

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 ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Обучающийся

А. Ю. Забавин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

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

Тольятти 2023

Аннотация

В работе проведена реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима с модернизацией основного оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ (далее – ОРУ 110 кВ) на Безымянской ТЭЦ (далее – «БезТЭЦ»).

Реконструкция схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ связана с введением в эксплуатацию двух новых линий 110 кВ. Также в связи со значительным износом основного электрооборудования ОРУ 110 кВ электрической станции (теплоэлектроцентрали) «БезТЭЦ», проведена его замена на современные модели инновационного оборудования соответствующих типов.

Для решения поставленных задач, проведён анализ работы электрической станции «БезТЭЦ», описана исходная схема ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», а также проведён анализ основного оборудования исходной схемы электрических соединений объекта исследования.

На основе результатов проведённого анализа, выявлены проблемы в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ», связанные с необходимостью модернизации основного оборудования и реконструкции схемы электрических соединений, и предложены пути их решения.

Проведены выбор и проверка силовых трансформаторов электрической станции «БезТЭЦ», выбраны трансформаторы собственных нужд станции, рассчитаны максимальные рабочие токи основного оборудования.

Выбраны новые электрические аппараты для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ», которые применяются в результате проведения модернизации на объекте.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по модернизации электрооборудования и реконструкции схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ».

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных технических данных	7
1.1 Назначение и характеристика электростанции в энергосистеме	7
1.2 Требования к распределительным устройствам электрических станций	10
1.3 Техническая характеристика ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	15
2 Выбор и проверка основного оборудования Безымянской ТЭЦ	21
2.1 Проверка силовых трансформаторов Безымянской ТЭЦ.....	21
2.2 Проверочный расчёт трансформаторов собственных нужд Безымянской ТЭЦ.....	24
2.3 Расчёт максимальных рабочих токов основного электрооборудования ОРУ 110 кВ	27
2.4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	31
2.5 Выбор проводников в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	38
2.6 Выбор нового оборудования для установки в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	44
3 Расчёт релейной защиты основного оборудования ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	53
3.1 Выбор типов защит	53
3.2 Расчёт уставок релейной защиты трансформаторных вводов ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ	55
3.3 Расчёт уставок релейной защиты линейных присоединений ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.....	59
Заключение	63
Список используемых источников.....	66

Введение

Стабильное развитие энергетической системы является одним из основных критериев экономического и технического развития, важнейшая составляющая современного научно-технического прогресса. В этом развитии также участвуют и распределительные устройства электрических станций и подстанций.

Распределительные устройства (далее – РУ) современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов - важнейшие элементы, обеспечивающие приём и распределение электроэнергии согласно схеме электрических соединений, а также коммутацию и защиту электрической сети.

Известно, что распределительные устройства (далее – РУ) современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов, являются важнейшими элементами, обеспечивая приём и распределение электроэнергии согласно схеме нормальных электрических соединений, а также коммутацию и защиту электрической сети.

Основными составляющими распределительных устройств являются электрические аппараты, именно благодаря их слаженной работе в РУ обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности).

Известно, что такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в РУ всех типов и классов напряжения.

Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в РУ всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самого РУ, но и всей электрической сети в целом.

Поэтому модернизация и реконструкция РУ современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов

является актуальным заданием современной электроэнергетики. Данный аспект обуславливает актуальность этой работы.

Основной целью данной работы является реконструкция схемы электрических соединений с внедрением мероприятий по модернизации основного оборудования ОРУ 110 кВ Безымянской теплоэлектроцентрали (далее – Безымянской ТЭЦ или «БезТЭЦ»), которая осуществляется путём замены некоторых электрических аппаратов, морально и технически устаревших, на современные марки и модели, обладающие высокими критериями надёжности, экономичности, экологичности, быстродействия, селективности (избирательности), электробезопасности и прочими аналогичными показателями.

Объектом исследования в работе является схема электрических соединений нормального режима ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Предметом исследования являются схема электрических соединений, а также электрооборудование напряжением 110 кВ рассматриваемой в работе схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Для решения поставленных задач, проведён анализ работы электрической станции «БезТЭЦ», описана исходная схема ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», а также проведён анализ основного оборудования исходной схемы электрических соединений объекта исследования.

На основе результатов проведённого анализа, выявлены проблемы в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ», связанные с необходимостью реконструкции схемы электрических соединений и модернизации основного оборудования. Установлено, что реконструкция схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ необходима для ввода в эксплуатацию двух новых отходящих линий потребителей напряжением 110 кВ.

На основании теоретических и исходных данных, в работе предложены пути решения поставленных задач.

Выбраны новые электрические аппараты для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ», которые применяются в результате

проведения модернизации на объекте. Аргументированный выбор нового оборудования основан на анализе современных разработок и моделей электрических аппаратов ведущих мировых и отечественных производителей. Проверка всего оборудования основывается на результатах расчёта электрических нагрузок и токах короткого замыкания в максимальном режиме работы, и проводится на предмет электромеханической совместимости и прочности в аварийных режимах.

Проведены выбор и проверка силовых трансформаторов электрической станции «БезТЭЦ», выбраны трансформаторы собственных нужд электростанции, рассчитаны максимальные рабочие токи основного оборудования.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений и модернизации электрооборудования в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ».

При выполнении работы, должны быть учтены соответствие принятых решений, следующим действующим нормам и положениям:

- строительным нормам и положениям;
- технологическим нормам и положениям, предусматривающим мероприятия, обеспечивающие конструктивную надежность;
- нормам по взрывоопасности и пожарной безопасности объекта;
- нормам и положениям по электробезопасности;
- нормам и положениям по защите населения и устойчивой работе объекта в чрезвычайных ситуациях, а также требованиям по защите окружающей природной среды при её эксплуатации.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ОРУ напряжением 110 кВ на Безымянской ТЭЦ.

Анализ исходных технических данных

Назначение и характеристика электростанции в энергосистеме

Безымянская ТЭЦ является тепловой электростанцией г. Самары Самарской области.

Она была введена в эксплуатацию в 1941 году с основной целью: обеспечение тепловой энергией жилых и промышленных потребителей города Самары, а также прочих субъектов и объектов Самарской области.

Безымянской ТЭЦ сегодня является электростанцией средней номинальной мощности.

По состоянию на 2023 год суммарная установленная максимальная электрическая активная мощность Безымянской ТЭЦ составляет около 500 МВт (два рабочих энергоблока по 250 МВт каждый, третий блок выведен из эксплуатации в 1972 году и является резервным техническим помещением).

Основным топливным ресурсом для Безымянской ТЭЦ служит природный газ.

За время своего существования Безымянская ТЭЦ претерпела множество реконструкций, модернизаций и расширений. В результате этого, производился целенаправленный перевод котлоагрегатов Безымянской ТЭЦ на природный газ, была модернизирована система теплофикации, начата реконструкция распределительных устройств переменного тока, которая продолжается до сих пор.

При этом большая часть электрооборудования Безымянской ТЭЦ отработала по два срока службы, что часто приводит к отказам в его работе и, как результат, к существенному снижению показателей надёжности всей системы.

Внешний вид рассматриваемой в работе Безымянской ТЭЦ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид Безымянской ТЭЦ

Структурная схема рассматриваемой в работе Безымянской ТЭЦ представлена на рисунке 2.

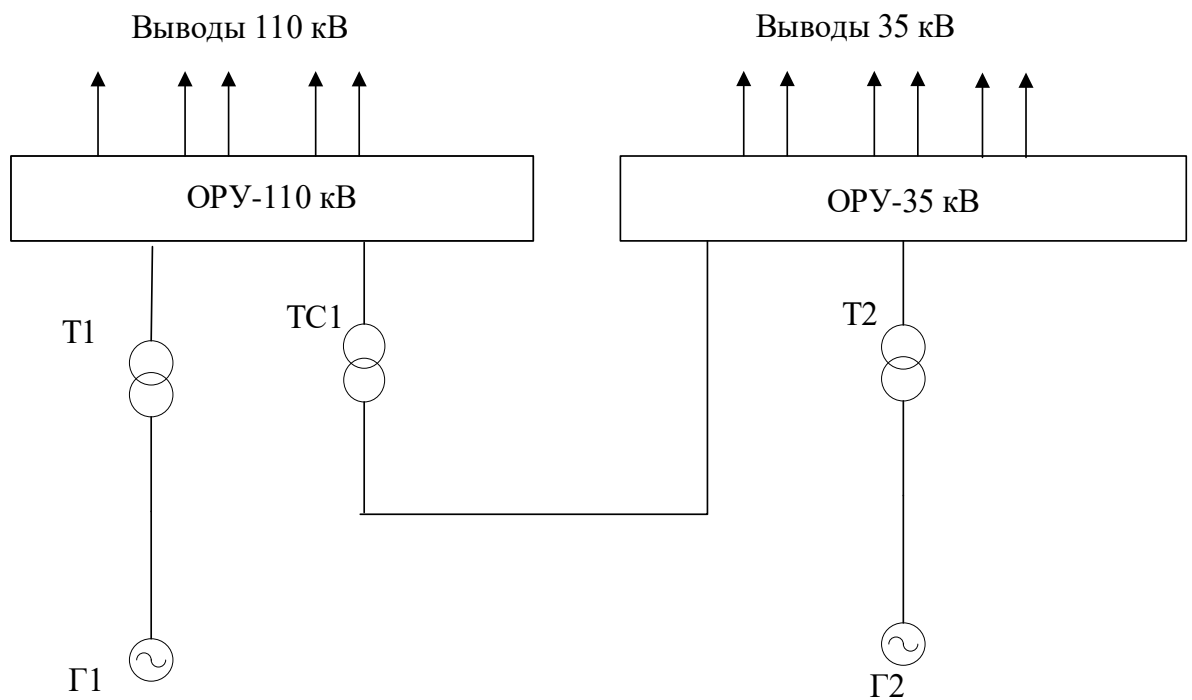


Рисунок 2 – Структурная схема Безымянской ТЭЦ

Таким образом, на основе результатов проведённого анализа, установлено, что в структурной схеме Безымянской ТЭЦ находятся следующие основные элементы (рисунок 2):

- два блока «генератор-трансформатор», включающих в себя генераторы и повышающие трансформаторы (блочные трансформаторы), образующие следующие энергоблоки к ОРУ 110 кВ: Г1-Т1 (ТДЦ 250000/110), а также блоки к ОРУ 35 кВ: Г2-Т2 (трансформатор типа ЭТЦНД-250000/35);
- трансформатор связи между ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (ТС1 типа ТДЦТН 200000/110/35);
- ОРУ 110 кВ;
- ОРУ 35 кВ;
- отходящие линии (выводы) потребителей (от ОРУ 110 кВ – пять линий, от ОРУ 35 кВ – шесть линий).

