МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

для выполнения дипломного проекта

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.
Огнерубова Т.И.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1. Пояснительная записка…….3
2. Методические указания по разделам проекта……..10
РАЗДЕЛ 1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИИЯ
РАЗДЕЛ 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
РАЗДЕЛ 3. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ, СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД (СН) И ТРАНСФОРМАТОРОВ СН
РАЗДЕЛ 4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ
РАЗДЕЛ 5. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ДЛЯ ЗАДАННОЙ ЦЕПИ
РАЗДЕЛ 6. РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ЗАДАННОЙ ЦЕПИ
РАЗДЕЛ 7. ОПИСАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА
РАЗДЕЛ 8. РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ
РАЗДЕЛ 9. ОХРАНА ТРУДА
РАЗДЕЛ 10.СПЕЦИАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ
РАЗДЕЛ 11. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
3. Приложение…….12

1 ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Необходимость создания учебно-методического обеспечения для дипломного проекта связана с тем, что в учебной и справочной литературе материал разбросан, недостаточно приводится примеров по расчету электрической части атомных электростанций.

Данное методическое пособие дает возможность студентам оптимально организовать их самостоятельную работу и успешно выполнить выпускную квалификационную работу.

Содержание учебного материала соответствует ФГОС к минимуму содержания и уровню подготовки специалистов среднего звена по специальности 13.02.03 Электрические станции, сети и системы.

Учебно-методическое обеспечение дипломного проекта включает в себя методические указания по разделам проекта и методические указания для разработки главных схем блочных электростанций и по компоновке ОРУ напряжением 110 кВ и выше.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Целью дипломного проекта является закрепление теоретических знаний, полученных при изучении профессиональных модулей, а так же приобретение практических навыков, связанных с проектированием электрических станций.

Задачей дипломного проекта является решение студентами конкретных вопросов, связанных с выбором турбогенераторов, трансформаторов, электрических аппаратов, проводников и изоляторов, расчетом режимов короткого замыкания, разработкой схемы главных соединений станции, конструированием распределительных устройств.

При выполнении проекта студенты используют теоретические знания и практические навыки, полученные при прохождении ранее изученных дисциплин (инженерная графика, материаловедение, электротехника и электроника и др.), производственной практики (по профилю специальности) и преддипломной практики.

ОБЪЕМ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Дипломный проект включает в себя пояснительную записку объемом до страниц (формат А4) компьютерного текста и графическую часть.

Пояснительная записка к дипломному проекту должна содержать все необходимые расчеты и обоснования по разделам указанным в задании на дипломный проект.

На специальности 13.02.03 Электрические станции, сети и системы графическая часть дипломного проекта состоит из 4-х листов:

Главная схема электрических соединений (схема Э3);

Схема релейной защиты (схема Э3);

План и разрез ячейки ОРУ, КРУЭ (схема Э7);

Специальное задание (СЗ - индивидуальное задание для каждого студента)

ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Выполненный дипломный проект должна быть оформлен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к оформлению дипломного проекта.

Пояснительная записка дипломного проекта должна быть оформлена на одной стороне листа формата А4 (297×210), набрана на компьютере шрифтом «Times New Roman», цвет шрифта - черный, номер шрифта 14 с межстрочным интервалом 1,5.

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения записки, допускается исправлять аккуратной подчисткой и нанесение на том же месте исправленного текста. Повреждение листов, помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста не допускаются.

Содержание пояснительной записки необходимо разделить на разделы, подразделы, а при необходимости на пункты и подпункты. Разделы должны иметь порядковые номера, обозначенные арабскими цифрами без точки. «Введение» и «Список литературы» не нумеруются. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится.

Нумерация листов пояснительной записки должна быть сквозной, начиная с листа «Пояснительная записка». Ведомость технического проекта имеет отдельную нумерацию. Нумерация ведется арабскими цифрами.

Наименование разделов записывается в виде заголовков с абзаца прописными (заглавными) буквами шрифтом №26 обычным при наборе на ПК.

Наименование подразделов записываются с абзаца в виде заголовков и подзаголовков строчными буквами (кроме первой прописной) шрифтом №26 обычным при наборе на ПК.

Переносы слов в заголовках не допускаются, точка в конце заголовка не ставится. Если заголовок состоит из 2-х предложений, то их разделяют точкой. Подчеркивать заголовки не допускается.

Наименование пунктов и подпунктов записываются с абзаца строчными буквами (кроме первой прописной) шрифтом №20 при наборе на ПК.

Каждый раздел рекомендуется начинать с нового листа. При этом последний лист должен быть заполнен не менее чем на 70%.

Расстояние от рамки формата до границ текста следует оставлять:

в начале строк не менее 10 мм

в конце строк не менее 5 мм

Расстояние от верхней или нижней строки текста до линии рамки формата должно быть не менее 10 мм, т.е. 2 интервала при наборе на ПК.

Заголовки разделов располагают на расстоянии 15 мм от верхней линии рамки, т.е. 3 интервала на ПК.

Расстояния между заголовком и текстом должно быть равно 3-м интервалам при наборе на ПК или 15 мм.

Все формулы нумеруются арабскими цифрами в пределах раздела. Номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы, разделенных точкой. Допускается номеровать формулы в пределах всей пояснительной записки (не указывая номера раздела). Номер ставят в круглых скобках с правой стороны листа на уровне формулы. Ссылки в тексте на номер формулы дают в круглых скобках, например «...в формуле (2.1)».

Перенос формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют. При переносе формулы на знаке умножения применяют знак «×».

Размеры таблиц выбирают произвольно, в зависимости от изложения материала. Головка таблицы должна быть не менее 15 мм по высоте. Высота строк таблицы - не менее 8 мм. Головку и все вертикальные линии обводят основными линиями (2,25 пт на ПК), графы тонкими. Диагональное деление шапки таблицы не допускается. Заголовки граф и строк таблицы следует писать с прописной буквы, подзаголовки граф - со строчной буквы, если они составляют одно положение с заголовком, или с прописной буквы, если они имеют самостоятельное значение. В конце заголовков и подзаголовков таблиц точки не ставят. Заголовки и подзаголовки граф указывают в единственном числе.

При переносе таблицы на другой лист головку таблицы повторяют и над ней пишут «Продолжение таблицы 1.2»

Наименование иллюстрации следует набирать шрифтом №20. Подрисуночный текст можно печатать шрифтом №14.

Список литературы включается в содержание документа. Перечень литературы в списке составляется в следующей последовательности:

учебная;

справочная;

научно-техническая;

Общие правила оформления списка:

Автор (фамилия, инициалы), точка. Если произведение написано двумя или тремя авторами, они перечисляются через запятую. Если произведение написано четырьмя авторами или более, то указывают лишь первого, а вместо фамилий остальных автором ставят «и др.».

Наименование произведения - без сокращений и без кавычек, точка, тире.

Выходные данные (место издания, издательство, год издания)

Место издания - с прописной буквы. Москва, Ленинград и Санкт- Петербург сокращено (М., Л., СПб.), точка двоеточие; а другие города полностью: (Волгоград, Саратов); двоеточие.

Наименование издательства без кавычек с прописной буквы, запятая.

Год издания (слово «год» не ставят ни полностью, ни сокращенно), точка, тире (ес-

ли есть указание страниц).

Страница (ы) - с прописной буквы, сокращенно (С.), точка.

Графическую часть выполняют при помощи графических программ на ПК на листах формата А1 (594×841). В отдельных случаях допускается формат А2 (420×594). Отступления согласуются с руководителем ДП. На каждом чертеже вычерчивается рамка и в правом нижнем углу размещается основная надпись 185×55.

Для обеспечения более качественного выполнения дипломного проекта предусмотрен нормоконтроль документации. Нормоконтроль является заключительным этапом выполнения дипломного проекта и проводится с целью проверки правильности исполнения документации в соответствии с требованиями стандартов ЕСКД. Подпись нормоконтролера на документах является обязательной.

В случае наличия в дипломном проекте отступлений от стандартов, которые невозможно исправить, нормоконтролер делает соответствующие замечания в листе «Перечень замечаний нормоконтролера».

Все чертежи следует предъявить на нормоконтроль при наличии подписей в графах «Разработал» и «Проверил» в основной надписи.

Конструкторскому нормоконтролю подлежат следующие документы дипломного проекта:

пояснительная записка; спецификация;

все чертежи графической части проекта в том, что касается требований ЕСКД.

ПОРЯДОК РАСПОЛОЖЕНИЯ ДОКУМЕНТОВ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА В ПОДШИВКЕ

Титульный лист.

Ведомость технического проекта.

Задание на дипломный проект.

Пояснительная записка.

Содержание дипломного проекта.

Введение.

Разделы по заданию.

Заключение.

Список литературы

2 МЕТОДИЧЕКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

ВВЕДЕНИЕ

В нем указывается актуальность и значение темы, формулируется цель.

РАЗДЕЛ 1 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В этом разделе необходимо:

наметить два наиболее рациональных варианта структурных схем станции;

рассчитать перетоки мощностей через трансформаторы, выбрать тип блочных трансформаторов и трансформаторов связи.

В методических указаниях по данному разделу приведены фрагменты справочных материалов, которые необходимы при выборе основного электрооборудования атомных электрических станций, подстанций и для разработки структурных схем выдачи мощности.

РАЗДЕЛ 2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В этом разделе необходимо:

определить капитальные затраты, учитывая основное оборудование;

определить потери электроэнергии в блочных трансформаторах;

определить потери электроэнергии в автотрансформаторах связи;

определить суммарные годовые потери;

определить годовые эксплуатационные издержки.

При выполнении данного раздела целесообразно использовать методические указания по технико-экономическому сравнению вариантов схем проектируемой электростанций, подстанции.

РАЗДЕЛ 3 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ, СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД (СН) И ТРАНСФОРМАТОРОВ СН

Методические указания по данному разделу содержат справочные материалы, которые используются при выборе главной схемы, схемы собственных нужд (СН) и трансформаторов СН.

РАЗДЕЛ 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При расчете токов короткого замыкания следует использовать методические указания по разделу 4.

РАЗДЕЛ 5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ДЛЯ ЗАДАННЫХ ЦЕПЕЙ

В методических указаниях дана методика выбора гибких шин и токопроводов, выключателей и разъединителей, трансформаторов тока и напряжения. Показаны примеры выбора электрических аппаратов и токоведущих частей в цепи линии 330 кВ. В приложениях приведены справочные данные, параметры и характеристики выключателей, измерительных трансформаторов, высокочастотных заградителей, ограничителей перенапряжения.

РАЗДЕЛ 6 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ЗАДАННОЙ ЦЕПИ

В методических указаниях №6 даны примеры расчета релейной защиты генератора, блочного трансформатора, блока G-T и трансформатора собственных нужд.

РАЗДЕЛ 7 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

В методических указаниях по компоновке ОРУ электростанций напряжением 110 кВ и выше приведены общие сведения и требования по открытым распределительным устройствам 110 кВ и выше, широко применяемым в настоящее время. Проведен анализ схем электрических соединений ОРУ по их надежности, экономичности и удобству вывода оборудования в ремонт. Рассмотрены различные компоновки ОРУ, а также приведены типовые конструкции ОРУ 110 кВ и выше.

РАЗДЕЛ 8 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В методических указаниях № 8 приведены сведения о назначении и видах заземлений, конструкции заземляющих устройств, дан пример расчета заземляющих устройств в электроустановках 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью.

3 ПРИЛОЖЕНИЕ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель директора
_____ Калинкина Г.В.
«_____»_____2023 г.

ЗАДАНИЕ

на дипломный проект
по специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Студенту

_____
(фамилия, имя, отчество)

группы 13.02.03 - курса _____

РАЗРАБОТАНО
цикловой методической комиссией
электротехнических дисциплин
«_02_» ___03___2023 г.

Тема: Электрическая часть АЭС

I. Исходные данные

1.1Район сооружения проектируемой электростанции _____

1.2 Количество и номинальная мощность генераторов, устанавливаемых на проектируемой электростанции _____ × МВт × МВт

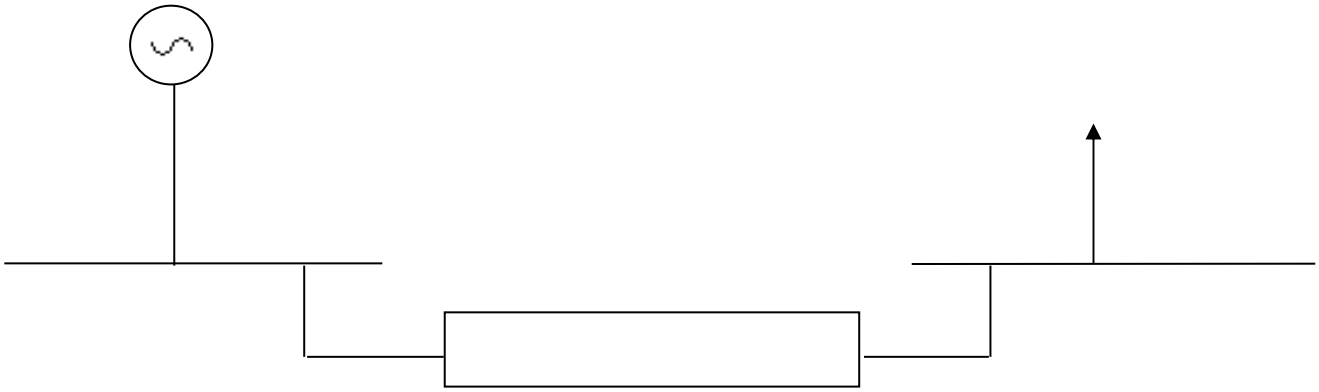
1.3 Топливо _____

1.4 Количество реакторов _____

1.5 Продолжительность использования установленной мощности

$T_{уст}$_____ч

Схема связи проектируемой электростанции с электроэнергетической системой и данные, необходимые для расчета токов короткого замыкания



1.6 Характеристики нагрузок потребителей, питающихся с шин проектируемой электростанции

Напряжение, кВ	Кол-во и вид отходящих линий	Нагрузка линий		Коэффициент мощности	T_{max}, ч	Примечание
		P_{max}, МВт	P_{min}, МВт			

1.7 Грунт в месте сооружения электростанции _____

1.8 Сопротивление естественных заземлителей _____

2.1Выбрать электрические аппараты и токоведущие части по условиям номинального и аварийного режимов для цепи _____

2.2 Выполнить конструктивные чертежи: по КРУЭ _____

по ОРУ _____

2.3 Специальное задание _____

_____

_____

2.4 Охрана труда _____

2.5 Рассчитать релейную защиту для цепи _____

_____

_____

2.6 Экономическая часть дипломного проекта _____

_____

_____

III. Содержание пояснительной записки

Введение.

3.1 Выбор основного оборудования.

3.1.1 Выбор генераторов.

3.1.2 Выбор и обоснование двух вариантов схем проектируемой электростанции.

3.1.3 Выбор силовых трансформаторов (блочных, трансформаторов связи).

3.2 Технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции.

3.3 Выбор главной схемы, схемы собственных нужд (СН) и трансформаторов СН.

3.4 Расчет токов короткого замыкания.

3.5 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданной цепи.

3.6 Релейная защита для заданной цепи.

3.7 Описание конструкции распределительных устройств.

3.8 Расчет заземляющих устройств.

3.9 Охрана труда.

3.10 Специальное задание.

3.11 Экономическая часть.

Заключение.

Список литературы.

ПРИМЕЧАНИЕ: Объем пояснительной записки должен быть в пределах 70-80 страниц компьютерного текста.

IV. Графическая часть

4.1 Электрическая схема электростанции (с указанием на ней разноименных цепей типов электрических аппаратов, а также измерительных приборов без указания на них схем соединений с соответствующими трансформаторами) – 1 лист.

4.2 Схема электрическая принципиальная релейной защиты – 1 лист.
4.3 Конструктивные чертежи распределительного устройства (для ОРУ – план и разрез по ячейке, спецификация) – 1 лист.
4.4 Чертеж по специальному заданию – 0,5 – 1 лист.

V. График выполнения дипломного проекта

№ п/п	Разделы проекта	Выполнено по неделям в %		
		1	2	3
Содержание пояснительной записки				
	Введение	0,5		
1	Выбор основного оборудования	6		
2	Технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции	6		
3	Выбор главной схемы, схемы собственных нужд (СН) и трансформаторов СН	4,5		
4	Расчет токов короткого замыкания	7		
5	Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданной цепи		5	
6	Релейная защита для заданной цепи		7	
7	Описание конструкции распределительных устройств		2	
8	Расчет заземляющих устройств		5	
9	Охрана труда		4	
10	Специальное задание			5
11	Экономическая часть			7
	Заключение			0,5
	Список литературы			0,5
Графическая часть				
1	Электрическая схема электростанции	10		
2	Схема электрическая принципиальная релейной защиты		10	
3	Конструктивный чертеж РУ			10
4	Чертеж по специальному заданию			10
	% по разделам:	**34**	**33**	**33**
	Общий %:	**34**	**67**	**100**
	Дата:	**11.05-**	**18.05-**	**25.05-**

		17.05	**24.05**	**31.05**

Дата выдачи задания «28» 03 2023 г.

Срок выполнения «31» 05 2023 г.

Председатель цикловой методической комиссии _____ _____
(подпись) (ФИО)

Руководитель дипломного проекта _____ _____
(подпись) (ФИО)

Консультанты _____ _____
(подпись) (ФИО)

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

Нововоронежский политехнический институт –

филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

(НВПИ НИЯУ МИФИ)

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель директора НВПИ
НИЯУ МИФИ
_____ Калинкина Г.В.
«_____»_____2023 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускной дипломный проект
по специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Студенту _____
(фамилия, имя, отчество)

группы 13.02.03 курса _____

РАЗРАБОТАНО

цикловой методической комиссией
по специальности 13.02.03

«____» _____2023 г.

