. URL: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (дата обращения: 05.05.2023).

13. ООО «РЗА Системз». Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств НС83-LN2 // Официальный сайт производителя оборудования ООО «РЗА Системз». 2012. URL: http://rzasystems.kz/wp-content/uploads/2019/01/METODIKA-DT2-v-0_08a.pdf (дата обращения: 08.04.2023).

14. ООО Таврида Электрик. Вакуумные выключатели ВВ/TEL среднего класса напряжения // Официальный сайт производителя ООО Таврида Электрик. 2023. URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf (дата обращения: 08.04.2023).

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

16. 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 (дата обращения: 12.05.2023).

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. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Россети Урал»: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.02.2023).

23. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО «Тольяттинский трансформатор». 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.04.2023).

24. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

25. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. – 16-е изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

26. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

27. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 c.

28. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 c.