Также в схеме «БезТЭЦ» есть трансформаторы собственных нужд (на рисунке 2 не показаны, подробно показаны на графическом листе 1): основные из них – ТРДНС 40000/10 (ТСР-1, ТСР-2), а также резервный трансформатор собственных нужд в ОРУ 110 кВ марки ТРДН 40000/110 (РТСР).

Далее проводится описание и характеристики генерирующего оборудования Безымянской ТЭЦ.

На Безымянской ТЭЦ по состоянию на 2023 год находится два генератора, оба находятся в работе.

При этом первый генератор Г1 «работает» на нагрузку ОРУ 110 кВ (через блочный трансформатор Т1), а генератор Г2 питает ОРУ 35 кВ через блочный трансформатор Т2.

На Безымянской ТЭЦ применяются два мощных генератора мощностью по 250 МВт каждый – турбогенераторы типа ТГВ-200-2М. Технические данные турбогенераторов, установленных на Безымянской ТЭЦ по состоянию на 2023 год, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные турбогенераторов Безымянской ТЭЦ

Наименование параметра	Единицы измерения	Величина	
		Г-1	Г-2
Мощность	кВА	247000	258000
	кВТ	210000	220000
Коэффициент мощности	о.е.	0,85	
Частота вращения	об/мин	3000	
Частота сети	Гц	50	
Число фаз	шт.	3	
Коэффициент полезного действия	%	98,6	
Напряжение статора	В	15750	
Ток статора	А	9060	9490
Ток ротора	А	1945	2015
Напряжение возбуждения	В	425	450

Из таблицы 1 можно сделать вывод, что на Безымянской ТЭЦ электроэнергия вырабатывается на номинальных генераторных напряжениях 10,5 кВ (Г1, Г2), а также происходит отпуск электроэнергии потребителям на напряжениях 110 кВ и 35 кВ.

Электрическая связь между всеми основными элементами рассмотренной структурной схемы Безымянской ТЭЦ осуществляется с помощью силовых блочных трансформаторов и трансформатора связи.

Требований к распределительным устройствам электрических станций

Распределительные устройства электростанций энергосистемы, являются важнейшим звеном и относятся, как правило, к I и II категориям по надёжности электроснабжения по принадлежности к потребителям, которых они питают [17].

Поэтому они требуют двух источников питания, а также необходимого уровня автоматизации и резервирования на всех звеньях цепи.

Как известно, данному типу систем электроснабжения характерны следующие основные принципы построения:

- резервное питание потребителей 1 и 2 категорий надёжности;

- применение радиальных схем в питающей системе электроснабжения объекта;
- применение смешанных схем в распределительной системе электроснабжения объекта;
- установка коммутационных и защитных аппаратов от внешних и внутренних повреждений;
- минимум промежуточных звеньев при передаче электроэнергии;
- применение автоматики для обеспечения резерва в сети;
- разделение секций на две и более для резерва сети (резервирование и секционирование системы).

Следовательно, в распределительных устройствах электростанций энергосистемы должна быть предусмотрена отдельная система (подсистема) электроснабжения для питания отдельно каждого вида потребителей на переменном напряжении промышленной частоты 50 Гц [6].

Такая система будет удовлетворять всем требованиям нормативных документов с учётом питания разноимённых потребителей, относящихся к I и II категориям надёжности [7].

Данное требование также распространяется и на ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, рассматриваемую в работе.

Известно, что основные нормы и требования, которые предъявляются проектированию распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы, заключаются в неукоснительном соблюдении следующих требований [11]:

- надёжности отдельных элементов, узлов и всей системы электроснабжения в целом;
- экономичности при приёме и передаче электроэнергии на всех звеньях цепи;
- безопасности обслуживающего персонала при выполнении работ в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы;

- возможности модернизации и расширения распределительных устройств;
- удобства монтажа, ремонта и эксплуатации оборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы;
- применения передовых технологий в сфере разработки оборудования, а также схемных решений;
- применения негабаритных конструкций;
- обеспечения постоянного и качественного оперативного контроля параметров и характеристик оборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы;
- применения качественного и достаточного аппарата автоматизации всех процессов;
- соблюдения и контроля параметров электроэнергии, передаваемой потребителям на всех уровнях;
- возможности локализации узлов с лимитами энергопотребления и/или значительными потерями электроэнергии;
- контроля перетоков мощности на всех уровнях в узлах и ветвях схемы электрических соединений распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы;
- обеспечения ограничения ненормальных режимов работы электрооборудования;
- обеспечение экономичности при передаче электроэнергии, а также при ремонте, обслуживании и модернизации оборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы.

Проводится анализ требований, предъявляемых к распределительным устройствам основными нормативными документами, с приведением описания наиболее значимых из них.

Питание потребителей распределительных устройств подстанций и электростанций, а также непосредственно их самих, осуществляется в зависимости от категории надёжности объекта (потребителя) по классификации [11], представленной на рисунке 3.

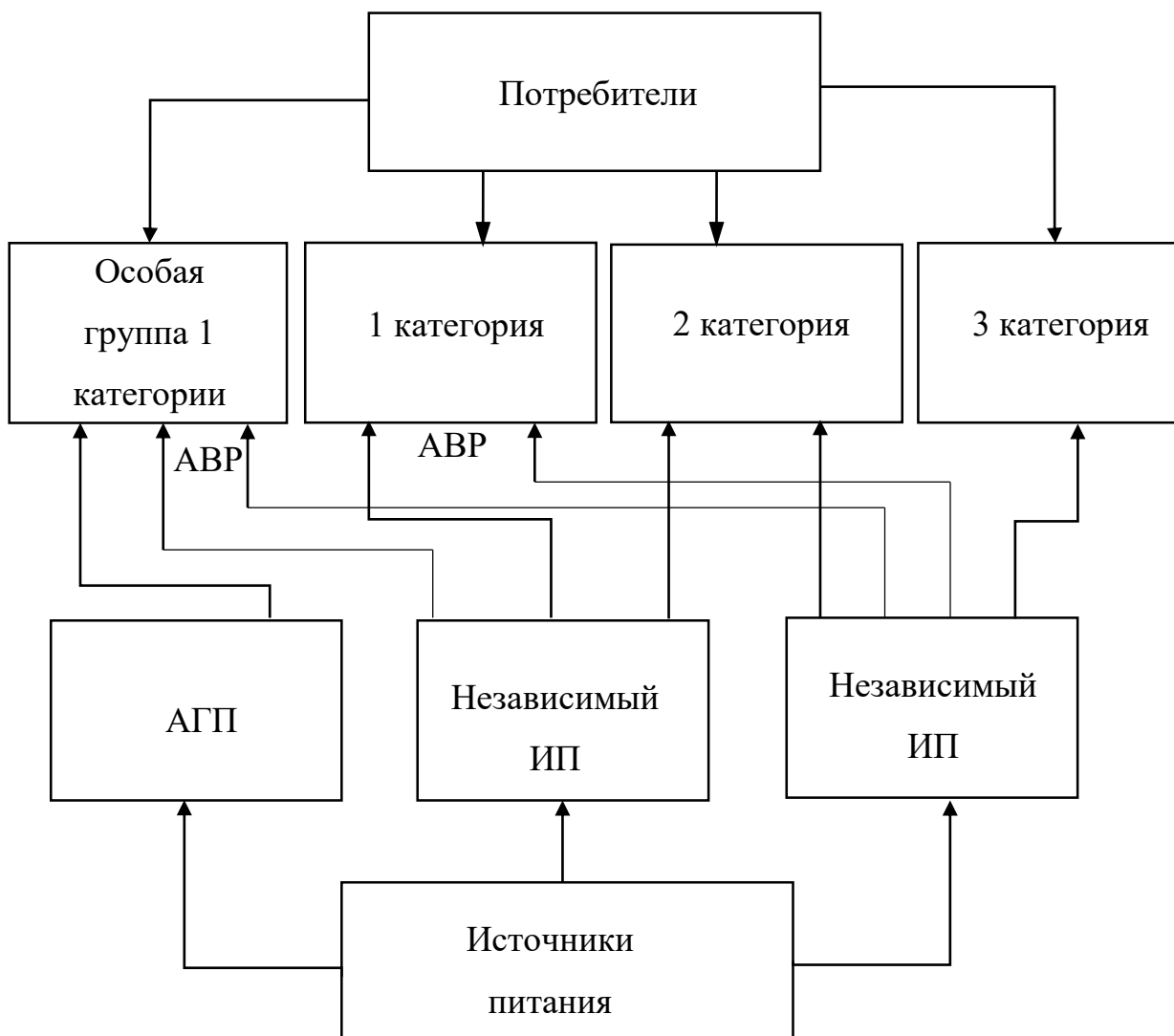


Рисунок 3 – Классификация и принципы питания потребителей распределительных устройств подстанций и электростанций, исходя из категории надёжности и требования к источникам питания и резервированию

При этом принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности, иллюстрируется в виде требуемых схем, представленных в нормативно-справочной литературе [3, 6].