Тема: Электрическая часть подстанции

I. Исходные данные

1.1Район сооружения проектируемой подстанции _____

1.2 Полная нагрузка на высоком напряжении $S_{вн}$ = _____МВА

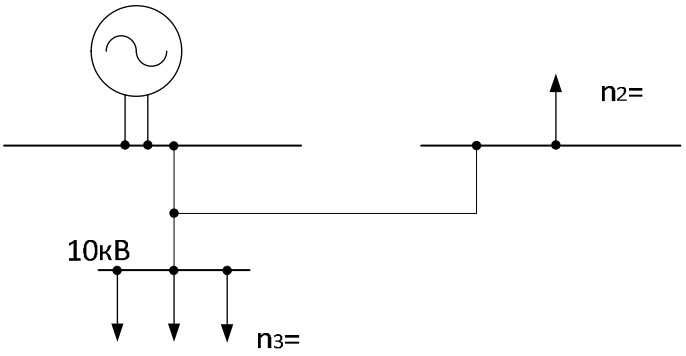
1.3 Полная нагрузка на среднем напряжении $S_{сн}$ = _____МВА

1.4 Полная нагрузка на низком напряжении $S_{сн}$ = _____МВА

1.5 Продолжительность использования установленной мощности _____

$T_{уст}$_____ч

Схема связи проектируемой электростанции с электроэнергетической системой и данные, необходимые для расчета токов короткого замыкания



Параметры подстанции_____/_____/_____

1.6 Характеристики нагрузок потребителей, питающихся с шин проектируемой электростанции

Напряжение, кВ	Кол-во отхо-	Коэффициент	T_{max},	Коэффициент	Приме-

	дящих линий	мощности	ч	одновременности $К_{одн}$	чание

II. Дополнительные указания

2.1Выбрать электрические аппараты и токоведущие части по условиям номинального и ав

2.2 Выполнить конструктивные чертежи: по КРУ___
по ОРУ _____

2.3 Специальное задание___

2.4 Охрана труда___

2.5 Рассчитать релейную защиту для цепи___

2.6 Экономическая часть ВКР___

III. Содержание пояснительной записки

Введение.
3.1 Выбор основного оборудования.
3.1.1 Выбор силовых трансформаторов (трансформаторов связи)
3.1.2 Выбор трансформаторов собственных нужд.
3.2 Выбор питающих линий электропередач.
3.2.1 Выбор числа питающих линий электропередач
3.2.2 Выбор сечения проводов питающих линий электропередач
3.3 Разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции
3.4 Расчет токов короткого замыкания.
3.5 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданной цепи.
3.6 Релейная защита для заданной цепи.
3.7 Описание конструкции распределительных устройств.
3.8 Охрана труда.
3.9 Специальное задание.
3.10 Экономическая часть.
Заключение.

Список литературы.

ПРИМЕЧАНИЕ: Объем пояснительной записки должен быть в пределах 70-80 страниц компьютерного текста.

IV. Графическая часть

4.1 Электрическая схема подстанции (с указанием на ней разноименных цепей типов электрических аппаратов, а также измерительных приборов без указания на них схем соединений с соответствующими трансформаторами) – 1 лист.

4.2 Схема электрическая принципиальная релейной защиты – 1 лист.

4.3 Конструктивные чертежи распределительного устройства (для ОРУ – план и разрез по ячейке, спецификация) – 1 лист.

4.4 Чертеж по специальному заданию – 0,5 – 1 лист.

V. График выполнения дипломного проекта

№ п/п	Разделы проекта	Выполнено по неделям в %		
		1	**2**	**3**
	Содержание пояснительной записки			
	Введение	0,5		
	Выбор основного оборудования	6		
	Выбор питающих линий электропередач.	6		
	Разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции	4,5		
	Расчет токов короткого замыкания	7		
	Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданной цепи		7	
	Релейная защита для заданной цепи		8	
	Описание конструкции распределительных устройств		2	
	Охрана труда			5
	Специальное задание		6	
	Экономическая часть			7
	Заключение			0,5
	Список литературы			0,5
	Графическая часть			
	Электрическая схема электростанции	10		
	Схема электрическая принципиальная релейной защиты		10	
	Конструктивный чертеж РУ			10
	Чертеж по специальному заданию			10
	% по разделам:	**34**	**33**	**33**

	Общий %:	**34**	**77**	**100**
	Дата:	**11.05-17.05**	**18.05-24.05**	**25.05-31.05**

Дата выдачи задания «28» 03 2023 г.

Срок выполнения «31» 05 2023 г.

Председатель цикловой методической комиссии _____ (подпись) _____ (ФИО)

Руководитель дипломного проекта _____ (подпись) _____ (ФИО)

Консультанты _____ (подпись) _____ (ФИО)

_____ (подпись) _____ (ФИО)

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

Нововоронежский политехнический институт –

филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №1

для выполнения дипломного проекта

Раздел 1 Выбор основного оборудования

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.

Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1 Выбор основного оборудования……...

1.1 Выбор генераторов…….

1.2 Структурная схема проектируемой электростанции……..

1.3 Выбор силовых трансформаторов (блочных, трансформаторов связи)……

Пример……

Список литературы……

Приложение А

Технические данные турбогенераторов……

Приложение В

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ……...

Приложение С

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ……

Приложение D

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 330 кВ……

Приложение Е

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 500 кВ……

Приложение F

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 750 кВ……

1 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор генераторов

Генераторы выбираем по заданной в задании мощности [2].

Таблица 1.1 - Технические данные турбогенератора

Тип генератора	Частота вращения об./мин	Номинальные значения				X″d	Система возбуждения	Охлаждение	
		Sном, МВА	Uном, кВ	Iном, кА	cos φ			ротора	статора

Выбранные турбогенераторы синхронные, трёхфазные, переменного тока. Охлаждение обмоток статора осуществляются непосредственно водой, обмотки ротора непосредственно водородом. Турбогенераторы имеют бесщеточную или независимую тиристорную системы возбуждения

Полная мощность ТВВ-500-2 равна:

$$\dot{S}_G = P_G + jQ_G \quad МВ \cdot А \qquad (1.1)$$

$$Q_G = P_G \cdot tg\varphi \qquad (1.2)$$

где: P_G - активная мощность генератора, МВт

Q_G - реактивная мощность генератора, МВар

1.2 Структурная схема проектируемой электростанции

Схема выдачи мощности определяет распределение генераторов между РУ разных напряжений, трансформаторную (автотрансформаторную) связь между РУ, способ соединения генераторов с блочными трансформаторами и точки подключения пускорезервных трансформаторов с.н. (ПРТСН) и РТСН.

Исходными данными для выбора схемы выдачи мощности являются значения повышенных напряжений и количество РУ, с шин которых электроэнергия выдается в энергосистему. Для системы задаются номинальная мощность энергосистемы или мощность короткого замыкания энергосистемы и относительное номинальное сопротивление энергосистемы.

Для нагрузки местного промышленного района указываются максимальная активная мощность $P_{нг\ max}$, минимальная активная мощность $P_{нг\ min}$, максимальный коэффициент мощности cosφ, время использования максимальной нагрузки $T_{нг\ max}$.

Для нагрузки с. н. станции задаются максимальная мощность в процентах установленной генераторной мощности $P_{с.н.\ max}$, минимальная мощность $P_{с.н.\ min}$, коэффициент мощности cosφ, время использования максимальной нагрузки $T_{с.н.max}$.

Различают следующие схемы исполнения блоков АЭС:

- генератор-трансформатор с генераторным выключателем или выключателем нагрузки (рисунок 1.1);
- укрупненный блок (рисунок 1.2);
- объединенный блок (рисунок 1.3);
- блок генератор-автотрансформатор связи (рисунок 1.5).

Укрупненные блоки (рисунок 1.2) целесообразны при двух турбогенераторах на реактор, так как доведение электрической мощности такого блока до мощности реактора не требует дополнительных затрат на создание резерва. Дополнительным доводом в пользу укрупнения может быть и сокращение числа трансформаторных единиц, в особенности, если при данном классе напряжения РУ электропромышленность способна выпускать трансформаторы только в однофазном исполнении.

При укрупнении (рисунок 1.2) и объединении (рисунок 1.3) турбогенераторных блоков сокращается число присоединений в РУ, за счет чего не только пропорционально уменьшаются затраты на его сооружение, но и удается применить более простые схемы с меньшим числом выключателей на присоединение. В объединенном блоке (рисунок 1.3) два блока генератор-трансформатор включаются под общий выключатель на стороне высшего напряжения.

Возможности применения схемы с включением турбогенератора в третичную обмотку повысительного автотрансформатора (рисунок 1.5) на блоках мощностью 500 МВт и выше ограничены, так как мощность обмотки низшего напряжения автотрансформатора меньше его номинальной мощности. С учетом этого номинальная мощность автотрансформатора должна превышать мощность турбогенератора в соответствии с коэффициентом типовой мощности. Столь значительное превышение мощности автотрансформатора над мощностью турбогенератора может привести даже к необходимости установки двух параллельно включенных автотрансформаторов или группы из однофазных автотрансформаторов, что неэкономично и менее надежно. При такой схеме токи короткого замыкания на шинах среднего и низшего напряжения получаются большими, чем в схеме с автотрансформаторами связи. Недостаток схемы проявляется и в том, что при полной загрузке подключенного к автотрансформатору блока передача дополнительной мощности из сети высшего в сеть среднего напряжения невозможна.

Вопрос о распределении блоков между РУ высшего и среднего напряжения и связи между ними решается с учетом единичной мощности блоков, нагрузок связываемых сетей, очередность сооружения АЭС и ее РУ.

Наибольшее распространение получила схема, в которой РУ высшего и среднего напряжения связаны через автотрансформаторы связи (рисунок 1.4). В схеме суммарная мощность блоков, присоединяемых к РУСН, должна примерно соответствовать максимальной мощности, выдаваемой в сеть СН.

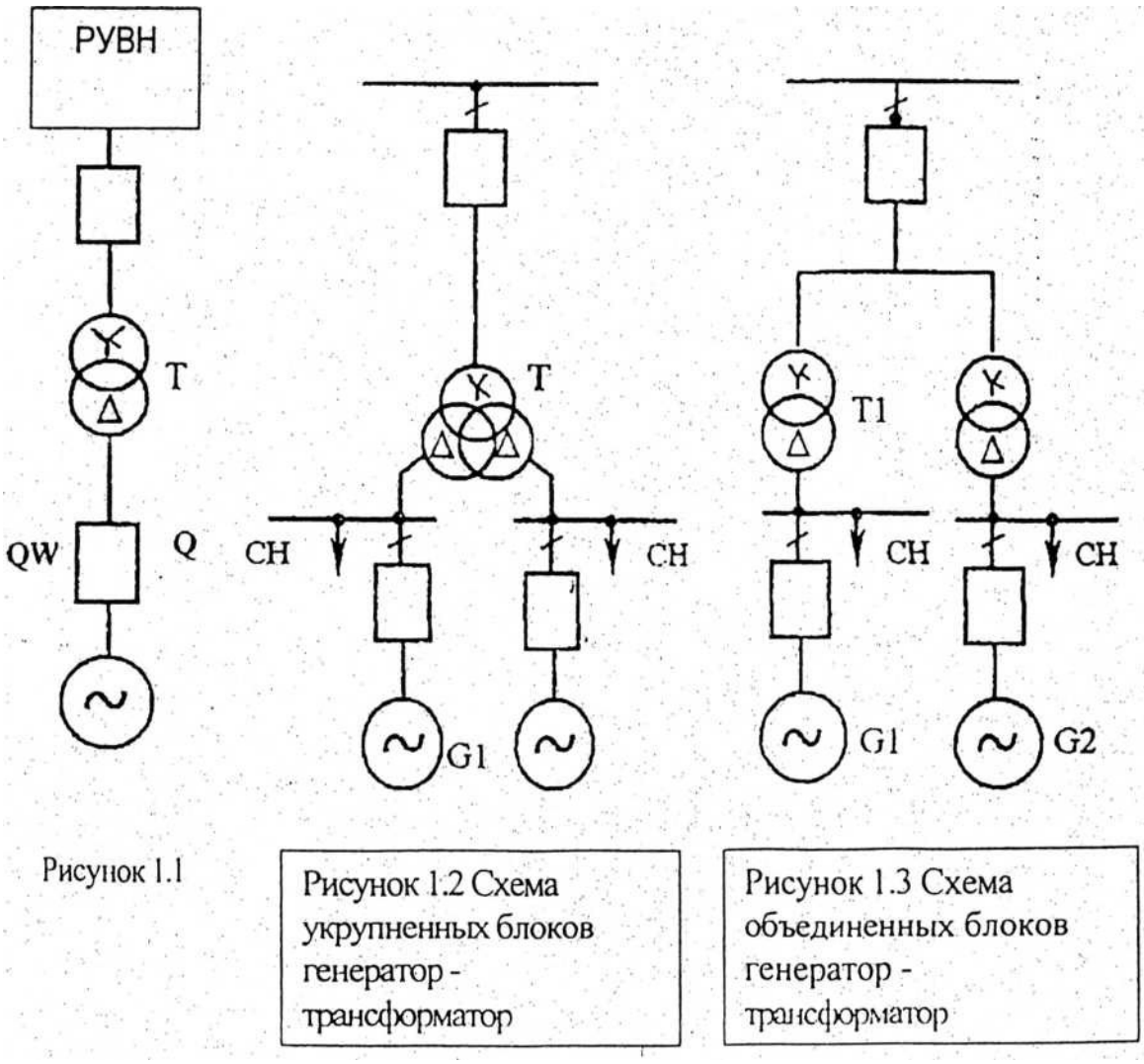


Рисунок 1.1

Рисунок 1.2 Схема укрупненных блоков генератор - трансформатор

Рисунок 1.3 Схема объединенных блоков генератор - трансформатор

Подключение генератора к третичной обмотке автотрансформатора связи (рисунок 1.5) сокращает количество трансформаторов в схеме электростанции. Однако особенности режима работы автотрансформатора полагают ограничения на условия его работы: перетоки мощности должны быть направлены от РУ СН в сторону РУ ВН.

Когда мощность, потребляемая местным районом, менее 50%

номинальной мощности энергоблока, находит применение схема, представленная на рисунке 1.6.

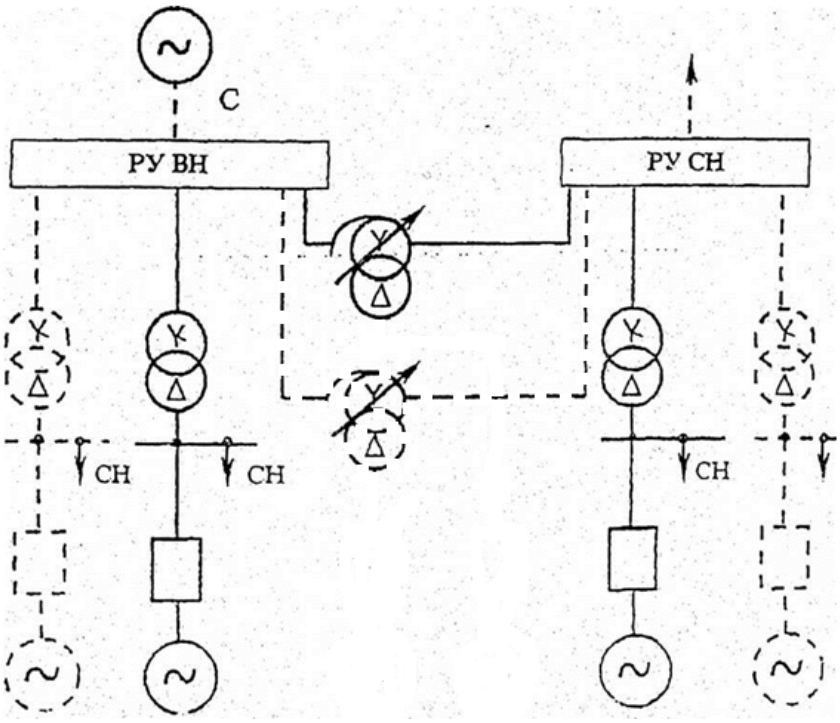


Рисунок 1.4 – Структурная схема АЭС с отдельными автотрансформатором связи между распределительными устройствами высшего и среднего напряжения

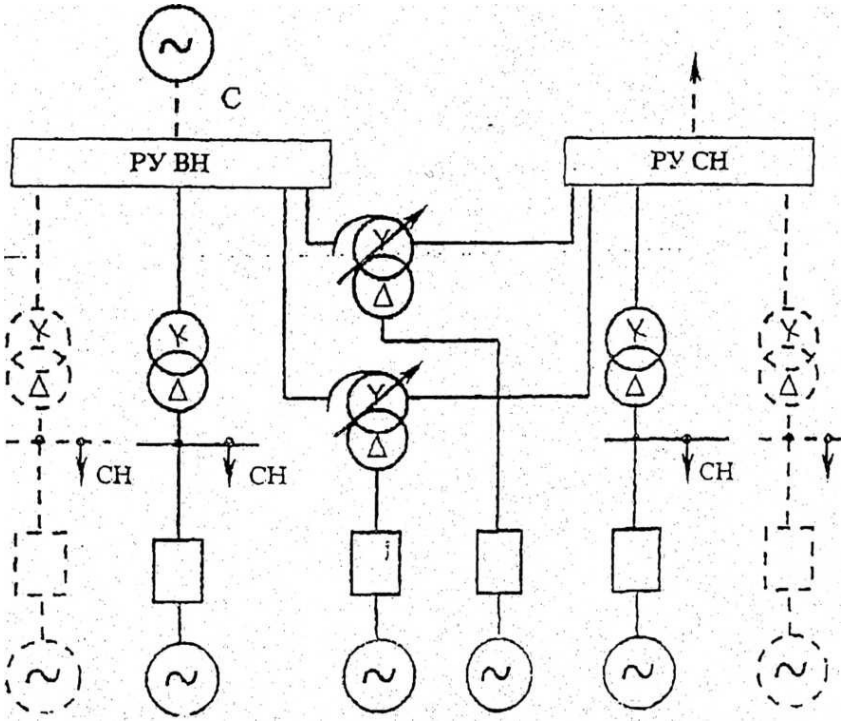


Рисунок 1.5 - Структурная схема АЭС с использованием блочных автотрансформаторов

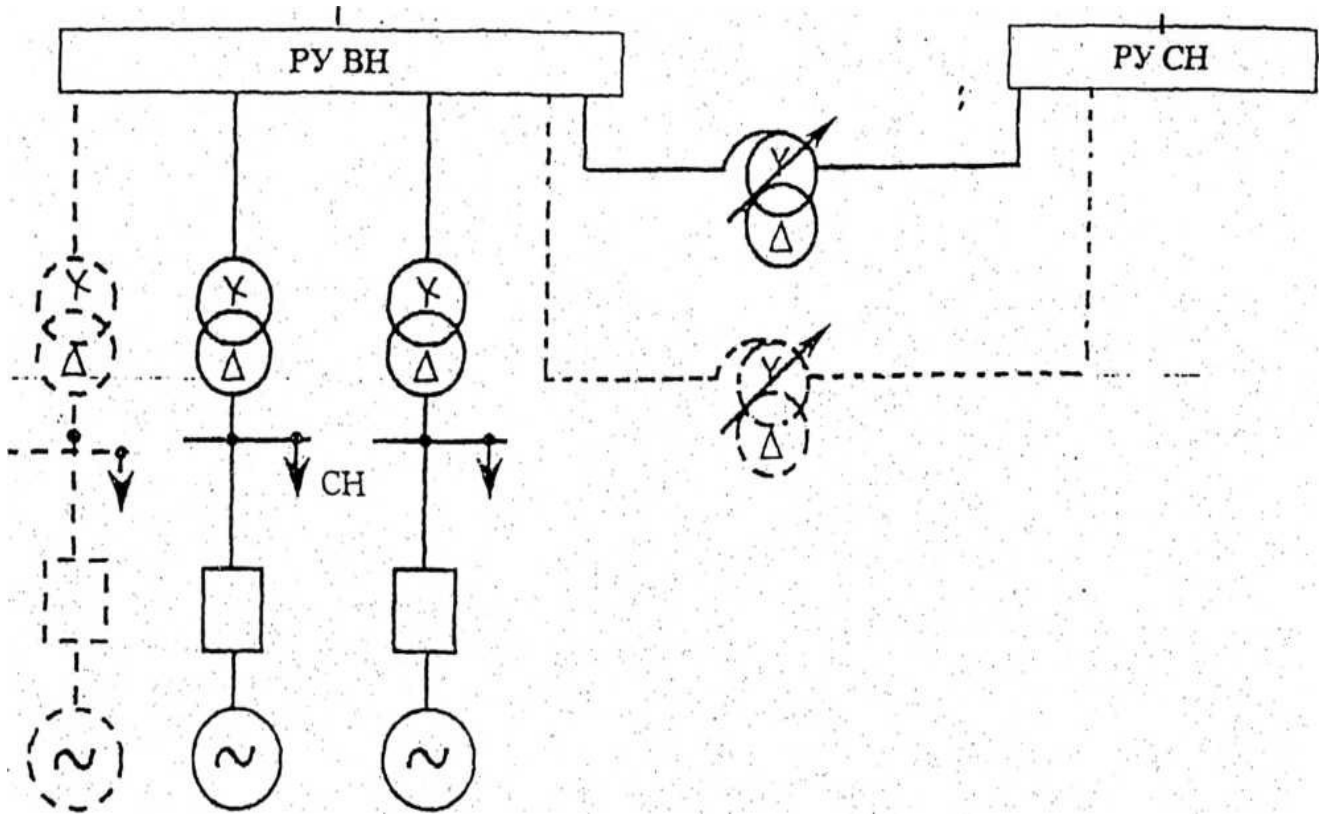


Рисунок 1.6

1.3 Выбор силовых трансформаторов (блочных, трансформаторов связи)

Блочные силовые трансформаторы выбираем по мощности генератора, в блоке, с которыми работает трансформатор, по напряжению статора генератора и по напряжению шин, к которым подключен генератор.

$$S_{ном.\ бл.\ тр} \geq S_{нг} - S_{с.\ н.} \quad (1.3)$$

где $S_{нг}$ – номинальная мощность генератора, МВ·А;

$S_{ном.\ бл.\ тр}$ - номинальная мощность трансформатора, МВ·А

$S_{с.н.}$ – мощность собственных нужд, МВ·А;

Для АЭС с водным теплоносителем принимаем расход на собственные нужды 5-8% от установленной мощности генераторов.

$$S_{сн} = \frac{Р_{сн}\%}{100} \cdot Р_{уст} \cdot К_{с} \quad (1.6)$$

где Кс – коэффициент спроса, определяем по таблице 5.1 [1]

$$К_{с} = \frac{К_{одн} \cdot К_{з.}}{\eta_{ср} \cdot \cos\varphi_{ср}} = 0{,}8 \quad (1.7)$$

Таблица 1.2 - Паспортные данные трансформаторов

Тип трансформатора	Мощность МВ·А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Uк, %
		ВН	НН	$Р_{хх.}$	$Р_{кз.}$	

На АЭС предусматривается установка не менее двух автотрансформаторов связи, если имеется транзит мощности через шины распределительного устройства электростанции, или нарушается электроснабжение потребителей местного промышленного района при установке одного автотрансформатора связи, или минимальная нагрузка потребителей, подключенных к шинам распределительного устройства среднего напряжения, меньше технологического минимума мощности отделившихся блоков.

Мощность автотрансформаторов связи при установке одного трансформатора связи

$$S_T \geq S_{p.max}, \text{ МВ·А} \qquad (1.8)$$

Мощность автотрансформаторов связи при установке n трансформаторов связи

$$S_{ат} \geq \frac{S_{расч.max}}{1{,}4(n-1)} \text{ МВ·А} \qquad (1.9)$$

где $S_{p\ max}$ - максимальная мощность перетока через трансформатор связи в нормальном или аварийном режимах, МВ·А.

Если на станции один из генераторов работает в блоке с автотрансформатором связи, то мощность автотрансформатора выбирается по мощности обмотки низкого напряжения.

$$S_{нн} \geq S_{нг} - S_{сн} \qquad (1.10)$$

где $S_{нн}$ - номинальная мощность обмотки низкого напряжения, $\text{МВ} \cdot \text{А}$.

Расчет мощности потребителей с.н:

$$P_{сн} = \frac{P_{сн}\%}{100} \cdot P_{уст} - \qquad (1.11)$$

$$Q_{с.н.} = P_{с.н.} \bullet tg\varphi_{с.н.} \qquad (1.12)$$

Расчёт нагрузок линий:

$$Q_{max} = P_{max.} \bullet tg\varphi \qquad (1.13)$$

$$Q_{min} = P_{min.} \cdot tg\varphi \quad (1.14)$$

Расчетные мощности определяем для трёх режимов.

Нагрузка на среднем напряжении максимальная, в работе все генераторы и трансформаторы:

$$P_{р.1} = \Sigma \cdot P_{нг} - \Sigma \cdot P_{сн} - P_{max}, \text{ МВт} \quad (1.15)$$

$$Q_{р.1} = \Sigma \cdot Q_{нг} - \Sigma \cdot Q_{сн} - Q_{max}, \text{ Мвар} \quad (1.16)$$

$$S_{расч1} = \sqrt{P_{р1}^2 + Q_{р1}^2}, \text{ МВ·А} \quad (1.17)$$

Режим, когда нагрузка на среднем напряжении минимальная, в работе все генераторы и трансформаторы.

$$P_{р.2} = \Sigma \cdot P_{нг} - \Sigma \cdot P_{сн} - P_{min}, \text{ МВт} \quad (1.18)$$

$$Q_{р.2} = \Sigma \cdot Q_{нг} - \Sigma \cdot Q_{сн} - Q_{min}, \text{ Мвар} \quad (1.19)$$

$$S_{расч\,2} = \sqrt{P_{р2}^2 + Q_{р2}^2}, \text{ МВ·А} \quad (1.20)$$

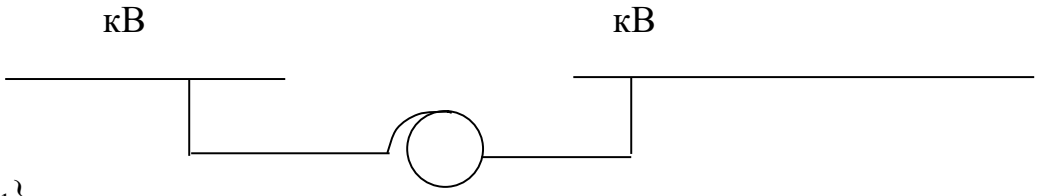
Режим отключения энергоблока присоединенного к шинам среднего напряжения при максимальной нагрузке потребителя.

$$P_{р.3} = \Sigma \cdot P_{нг} - \Sigma \cdot P_{сн} - P_{max}, \text{ МВт} \quad (1.21)$$

$$Q_{р.3} = \Sigma \cdot Q_{нг} - \Sigma \cdot Q_{сн} - Q_{max}, \text{ Мвар} \quad (1.22)$$

$$S_{расч3} = \sqrt{P_{р3}^2 + Q_{р3}^2}, \text{ МВ·А} \quad (1.23)$$

По наиболее тяжелому режиму выбираем мощность автотрансформатора связи.



$P_{Р1}(Q_{Р1})\{S_{Р1}\}$
$P_{Р2}(Q_{Р2})\{S_{Р2}\}$
$P_{Р3}(Q_{Р3})\{S_{Р3}\}$

Рисунок 1.7 - Схема баланса мощностей в обмотках автотрансформатора

Выбираем автотрансформаторы связи

Таблица 1.3 - Технические данные автотрансформатора

Тип АТ	Sн МВ·А	Напряжение, кВ			Потери, кВт				Напряжение К.З. %		
		ВН	СН	НН	$P_{хх}$	$P_{к\ в\text{-}с}$	$P_{к\ в\text{-}н}$	$P_{к\ с\text{-}н}$	$U_{к\ в\text{-}с}$	$U_{к\ в\text{-}н}$	$U_{к\ с\text{-}н}$

Пример

1 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1 Выбор генераторов

Генераторы выбираем по заданной в задании мощности

Таблица 1.1–Технические данные турбогенераторов

Тип генератора	Частота враще-ния об/мин	Номинальные значения				X_d''	Система возбуж-дения	Охлаждение	
		$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	cosφ			Стато-ра	Рото-ра
Т3В-1200-2	3000	1333	24	16	0,9	0,23	БЩ	НВ	НВ
ТВВ-500-2	3000	588	20	17	0,85	0,242	БЩ	НВ	НВР

Выбранные турбогенераторы Т3В-1200-2 и ТВВ-500-2 синхронные, трёхфазные, переменного тока. Охлаждение обмоток статора турбогенератора ТВВ-500-2 осуществляется непосредственно водой, обмотки ротора непосредственно водородом. Охлаждение обмоток статора и ротора турбогенератора Т3В-1200-2 осуществляется непосредственно водой. Турбогенераторы Т3В-1200-2 и ТВВ-500-2 имеют бесщеточную систему возбуждения.

Полная мощность генератора Т3В-1200-2 равна:

$$S_{G_{1200}} = P_{G_{1200}} + jQ_{G_{1200}} = (1200+j581)МВ \cdot А \quad (1.1)$$

$$Q_{G_{1200}} = P_{G_{1200}} \cdot tg\varphi = 1200 \cdot 0{,}484 = 581\ МВар; \quad (1.2)$$

где P_G- активная мощность генератора;

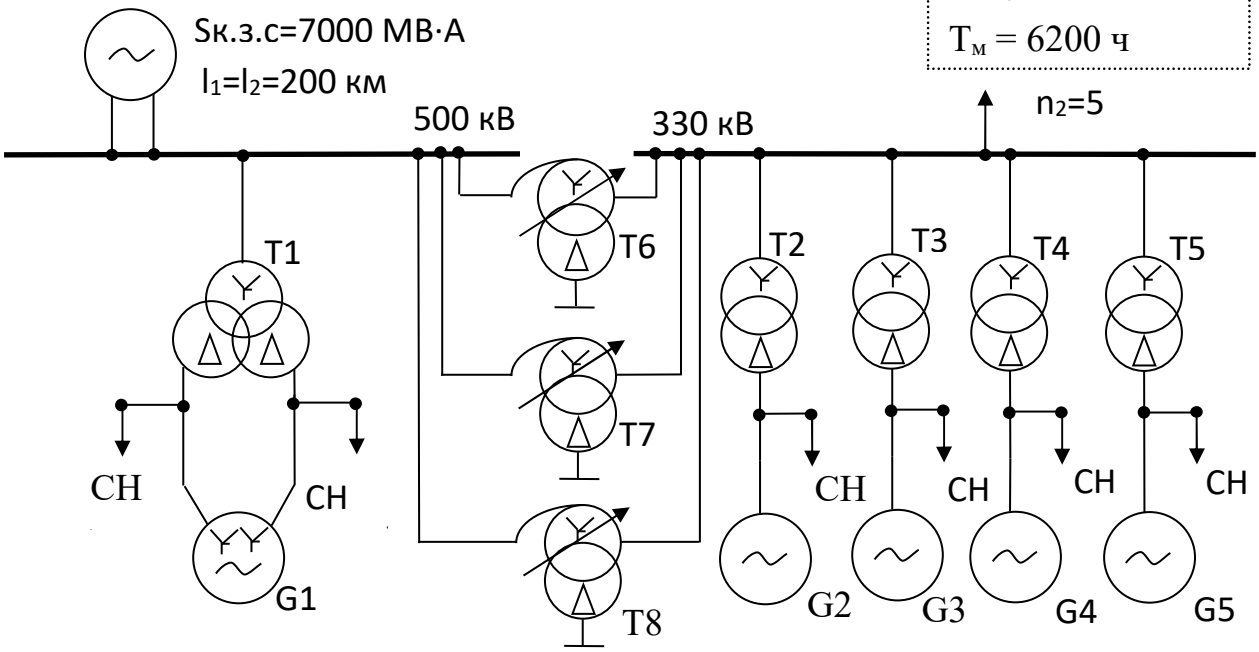
Q_G- реактивная мощность генератора.

Полная мощность генератора ТВВ-500-2 равна:

$$S_{G_{500}} = P_{G_{500}} + jQ_{G_{500}} = (500+j310)\text{МВ} \cdot \text{А} \quad (1.3)$$

$$Q_{G_{500}} = P_{G_{500}} \cdot tg\varphi = 500 \cdot 0{,}62 = 310\ \text{МВар}; \quad (1.4)$$

1.2 Выбор и обоснование двух вариантов схем проектируемой электростанции

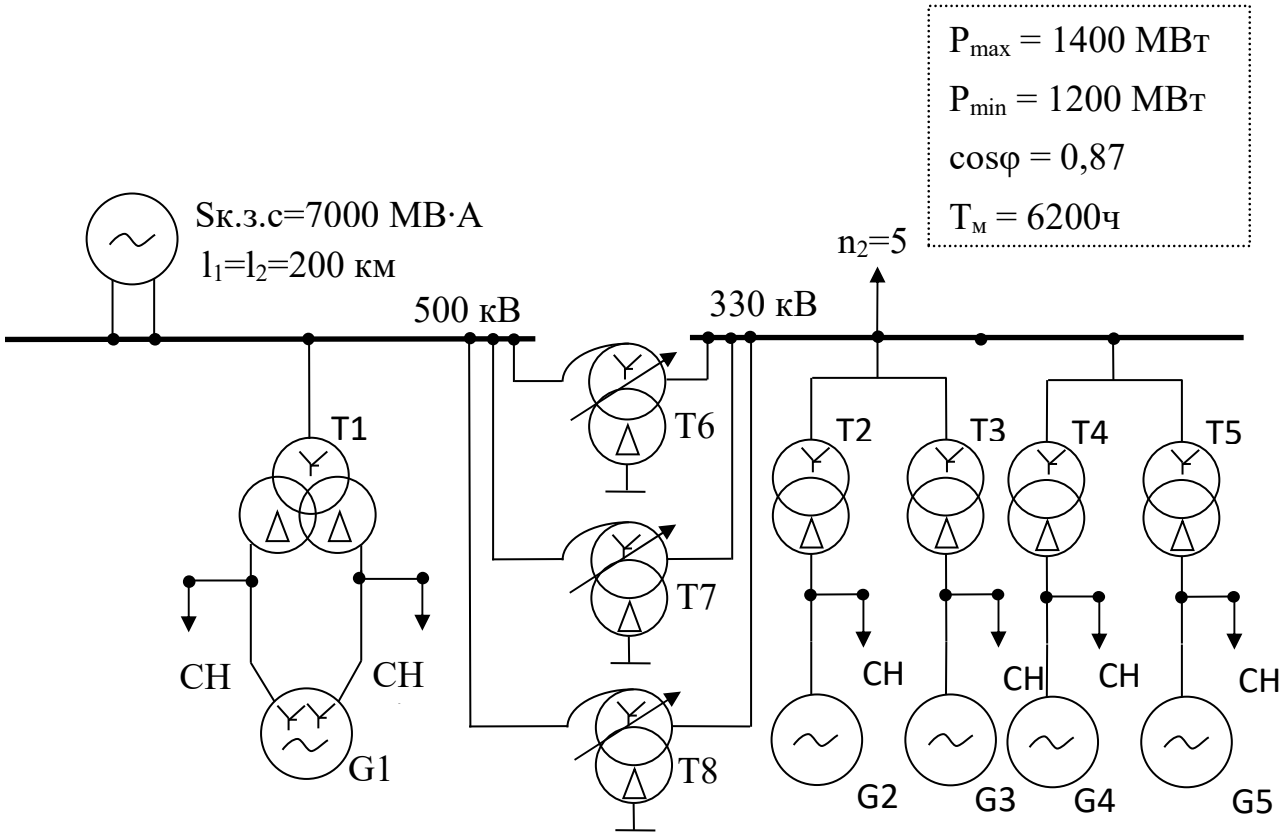


P_{max} = 1400 МВт
P_{min} = 1200 МВт
cosφ = 0,87
$T_м$ = 6200 ч

P_{G1} = 1200 МВт
cosφ = 0,9
$T_{уст}$ = 7100 ч
Т1-3·ОРДЦ-533000/500/24-24

$P_{G2\text{-}G5}$ = 500 МВт
cosφ = 0,85
$T_{уст}$ = 7100 ч
Т2-Т5 -ТНЦ-630000/330/20
Т6-Т8 -3·АОДЦТН-167000/500/330

Рисунок 1.1 – Структурная схема АЭС-3200 МВт (1×1200+4×500) МВт первого варианта



P_{G1} =1200 МВт
cosφ=0,9
Tуст=7100 ч
T1-3·ОРДЦ-533000/500/24-24

P_{G2-G5} =500 МВт
cosφ=0,85
Tуст=7100 ч
T2-T5 -ТНЦ-630000/330/20
T6-T8 -3·АОДЦТН-167000/500/330

Рисунок 1.2 – Структурная схема АЭС-3200 МВт (1×1200+4×500) МВт второго варианта

Структурные схемы формируем в соответствии с заданием, и согласно «Правил технологического проектирования электрических станций». Важнейшим условием вы-

бора принципиальной схемы является обеспечение наименьшей трансформации (по перетоку мощности через автотрансформаторы связи) с целью уменьшения потерь.
На АЭС - 3200 МВт предусмотрим подключение к шинам 330 кВ четыре электрических блока мощностью по 500 МВт. Избыточная мощность с шин 330 кВ через автотрансформаторы выдаётся в энергетическую систему. На напряжении 500 кВ предусматриваем подключение электрического блока мощностью 1200 МВт, присоединенного к повышающему трансформатору с расщепленной обмоткой НН.
По пяти воздушным линиям 330 кВ, отходящим от АЭС, будет обеспечиваться электроснабжение местного промышленного района. Максимальная активная мощность нагрузки местного района составляет 1400 МВт, минимальная - 1200 МВт, максимальный коэффициент мощности cosφ=0,87, время использования максимальной нагрузки T_{max}= 6200 ч.