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания.

Для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника.

При этом особая группа первой категории предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания.

При этом также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7].

Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования согласно [10].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности. В таких случаях используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные

разработки проводникового материала). Также в закрытых РУ в последнее время применяется изолированная ошиновка.

Известно, что в системах электроснабжения распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы должна быть обеспечена надёжные условия для коммутации и защиты как отдельных звеньев цепи, так и всем объекте в целом [4]. Для этой цели используют как отключающую коммутационную аппаратуру, так и отдельные устройства релейной защиты и автоматики, выполняющие роль сигнализатора повреждений [4]. Поэтому все электрические аппараты распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы должны быть выбраны по расчётной нагрузке с учётом резервирования и проверены по максимальным токам короткого замыкания на предмет электромеханической совместимости и прочности в аварийных режимах [5].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Все приведённые требования применимы к ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, детально рассматриваемой в данной работе, с конечной целью реконструкции её схемы электрических соединений и модернизации основного оборудования. Нормативные требования, приведённые выше, должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по реконструкции и модернизации данного объекта.

Решение основных задач для достижения поставленной цели с учётом приведённых материалов, осуществляется в работе далее.

Техническая характеристика ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Далее проводится анализ основного оборудования, установленного в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», с последующим анализом его технического состояния и обоснования необходимости в модернизации (при необходимости).

Рассматриваемое в работе ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ представляет собой открытое распределительное устройство, расположенное на территории Безымянской ТЭЦ.

Рассматриваемое в работе ОРУ 110 Безымянской ТЭЦ получает питание через повышающий трансформатор связи Т1 от генератора Г1 Безымянской ТЭЦ (рисунок 1).

От ОРУ 110 получают питание крупные промышленные потребители г. Самары и района, с последующей трансформацией напряжения (в работе не рассматривается).

Всего предусмотрено пять отходящих линий от ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» к потребителям.

Также ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ связано с ОРУ 35 объекта трансформатором связи (обозначен ТС1 на рисунке 1), через который осуществляются перетоки мощности (в случае необходимости).

Как правило, в нормальном режиме ТС1 отключён, включаясь только в схеме послеаварийного режима при поломке или выводе в плановый ремонт блочного трансформатора Т1 либо генератора Г1.

Далее в работе приводится исходная характеристика схемы электрических соединений нормального режима распределительного устройства ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области.

В ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области применяется схема «Две рабочих системы сборных шин, секционируемых выключателем, с применением обходной системы сборных шин».

Такая схема надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов.

Каждое присоединение одновременно может быть запитано от одной из трёх секций сборных шин ОРУ 110 кВ: первой (1СШ-110), второй (2СШ-110) или обходной систем сборных шин (ОСШ-110).

На каждое присоединение в схеме приходится один выключатель и три разъединителя (поэтому иногда такую схему называют «1/3»)

Обходная система сборных шин в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения потребителей.

Также такая схема сборных шин ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области используется при транзите мощности, позволяя контролировать и распределять электроэнергию по требуемым направлениям (в случае необходимости).

В исходной схеме электрических соединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, установлено следующее основное силовое оборудование, показанное на графическом листе 1.

Установлено, что в схеме ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ используются устаревшие электрические аппараты, которые выработали свой ресурс, к ним относятся:

- устаревшие и изношенные выключатели высокого напряжения масляного типа МКП-110Б-1000/ 630-20 с приводом ШПЭ-33 (ввод в эксплуатацию на объекте – 1978 г.);
- устаревшие и изношенные разъединители РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (введены в эксплуатацию на объекте в 1976-1978 гг.).

Таким образом, в работе установлено, что выключатели и разъединители, установленные в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, устаревшие и нуждаются в модернизации путём их замены на современные разработки соответствующего оборудования [6].

Данный аспект обуславливает одно из направлений реконструкции объекта.

От ОРУ 110 получают питание крупные промышленные потребители г. Самары и района, с последующей трансформацией напряжения (в работе детально не рассматриваются).

Всего предусмотрено пять отходящих линий 110 кВ.

К таким линиям относятся следующие воздушные распределительные линии потребителей 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43).

Кроме того, в результате дефицита мощностей, а также обеспечения дополнительного резервирования с последующим повышением надёжности, планируется ввести в эксплуатацию две дополнительные потребительские линии, питающие следующие присоединения:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44);
- КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16).

Данный аспект обуславливает необходимость внесения изменений в существующую схему нормального режима ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Исходная схема электрических соединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области до проведения её реконструкции и модернизации оборудования, с указанием марок данного оборудования, приведена на графическом листе 1.

Таким образом, в результате проведённого анализа схемы главных электрических соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» установлено, что она полностью соответствует требованиям нормативных документов, рассмотренных в работе ранее, по критериям надёжности, безотказности, экономичности и бесперебойности. Однако требуется её реконструкция путём внедрения двух новых присоединений в результате ввода в эксплуатацию новых воздушных линий к потребителям.

Выводы по разделу.

В результате проведения анализа оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ было установлено, что в схеме ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ используются устаревшие электрические аппараты, которые выработали свой ресурс, к ним относятся:

- устаревшие и изношенные выключатели высокого напряжения масляного типа МКП-110Б-1000/ 630-20 с приводом ШПЭ-33 (ввод в эксплуатацию на объекте – 1978 г.);
- устаревшие и изношенные разъединители РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (введены в эксплуатацию на объекте в 1976-1978 гг.).

Данный вопрос требует срочного решения, так как в системе электроснабжения ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» в последние годы участились аварии, вызванные потерей надёжности в связи с износом силового оборудования. Указанные аппараты рекомендовано заменить на новые современные типы, лишённые недостатков устаревшего оборудования.

Такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект, так как позволит предотвратить возникновение аварий оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, а в случае их возникновения – быстро их локализовать, значительно снизить денежные затраты на монтаж, обслуживание и ремонт нового оборудования, так как практически на все новейшие модификации завод-изготовитель даёт расширенную гарантию не менее 15-20 лет. В итоге значительно снизится перерыв в электроснабжении потребителей ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, что также принесёт эффект как технический, так и экономический.

Предложенная модернизация обеспечит значительно более высокий уровень надёжности с применением условий резервирования и секционирования, что положительно скажется на бесперебойном электроснабжении потребителей объекта исследования. Следовательно,

мероприятие по замене устаревшего оборудования в электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ является актуальным и обоснованным.

При этом модернизация оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта. Установлено, что в результате дефицита мощностей, а также обеспечения дополнительного резервирования с последующим повышением надёжности, планируется ввести в эксплуатацию две дополнительные потребительские линии, питающие следующие присоединения от ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44);
- КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16).

Данный аспект обуславливает необходимость внесения изменений в существующую схему нормального режима ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ (фактически – её реконструкцию).

Таким образом, установлено, что в исходной схеме электрических соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» необходимо провести комплексную реконструкцию данного объекта, заключающаяся, с одной стороны, во внесении изменений в исходную схему объекта, а с другой стороны – провести модернизацию некоторого основного оборудования данного объекта.

Известно, что такая совокупность мероприятий по реконструкции схемы и модернизации оборудования является оптимальным решением, способным обеспечить высокие технические и экономические показатели на объекте исследования.

Указанные рекомендации по реконструкции схемы и модернизации оборудования ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» проверяются в работе далее расчётно-аналитическим способом.

На основании приведённой технической характеристики объекта с использованием его структурной схемы, а также схемы главных электрических соединений Безымянской ТЭЦ, далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

Выбор и проверка основного оборудования Безымянской ТЭЦ

Проверка силовых трансформаторов Безымянской ТЭЦ

Далее в работе, с учётом увеличения нагрузки ОРУ 110 кВ объекта, для достижения поставленной цели необходимо проверить силовые трансформаторы, установленные на Безымянской ТЭЦ, с учётом изменений, внесённых в схему ОРУ 110 кВ данного объекта.

Проводится проверочный выбор основных силовых трансформаторов, установленных на электрической станции «БезТЭЦ».

В работе выбору и проверке подлежат блочные трансформаторы и трансформатор связи 110/35 кВ.

Установлено, что на Безымянской ТЭЦ находятся следующие основные блочные трансформаторы и трансформатор связи 110/35 кВ, которые нуждаются в проверке на систематические и аварийные перегрузки:

- два блочных повышающих трансформатора: Т1 (трансформатор типа ТДЦ 250000/110), Т2 (трансформатор типа ЭТЦНД-250000/35);
- трансформатор связи между ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (ТС-1 типа ТДЦТН 200000/110/35).

Предварительная проверка правильности выбора силовых трансформаторов электрической станции «БезТЭЦ», исходя из значения максимальной нагрузки каждого из перечисленных трансформаторов.

Известно, что систематические перегрузки не ведут к сокращению срока службы изоляции трансформатора, допустимы в течении всего срока службы, следовательно, могут быть отнесены к нормальному режиму работы.

Они могут иметь место при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора или в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды при постоянной нагрузке.

В виду отсутствия суточных графиков нагрузки, выбор и проверка основных трансформаторов электрической станции «БезТЭЦ» Самарской

области, проводится расчётным путём.

Основанием для расчёта являются максимальные мощности нагрузки «БезТЭЦ» (по техническим данным энергосистемы).

Расчётная мощность силового блочного трансформатора (трансформатора связи) для установки на электростанции, определяется по известной формуле [12]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{S_m}{2 \cdot 0,7}, \text{MBA}, \quad (1)$$

где S_m – полная нагрузка силового трансформатора или автотрансформатора (по данным энергосистемы).

Проводится проверка правильности выбора на примере блочного повышающего трансформатора Т1 (трансформатор типа ТДЦ 250000/110).

По условию (1) для блочного повышающего трансформатора Т1 электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{278}{2 \cdot 0,7} \approx 198,63 \text{ MBA}.$$

При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности трансформатора электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, \text{MBA}, \quad (2)$$

Соответственно, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что стандартная (паспортная) мощность блочного повышающего трансформатора Т1 электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области,

равная 250 МВА, проходит проверку по установленной нагрузочной способности:

$$S_{ном.т} = 250 \text{ МВА} \geq S_{ном.т.р} = 198,63 \text{ МВА}.$$

Далее в работе проводится проверка силовых трансформаторов (автотрансформаторов) на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы [8].

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме его работы:

$$K_{з.н} = \frac{S_m}{2 \cdot S_{т.ном}} \leq 0,7. \quad (3)$$

Для блочного повышающего трансформатора Т1 по условию (3) проверка выполняется:

$$K_{з.н} = \frac{278}{2 \cdot 250} = 0,56 \leq 0,7.$$

При таком выборе в аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор (автотрансформатор) должен обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей, перегружаясь при этом не более чем на 40 %.

Такая перегрузка допустима для трансформаторов в течение 6 часов в сутки не более 5 суток подряд.

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме (в работе остаётся один трансформатор):

$$K_{3.П} = \frac{S_m}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (4)$$

По условию (4) проверка выполняется:

$$K_{3.П} = \frac{278}{250} = 1,11 \leq 1,4.$$

Все условия проверок выполняются в полном объёме.

Таким образом, установлено, что блочный повышающий трансформатор Т1 типа ТДЦ 250000/110 электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, выдержит систематическую нагрузку и допустимую перегрузку потребителей. Аналогично проведены проверочные расчёты номинальной мощности остальных блочных трансформаторов и трансформатора связи 110/35 кВ, которые установлены на электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области. Результаты расчёта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты проверки номинальной мощности блочных трансформаторов и трансформатора связи 110/35 кВ «БезТЭЦ»

Наименование трансформатора	Обозначение в схеме	Марка трансформатора	S _{т.} , МВА	S _{ном.т.р.} , МВА	S _{ном.т.} , МВА	K _{з.н./} K _{з.п.}
Блочный	Т1	ТДЦ 250000/110	278,0	198,6	250,0	0,56/1,11
Блочный	Т2	ЭТЦНД-250000/35	248,0	177,1	250,0	0,49/0,99
Связи	ТС1	ТДЦТН 200000/110/35	200,0	142,9	200,0	0,5/1,00

Таким образом, в результате проведения проверочного расчёта мощности силовых трансформаторов, установлено, что результаты проверки номинальной мощности блочных трансформаторов и трансформатора связи 110/35 кВ «БезТЭЦ», позволяют использовать все установленные трансформаторы на данном объекте без их замены. Таким образом, в работе они окончательно принимаются для установки на Безымянской ТЭЦ в результате увеличения нагрузки и реконструкции схемы ОРУ 110 кВ объекта.

Проверочный расчёт трансформаторов собственных нужд Безымянской ТЭЦ

Проводится проверочный выбор основных трансформаторов собственных нужд, установленных на рассматриваемой электрической станции «БезТЭЦ».

Установлено, что на Безымянской ТЭЦ находятся следующие основные трансформаторы собственных нужд (далее – ТСН), которые нуждаются в проверке на систематические и аварийные перегрузки:

- два основных трансформатора собственных нужд: ТРДНС 40000/10 (ТСР-1 и ТРС-2);
- резервный трансформатор собственных нужд в ОРУ 110 кВ марки ТРДН 40000/110 (РТСР).

Предварительная проверка правильности выбора трансформаторов собственных нужд электрической станции «БезТЭЦ», исходя из значения максимальной нагрузки системы собственных нужд каждого из перечисленных трансформаторов.

При этом используется методика и основные расчётные формулы, которые применялись для выбора и проверки блочных трансформаторов и трансформатора связи в работе ранее.

Выбор и проверка ТСН проводится аналогично.

Расчёт проводится на примере ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСР-1) по условиям (1) – (4).

По условию (1) для ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСР-1) электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области:

$$S_{\text{ном.т.р}} = \frac{48}{2 \cdot 0,7} \approx 34,3 \text{ МВА.}$$

Соответственно, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что стандартная (паспортная) мощность ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСП-1) электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, равная 40 МВА, проходит проверку по установленной нагрузочной способности:

$$S_{ном.т} = 40 \text{ МВА} \geq S_{ном.т.р} = 34,3 \text{ МВА}.$$

Для ТСН необходимо также проверить коэффициенты систематических и аварийных нагрузок и перегрузок.

Коэффициент загрузки ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСП-1) в нормальном режиме его работы:

$$K_{з.н} = \frac{34,3}{2 \cdot 40} = 0,43 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСП-1) в послеаварийном режиме (в работе остаётся один трансформатор):

$$K_{з.п} = \frac{34,3}{40} = 0,86 \leq 1,4.$$

Все условия проверок ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСП-1) выполняются в полном объёме.

Таким образом, установлено, что ТСН марки ТРДНС 40000/10 (ТСП-1) электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, выдержит систематическую нагрузку и допустимую перегрузку потребителей.

Аналогично проведены проверочные расчёты номинальной мощности остальных трансформаторов системы собственных нужд (основных и

резервного), которые установлены на электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области.

Результаты выбора и проверочного расчёта основных и резервного ТСН представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты проверки номинальной мощности трансформаторов собственных нужд «БезТЭЦ»

Наименование трансформатора	Обозначение в схеме	Марка трансформатора	$S_{т.}$, кВА	$S_{ном.т.р.}$, кВА	$K_{з.н.}/ K_{з.п.}$
Основной ТСН	ТСР-1	ТРДНС 40000/10	48,0	34,3	0,43/0,86
Основной ТСН	ТСР-2	ТРДНС 40000/10	50,0	35,7	0,63/1,25
Резервный ТСН	РТСР	ТРДН 40000/110	42,0	30,0	0,53/1,05

Установлено, что на Безымянской ТЭЦ все основные и резервный трансформаторы собственных нужд, соответствуют проверке на систематические и аварийные перегрузки.

Таким образом, в работе они окончательно принимаются для применения на Безымянской ТЭЦ.

Расчёт максимальных рабочих токов основного электрооборудования ОРУ 110 кВ

Для достижения поставленной цели в работе следует провести расчёт максимальных рабочих токов основного электрооборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Далее, на основании полученных расчётов максимальных токов, выбирается новое оборудование для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» с целью его модернизации, а также вследствие реконструкции схемы электрических соединений нормального режима работы.

Максимальные рабочие токи трансформаторных вводов ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ определяются, исходя из условий резервирования в схеме электрических соединений.

Для трансформаторного ввода от повышающего блочного трансформатора Т1 (рисунок 1), к ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ с учётом резервирования, максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ определяется с учётом коэффициента резервирования:

$$I_T = K_p \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность блочного трансформатора, кВА;

K_p – коэффициент резервирования схемы электрических соединений, о.е.

Для трансформатора связи ТС1 (рисунок 2), обеспечивающему резервирование и перетоки мощности в ОРУ 110 кВ от ОРУ 35 кВ Безымянской ТЭЦ, максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ определяется без учёта коэффициента резервирования, так как он один в схеме и резервирования не предусмотрено.

Таким образом:

$$I_{AT} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (6)$$

Для основного и резервного трансформаторов собственных нужд схемы ОРУ 110 кВ, максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ определяется с учётом коэффициента перегрузки при самозапуске мощных двигателей системы собственных нужд.

Таким образом:

$$I_{ТСН} = K_n \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (7)$$

Расчёт максимального рабочего тока на стороне 110 кВ, проводится на примере блочного силового повышающего трансформатора Т1, питающего ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ от турбогенератора Г1, по условию (5):

$$I_{T1} = 1,4 \cdot \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1837 \text{ A.}$$

Расчёт максимального рабочего тока на стороне 110 кВ, проводится для трансформатора связи ТС1, обеспечивающего связь и перетоки мощности, а также резервирование от ОРУ 35 кВ, в схеме соединений ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ по условию (6):

$$I_{AT} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1049,7 \text{ A.}$$

Расчёт максимального рабочего тока на стороне 110 кВ, проводится для основного и резервного трансформаторов собственных нужд схемы ОРУ 110 кВ, максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ определяется с учётом коэффициента перегрузки при самозапуске мощных двигателей системы собственных нужд.

Согласно исходным данным, мощности основного и резервного ТСН схемы ОРУ 110 кВ равны, поэтому величина максимального рабочего тока на шинах 110 кВ РТСР по условию (7):

$$I_{ТСН} = 1,6 \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 335,9 \text{ A.}$$

Для сборных шин 110 кВ в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ максимальный рабочий ток определяется суммой максимальных рабочих токов питающих трансформаторных вводов с учётом коэффициента

одновременности, а также количества рабочих секций сборных шин в схеме электрических соединений:

$$I_{Ш} = \frac{(I_{T1} + I_{AT}) \cdot K_o}{n}, \quad (8)$$

где K_o - значение коэффициента максимумов нагрузки на сборных шинах напряжением 110 кВ в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ;

n – количество рабочих секций сборных шин в схеме электрических соединений, шт.

В схеме главных электрических соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» применяется две рабочие системы сборных шин напряжением 110 кВ, обходная система сборных шин 110 кВ является резервной и в расчётах максимального тока не учитывается.

Таким образом по (8):

$$I_{Ш} = \left(\frac{1837 + 1049,7}{2} \right) \cdot 0,85 = 1268,8 \text{ A.}$$

Результаты расчёта максимальных рабочих токов трансформаторных присоединений и секций сборных шин ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта максимальных рабочих токов трансформаторных присоединений и секций сборных шин ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Наименование	Назначение и обозначение в схеме	$S_{ном.т}, \text{кВА}$	$I_{м}, \text{A}$
Трансформаторные вводы 110 кВ	Повышающий трансформатор Т1	250000	1837,0
	Трансформатор связи ТС1	200000	1049,7
	Резервный трансформатор собственных нужд РТСР-1	40000	335,9
Сборные шины 110 кВ	Секции сборных шин 110 кВ (каждая)	-	1268,8

Наибольшее значение максимального рабочего тока в схеме главных электрических соединений приходится на повышающий блочный трансформатор Т1 (1837 А).