1.3 Выбор силовых трансформаторов (блочных, трансформаторов связи)

1.3.1 Выбор блочных трансформаторов

Блочные силовые трансформаторы выбираем по мощности генератора, в блоке с которыми работает трансформатор, по напряжению статора генератора и по напряжению шин, к которым подключен генератор.

$$S_{ном.бл.тр.} \geq S_{н.G.} - S_{с.н.}, \text{ МВ·А}; \quad (1.5)$$

где $S_{н.G}$ – номинальная мощность генератора, МВ·А;

$S_{ном.бл.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{с.н.}$ – мощность собственных нужд, МВ·А;

Для АЭС с реакторами ВВЭР принимаем расход на собственные нужды в пределах 8 % от установленной мощности генератора.

Производим выбор блочного трансформатора на шины 500 кВ для генератора ТЗВ-1200-2.

$$S_{CH_{1200}} = \frac{P_{CH}\%}{100} \cdot P_{уст} \cdot K_C = \frac{8}{100} \cdot 1200 \cdot 0{,}8 = 76{,}8\ МВ \cdot А\ ; \quad (1.6)$$

где Кс- коэффициент спроса, определяем по таблице 5.1[1]. Для АЭС с водным теплоносителем

$$K_C = \frac{K_{одн} \cdot K_З}{\eta_{ср} \cdot \cos\varphi_{ср}} = 0{,}8\ ; \quad (1.7)$$

Принимаем к установке группу из трех однофазных трансформаторов типа ОРДЦ-533000/500/24-24.

$S_{ном.бл.тр.}=3 \cdot 533 \geq S_{н.g.}-2 \cdot S_{с.н}=1333-2 \cdot 76{,}8=1256{,}2$ МВ·А; (1.8)

Производим выбор блочного трансформатора на шины 330 кВ для генератора ТВВ-500-2

$$S_{CH_{500}} = \frac{P_{CH}\%}{100} \cdot P_{уст} \cdot K_C = \frac{8}{100} \cdot 500 \cdot 0{,}8 = 32\ МВ \cdot А; \quad (1.9)$$

$S_{ном.бл.тр.}=588-32=556$ МВ·А; (1.10)

Принимаем к установке трехфазный трансформатор типа ТНЦ-630000/330/20.

$S_{ном.бл.тр.}=630$ МВ·А ≥ 556МВ·А; (1.11)

Технические характеристики выбранных блочных трансформаторов заносим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Технические характеристики блочных трансформаторов

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_к$,%
		ВН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$	
ОРДЦ-533000/500/24-24	533	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	24-24	300	1400	12,7

ТНЦ-630000/330/20	630	347	20	345	1300	11,5

1.3.2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов связи

На АЭС предусматривается установка не менее двух автотрансформаторов связи, если имеется транзит мощности через шины распределительного устройства электростанции, или нарушается электроснабжение потребителей местного промышленного района при установке одного автотрансформатора связи, или минимальная нагрузка потребителей, подключённых к шинам распределительного устройства среднего напряжения, меньше технологического минимума мощности отдельных блоков. Так как нагрузка и количество трансформаторов на среднем напряжении 330 кВ не изменились выбор автотрансформатора производим для двух вариантов.

Производим расчет составляющих нагрузок, участвующих в расчетах.

Нагрузка собственных нужд генератора ТВВ-500-2

$$P_{CH_{500}} = \frac{P_{CH}\%}{100} \cdot P_{уст} = \frac{8}{100} \cdot 500 = 40 \text{ МВт}; \quad (1.12)$$

$$Q_{CH_{500}} = P_{CH_{500}} \cdot tg\varphi_{CH} = 40 \cdot 0{,}62 = 24{,}8 \text{ МВар}; \quad (1.13)$$

Нагрузка линии 330 кВ

$$Q_{max} = P_{c.max} \cdot tg\varphi = 1400 \cdot 0{,}57 = 798 \text{ МВар}; \quad (1.14)$$

$$Q_{min} = P_{c.min} \cdot tg\varphi = 1200 \cdot 0{,}57 = 684 \text{ МВар}; \quad (1.15)$$

Баланс мощностей через автотрансформаторы определяем для трех режимов:

первый режим - нормальный, при $P_{нагр.}=P_{max}=1400$ МВт и в работе все генераторы АЭС;

второй режим - нормальный, при $P_{нагр.}=P_{min}=1200$ МВт и в работе все генераторы АЭС;

третий режим - послеаварийный (или ремонтный), при $P_{нагр.}=P_{max}=1400$ МВт и отключенном от шин 330 кВ энергоблока ВВЭР-1000.

Определяем перетоки мощности

первый режим

$$P_{р1} = 4P_{нг} - 4P_{сн} - P_{max} = 4 \cdot 500 - 4 \cdot 40 - 1400 = 440 МВт; \quad (1.16)$$

$$Q_{р1} = 4Q_{нг} - 4Q_{сн} - Q_{max} = 4 \cdot 310 - 4 \cdot 24,8 - 798 = 342 \text{ МВар}; \quad (1.17)$$

$$S_{р1} = \sqrt{P_{р1}^2 + Q_{р1}^2} = \sqrt{440^2 + 342,8^2} = 557,8 \text{ МВ·А}; \quad (1.18)$$

второй режим

$$P_{р2} = 4P_{нг} - 4P_{сн} - P_{min} = 4 \cdot 500 - 4 \cdot 40 - 1200 = 640 \text{ МВт}; \quad (1.19)$$

$$Q_{р2} = 4Q_{нг} - 4Q_{сн} - Q_{min} = 4 \cdot 310 - 4 \cdot 24,8 - 684 = 456,8 \text{ МВар}; \quad (1.20)$$

$$S_{р2} = \sqrt{P_{р2}^2 + Q_{р2}^2} = \sqrt{640^2 + 456,8^2} = 786,3 \text{ МВ·А}; \quad (1.21)$$

третий режим

$$P_{р3} = 2P_{нг} - 2P_{сн} - P_{max} = 2 \cdot 500 - 2 \cdot 40 - 1400 = -480 \text{ МВт}; \quad (1.22)$$

$$Q_{р3} = 2Q_{нг} - 2Q_{сн} - Q_{max} = 2 \cdot 310 - 2 \cdot 24,8 - 798 = -227,6 \text{ МВар}; \quad (1.23)$$

$$S_{р3} = \sqrt{P_{р3}^2 + Q_{р3}^2} = \sqrt{(-480)^2 + (-227,6)^2} = 531,23 \text{ МВ·А}; \quad (1.24)$$

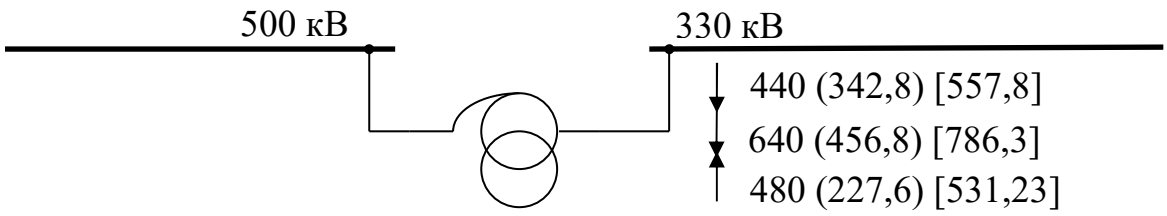


Рисунок 1.3 - Схема баланса мощностей первого варианта

Второй режим наиболее тяжелый, он является расчетным, и по нему выбираем мощность автотрансформатора связи.

$$S_{AT} \geq \frac{S_{P.max}}{1{,}4 \cdot (n-1)} = \frac{786{,}3}{1{,}4(3-1)} = 280{,}8 \text{ МВА}; \quad (1.25)$$

Принимаем к установке три группы однофазных автотрансформаторов связи типа АОДЦТН-167000/500/330

Проверка:

$$S_{H.AT} = 501\text{МВА} > S_{P.A} = 280{,}8\text{МВА}; \quad (1.26)$$

Таблица1.3 – Технические данные автотрансформатора

Тип автотрансформатора	$S_{H,}$ МВ·А	Напряжение, кВ			Потери, кВт				Напряжение к.з.%		
		ВН	СН	НН	P_{XX}	$P_{КВ-С}$	$P_{КВ-Н}$	$P_{С-Н}$	$U_{КВ-С}$	$U_{КВ-Н}$	$U_{КС-Н}$
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	10,5	61	300	110	81	9,5	67	61

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. Пособие для СПО. – М.: Издательский центр «Академия», 2010.

7. Методические рекомендации по применению государственных стандартов ЕСКД в курсовых и дипломных проектах: НВПК, Нововоронеж 2010 (НВПК НИЯУ МИФИ).

Приложение А

Технические данные турбогенераторов

Тип турбогенератора	частота вращения об/мин	Номинальное значение					Сверхпереходное индукционное сопротивление x''_d отн. ед.	система возбуждения	охлаждение обмоток	
		мощности МВ·А	cos ϕ	тока статора кА	напряжения статора, кВ	КПД %			статора	ротора
ТВВ-160-2Е	3000	188	0,85	6,04	18	98,5	0,22	ТН	НВ	НВР
ТВВ-165-2	3000	188	0,85	6,04	18	98,5	0,226	ВЧ	НВ	НВР
ТВВ-200-2	3000	235	0,85	8,625	15,75	98,6	0,191	ВЧ, ТН	НВ	НВР
ТВВ-220-2А	3000	259	0,85	9,49	15,75	98,6	0,197	ВЧ, ТН	НВ	НВР
ТВВ-320-2	3000	353	0,85	10,2	20	98,7	0,173	ВЧ, БЩ,ТН	НВ	НВР
ТГВ-300	3000	353	0,85	10,2	20	98,8	0,195	ТН, ТС, БЩ	НВР	НВР
ТВВ-500-2	3000	588	0,85	17	20	98,57	0,242	ТН, БЩ	НВ	НВР
ТГВ-500	3000	588	0,85	17	20	98,8	0,243	ТН	НВ	НВР
ТГВ-500-4	1500	588	0,85	17	20	98,6	0,262	БЩ	НВ	НВР
ТВВ-800-2	3000	889	0,9	21,4	24	98,7	0,219	ТН	НВ	НВР
ТВВ-1000-2	3000	1111	0,9	26,73	24	98,9	0,27	БЩ	НВ	НВР
ТВВ-1000-4	1500	1111	0,9	26,73	24	98,9	0,324	БЩ	НВ	НВР
ТВВ-1200-2	3000	1333	0,9	2×16,05	24	99	0,247	БЩ	НВ	НВР

Приложение В

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери кВт		$U_{КЗ}$, %		
		ВН	СН	НН	P_{XX}	$P_{КЗ}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТРДН—25000/110	25	115		10,5-6,3; 6,3-6,3	25	120		10,5	
ТДН—16000/110	16	115		6,6; 11; 16,5; 22	18	85		10,5	
ТДН—25000/110	25	115		38,5	25	120		10,5	
ТРДН—32000/110	32	115		6,3-6,3; 10,5-6,3	35	145		10,5	
ТДН—32000/110	32	115		38,5	35	145		10,5	
ТРДН—40000/110	40	115		6,3-6,3; 10,5-10,5	52	175		10,4	
ТДН—40000/110	40	115		38,5	34	170		10,5	
ТРДН-63000/110	63	115		6,3-6,3; 10,5-10,5	50	245		10,5	
ТДН-63000/110	63	115		38,5	50	245		10,5	
ТРДН—80000/110	80	115		6,3-6,3; 10,5-6,3; 10,5-10,5	58	310		10,5	
ТДН4-80000/110	80	115		38,5	58	310		10,5	
ТРДЦН—125000/110	125	115		10,5-10,5	105	400		11	
ТД—40000/110	40	121		3,15; 5,3; 10,5	42	175		10.5	
ТДЦ—80000/110	80	121		3,15; 5,3; 10,5; 13,8	89	310		10,5	
ТДЦ—125000/110	125	121		10.5; 13,8	120	400		10,5	
ТДЦ—200000/110	200	121		13,8; 15,75; 18,00	170	550		10,5	
ТДЦ—250000/ 110	250	121		15,75	200	640		10,5	
ТДЦ-400000/110	400	121		20	320	900		10.5	
ТМТН-6300/110	6.3	115	38,5	6,6; 11	12,5	52	10,5	17	6.0
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	17	76	10,5	17,5	6,5
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	21	100	10,5	17.5	6.5
ТДТН—25000/110	25	115	11;38,5	**6,6** или 11	28,5	140	10,5	17,5	6,5
ТДТН—40000/110	40	115	11;38,5	6,6 или 11	39	200	10,5	17.5	6.5
ТДТН-63000/l 10	63	115	11;38.5	6,6 или 11	53	290	10,5	18	7
ТДТН—80000/110	80	115	11;38,5	6,6 или 11	64	365	11	18,5	7

Приложение С

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ

Тип трансформатора	Мощность, МВ·А	$S_{ном}$, МВ·А	Напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт				$U_{КЗ}$, %		
			ВН	СН	НН	P_{XX}	$P_{КЗ}$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТД— 80000/220	80		242		6,3; 10,5; 13.8	80		315			11	
Т ДЦ— 125000/220	125		242		10,5; 13,8	120		380			11	
ТДЦ— 200000/220	200		242		13,8; 15,75; 18	130		660			11	
ТДЦ— 250000/220	250		242		13,8; 15,75;	207		600			11	
ТДЦ— 400000/220	400		242		15,75; 20	280		870			12,5	
ТНЦ— 630000/220	630		242		15,75; 20; 24	400		1200			11	
ТНЦ-1000000/220	1000		242		24	480		2200			11,5	
ТРДН— 32000/220	32,0		230		6,3-6,3; 6,6-11; 6,6-6,6; 11-11	45		150			11,5	
ТРДНС— 40000/220	40,0		230		6,3-6,3; 11-11; 6,6-6,6; 6,6-11	50		170			11,5	
ТРДЦН- 63000/220	63,0		230		6,3-6.3;	70		265			11.5	
ТРДЦН-100000/220	100		230		11-11	102		340			12,5	
ТРДЦН-160000/220	160		230		11-11	155		500			12,5	
ТДТН— 25000/220	25		230	22; 38,5	6,6; 11	45	130	135	105	12,5	20	6,5
ТДТН— 40000/220	40		230	22; 38,5	6,6; 11	54	220	200	170	12,5	22	9,5
ТДЦТН- 63000//220	63		230	22; 38,5	6,6; 11	75	320			12,5	24	10,5
АТДТН—32000/220	32	16	230	121	6.6; 11; 38.5	27	145			11	34	21
АТДЦТН- 100000/220	100	50	230	121	6,6; 11; 38.5	65	260	215	200	11	31	19
АТДЦТН—63000/220	63	32	230	121	6,6; 11; 38.5	37	200	160	140	11	35	22
АТДЦТН- 125000/220	125	63	230	121	6,6; 11:38,5	65	315	280	275	11	45	28
АТДЦТН- 160000/220	160	80	230	121	6.6; 11; 15.75; 38,5	85	380	310	290	11	32	20
АТДЦТН— 200000/220	200	80, 100	230	121	6,3; 6,6; 11; 15,75; 38,5	105	430	340	310	11	32	20
АТДЦТН— 250000/220	250	125	230	121	11;13.8; 15,75:38.5	120; 100	500	410	406	11	32	20

Приложение D Силовые трансформаторы с высшим напряжением 330 кВ

Тип трансформатора	Мощность, МВ·А	$S_{НН}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт				$U_{КЗ}$,%		
			ВН	СН	НН	P_{XX}	$P_{КЗ}$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДЦ-125000/330	125	-	347	-	10,5; 13,8	125	-	380	-			
ТДЦ-200000/330	200	-	347	-	13,8; 15,75; 18	180	-	520		-	11	-
ТДЦ-250000/330	250	-	347	-	13,8; 15,75	214	-	605	-	-	11	-
ТДЦ-400000/330	400	-	347	-	15,75; 20	300		790	—		11,5	
ТНЦ-630000/330	630	-	347	-	24; 15,75; 20	345		1300	-		11,5	-
ТНЦ-1000000/330	1000	-	347	-	24	480	-	2200	-		11,5	
ТНЦ-1250000/330	1250	-	347	-	24	715		2200	-	-	14,5	
ТРДН-32000/330	32	-	330	-	6,3-6.3; 10.5-10.5; 6.3-10.5	82		170			11	19
ТРДЦН-63000/330	63	-	330	-	6.3-6.3; 6.3-10.5; 10-10	100	-	230	-		11	19
ТРДЦН-125000/330	125	-	330	-	10,5-10,5	180	155	420				
ТРДЦН-200000/330	200	-	330	-	10,5-10,5							
АТДЦТН-63000/330	63	32	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	70	280			10	32	21,5
АТДЦТН-125000/330	125	63	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	100	345	240	210	10	35	24
АТДЦТН-200000/330	200	80	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	155	560	300	210	10,5	38	25
АТДЦТН-240000/330	240		330	242	38,5	130	560	260	168	9,5	74	60
АОДЦТН-83000/330	83	27	330/$\sqrt{3}$	230/$\sqrt{3}$	6,6; 11; 15,75; 38,5							
АОДЦТН-133000/330	133	33 [53]	330/$\sqrt{3}$	230/$\sqrt{3}$	10,5; 38,5	50	250	125	105	9	60	48

Приложение Е Силовые трансформаторы с высшим напряжением 500 кВ

Тип трансформатора	Мощность, МВА	$S_{НН}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт				$U_{КЗ}$, %		
			ВН	СН	НН ($НН_1$-$НН_2$)	P_{XX}	$P_{КЗ}$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДЦ-250000/500	250	-	525	-	13,8; 15,75; 20	205	-	590	-	-	13	-
ТДЦ-400000/500	400	-	525	-	13,8; 15,75; 20	315	-	790	-	-	13	-
ТЦ-630000/330	630	–	525	-	15,75; 20; 24; 36,75	420	-	1210	-	-	14	-
ТНЦ-1000000/500	1000	–	525	-	24	570	-	1800	-	-	14,5	-
ОРЦ-333000/500	333	–	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	-	24-24; 15,75-15,75; 20-20	165	-	950	-	-	12	-
ОРЦ-417000/500	417	-	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	-	20-20; 24-24; 15,75-15,75	255	-	1180	-	-	13	-
ОЦ-417000/500	417	-	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	-	15,75; 24	***255***	-	1180	-	-	13	-
ОРНЦ-533000/500	533	-	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	-	15,75-15,75; 24-24	300	-	1260	-	27	13,5	44
АТДЦТН-125000/500/110	125	50	500	121	6,6;11; 38,5	150	330			10,5	24	13
АТДЦТН-250000/500/110	250	100	500	121	11; 38,5	270	550	223	179	10,5	24	13
АТДЦТН-250000/500/220	250	100	500	220	10,5; 38,5	200	690	280	230	13	33	18,5
АТДЦТН-500000/500/220	500	500	500	-	230	220	-	1050	-	-	12	-
АОДЦН-167000/500/220	167	50	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 11; 38,5; 13,8; 15,75; 20	90	315 315 315	105 190 280	95 67 250	11	35	21,5
АОДЦТН-267000/500/220	267	67 83 120	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 13,8; 38,5; 15,75; 20	125	470 470 470	110 160 310	100 150 250	11,5	37	23
АОДЦН-417000/500/220	417	83	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	11; 38,5; 20	250	760	260	240	8,5	24	12,5
АОДЦТН-167000/500/330	167	33	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 38,5	61	300	81	86	9,5	67	61

Приложение F Силовые трансформаторы с высшим напряжением 750 кВ

Тип трансформатора	Мощность, МВ·А	$S_{НН}$, МВ·А	Напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт				$U_{КЗ}$, %		
			ВН	СН	НН ($НН_1$-$НН_2$)	P_{XX}	$P_{КЗ}$					
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ОРЦ-417000/750	417	-	$\frac{783}{\sqrt{3}}$	-	20-20; 24-24	320	-	800	-	28	14	45
ОЦ-417000/750	417	-	$\frac{783}{\sqrt{3}}$	-	24; 20	300	-	710	-	-	13,8	-
ОРЦ-533000/750	533	-	$\frac{787}{\sqrt{3}}$	-	24-24; 15,75-15,75; 20-20	375	-	940	-	28	14	45
АОДЦТН-267000/750/220	267	80	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5	200	600	145	140	13	31	17
АОДЦТН-333000/750/330	333	120	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	15,75; 10,5	217	580	255	235	10	28	17
АОДЦТН-417000/750/330	417	120	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	15,75; 10,5	260	696	306	282	10	28	17
АОДЦТН-417000750/500	417	33,7; 50	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,75; 10,75	125	630 630	60 90	60 90	11,5	81	68

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №2

для выполнения дипломного проекта

Раздел 2 Технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1 Общие положения……3
2 Пример……10
3 Приложение……16
Список литературы……...18

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами [1].

$$З=Р_Н \cdot К+И \quad (1.1)$$

где К - капиталовложения на сооружение электроустановки, руб.

$Р_Н$ - нормативный коэффициент экономической эффективности,

равный 0,12;

И - годовые эксплуатационные издержки, руб./год;

При подсчете капитальных затрат учитываются только основные элементы структурной схемы, меняющиеся в вариантах: блочные трансформаторы, автотрансформаторы, ячейки распределительных устройств (РУ).

Все данные подсчета капиталовложений сводят в таблицу 2.1.

Годовые эксплуатационные издержки [1].

$$И = \frac{P_a + P_o}{100} \cdot К + \beta \cdot \Delta W \quad (1.2)$$

где $Р_а$- отчисления на амортизацию (для силового электрического

оборудования применяется 6.4%);

$Р_о$- отчисления на обслуживание;

β -стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

Потери электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах определяются по формулам, приведённым в [1].

Составим таблицу подсчётов капитальных затрат учитывая основное оборудование.

Таблица 2.1 - Капитальные затраты по вариантам

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	Вариант 1		Вариант 2	
		Количество шт.	Общая стоимость, тыс. руб.	Количество,шт.	Общая стоимость, тыс. руб.
Блочные трансформаторы:					
Автотрансформатор					
Ячейки ОРУ:					
Итого:					

Для определения годовых эксплуатационных издержек, посчитаем потери электроэнергии в трансформаторах.

Потери в блочном трансформаторе ОЦ- ,присоединенном к шинам кВ

$$\Delta W_{ОЦ} = 3P_{xx} \cdot T + 3P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \quad (1.3)$$

Потери в блочном трансформаторе ТНЦ- ,присоединенном к шинам кВ:

$$\Delta W_{ТНЦ} = P_{xx} \cdot T + P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \quad (1.4)$$

где P_{xx} - потери холостого хода

$T=T_{год}-T_{рем}=8760-1200=7560$ ч; $T_{рем}=n\cdot 24=50\cdot 24=1200$ч. - продолжительность ежегодного ремонта блока при нормативе n=50 суток

$P_{кз}$- потери короткого замыкания, кВт·ч;

S_{max}- расчетная максимальная нагрузка трансформатора

$S_{max}=S_{нг}-S_{сн}=$

Время потерь τ=6050 ч определено по рисунку 5.5 [1] для энергоблоков;

$T_{уст}=$ ч.

Определяем потери в блочном трансформаторе ОРЦ- , присоединённом к шинам кВ:

$$\Delta W = 3P_x \cdot T + 3\left[P_{к,в}\left(\frac{S_{max,н1}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_в + P_{к,н1}\left(\frac{S_{max,н1}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_{н1} + P_{к,в2} \cdot \left(\frac{S_{maxна}}{S_{ном}}\right) \cdot \tau_{н2}\right] =$$

$$= \quad \text{кВт·ч} \qquad (1.5)$$

где $\tau_в=\tau_{н1}=\tau_{н2}=$_____ч, определено по рис.5.5 [1] для энергоблоков с $T_{уст}=$_____ч.

Потери электроэнергии в трёхфазном трёхобмоточном автотрансформаторе связи с учётом того, что обмотка НН ненагружена:

$$\Delta W = nP_xT\frac{1}{n} \cdot \left[\left(Р_{ккв} \cdot \frac{S_{max,в}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_В + Р_{ккс} \cdot \left(\frac{S_{max,с}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_с\right] =$$

$$= \quad \text{кВт·ч,} \qquad (1.6)$$

где $T=T_{год}-T_{рем}=8760-480=8280$ ч

n – количество параллельно работающих автотрансформаторов;

$S_{ном}$ – номинальная мощность автотрансформатора связи, МВ·А;

$S_{max,в}$ и $S_{max.с}$ – максимальная нагрузка обмоток высокого и среднего напряжений (аварийный режим – отключение блока – в расчёте потерь не учитывается): $S_{max\,в}=S_{max\,с}=\frac{S_{p\,max}}{n}=$ _____ МВ·А.

Удельные потери в обмотках

$$P_{к,в} = 0.5 \cdot \left(P_{к\,в\text{-}с} + \frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} \right) = \_\_\_\_\_ \quad \_\_\_\_\_ \; кВт \qquad (1.7)$$

$$P_{к,с} = 0.5 \cdot \left(P_{к\,в\text{-}с} + \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} \right) = \_\_\_\_\_ \quad \_\_\_\_\_ \; кВт \qquad (1.8)$$

где коэффициент выгодности

$$K_{выг} = \frac{U_В - U_С}{U_В} =$$

Продолжительность использования максимальной нагрузки

$$T_{м,в1} = T_{м,с1} = \frac{\sum P_{г,сн} \cdot T_{м,г} - \sum P_{СН} \cdot T_{м,сн} - P_{max,сн} \cdot T_{max}}{P_{max}} = \qquad (1.9)$$

$$\_\_\_\_\_ \; ч,$$

где $\sum P_{г,сн} \cdot T_{м,г}$ - электроэнергия, вырабатываемая генераторами, подключенными на шины среднего напряжения, МВт·ч;

$\sum P_{сн} \cdot T_{м,сн}$ - электроэнергия, потребляемая на собственные нужны, МВт·ч,

$T_{м,сн} = T_{м,г} = T_{уст} =$ _____ *ч*, см. задание на выпускную квалификационную работу;

$P_{max,сн}$ – максимальная активная мощность, заявленная потребителями на среднем напряжении, МВт;

T_{max} – годовая продолжительность использования максимума нагрузки на шинах среднего напряжения;

P_{max} – максимальная активная мощность автотрансформаторов связи в нормальном режиме, МВт (см. распределение мощностей в обмотках автотрансформатора).

Время максимальных потерь

$\tau_в = \tau_с =$_____ ч. определено по рисунку 5.5 [1]

Потери электроэнергии в однофазном трёхобмоточном автотрансформаторе с учётом того, что обмотка НН ненагружена

$$\Delta W = 3nP_x T \cdot T + \frac{3}{n}\left[P_{к,в}\left(\frac{S_{max\,B}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_в + P_{кз}\left(\frac{S_{max\,C}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_с \right] =$$

$=$ кВт·ч (1.10)

где время максимальных потерь

$\tau_в = \tau_с =$_____ ч. определено по рисунку 5.5 [1] для

$$T_{мв} = T_{мс} = \frac{\sum P_{г,сн} \cdot T_{м,г} - \sum P_{сн} \cdot T_{м,сн} - \sum P_{max,\,сн} \cdot T_{max}}{P_{max}} = \quad (1.11)$$

$=$ _____ *ч*,

Удельные потери в обмотках

$$P_{к,с} = 0.5 \cdot \left(P_{к\,в\text{-}с} + \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} \right) = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \ кВт \quad (1.13)$$

Потери электроэнергии в трёхфазном двухобмоточном автотрансформаторе:

$$\Delta W = nPxT + \frac{1}{n} \cdot P_к \left(\frac{S_{maxC}}{S_{ном}}\right)^2 \tau = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_ ч. \quad (1.14)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность автотрансформатора МВ·А;

S_{max} – расчётная максимальная нагрузка обмоток автотрансформатора в нормальном режиме, МВ·А, смотри распределение мощностей в обмотках автотрансформатора.

τ – продолжительность максимальных потерь, определяется по кривой рис. 5.5 [1] в зависимости от продолжительности использования максимальной нагрузки $T_м$.

$$T_м = \frac{\sum P_{г,сн} \cdot T_{м,г} - \sum P_{сн} \cdot T_{м,сн} - \sum P_{max,\,сн} \cdot T_{max}}{P_{max}} = \_\_\_\_\_ \_ ч. \quad (1.15)$$

Потери электроэнергии в трёхобмоточном трансформаторе, когда обмотка низкого напряжения нагружена.

$$\Delta W = P_{х} \cdot T + P_{к,в} \cdot \left(\frac{S_{max,\,В}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau_{в} + P_{к,с} \left(\frac{S_{max,\,С}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{с} + P_{к,н} \left(\frac{S_{max,\,н}}{S_{ном}} \right)^2 =$$

_____ _____ _____ _____ ___ *кВт · ч* (1.16)

Удельные потери в обмотках

$$P_{к,в} = 0.5 \cdot \left(P_{к\,в\text{-}с} + \frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} \right) = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \; кВт \quad (1.17)$$

$$P_{к,} = 0.5 \cdot \left(P_{к\,в\text{-}с} + \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} \right) = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \; кВт \quad (1.18)$$

$$P_{к,н} = 0.5 \cdot \left(\frac{P_{к,в\text{-}н}}{K^2_{выг}} + \frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}} - P_{к,в-с} \right) = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \; кВт \quad (1.19)$$

Суммарные годовые потери в первом варианте

$$\Delta W_1 = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \; кВт \cdot ч \quad (1.20)$$

Годовые эксплуатационные издержки в первом варианте

$$И_{1В} = \frac{P_А + P_О}{100} \cdot К_1 + \beta \cdot \Delta W_1 = \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (1.21)$$

Приведенные затраты без учета ущерба в первом варианте

$$З_{1В} = P_Н \cdot К_1 + И_1 = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_ \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (1.22)$$

Суммарные годовые потери во втором варианте

$$\Delta W_2 = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \text{кВт} \cdot \text{ч}; \quad (1.23)$$

Годовые эксплуатационные издержки во втором варианте

$$И_2 = \frac{Р_А + Р_о}{100} \cdot К_2 + \beta \cdot \Delta W_2 = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (1.24)$$

Приведенные затраты без учета ущерба во втором варианте

$$З_2 = Р_Н \cdot К_2 + И_2 = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_ \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (1.25)$$

Разность затрат

$$\Delta З = \frac{З_{max} - З_{min}}{З_{max}} \cdot 100\% = \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_ \%; \quad (1.26)$$

В зоне равноэкономичности (разность приведённых затрат не более 5%) во внимание принимаются качественные показатели электроустановки.

2 ПРИМЕР

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами [1].

$$З=Р_Н \cdot К+И+У \quad (2.1)$$

где К - капиталовложения на сооружение электроустановки, руб.;

$Р_Н$ - нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12;

И - годовые эксплуатационные издержки, руб./год;

У - ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб./год;

При подсчете капитальных затрат учитываются только основные элементы структурной схемы, меняющиеся в вариантах: блочные трансформаторы, автотрансформаторы, ячейки распределительных устройств (РУ).

Все данные подсчета капиталовложений сводят в таблицу 2.1.

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле

$$И = \frac{Р_а + Р_о}{100} \cdot К + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.2)$$

где $Р_а$- отчисления на амортизацию (для силового электрического оборудования применяется 6.4%);

$Р_о$- отчисления на обслуживание($Р_о$=2% при $U_{ном} \geq 220$кВ);

β -стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, $\frac{руб.}{кВт \cdot ч}$;

ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

Потери электроэнергии в трансформаторах определяется по формулам, приведённым в [1].

Составим таблицу подсчетов капитальных затрат учитывая основное оборудование.

Таблица 2.1 Капитальные затраты по вариантам

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	Вариант 1		Вариант 2	
		Количество шт.	Общая стоимость, тыс. руб.	Количество шт.	Общая стоимость, тыс. руб.
Блочные трансформаторы:					
3·ОРДЦ-533000/500/24-24	122000	1	122000	1	122000
ТНЦ-630000/330/20	60400	4	241600	4	241600
Автотрансформатор: 3·АОДЦТН-167000/500/330	75000	3	225000	3	225000
Ячейки ОРУ: 500кВ ОРУ: 330кВ	25000 20000	9 23	225000 460000	9 20	225000 400000
Итого:		$К_1$=1273600 тыс. руб.		$К_2$=1213600 тыс. руб.	

Для определения годовых эксплуатационных издержек, посчитаем потери электроэнергии в трансформаторах.

Потери в блочном трансформаторе ТНЦ-630000/330/20, присоединенном к шинам 330кВ

$$\Delta W_{\text{ТНЦ-630000/330/20}} = P_{xx} \cdot T + P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = 345 \cdot 7560 + 1300 \cdot \left(\frac{556}{630}\right)^2 \cdot 6000 =$$

$$= 8{,}93 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.3)$$

где P_{xx} - потери холостого хода, кВт·ч;

Т- число часов работы трансформатора;

$P_{кз}$- потери короткого замыкания, кВт·ч;

S_{max}- расчетная максимальная нагрузка трансформатора;

$$T=T_{год}-T_{рем}=8760-1200=7560 \text{ ч}; \quad (2.4)$$

$$S_{max\,500}=S_{нг}-S_{сн}=588-32=556\ МВ\cdot А; \quad (2.5)$$

Время потерь τ=6000ч определено по рисунку 5.5 [1] для энергоблоков с $T_{уст}$=7100ч

Потери в блочном трансформаторе ОРДЦ-533000/500/24-24, присоединенном к шинам 500кВ

$$\Delta W_{ОРДЦ\,533000/500/24-24}=3P_{хх}\cdot T+3\left[P_{к,в}\cdot\left(\frac{S_{max\,В}}{S_{ном}}\right)^2\cdot\tau_В+P_{к1}\left(\frac{S_{max\,1}}{S_{ном}}\right)^2\cdot\tau_{Н1}+\right.$$

$$\left.+P_{к2}\left(\frac{S_{max\,2}}{S_{ном}}\right)^2\cdot\tau_{Н2}\right]=3\cdot300\cdot7560+3\cdot\left[1400\cdot\left(\frac{1179,4}{3\cdot533}\right)^2\cdot6000+700\cdot\left(\frac{589,7}{3\cdot533}\right)^2\cdot6000+\right.$$

$$\left.+700\cdot\left(\frac{589,7}{3\cdot533}\right)^2\cdot6000\right]=23,9\cdot10^6\ кВт\cdot ч; \quad (2.6)$$

$$S_{max1200}=S_{нг}-2\cdot S_{сн}=1333-2\cdot76,8=1179,4\ МВ\cdot А; \quad (2.7)$$

Потери электроэнергии в однофазном автотрансформаторе АОДЦТН-167000/500/330 в первом варианте

$$\Delta W_{АТ1}=3nP_{хх}\cdot T+\frac{3}{n}\left[P_{к,в}\left(\frac{S_{max\,В}}{S_{ном}}\right)^2\cdot\tau_в+P_{кз}\left(\frac{S_{max\,С}}{S_{ном}}\right)^2\cdot\tau_с\right]=$$

$$=3\cdot3\cdot61\cdot8280+\frac{3}{3}\left[129,2\cdot\left(\frac{262,1}{3\cdot167}\right)^2\cdot5300+170,8\cdot\left(\frac{262,1}{3\cdot167}\right)^2\cdot5300\right]=$$

$$=4,98\cdot10^6\ кВт\cdot ч; \quad (2.8)$$

$$S_{max\,в}=S_{max\,с}=\frac{S_{p\,max}}{3}=\frac{786,3}{3}=262,1\ МВ\cdot А; \quad (2.9)$$