Данное расчётное значение используется в работе как значение максимального рабочего тока всего ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ».

Полученные результаты расчёта максимальных рабочих токов трансформаторных присоединений и секций сборных шин ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ используются в работе далее при выборе и проверке нового оборудования, устанавливаемого в результате проведения модернизации на объекте исследования.

Расчёт токов короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в ОРУ 110 кВ.

На первом этапе составляется расчётная схема, в которой указываются все изменения, внесённые в неё в результате проведения реконструкции объекта.

Исходная расчётная схема, непосредственно используемая для расчёта максимального трёхфазного тока короткого замыкания (далее – КЗ) на сборных шинах напряжением 110 кВ в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, представлена в работе на рисунке 4.

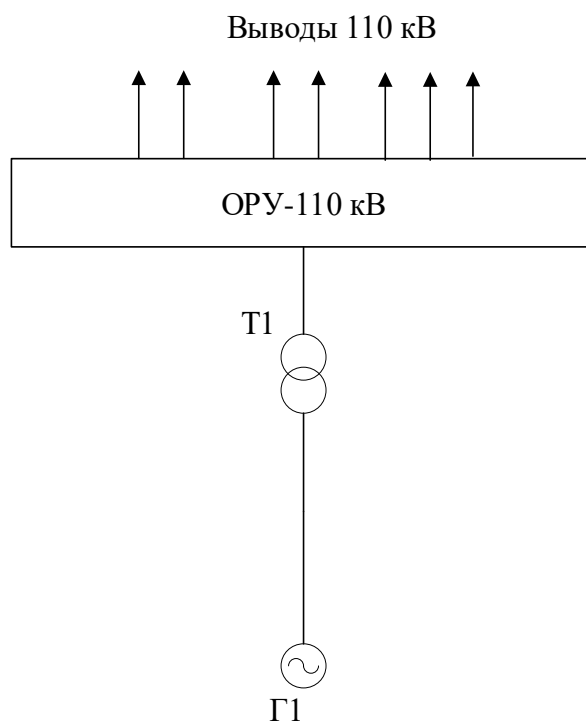


Рисунок 4 – Исходная расчётная схема, используемая для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Расчёт токов КЗ в работе осуществляется в относительных единицах при приведении к базисным условиям основной ступени и последующим переводом в именованные единицы (по методике, детально описанной в [12]).

Принимается предположение, что трансформатор связи ТС1 будет отключён и связи с ОРУ 35 кВ в расчётной схеме токов КЗ для ОРУ 110 кВ не будет.

Такой вариант очень вероятен, так как в ОРУ 35 кВ работает свой блок «генератор – блочный повышающий трансформатор» Г-Т и одновременный выход из строя в случае аварийного режима всех данных элементов маловероятен.

Исходя из исходной расчетной схемы, используемой для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, составляется исходная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на объекте (рисунок 5).

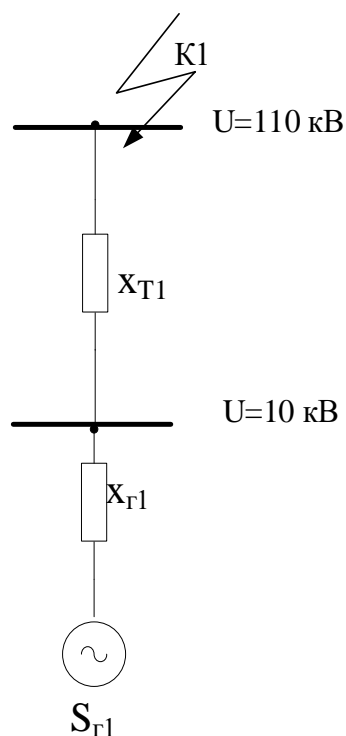


Рисунок 5 – Исходная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Следующим шагом будет расчёт сопротивлений элементов схемы замещения.

Выбираются базисные условия.

Принимается базисная мощность $S_б = 100 \text{ МВА}$, а базисное напряжение $U_б$ равным напряжению ступени, на которой рассчитывается ток короткого замыкания, с учётом повышенного значения напряжения на шинах и трансформаторных вводах в 1,05 раза, то есть $U_б = 110 \cdot 1,05 = 115,5 \text{ кВ}$.

В случае, если элемент расчётной схемы не находится на основной степени, его сопротивление необходимо привести к базисным условиям, умножив полученный числовой результат на коэффициент трансформации блочного трансформатора, связывающего классы напряжения в схеме [12].

Сопротивления силового блочного трансформатора схемы рассчитывается по известному выражению [12,14]:

$$X_{T*\delta} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}, \quad (9)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, в процентах;

S_{δ} – базисная мощность, МВА;

S_H – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Расчёт сопротивления блочного трансформатора Т1 (исходные параметры и данные: $S_H = 250$ МВА, $u_k = 11,0$ %):

$$X_{T1*\delta} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{250} = 0,044 \text{ o.e.}$$

Сопротивления турбогенератора Г1 схемы рассчитываются по известной формуле [12,14]:

$$X_{G*\delta} = X''_* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HG}}, \quad (10)$$

где S_{HG} – номинальная мощность турбогенератора, МВА;

X''_* – сверхпереходное индуктивное сопротивление турбогенератора (определяется по справочным данным завода-изготовителя в зависимости от типа генератора).

Расчёт сопротивления турбогенератора Г1 (исходные параметры и данные: $X''_* = 0,143$, $\cos\varphi = 0,85$, $S_{HG} = 250$ МВА) [12]:

$$X_{G1*\delta} = 0,143 \cdot \frac{100}{250} = 0,0572 \text{ o.e.}$$

После расчёта основных сопротивлений схемы замещения, требуется провести упрощение исходной схемы до элементарного уровня м.

При этом учитываются известные выражения для преобразования последовательных и параллельных сопротивлений, а также объединения источников питания.

Проводятся соответствующие преобразования для исходной схемы замещения.

Объединяются сопротивления последовательно включенных блочного повышающего трансформатора Т1 и турбогенератора Г1 [12].

При этом сопротивление генераторов не находится на основной ступени, поэтому его необходимо умножить на коэффициент трансформации системы, приведя, таким образом, к базисным условиям [12]:

$$X_{Г1*(\delta)} = 0,0572 \cdot \frac{115,5}{15,7} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Два последовательных сопротивления схемы рисунка 4.3 приведены к базисным условиям, следовательно, определяется суммарное сопротивление схемы путём их сложения.

Таким образом, суммарное сопротивление последовательно включенных элементов: блочного повышающего трансформатора Т1 и питающего его турбогенератора Г1 [12]:

$$X_{\Sigma} = X_{Т1*(\delta)} + X_{Г1*(\delta)}, \text{ о.е.} \quad (11)$$

В численном значении:

$$X_{\Sigma} = 0,044 + 0,42 = 0,464 \text{ о.е.}$$

По справочным данным, ЭДС турбогенератора марки ТГВ-200-2М при условии принятия базисного напряжения, равного 110 кВ, можно принять равной 1 о.е. [12].

Таким образом, исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» преобразуется к элементарному виду, в котором есть одно суммарное сопротивление (турбогенератора Г1 и блочного трансформатора Т1), а также сверхпереходная ЭДС генератора Г1, численно принимаемая равной единице.

В упрощённой схеме замещение суммарное сопротивление схемы приведено ранее к базисным условиям (для турбогенератора), поэтому дополнительно приводить его к базисным условиям не надо [12].

Упрощённая схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», полученная в результате преобразования к элементарному виду, показана на рисунке 6.

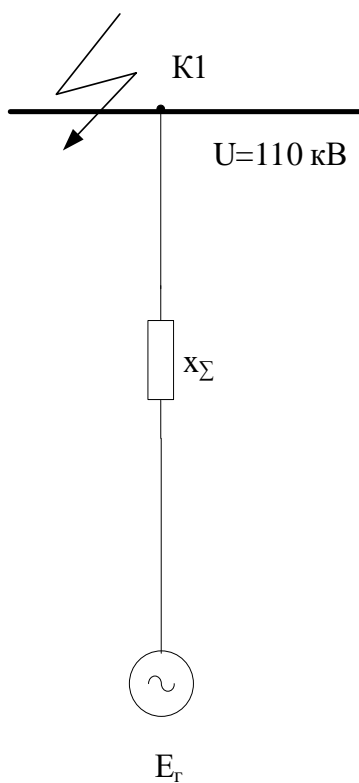


Рисунок 6 – Упрощённая схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Значение тока трёхфазного короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ в максимальном режиме, определяется так [12,14]:

$$I_1'' = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cm} \cdot X_{16^* \bar{6}}}. \quad (12)$$

По условию (12) в именованных единицах (результат приводится к базисным значениям мощности и напряжению основной ступени):

$$I_1'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115,5 \cdot 0,464} = 1,08 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока [12]:

$$i_y = I_1'' \cdot \sqrt{2} \cdot K_y, \quad (13)$$

где K_y – ударный коэффициент.

По условию (13):

$$i_y = 1,08 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 2,73 \text{ кА}.$$

Максимальное мгновенное действующее значение тока короткого замыкания в начале процесса КЗ [12]:

$$I_{n.m} = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (14)$$

По условию (14):

$$I_{n.m} = 1,08 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 1,63 \text{ кА}.$$

Полученные результаты расчёта тока короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ в максимальном режиме работы ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ,

а также значение ударного тока КЗ и максимального мгновенного действующего значения тока короткого замыкания в начале процесса КЗ, представлены в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта тока короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ в максимальном режиме работы ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

U _{ст} , кВ	I _{кз} , кА	i _у , кА	I _{п.т} , кА	S _{кз} , МВА
115,5	1,08	2,73	1,63	124,74

Полученные результаты расчёта тока короткого замыкания на сборных шинах ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ используются в работе далее.