Продолжительность использования максимальной нагрузки

$$T_{мв1}=T_{мс1}=\frac{\sum P_{гн}\cdot T_{мг}-\sum P_{сн}\cdot T_{мсн}-P_{max\ сн}\cdot T_{max}}{P_{max}}=$$

$$\frac{4\cdot 500\cdot 7100-4\cdot 40\cdot 7100-1400\cdot 6200}{640}=6850\,\text{ч};\qquad (2.10)$$

Время потерь $\tau_в = \tau_с$ =5300 ч, определено по рисунку 5.5 [1]

Удельные потери в обмотках

$$P_{к,в}=0{,}5\cdot\left(P_{к\,в\text{-}с}+\frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}}-\frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}}\right)=0{,}5\cdot\left(300+\frac{81}{0{,}34^2}-\frac{86}{0{,}34^2}\right)=129{,}2\ \text{кВт};\qquad (2.11)$$

$$P_{к,с}=0{,}5\cdot\left(P_{к\,в\text{-}с}+\frac{P_{к\,с\text{-}н}}{K^2_{выг}}-\frac{P_{к\,в\text{-}н}}{K^2_{выг}}\right)=0{,}5\cdot\left(300+\frac{86}{0{,}34^2}-\frac{81}{0{,}34^2}\right)=175{,}8\ \text{кВт};\qquad (2.12)$$

где $K_{выг}=\frac{U_в-U_с}{U_в}=\frac{500-330}{500}=0{,}34;\qquad (2.13)$

Суммарные годовые потери в первом и втором вариантах

$$\Delta W_1=\Delta W_2=\Delta W_{ордц}+4\cdot\Delta W_{тнц}+\Delta W_{АТ}=$$

$$=23{,}9\cdot 10^6+4\cdot 8{,}93\cdot 10^6+4{,}98\cdot 10^6=64{,}6\cdot 10^6\ \text{кВт}\cdot\text{ч};\qquad (2.14)$$

Годовые эксплуатационные издержки в первом варианте

$$И_1=\frac{P_а+P_о}{100}\cdot K_1+\beta\cdot\Delta W_1=\frac{6{,}4+2}{100}\cdot 1273600+90\cdot 10^{-5}\cdot 64{,}6\cdot 10^6=$$

$$=165122{,}4\,\frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}};\qquad (2.15)$$

Приведенные затраты без учета ущерба в первом варианте

$$З_1=P_н\cdot K_1+И_1=0{,}12\cdot 1273600+165122{,}4=317954{,}4\,\frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}};\qquad (2.16)$$

Годовые эксплуатационные издержки во втором варианте

$$И_2 = \frac{Р_а + Р_о}{100} \cdot К_2 + \beta \cdot \Delta W_2 = \frac{6,4+2}{100} \cdot 1213600 + 90 \cdot 10^{-5} \cdot 64,6 \cdot 10^6 =$$

$$= 160082,4 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}}; \quad (2.17)$$

Приведенные затраты без учета ущерба во втором варианте

$$З_2 = Р_н \cdot К_2 + И_2 = 0,12 \cdot 1213600 + 160082,4 = 305714,4 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}}; \quad (2.18)$$

Разность затрат

$$\Delta З = \frac{З_{max} - З_{min}}{З_{max}} = \frac{317954,4 - 305714,4}{317954,4} \cdot 100\% = 3,8\%; \quad (2.19)$$

Для дальнейших расчётов принимаем первый вариант как наиболее надежный.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Методические рекомендации по применению государственных стандартов ЕСКД в курсовых и дипломных проектах: НВПК, Нововоронеж 2010 (НВПК НИЯУ МИФИ).

3 ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.1 – Расчётная стоимость трансформаторов 750-1150 кВ, тыс. руб.

Мощность МВ·А	Трансформатор		Автотрансформатор		
	750/НН	1150/НН	750/500	750/330	1150/500
3×333	136500	-	-	146400	-
3×417	136800	177600	155000	163314	-
3×533	138000	-	-	-	-
3×667	-	-	-	-	310000

Таблица П.2 – Расчётная стоимость трансформаторов 330-500 кВ, тыс. руб.

Мощность МВ·А	Трансформатор		Автотрансформатор				
	330/НН	500/НН	330/220	330/110	500/330	500/220	500/110
125	16800	-	-	25800	-	-	-
200	35300	-	-	29100	-	-	-
250	36000	36200	40200	-	-	-	38000
3×133	-	-	65000	-	-	-	-
400	29760	34800	-	-	-	-	-
500	-	-	-	-	-	61000	-
630	60400	63600	-	-	-	-	-
1000	56400	64800	-	-	-	-	-
1250	80200	-	-	-	-	-	-
3×167	-	-	-	-	75000	73000	-
3×267	-	-	-	-	-	93000	-
3×417(ОЦ)	-	99800	-	-	-	-	-
3x417(ОРЦ)	-	100400	-	-	-	-	-
3×333	-	83400	-	-	-	-	-
3×533	110000	122000	-	-	-	-	-

Таблица П.3 – Расчётная стоимость трансформаторов 110-220 кВ, тыс. руб.

Мощность МВ·А	Трансформатор				Автотрансформатор
	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
6.3	3400	4075	-	-	-
10	3700	4725	-	-	-
16	4300	5475	-	-	-
25	5500	6375	-	9950	-
40	7300	8000	10000	11125	-
63	9000	10975	12625	-	13475
80	10200	11175	10920	-	-
100	-		18700	-	-
125	19000		23400	-	22900
160	-		29900	-	-
200	12000		31700	-	31700
250	23600		33600	-	33200
400	-		-	-	-
630	-		50200	-	-

Таблица П.4 – Расчётная стоимость ячейки одного комплекта выключателя на ОРУ 110-1150 кВ,

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб
	Элегазовый
110	7000
220	12500
330	20000
500	25500
750	43000
1150	137000
1150 (выключатель – отключатель)	195000

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №3

для выполнения дипломного проекта

Раздел 3 Выбор главной схемы, схемы собственных нужд (сн) и трансформаторов сн

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.
Огнерубова Т.И.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1. Выбор главной схемы, схемы собственных нужд (СН) и трансформаторов (СН)…….....…3

Список литературы…….....….9

Приложения…… …...…...10

1 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ, СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД (СН) И ТРАНСФОРМАТОРОВ СН

1.1 Выбор главной схемы

Главная схема АЭС выбирается в соответствии с требованиями, изложенными в [4] и выбранной структурной схемой. При соединении генераторов в блоки с трансформаторами (автотрансформаторами) между генератором и трансформатором устанавливается выключатель. При отсутствии выключателя на соответствующий ток допускается применение выключателя нагрузки.

При наличии на электростанциях двух распределительных устройств повышенного напряжения связь между ними осуществляется обычно с помощью автотрансформаторов.

Для каждого сочетания напряжений устанавливается, как правило, по два автотрансформатора.

Автотрансформаторы должны иметь регулирование напряжений под нагрузкой на одном из напряжений (ВН или СН).

На АЭС моноблоки должны присоединяться через отдельные трансформаторы и выключатели на стороне повышенного напряжения. При установке с одним реактором мощностью до 500 МВт двух блоков генератор - трансформатор напряжением 330 кВ и выше допускается попарное присоединение трансформаторов блоков генератор-трансформатор на стороне повышенного напряжения.

Моноблоки мощностью 500-1000 МВт и автотрансформаторы мощностью 500 МВт и выше должны присоединяться к ОРУ повышенного напряжения не менее чем через два выключателя. При включении блоков 500-1000 МВт к РУ-220 кВ рабочие системы шин должны секционироваться выключателями.

Для распределительных устройств с большим числом присоединений применяются следующие схемы:

При напряжении 35-220 кВ:

С двумя основными и третьей обходной системой шин, с одним выключателем на цепь (для РУ 110-220 кВ при 7 и более присоединениях).

С 4 выключателями на 3 цепи, либо тремя выключателями на две цепи, соответственно схемы «4/3» и «3/2» (только для напряжения 220 кВ).

При напряжении 330-750 кВ:

С двумя системами шин, с 4 выключателями на 3 цепи (схема «4/3»).

С двумя системами шин, с 3 выключателями на 2 цепи (схема «3/2»),

Схема с одним многоугольником с числом присоединений до четырех включительно.

Схема с двумя многоугольниками с числом присоединений к каждому из них до шести включительно, объединенными двумя перемычками с выключателями в перемычках.

1.2 Выбор схемы собственных нужд

Для питания электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и более, а так же трансформаторов собственных нужд применяются, как правило, напряжение 6 -10 кВ.

Для электродвигателей меньшей мощности применяется напряжение 0,38/0,22 кВ.

Рабочее питание собственных нужд 6 -10 кВ осуществляется от трансформаторов собственных нужд, подключаемых к ответвлению от блоков генератор-трансформатор. Ответвление подключается между выключателем и трансформатором.

Распределительные устройства собственных нужд выполняются с одной системой сборных шин.

Сборные шины 6 кВ разделяются на блочные секции нормальной эксплуатации, количество которых выбирается в каждом конкретном случае в зависимости от количества главных циркуляционных насосов (ГЦН) первого контура энергетического реактора, допускаемого количества одновременно отключаемых ГЦН (без срабатывания АЗ реактора), а так же от количества и мощности устанавливаемых рабочих трансформаторов собственного расхода.

Как правило, сборные шины 6 кВ разделяются на четыре блочные секции нор-

мальной эксплуатации (1ВА, 1ВВ, 1ВС, 1ВД). На каждую секцию предусматривается ввод от рабочего и резервного источника питания.

Резервный трансформатор собственных нужд 6 кВ присоединяется к сборным шинам РУ низшего из повышенных напряжений при условии, что эти шины могут получать питание от внешней сети при остановке генераторов станции, в том числе и через автотрансформаторы. Резервный трансформатор может присоединяться к посторонним источникам питания, расположенным вблизи АЭС с проверкой обеспеченности самозапуска электродвигателей собственных нужд.

Разные резервные трансформаторы собственных нужд электростанции, как правило, должны присоединяться к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разным секциям сборных шин РУ одного напряжения, третичным обмоткам автотрансформаторов связи и т.д.)

Число резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ принимается:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания при одном блоке генератор-трансформатор;
- два резервных трансформатора, присоединенных к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения не присоединенный к источнику, установленный на фундамент и готовый к перекатке, при числе блоков генератор-трансформатор от двух до четырех;
- третий резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, устанавливается с пятым блоком;
- четвертый резервный трансформатор, устанавливается при числе блоков шесть и более (до восьми).

В случае если расчетная мощность каждого (одного) резервного трансформатора превышает 63 МВА, то должны предусматриваться два трансформатора (2х63 МВА) под одно присоединение со стороны высокого напряжения. В этом случае два трансформатора рассматриваются как один.

При двух и более резервных трансформаторах должны быть предусмотрены меры, исключающие их параллельную работу (например, секционирование выключателями магистралей резервного питания).

На стороне низшего напряжения резервных трансформаторов должны устанав-

ливаться выключатели.

Потребители собственных нужд по требованию к надежности электроснабжения делятся на три группы.

Для потребителей собственных нужд третьей и второй группы в нормальном режиме предусматривается рабочее и резервное питание от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд

В аварийном режиме питание потребителей второй группы, а так же потребителей первой группы во всех режимах предусматривается специальные автономные источники электрического питания.

В качестве этих источников используются аккумуляторные батареи и автоматизированные дизель-генераторы.

Рабочее питание собственных нужд 10 кВ осуществляется от рабочих трансформаторов собственных нужд, подключаемых к ответвлению от блока «генератор-трансформатор». В схемах блоков всех генераторов предусматривается установка генераторных выключателей, и трансформатор собственных нужд включается между этими выключателями и блочным трансформатором.

Количество секций 10 кВ нормальной эксплуатации принято четыре, исходя из количества ГЦН. Каждый ГЦН питается от отдельной секции, что обеспечивает более устойчивую работу энергоблока при повреждениях секций 10 кВ, так как при работе энергоблока на 100% мощности и потере одного ГЦН, мощность энергоблока должна быть снижена на 25%, а при одновременной потере двух ГЦН энергоблок должен быть остановлен.

Во время пуска энергоблока, питание секций 10 кВ нормальной эксплуатации осуществляется от внешних источников (энергосистемы) через ТСН и блочный трансформатор при отключенном генераторном выключателе. Во время нормальной работы энергоблока секции секций 10 кВ нормальной эксплуатации запитываются от блока «генератор-трансформатор» через рабочие ТСН.

Кроме секций 10 кВ нормальной эксплуатации на каждом энергоблоке предусматриваем секции 10 кВ систем безопасности. Эти секции подключены к секциям 10 кВ через два последовательно-включенных выключателя. Вводы питания от резервных трансформаторов собственных нужд для секции систем безопасности (сек-

ции надежного питания) не предусматриваем. Эти секции имеют аварийное питание от автоматизированных дизель - генераторов, которые подключаются к ним в режимах обесточивания (обесточиванием считается исчезновение напряжения на соответствующей секции надежного питания на время, выше установленного регламентом безопасной эксплуатации реакторной установки). Схема предусматривает возможность дистанционного переключения с рабочего на резервное питание с БПУ.

На АЭС принимаем установку двух резервных трансформаторов собственных нужд, которые подключаются к ОРУ-330 кВ. Резервные трансформаторы собственных нужд предназначены для резервирования рабочих трансформаторов собственных нужд и электроснабжения секций 10 кВ нормальной эксплуатации энергоблоков. Резервные трансформаторы собственных нужд (далее – РТСН) объединены в две трансформаторные группы, каждая из которых состоит из двух (2х80 МВА) резервных трансформаторов. Мощность каждой группы резервных трансформаторов обеспечивает возможность:

-останов блока, замены рабочих трансформаторов СН и питание общестанционной нагрузки (в ремонтных схемах и аварийных режимах);

-питание общестанционной нагрузки (в режиме нормальной эксплуатации).

На стороне 10 кВ трансформаторов предусмотрены секции 10 кВ резервного электроснабжения, от которых отходят магистрали резервного питания секций 10 кВ нормальной эксплуатации энергоблоков. Схема резервирования выполнена таким образом, что каждая группа резервных трансформаторов может резервировать другую группу. Кроме того трансформаторы разных групп взаиморезервируют друг друга. Обеспечение независимости резервных трансформаторов достигается за счет выполнения следующих критериев:

-высоковольтные связи каждой группы резервных трансформаторов располагаются на отдельных опорах и нигде не пересекаются;

-между секциями 10 кВ обоих групп выполнены нормально отключенные перемычки;

-резервные трансформаторы первой и второй групп отделены друг от друга таким образом, чтобы неисправность трансформатора одной группы (например, пожар) не повлияла на работу другого;

-реактансы резервных трансформаторов выбраны из условия обеспечения самозапуска всех двигателей, обеспечивающих останов блока, и предельных значений тока короткого замыкания, на которые рассчитано оборудование сети собственных нужд 10 кВ.

Мощность рабочего трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$S_{ТСН} \geq S_{С.Н.МАХ} \quad (1.1)$$

-для генератора ТВВ-1000-2 - два рабочих трансформатора собственных нужд типа ТРДНС-63000/24/6,3-6,3.

-для генератора ТВВ-500-2- один рабочий трансформатор собственных нужд типа ТРДНС-63000/20/6,3-6,3.

-для генератора Т3В-1200-2 – два рабочих трансформатора собственных нужд ТРДНС – 80000/24/10,5-10,5.

При наличии выключателей между генераторами и повышающими трансформаторами, в том числе при спаренных блоках генератор-трансформатор, мощность резервного трансформатора собственных нужд должна обеспечивать остановку реакторного блока. При этом для реакторов с одним блоком генератор - трансформатор и генераторными выключателями мощность резервного трансформатора, как правило, принимается равной мощности рабочего трансформатора собственных нужд одного блока

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станций, сетей и систем: учебное пособие. М.: КРОНУС, 2017

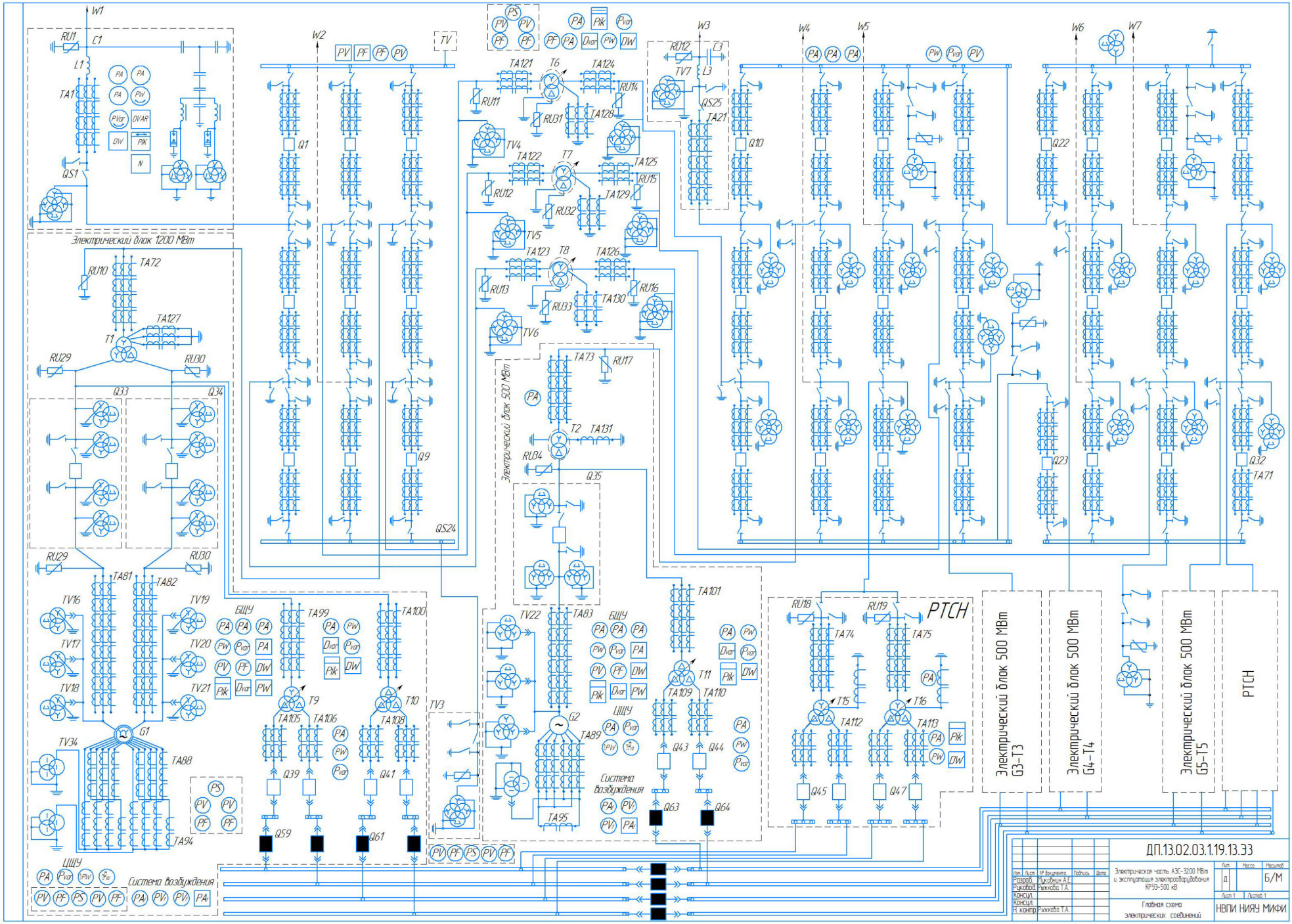
Приложения

Таблица 3.1 – Трансформаторы трехфазные до 35 кВ включительно для собственных нужд электростанций

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$,%
	ВН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$	
ТРДНС-25000/35	15,75;18;20; 36,75	6,3-6,3;	25	115	10,5
ТРДНС-32000/15	15,75	6,3-6,3;	29	145	12,7
ТРДНС-40000/20	15,75; 20	6,3-6,3;	36	170	12,7
ТРДНС-63000/35	20; 24; 36,75	6,3-6,3;	50	250	12,7
ТРДНС-80000/24	24	10,5-10,5	60	328	12,7

Таблица 3.2 Резервные трансформаторы СН

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$,%
	ВН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$	
ТРДН-40000/110	115	6,3-6,3;	34	170	10,5
ТРДН-63000/110	115	6,3-6,3;	50	245	10,5
ТРДН-32000/220	230	6,3-6,3;	45	150	11,5
ТРДНС-40000/220	230	6,3-6,3;	50	170	11,5
ТРДН-63000/220	230	6,3-6,3;	70	265	11,5
ТРДНС-40000/330	230	6,3-6,3;	80	180	11
ТРДЦН-63000/330	230	6,3-6,3;	100	230	11
ТРДЦН-80000/330	340	10,5-10,5	45	264	11,5

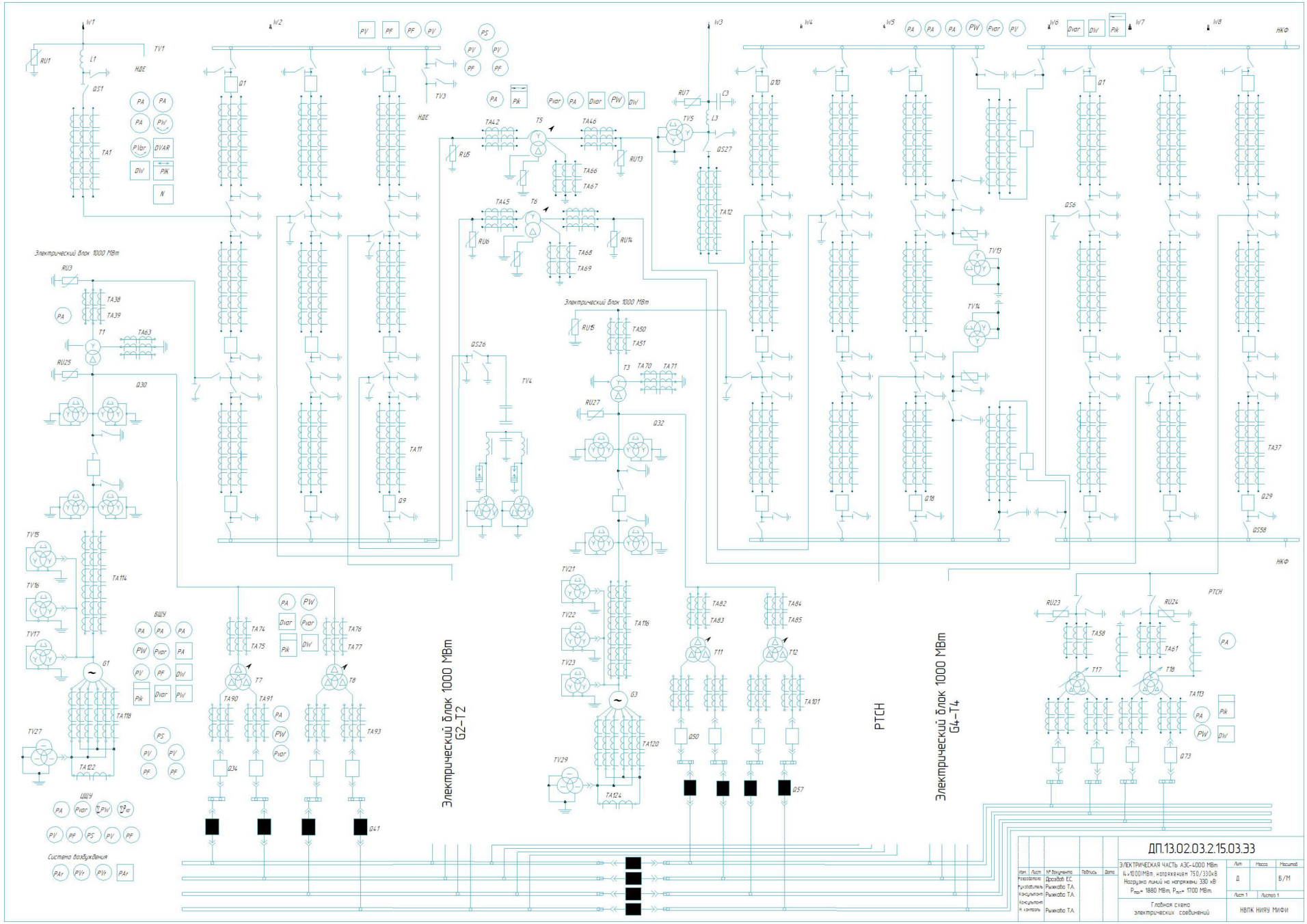


ДП.13.02.03.1.19.13.ЭЗ

Электрическая часть АЭС-3200 МВт и эксплуатация электрооборудования КРЭЗ-500 кВ

Главная схема электрических соединений

НВПИ НИЯУ МИФИ


Электрический блок 1000 МВт
G2–T2
РТСН
Электрический блок 1000 МВт
G4–T4
ДП.13.02.03.2.15.03.33
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ АЭС–4000 МВт
4×1000МВт, напряжением 750/330кВ
Нагрузка линий на напряжены 330 кВ
Рmax= 1880 МВт, Рmin= 1700 МВт.
Главная схема электрических соединений
НВПК НИЯУ МИФИ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №4

для выполнения дипломного проекта

Раздел 4 Расчёт токов короткого замыкания

для специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1.Общие положения……3

2. Пример……14

3. Приложения……22

Список литературы……28

1. Общие положения

Расчету токов КЗ предшествует выбор расчетных условий, в частности расчетной схемы. Последняя зависит от цели расчетов токов КЗ. Если эти цели состоят в выборе и проверке электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ, то в расчетную схему должны быть включены все источники энергии, влияющие на ток КЗ: синхронные генераторы и компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели. Влияние асинхронных электродвигателей допустимо не учитывать при мощности электродвигателя до 100 кВт, если они отделены от расчетной точки

КЗ токоограничивающим реактором или силовым трансформатором. А если асинхронные электродвигатели отделены от расчетной точки КЗ двумя плечами сдвоенного реактора или двумя и более ступенями трансформации, то их можно не учитывать и при больших мощностях.

Параметры различных элементов электроэнергетических систем, а также параметры режима, как и другие физические величины, могут быть выражены как в системе именованных, так и в системе относительных единиц, т.е. в долях от определенных значений этих же величин, принятых за единицу измерения. При этом точность получаемых результатов расчетов не зависит от используемой системы единиц измерения.

Применение системы относительных единиц часто существенно упрощает расчетные выражения, описывающие процессы в различных элементах электроэнергетической системы, облегчает контроль расчетных данных и сопоставление результатов расчетов для установок различной мощности, поскольку для таких установок относительные значения расчетных величин часто имеют одинаковый порядок.

Чтобы получить относительные значения различных физических величин, необходимо предварительно выбрать значения соответствующих величин, принимаемые за базисные, т.е. в качестве единиц измерения. В частности, чтобы выра-

зить параметры различных элементов схемы замещения электрической цепи и параметры режима в системе относительных единиц, необходимо иметь четыре базисные единицы: базисное напряжение $U_б$, базисный ток $I_б$, базисную мощность (трехфазной системы) $S_б$ и базисное сопротивление $Z_б$. Две из них выбирают произвольно, а две другие определяют из соотношения для мощности трехфазной системы

$$S_б = \sqrt{3}\, I_б U_б$$

и формулы, выражающей закон Ома:

$$Z_б = \frac{U_б}{\sqrt{3} I_б}$$

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке.

1. Составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки КЗ.
2. На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются.
3. Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ,
4. Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E_{экв}$ и ударного коэффициента $k_{уд}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением.
5. Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ I_{n0}, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t (I_{nt}. i_{at}).

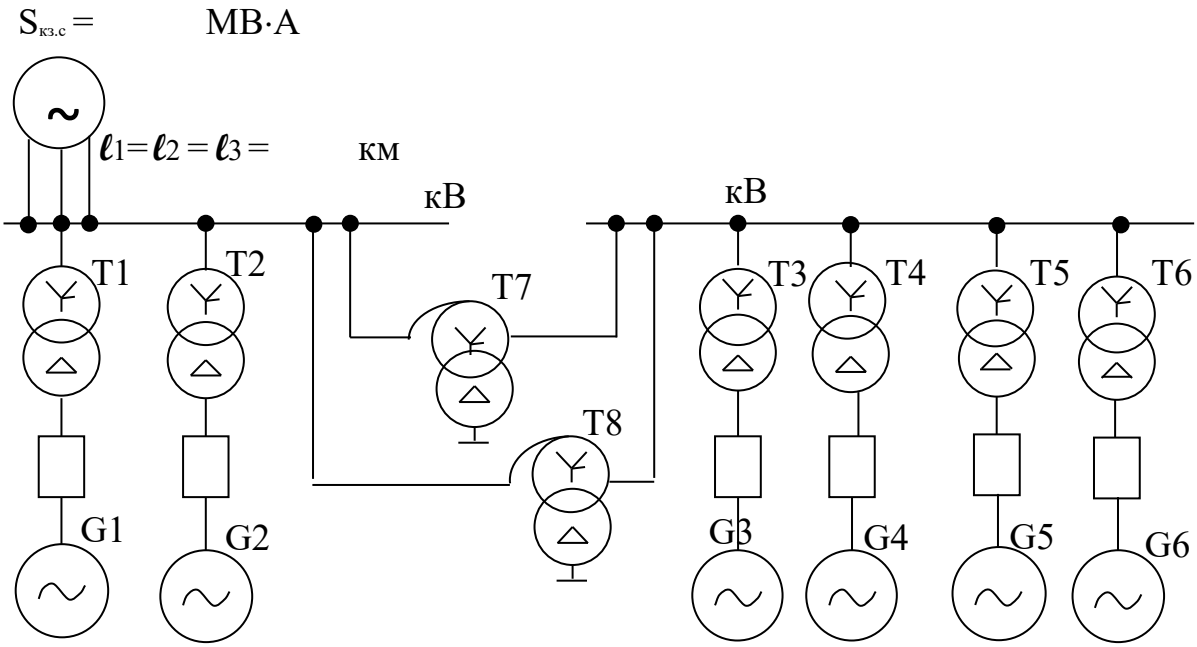


Рисунок 1.1 Расчётная схема

Исходные данные:

Генераторы:

$S_{нG1\text{-}G2}$ = МВ·А; X"d =

$S_{нG3\text{-}G6}$ = МВ·А; X"d =

Трансформаторы:

$S_{нT1\text{-}T2}$ = МВ·А; $U_к$ = %

$S_{нT3\text{-}T6}$ = МВ·А; $U_к$ = %

Автотрансформаторы:

$S_{номT5,T6}$ = МВ·А; $U_{кв\text{-}н}$ = %; $U_{кс\text{-}н}$ = %; $U_{кв\text{-}с}$ = %

Составляем схему замещения, в которой все элементы представляются в виде индуктивных сопротивлений, величина которых подсчитывается из таблицы, 3.4

[1].

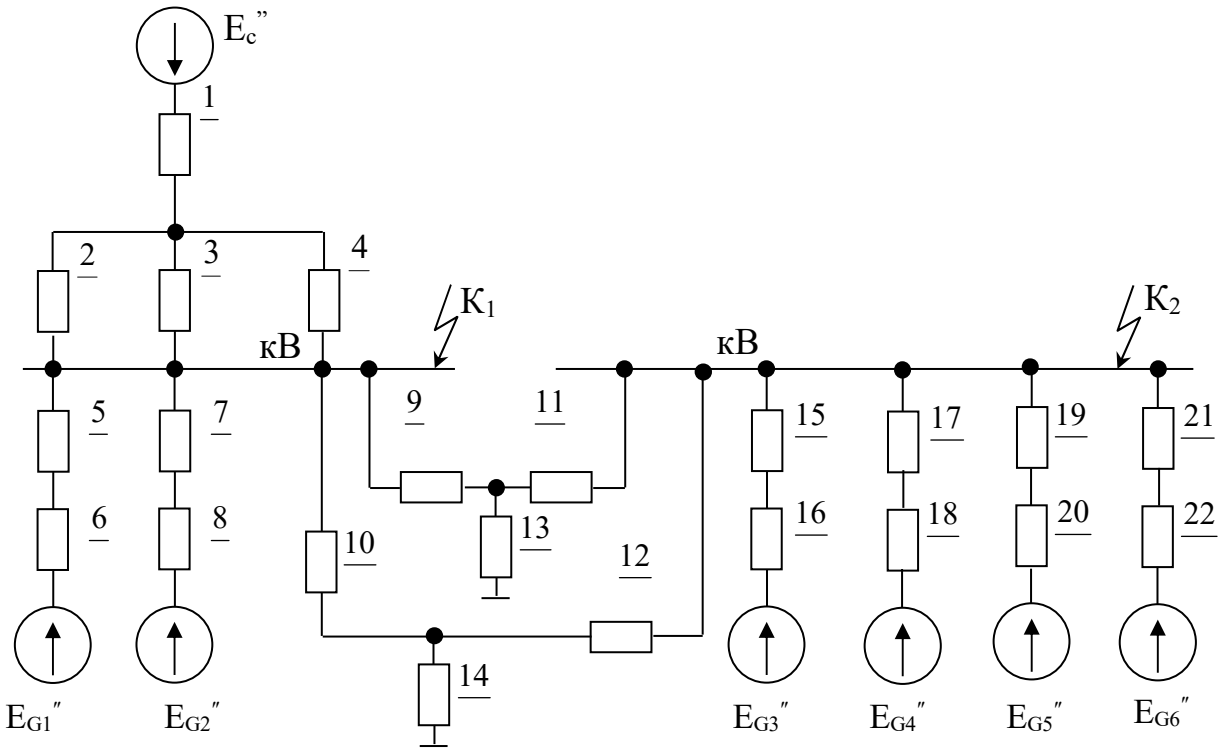


Рисунок 1.2 Преобразованная схема замещения

Расчет ведем в относительных единицах при $S_б$ = 1000 МВА.

Сопротивление системы:

$$X_c = X_1 = \frac{S_б}{S_{кзс}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.1)$$

Сопротивление линий электропередач:

$$X_2 = X_3 = X_4 = X_{уд} \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_{СР}^2} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.2)$$

Сопротивление трансформаторов на шинах кВ:

$$X_5 = X_7 = \frac{U_к \cdot S_б}{100 \cdot S_{нт}} = \quad \text{о.е.}$$

(1.3)

Сопротивление трансформаторов на шинах кВ:

$$X_{15} = X_{17} = X_{19} = X_{21} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{нт}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.4)$$

Сопротивление генераторов:

$$X_6 = X_8 = X_d \cdot \frac{S_б}{S_{нг}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.5)$$

$$X_{16} = X_{18} = X_{20} = X_{22} = X_d \cdot \frac{S_б}{S_{нг}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.6)$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{тв} = X_9 = X_{10} = \frac{0{,}5 \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,в-н} - U_{к,с-н}) \cdot S_б}{100 \cdot S_{нт}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.7)$$

$$X_{тв} = X_{11} = X_{12} = \frac{0{,}5 \cdot (U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с}) \cdot S_б}{100 \cdot S_{нт}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.8)$$

$$X_{тн} = X_{13} = X_{14} = \frac{0{,}5 \cdot (U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с}) \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{нт}} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.9)$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К1

Произведем преобразования схемы замещения. Ветви G3, G4, G5, G6 – объединяем, так как генераторы G3 – G6 находятся за двумя ступенями трансформации. Кроме того, нет необходимости определять распределение токов по ветвям сети.