Выбор проводников в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Проводится выбор проводников ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

В работе подлежат выбору следующие проводники:

- воздушные линии шести отходящих присоединений потребителей, получающих питание от ОРУ 110 кВ;
- шинные конструкции (ошиновка) основных присоединений схемы ОРУ 110 кВ.

Всего предусмотрено пять отходящих линий 110 кВ в исходной схеме ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ».

К таким линиям относятся следующие воздушные распределительные линии потребителей 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17);
- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43).

Кроме того, в результате дефицита мощностей, а также обеспечения дополнительного резервирования с последующим повышением надёжности, планируется ввести в эксплуатацию две дополнительные потребительские линии, питающие следующие присоединения:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44);
- КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16).

Данный аспект обуславливает необходимость внесения изменений в существующую схему нормального режима ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Выбор сечения проводников ВЛ-110 кВ осуществляется для всех семи линий, с учётом новых. Все перечисленные выше проводники – класса напряжения выше 1 кВ (110 кВ), поэтому и методика выбора для них будет применена также одинаковая.

Известно, что выбор сечений проводников, а также ошиновки в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, осуществляется по известному условию экономической плотности тока [4]:

$$F_3 = \frac{I_{p.}}{j_3}, \quad (15)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

Для проверки выбранного сечения проводников отходящих воздушных линий потребителей 110 кВ на понизительной подстанции Безымянской ТЭЦ, необходимо рассчитать их максимальный ток послеаварийного режима работы с учётом условий резервирования в схеме.

По упрощённой методике, значение максимального тока ПАВ режима можно принять равным рабочему току, помноженному на коэффициент резервирования, равный 1,4 [11]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (16)$$

где S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА (по данным энергосистемы);

$U_{ном}$ – «номинальное напряжение линии, кВ» [10].

Проверка провода воздушных линий в нормальном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (17)$$

где $I_{доп}$ – «предельно – допустимый ток проводника, А» [10].

Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (18)$$

где $I_{p.max}$ – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А.

Выполнение условия проверяется по следующему соотношению:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (19)$$

На основе приведённых расчётных формул согласно принятой методики выбора и проверки проводов воздушных линий электропередач, проводится выбор и проверка сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ Безымянской ТЭЦ.

Проводится расчёт и выбор сечения проводника отходящей воздушной линии потребителей 110 кВ на примере ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49).

Максимальная мощность данной ВЛ 110 кВ составляет 30000 кВА (30 МВА). С учётом этого фактора, а также принимая во внимание то, что данная линия – двухцепная:

$$I_p = \frac{30000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \approx 78,72 \text{ A.}$$

Расчётное минимальное сечение ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49):

$$F_s = \frac{78,72}{1,1} = 71,57 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод марки АЕРО-Z-261 (номинальное сечение – 261 мм²), который установлен на данной линии. Таким образом, установлено, что сечение ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49), выполненное с применением провода марки АЕРО-Z-261, соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов линий 110 кВ.

Так как в работе проводится проверочный расчёт провода данной линии, сечение данного провода ВЛ 110 кВ, питающей данную линию потребителей распределительной сети 110 кВ, принимается за основу.

Проверка провода ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ» – РЦ №3 (С-49) по току нормального режима выполняется:

$$540 \text{ A} \geq 78,72 \text{ A.}$$

Значение максимального тока ПАВ режима провода ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ» – РЦ №3 (С-49), с учётом резервирования в схеме и отключения потребителей:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 157,46 \text{ A.}$$

Проверка проводов ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ» – РЦ №3 (С-49) по максимальному току ПАВ режима выполняется:

$$540 A \geq 157,46 A.$$

Проверка по механической прочности ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ» – РЦ №3 (С-49) выполняется:

$$261 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, в работе путём проведения соответствующих расчётов и проверок окончательно установлено, что сечение провода на отходящей к потребителям ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ» – РЦ №3 (С-49) с применением проводов марки АЕРО-Z-261, соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями провода на данной воздушной линии. Проверка сечений проводов остальных отходящих линий распределительной сети напряжением 110 кВ ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ выполнены по аналогичной методике с приведением полученных результатов в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проверочного расчёта проводников распределительных воздушных линий ОРУ 35кВ Безымянской ТЭЦ

Отходящая линия	I_p , А	$I_{p,max}$, А	$F_{мин}$, мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Марка провода	$I_{доп.}$, А
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49)	78,73	157,46	70	261	АЕРО-Z-261	540
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45)	104,82	209,64	70	261	АЕРО-Z-261	540
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18)	97,26	194,52	70	261	АЕРО-Z-261	540
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17)	97,26	194,52	70	261	АЕРО-Z-261	540
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43)	88,62	177,24	70	261	АЕРО-Z-261	540
ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44)	74,82	149,64	70	261	АЕРО-Z-261	540
КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16)	70,34	140,68	70	261	АЕРО-Z-261	540

Таким образом, в работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников

распределительных воздушных линий 110 кВ, а также выбраны сечения двух новых линий, питающих потребители от ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ. Исходя из полученных результатов, в работе на всех линиях подтверждён выбор провода марки АЕРО-Z-261 с допустимым током 540 А.

Выбор сборных шин основных присоединений распределительного устройства 110 кВ Безымянской ТЭЦ проводится по максимальному рабочему току по приведённому ранее условию (20). В ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» применяется гибкая ошиновка из сталеалюминевых проводов марки АСК для использования на всех присоединениях сборных шин.

Выбор ошиновки в ОРУ 110 кВ проводится на примере присоединения к повышающему трансформатору Т1. Для применения на данном присоединении предварительно выбрана двойная гибкая ошиновка, выполненная с помощью проводов двойных марки АСК-500/27. Условие выбора и проверки ошиновки на данном присоединении для установки в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ выполняется [9]:

$$2 \cdot 960 = 1920 \text{ A} \geq 1837 \text{ A.}$$

Таким образом, на данном присоединении для установки в ОРУ-110 кВ Безымянской ТЭЦ, обосновано применение двойного провода АСК-500/27. Результаты выбора ошиновки основных присоединений распределительного устройства 110 кВ Безымянской ТЭЦ представлены в форме таблицы 7.

Таблица 7 – Результаты выбора ошиновки основных присоединений распределительного устройства 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Наименование	Назначение и обозначение в схеме	I_M, A	Марка	$I_{дон}, A$
Трансформаторные вводы 110 кВ	Повышающий трансформатор Т1	1837,0	2×АСК-500/27	2×960= =1920
	Трансформатор связи ТС1	1049,7	АСК-700/86	1180
	Резервный трансформатор собственных нужд РТСР-1	335,9	АСК-120/19	390
Сборные шины 110 кВ	Секции сборных шин 110 кВ (каждая)	1268,8	2×АСК-300/39	2×710= =1420

Все выбранные проводники воздушных линий и шинных конструкций на Безымянской ТЭЦ соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.

Выбор нового оборудования для установки в ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Далее в работе, на основании технических данных подстанции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования с целью проведения модернизации ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области.

Ранее в работе было установлено, что к морально и технически устаревшим и выработавшим свой ресурс электрическим аппаратам, которые требуют замены на новые современные аппараты соответствующих марок, в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области относятся устаревшие масляные баковые выключатели высокого напряжения, которые являются морально и физически устаревшими марками оборудования, которое не производится с конца 90-х годов 20 века на заводах электрооборудования.

В работе они подлежат замене на современные выключатели, отличающиеся повышенными критериями надёжности, экономичности, безопасности, а также быстродействием и селективностью.

Также установлено, что в ОРУ 110 кВ также требуют замены разъединители.

При этом практическая замена выключателей и разъединителей в ОРУ-110 кВ проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта, что значительно упрощает задачу и ускоряет данный технологический процесс [19].

Также на основании расчётов необходимо выбрать и проверить новые выключатели и разъединители для установки в ОРУ 110 кВ на электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области.

Для защиты и коммутации оборудования в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки GL 312 F1 [20].

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ и ударных токов).

Поэтому к данным аппаратам предъявляются повышенные требования по коммутационной способности, а также по стойкости к сквозным токам КЗ и ударным токам.

Выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий, приведённых далее [20].

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий, приведённых далее [8].

Выбор выключателей по номинальному напряжению [2]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (20)$$

«Выбор выключателей по максимальному рабочему току» [16]:

$$I_{раб. макс} \leq I_n. \quad (21)$$

«Проверка выключателя на симметричный ток отключения» [16]:

$$I_{нт} \leq I_{откн}. \quad (22)$$

где $I_{нт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в

момент начала расхождения дугогасительных контактов» [16];

« $I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [16].

«Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (23)$$

где « $i_{ат}$ – значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [16];

« β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ» [16];

« τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов» [16].

«Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя» [15]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (24)$$

где « $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты» [15];

« $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя» [15].

«На электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [18]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (25)$$

где « $i_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [16];

« i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [16].

«Проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_K \leq I_T^2 t_T, \quad (26)$$

где « B_K – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$ » [18];

« I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$ » [18];

« t_T – длительность протекания тока термической стойкости, c » [18].

«Расчётное значение теплового импульса» [18]:

$$B_K = I_K^2 (t_{отк} + T_a). \quad (27)$$

В ОРУ 110 кВ предварительно выбран выключатель колонковый элегазовый трехполюсный GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки в ОРУ-110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, проводится по приведённым выше условиям (таблица 8).

Таблица 8 – Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области

Наименование и марка аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Выключатели GL 312 F1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1837 \text{ А.}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,63 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,73 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,08^2 \cdot 3 = 3,5 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

Далее проводится выбор и проверка новых разъединителей по условиям установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области в результате проведения реконструкции ОРУ 110 кВ данного объекта.

Разъединитель – это аппарат для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ в электроустановках. Таким образом, разъединитель – это очень важный аппарат по условиям электробезопасности.

В работе для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области выбираются новые современные разъединители марки SGF 145 n II* 2500 УХЛ1+1Е\ 2 МТ-100. Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ согласно [12].

Результаты выбора и проверочного расчёта новых разъединителей в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора и проверочного расчёта разъединителей ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители SGF 145 n II* 2500 УХЛ1+1Е\ 2 МТ-100	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1837 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,73 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,08^2 \cdot 3 = 3,5 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

На ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, после проведения модернизации, для защиты от атмосферных (внешних) и внутренних перенапряжений, вместо разрядников, установленных в исходной схеме, выбираются ограничители перенапряжения марки ОПН-110.

ОПН выбирают и проверяют по номинальному напряжению сети, в которую они устанавливаются, а также по максимальному рабочему току и соответствию термической и динамической стойкости [13].

Результаты выбора ОПН для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» Самарской области представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора ОПН для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» Самарской области

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные ЭА
ОПН типа ОПН-110 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1837 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,73 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,08^2 \cdot 3 =$ $= 3,5 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Также необходимо выбрать новые трансформаторы тока и напряжения (измерительные трансформаторы) для их непосредственной установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» Самарской области.

Выбор новых измерительных трансформаторов тока и напряжения в работе чрезвычайно важна, так они питают приборы учёта, контроля и управления электроэнергией, а также цепи релейной защиты, автоматики, сигнализации и телеметрии.

На ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, после проведения модернизации, применяются трансформаторы тока, встроенные в выключатели колонковые элегазовые трехполюсные GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА.

Так как данные трансформаторы тока встроены в выключатели, самостоятельно они не используются и не выбираются, а принимаются к выбору совместно с проверенным ранее высоковольтными выключателями, в которые они конструктивно входят.

Результаты проверки трансформаторов напряжения для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» Самарской области, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты проверки трансформаторов напряжения для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» Самарской области

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
НАМИ-110-УХЛ1	2	11/2	1	$\frac{110}{110}$	$\frac{600,0}{22,5}$

Всё выбранное оборудование проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе.

Установлено, что в результате проведения проверочных расчётов по выбору электрических аппаратов для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области с целью её модернизации, все выбранные аппараты отвечают условиям всех требуемых проверок.

Все аппараты показаны на схеме электрических соединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области в графической части работы.

Таким образом, в работе приняты современные технические решения по выбору и проверке нового современного электрооборудования ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, включающие применение нового современного оборудования, которое характеризуется высокими техническими и экономическими характеристиками.

Конструкция выбранного выключателя для установки в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» показана в графической части работы.

Выводы по разделу.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений Безымянской ТЭЦ, обусловленная реконструкцией схемы ОРУ-110 кВ, проведено техническое обоснование принятых решений по

реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования объекта.

В результате работы, проведён проверочный расчёт силовых блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд рассматриваемой в работе Безымянской ТЭЦ. Установлено, что все силовые блочные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, установленные на Безымянской ТЭЦ, удовлетворяют условиям всех требуемых проверок, поэтому они могут быть приняты к дальнейшей эксплуатации на объекте с учётом внесения изменений в схему электрических соединений объекта.

В результате выполнения данного раздела, рассчитаны максимальные рабочие токи основных присоединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области.

В работе проведён расчёт максимальных трёхфазных токов КЗ, а также ударного тока, на выводах секций сборных шин ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ в максимальном режиме работы системы.

Полученные в работе результаты ТКЗ на шинах 110 кВ в максимальном режиме работы ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, использованы в работе для соответствующих проверок предварительно выбранного нового оборудования для установки в распределительных устройствах подстанции с целью её модернизации.

Проведён расчёт сечений проводников распределительных линий ВЛ 110 кВ, отходящих к потребителям ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, для питания которых выбраны и проверены проводники марки АЕРО-Z-261 с допустимым током нормального режима 540 А.

Выбрана гибкая ошиновка для питания основных присоединений ОРУ-110 кВ Безымянской ТЭЦ. Расчётным путём обосновано применение гибкой ошиновки из провода марки АСК для применения на всех трансформаторных вводах схемы, а также для применения на сборных шинах ОРУ 110 кВ.

Осуществлён выбор новых современных аппаратов для установки в ОРУ 110 кВ в результате её модернизации.

Для защиты и коммутации оборудования в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА.

Для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области выбраны новые современные разъединители марки SGF 145 n П* 2500 УХЛ1+1Е\ 2 МТ-100.

Также проверены на соответствие параметрам схемы ограничители перенапряжения ОПН-110 УХЛ1 и трансформаторы напряжения марки НАМИ-110-УХЛ1.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ на Безымянской ТЭЦ и модернизации основного оборудования ОРУ-110 кВ объекта исследования.

Расчёт релейной защиты основного оборудования ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

Выбор типов защит

Далее в работе выбираются уставки релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования подстанции – трансформаторных вводов и линий на ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» [20].

На понижающем трансформаторе предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита от внутренних повреждений трансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальные токовые с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП).

На линиях предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита линий (далее – ДЗЛ);
- максимальные токовые защита линий (далее – МТЗЛ), совмещённая с защитой от перегрузки линий.

Для корректного расчёта уставок РЗиА трансформаторных и линейных вводов на ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», на первом этапе необходимо определить:

- первичный ток измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ). При этом вторичный ток ТТ принимается равным 5 А на всех присоединениях схемы;
- коэффициент трансформации ТТ, определяемый отношением первичного и вторичного номинальных токов ТТ.

Данные параметры определяются, исходя из значения максимальных рабочих токов, рассчитанных в работе ранее.

В ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда».

Исходя из этого, полученные результаты первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, используемых для дальнейшего выбора уставок РЗА оборудования ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», приводятся в форме таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ для защиты трансформаторных и линейных вводов в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТТ1}}, \text{ А}$	K_{T}
Трансформаторные вводы 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор	1837,0	2000	400
ТС1	Трансформатор связи	1049,7	1200	240
РТСР-1	Резервный трансформатор собственных нужд	335,9	400	80
Линии и сборные шины 110 кВ				
СШ1, СШ2, ОСШ	Секции сборных шин 110 кВ (каждая)	1268,8	1500	300
Л1-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49)	157,46	200	40
Л2-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45)	209,64	300	60
Л3-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18)	194,52	200	40
Л4-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17)	194,52	200	40
Л5-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43)	177,24	200	40
Л6-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44)	149,64	200	40
Л7-110	КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16)	140,68	200	40

Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ для защиты трансформаторных и линейных вводов в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» используются в работе далее при расчёте уставок РЗА.

2. Расчёт уставок релейной защиты трансформаторных вводов ОРУ

Далее в работе, на основании полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗиА трансформаторных вводов в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», проводится выбор уставок РЗиА.

В качестве защиты трансформаторных вводов в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [13,14].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{раб.макс.110}), \quad (28)$$

где $I_{раб.макс.110}$ – максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ

трансформаторных вводов в ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», А;

K_n – коэффициент надёжности для ДЗ трансформаторных вводов [1].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты трансформаторных вводов должен удовлетворять условию:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (29)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты блочного повышающего трансформатора Т1 со стороны ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»:

$$I_{c.з} \geq 3,5 \cdot 1837 = 6429,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» удовлетворяет требованиям [13]:

$$K_{\chi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6429,5}{1080} = 5,95 > 1,5.$$

Окончательно принимается для продольной ДЗТ блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», токовая уставка срабатывания $I_{c.з} = 6429,5 \text{ А}$.

Расчёт токовых уставок продольной ДЗТ остальных трансформаторных вводов выполнен аналогично и сведён в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчёта токовых уставок продольной ДЗТ трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{c.з}, \text{ А}$	K_{χ}
Трансформаторные вводы 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор	1837,0	6429,5	5,95
ТС1	Трансформатор связи	1049,7	3674,0	3,40
РТСП-1	Резервный трансформатор собственных нужд	335,9	1175,65	1,09

Установлено, что коэффициент чувствительности ДЗ для резервного трансформатора собственных нужд РТСП-1 недостаточен, следовательно, продольная ДЗ на стороне 110 кВ не устанавливается. Для защиты РТСП-1 в работе применяется ДЗ с абсолютной селективностью и токовой уставкой срабатывания $I_{c.з} = 1175,65 \text{ А}$.

Проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторных вводов со стороны ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ». Известно, что в силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 110 кВ.

Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (30)$$

где K_n – коэффициент надёжности [13,14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»:

$$I_{с.з} \geq 1,05 \cdot 1837 \approx 1928,85 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки трансформаторов ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Расчёт токовых уставок защиты от перегрузки остальных трансформаторных вводов выполнен аналогично и сведён в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта токовых уставок защиты от перегрузки трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{раб.макс}, \text{ А}$	$I_{с.з}, \text{ А}$	K_n
Трансформаторные вводы 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор	1837,0	1928,85	Не проверяется
ТС1	Трансформатор связи	1049,7	1102,19	
РТСП-1	Резервный трансформатор собственных нужд	335,9	352,70	

Проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ».

Условие выбора уставки МТЗ трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора [2]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (31)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска.

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле [13,14]:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{c.з}} \geq 1,2, \quad (32)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ – минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии;

$K_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{сх}^{(к)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ;

$I_{c.з}$ – ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности для рассчитываемой МТЗ силового трансформатора должен быть не менее 1,2 [13,14].

Для комплекта МТЗ блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»:

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 1837 = 3233,12 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» [13]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{3233,12}{1080} = 2,99 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» значение $I_{c.з} = 3233,12$ А.

Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное), принимается время срабатывания МТЗ блочного повышающего трансформатора Т1 на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ», равное $t_{с.з} = 0,5$ с.

Расчёт токовых уставок МТЗ остальных трансформаторных вводов выполнен аналогично и сведён в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта токовых уставок МТЗ трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	$I_{с.з}, \text{А}$	$t_{с.з}, \text{с}$
Трансформаторные вводы 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор	1837,0	3233,12	0,5
ТС1	Трансформатор связи	1049,7	1847,47	1,0
РТСП-1	Резервный трансформатор собственных нужд	335,9	591,18	1,5

Таким образом, выбраны и проверены значения токовых уставок всех трансформаторных вводов на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ».

Расчёт уставок релейной защиты линейных присоединений ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ

В работе на линейных присоединениях ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, для защит распределительных линий и шинных присоединений напряжением 110 кВ, выбираются следующие защиты [24]:

- дифференциальная защиты линий (ДЗЛ);
- максимальная токовая защита линий, совмещённая с защитой от перегрузки (МТЗЛ).

Выбор уставок ДЗЛ и МТЗЛ для защиты линий проводится аналогично выбору уставок данных защит для трансформаторных вводов, выполненных в работе ранее.

Ток срабатывания ДЗЛ определяется путём отстройки от максимального тока КЗ и значения максимального рабочего тока линии, с учётом коэффициента отстройки:

$$I_{с.з} \geq K_o \cdot (I_{к.макс} + I_{раб.макс.}), \quad (33)$$

где K_n – коэффициент надёжности ДЗЛ [13,14].

Коэффициент чувствительности ДЗЛ должен удовлетворять условию:

$$K_u = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{с.з}}{I_{к.мин}^{(к)}} \geq 1,5. \quad (34)$$

Для секций сборных шин ОРУ 110 кВ, токовая уставка и коэффициент чувствительности ДЗЛ:

$$I_{с.з} \geq 1,05 \cdot (1080 + 1268,8) = 2466,24 \text{ А.}$$

$$K_u = \frac{1}{1} \cdot \frac{2466,24}{1080} = 2,28 \geq 1,5.$$

Аналогично проведён расчёт остальных уставок ДЗЛ (таблица 16).

Таблица 16 – Результаты выбора ДЗЛ распределительных линий и шинных соединений ОРУ 110 кВ

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{раб.макс},$ А	$I_{с.з},$ А
СШ1, СШ2, ОСШ	Секции сборных шин 110 кВ (каждая)	1268,8	2466,24
Л1-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49)	157,46	1299,33
Л2-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45)	209,64	1354,12
Л3-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18)	194,52	1338,25
Л4-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17)	194,52	1338,25
Л5-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43)	177,24	1320,10
Л6-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44)	149,64	1291,12
Л7-110	КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16)	140,68	1281,71

МТЗЛ линий выбирается из условия несрабатывания защиты в момент подключения дополнительной нагрузки.

С учётом равенства основной и дополнительной нагрузки, а также с учётом их равномерности, упрощённо выражение для выбора уставок МТЗЛ линий можно записать так [3]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}. \quad (35)$$

Коэффициент чувствительности МТЗЛ определяется по известной формуле [13]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{с.з}}{I_{к.мин}} \geq 1,2, \quad (36)$$

Для секций сборных шин ОРУ 110 кВ, токовая уставка и коэффициент чувствительности МТЗЛ:

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1268,8 = 2474,16 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности МТЗЛ питающей линии 110 кВ к 1Т:

$$K_{\chi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2474,16}{1080} = 2,29 \geq 1,2. \quad (37)$$

Результаты выбора уставок МТЗЛ распределительных линий и шинных соединений ОРУ 110 кВ ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» представлены в таблице 17.

Также выбрано время срабатывания МТЗЛ линий и шинных соединений ОРУ 110 кВ, что обеспечивает селективность данной защиты (принята степень селективности $\Delta t=0,5$ с).

Таблица 17 – Результаты выбора уставок МТЗЛ распределительных линий и шинных соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»

Обозначение в схеме	Наименование	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
СШ1, СШ2, ОСШ	Секции сборных шин 110 кВ (каждая)	1268,8	2474,16	1,0
Л1-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №3 (С-49)	157,46	307,05	1,5
Л2-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ГВФ (С-45)	209,64	408,80	1,5
Л3-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №2 с отпайками (С-18)	194,52	379,31	1,5
Л4-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– РЦ №1 с отпайками (С-17)	194,52	379,31	1,5
Л5-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №1 (С-43)	177,24	345,62	1,5
Л6-110	ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44)	149,64	391,80	1,5
Л7-110	КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16)	140,68	274,33	1,5

Таким образом, выбраны и проверены значения токовых уставок всех распределительных линий и шинных соединений на стороне ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ».

Выводы по разделу.

В работе, на основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит трансформаторных, линейных и шинных вводов и соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Все выбранные уставки РЗА соответствуют требованиям нормативных документов и методик расчёта.

Заключение

В результате выполнения работы, проведена реконструкция электрической части схемы, обусловленная вводом новых линий для питания потребителей, а также модернизация основного электрооборудования ОРУ 110 кВ электрической станции Безымянской ТЭЦ Самарской области.

В результате проведения анализа оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ было установлено, что в схеме ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ используются устаревшие электрические аппараты, которые выработали свой ресурс, к ним относятся:

- устаревшие и изношенные выключатели высокого напряжения масляного типа МКП-110Б-1000/ 630-20 с приводом ШПЭ-33 (ввод в эксплуатацию на объекте – 1978 г.);
- устаревшие и изношенные разъединители РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (введены в эксплуатацию на объекте в 1976-1978 гг.).

Данный вопрос требует срочного решения, так как в системе электроснабжения ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» в последние годы участились аварии, вызванные потерей надёжности в связи с износом силового оборудования. Указанные аппараты рекомендовано заменить на новые современные типы, лишённые недостатков устаревшего оборудования. Такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект, так как позволит предотвратить возникновение аварий оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, а в случае их возникновения – быстро их локализовать, значительно снизить денежные затраты на монтаж, обслуживание и ремонт нового оборудования, так как практически на все новейшие модификации завод-изготовитель даёт расширенную гарантию не менее 15-20 лет. В итоге значительно снизится перерыв в электроснабжении потребителей ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области, что также принесёт эффект как технический, так и экономический. Предложенная модернизация обеспечит

значительно более высокий уровень надёжности с применением условий резервирования и секционирования, что положительно скажется на бесперебойном электроснабжении потребителей объекта исследования. Следовательно, мероприятие по замене устаревшего оборудования в электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ является актуальным и обоснованным.

При этом модернизация оборудования электрической части ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта. Установлено, что в результате дефицита мощностей, а также обеспечения дополнительного резервирования с последующим повышением надёжности, планируется ввести в эксплуатацию две дополнительные потребительские линии, питающие следующие присоединения от ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ»:

- ВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– ВДЗ №2 (С-44);
- КВЛ 110 кВ «БезТЭЦ»– НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16).

Данный аспект обуславливает необходимость внесения изменений в существующую схему нормального режима ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ (фактически – её реконструкцию). Таким образом, установлено, что в исходной схеме электрических соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» необходимо провести комплексную реконструкцию данного объекта, заключающаяся, с одной стороны, во внесении изменений в исходную схему объекта, а с другой стороны – провести модернизацию некоторого основного оборудования данного объекта.

Проведён проверочный расчёт силовых блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд рассматриваемой в работе Безымянской ТЭЦ. Установлено, что все силовые блочные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, установленные на Безымянской ТЭЦ, удовлетворяют условиям всех требуемых проверок, поэтому они могут быть приняты к дальнейшей эксплуатации на объекте с учётом внесения изменений в схему электрических соединений объекта.

Рассчитаны максимальные рабочие токи основных присоединений ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области. Проведён расчёт максимальных трёхфазных токов КЗ, а также ударного тока, на выводах секций сборных шин ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ в максимальном режиме работы системы.

Проведён расчёт сечений проводников распределительных линий ВЛ 110 кВ, отходящих к потребителям ОРУ 110 кВ Безымянской ТЭЦ, для питания которых выбраны и проверены проводники марки АЕРО-Z-261 с допустимым током 540 А. Расчётным путём обосновано применение гибкой ошиновки из провода марки АСК для применения на всех трансформаторных вводах схемы, а также на сборных шинах ОРУ 110 кВ.

Осуществлён выбор новых современных аппаратов для установки в ОРУ 110 кВ в результате её модернизации. Для защиты и коммутации оборудования в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА. Для установки в ОРУ 110 кВ электрической станции «БезТЭЦ» Самарской области выбраны новые современные разъединители марки SGF 145 n II* 2500 УХЛ1+1Е\ 2 МТ-100. Также проверены на соответствие параметрам схемы ограничители перенапряжения ОПН-110 УХЛ1 и трансформаторы напряжения марки НАМИ-110-УХЛ1. На основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит трансформаторных, линейных и шинных вводов и соединений ОРУ 110 кВ «БезТЭЦ» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ на Безымянской ТЭЦ и модернизации основного оборудования ОРУ-110 кВ объекта исследования.

Список используемых источников

1. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 06.03.2023).
2. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 06.03.2023).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 06.03.2023).
4. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
5. Климова Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение. Учебное пособие для прикладного бакалавриата. М.: Юрайт, 2019. 180 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
8. Безымянская ТЭЦ. Материал из Википедии – свободной энциклопедии [Электронный ресурс]: URL: https://www.wikiwand.com/ru/%D0%91%D0%B5%D0%B7%D1%8B%D0%BC%D1%8F%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD

%D0%A6 (дата обращения: 07.03.2023).

9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонadzор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

11. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения: 08.03.2023).

12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

13. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

15. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 08.03.2023).

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 06.03.2023).

17. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 07.03.2023).

18. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

19. Эксплуатация распределительных устройств. Главные схемы распределительных устройств. [Электронный ресурс]: URL: <https://forca.ru/knigi/oborudovanie/ekspluataciya-raspredelitelnyh-ustroystv-2.html> (дата обращения: 06.03.2023).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: МЭ РФ, 2020. 142 с.