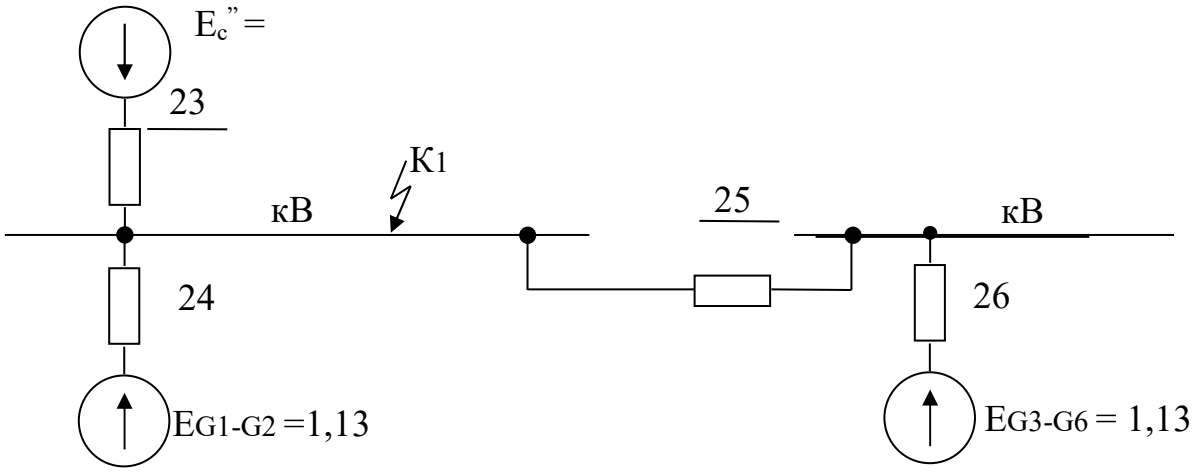


Рисунок 1.3 – Преобразованная схема замещения

$$X_{23} = X_1 + (X_2 // X_3 // X_4) = \quad \text{о.е.} \tag{1.10}$$

$$X_{24} = (X_5 + X_6) // (X_7 + X_8) = \quad \text{о.е.} \tag{1.11}$$

$$X_{25} = \frac{1}{2}\cdot(X_9+X_{11}) = \frac{1}{2}\cdot X_9 = \text{o.e.}$$

(1.12)

$$X_{26} = (X_{15}+X_{16})//(X_{17}+X_{18})//(X_{19}+X_{20})//(X_{21}+X_{22}) = \quad \text{o.e.} \qquad (1.13)$$

$$X_{27} = X_{25} + X_{26} = \quad \text{o.e.} \qquad (1.14)$$

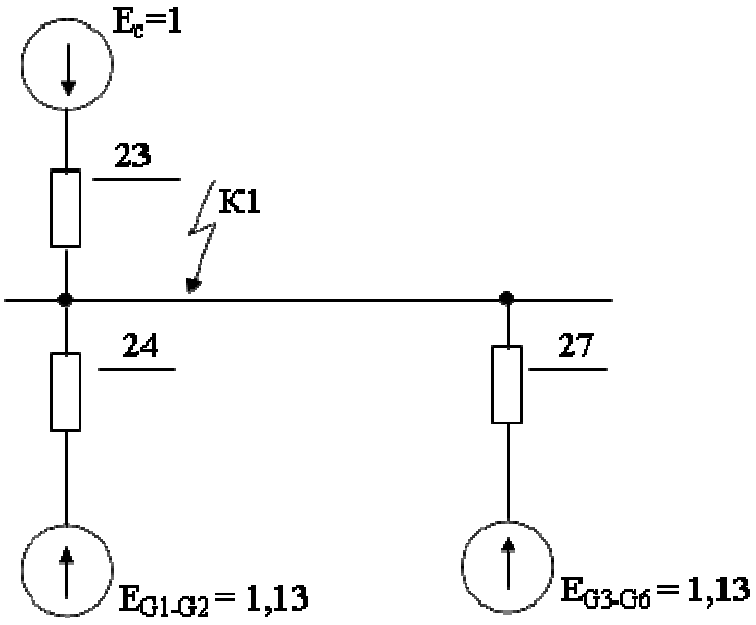


Рисунок 1.4 – Схема замещения для расчета токов к.з. в точке К1

Определяем токи к.з. в точке К1:

Базисный ток при $U_{ср.к.з} =$ кВ

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{ср.к.з.}} = \quad \text{кА} \qquad (1.15)$$

Сверхпереходные токи по ветвям в начальный момент времени (t = 0)

$$I_{пО}^{(3)}{}_{G3,G4,G5,G6} = \frac{E_{G3,G4,G5,G6} \cdot I_б}{X_{27}} = \quad кА \qquad (1.16)$$

$$I_{пос} = \frac{E_c \cdot I_б}{X_{23}} = \quad кА \qquad (1.17)$$

Суммарный ток: $I_{П.ОКI} =$

Ударные токи по ветвям:

$$i_{удG1,G2}^{(3)} = \sqrt{2} \bullet k_{удG1,G2} \cdot I_{пО.G1,G2}^{(3)} = \quad кА \qquad (1.18)$$

Суммарный ударный ток $i_{удК1}^{(3)} =$

Результаты расчетов тока короткого замыкания в точке К1 заносим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 - Сводная таблица расчета токов к.з. для точки К1

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G6	Суммарное значение
$X_{рез}$ о.е.				
E''				
$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА				
$I_{пО}^{(3)} = \frac{E \cdot I_б}{X_{рез}}$, кА				
$S_{ном.\ ветви}$, МВА				
$I_{ном.пст} = \frac{S_{ном.ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА				
$\frac{I_{п.О}^{(3)}}{I_{ном.пст}}$				
$\tau = 0{,}01 + t_{с.в}$, с				
$f_{n\tau} = \frac{I_{n\tau}}{I_{п.О}^{(3)}}$				
$I_{п\tau}^{(3)} = f_{n\tau} \cdot I_{п.О}^{(3)}$, кА				

kуд. таблица 3.6 [1]				
Ta,c таблица 3.6 [1]				
$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{пО}^{(3)}$, кА				
$e^{-\tau/Ta}$				
$i_{a\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{пО}^{(3)} \cdot e^{-\tau/Ta}$, кА				

Расчет токов короткого замыкания в точке К2

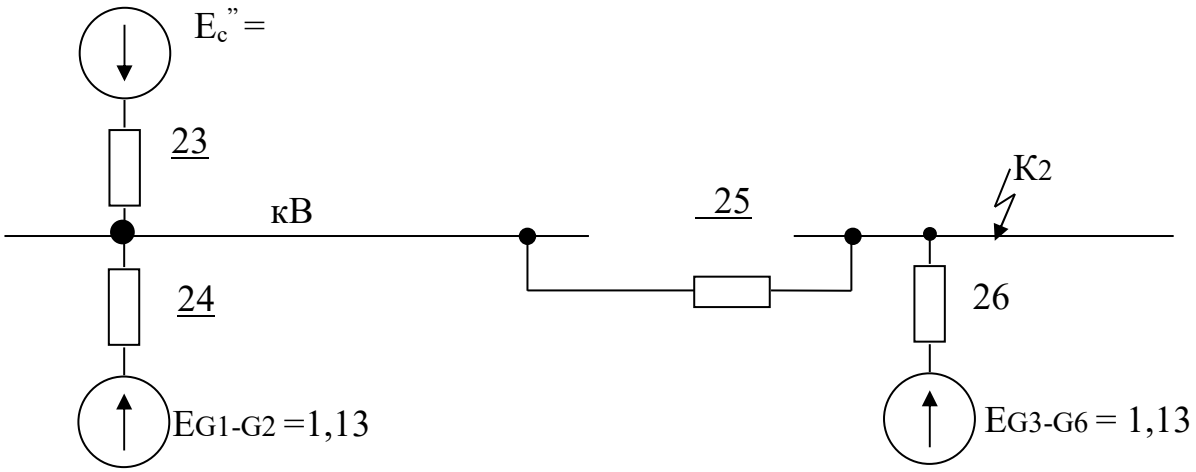


Рисунок 1.5 – Преобразованная схема замещения

$X_{ЭКВ} = X_{23} // X_{24} =$ о.е. (1.19)

$$C_1 = \frac{X_{ЭКВ}}{X_{23}} =$$

(1.20)

$$C_2 = \frac{X_{ЭКВ}}{X_{24}} =$$

(1.21)

$$X_{28} = \frac{X_{РЕЗ}}{C_1} = \quad \text{о.е.} \qquad (1.22)$$

$$X_{29} = \frac{X_{РЕЗ}}{C_2} = \qquad (1.23)$$

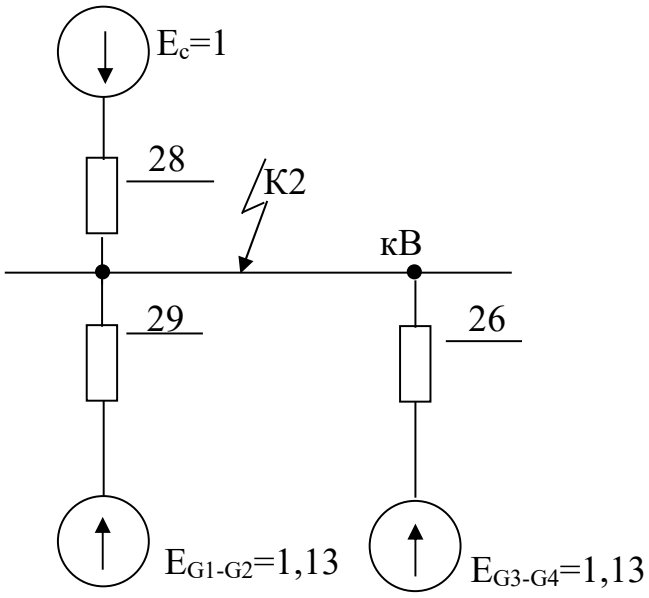


Рисунок 1.6 – Схема замещения для расчетов токов к.з. в точке К2

Результаты расчетов тока короткого замыкания в точке К2 заносим в таблицу 1.2

Таблица 1.2 - Сводная таблица расчета токов к.з. для точки К2

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G6	Суммарное значение
Хрез о.е.				
E″				
$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА				
$I_{пО}^{(3)} = \frac{E \cdot I_б}{X_{рез}}$, кА				
$S_{ном.\ ветви}$, МВА				
$I_{ном.пст} = \frac{S_{ном.ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА				
$\frac{I_{п.О}^{(3)}}{I_{ном.пст}}$				

Продолжение таблицы 1.2

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G6	Суммарное значение
$\tau = 0{,}01 + t_{с.в}$, с				
$f_{n\tau} = \frac{I_{n\tau}}{I_{п.О}^{(3)}}$				
$I_{п\tau}^{(3)} = f_{n\tau} \cdot I_{п.О}^{(3)}$, кА				
$k_{уд.}$ таблица 3.6 [1]				
Та,с таблица 3.6 [1]				
$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \bullet k_{уд} \cdot I_{пО}^{(3)}$, кА				
$e^{-\tau/Ta}$				
$i_{a\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{пО}^{(3)} \cdot e^{-\tau/Ta}$, кА				

2 Пример

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

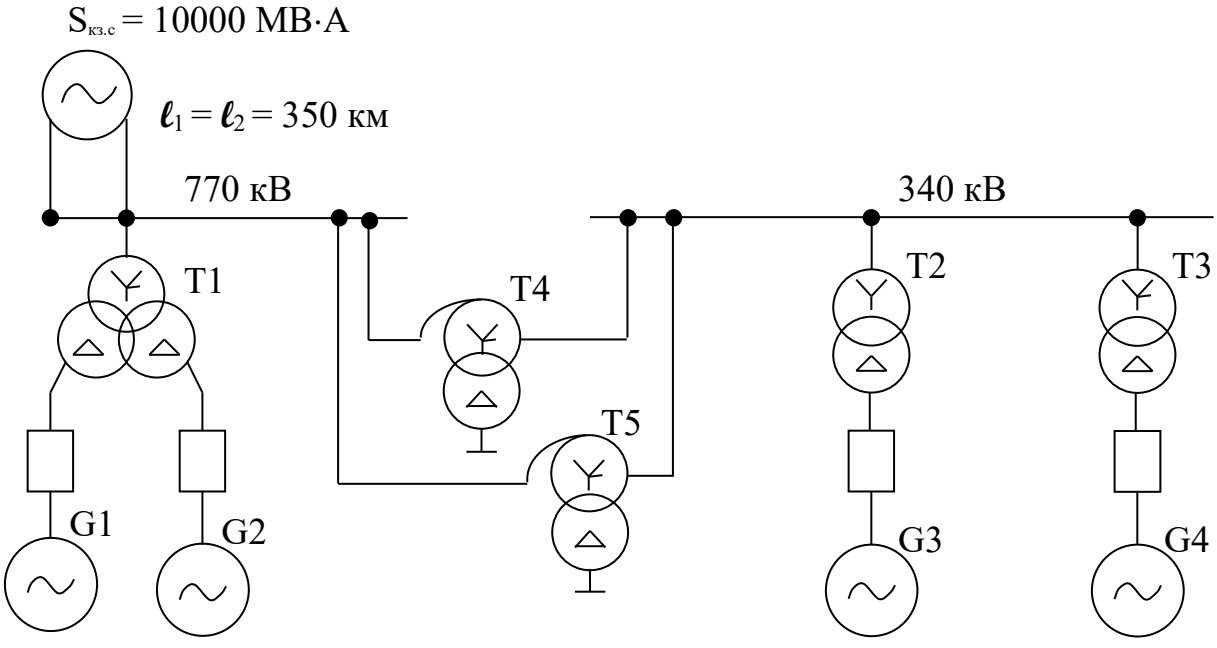


Рисунок 2.1 Расчётная схема

Исходные данные:

Генераторы: ТВВ-500

$S_{ном}$ G_1- G_4 = 588 МВ·А; X_d'' = 0,242;

Трансформаторы:

$S_{ном}T_1$ = 417000/750/24; $S_{ном}$ = 3·417 = 1251 МВ·А $U_{к.вн}$ = 14 %

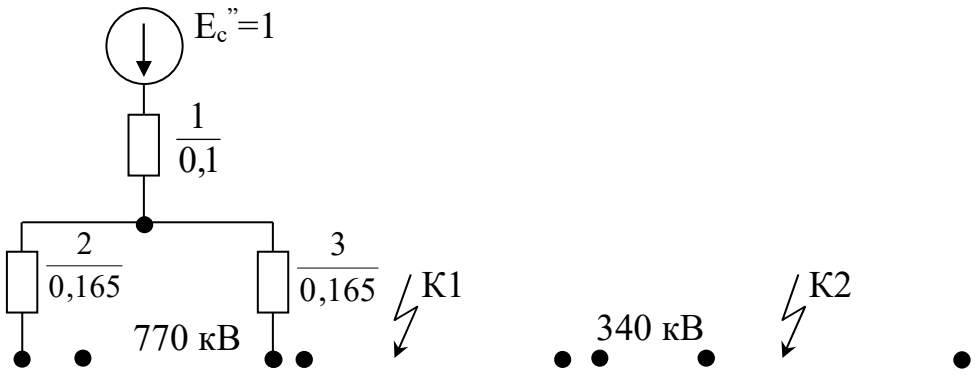
$S_{ном}T_2$-T_3 = 630000/330/15,75; $S_{ном}$ = 630 МВ·А $U_к$ = 11,5 %

Автотрансформаторы: 3·АОДЦТН = 3·333000/750/330

$S_{ном}T_4$, T_5 = 3·333 МВ·А; $U_{кв-н}$ = 28%; $U_{кс-н}$ = 17%; $U_{кв-с}$ = 10%

2.1 Схема замещения

Составляем схему замещения, в которой все элементы представляются в виде индуктивных сопротивлений, величина которых подсчитывается из таблицы 3.4 [1].



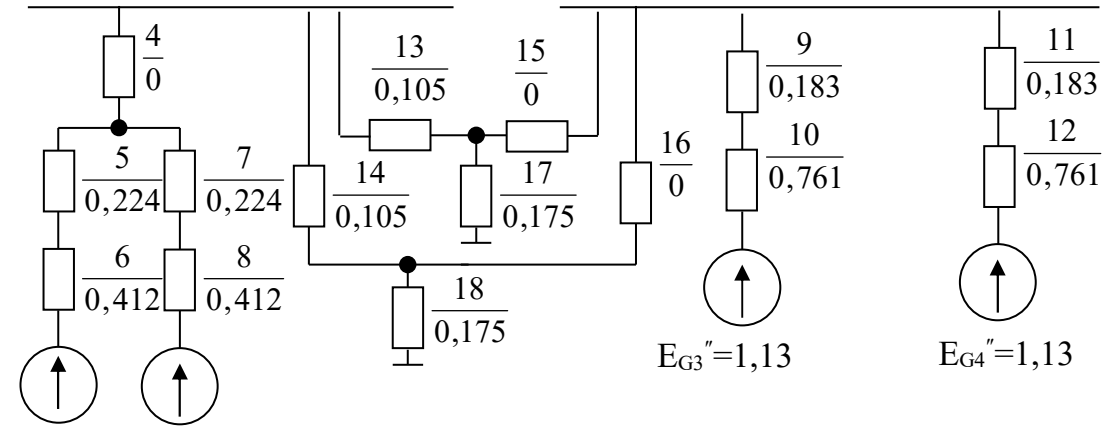


Рисунок 2.2 Преобразованная схема замещения

Расчет ведем в относительных единицах при Sб = 1000 МВ·А

Сопротивление системы:

$$X_c = X_1 = \frac{S_б}{S_{к.з.c}} = \frac{1000}{10000} = 0{,}1 \text{ о.е.} \qquad (2.1)$$

Сопротивление линий электропередач:

$$X_л = X_2 = X_3 = \frac{X_0 \cdot \ell \cdot S_б}{U_{ср}^2} = \frac{0{,}28 \cdot 350 \cdot 1000}{770^2} = 0{,}165 \text{ о.е.}$$

(2.2)

Сопротивление трансформаторов на шинах 770 кВ:

$X_4 = 0$

$$X_5 = X_7 = \frac{2 \cdot U_к \cdot S_б}{100 \cdot S_{нт}} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 1000}{100 \cdot 3 \cdot 417} = 0{,}224 \text{ о.е.} \qquad (2.3)$$

Сопротивление трансформаторов на шинах 340 кВ:

$$X_{10} = X_{12} = \frac{U_к \cdot S_б}{100 \cdot S_{нт}} = \frac{11{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0{,}183 \text{ о.е.} \qquad (2.4)$$

Сопротивление генераторов на шинах 770 кВ:

$$X_6 = X_8 = Xd''\bullet\frac{S_б}{S_н} = 0{,}242\cdot\frac{1000}{588} = 0{,}412\ \text{о.е.} \quad (2.5)$$

Сопротивление генераторов на шинах 340 кВ:

$$X_9 = X_{11} = Xd''\bullet\frac{S_б}{S_н} = 0{,}197\cdot\frac{1000}{588} = 0{,}761\ \text{о.е.} \quad (2.6)$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{тв} = X_{14} = X_{15} = \frac{0{,}5\cdot(U_{к,в-с} + U_{к,в-н} - U_{к,с-н})\cdot S_б}{100\cdot S_{нт}} = \quad (2.7)$$

$$= \frac{0{,}5\cdot(10+28-17)\cdot 1000}{100\cdot 3\cdot 333} = 0{,}105\ \text{о.е.}$$

$$X_{тв} = X_{16} = X_{17} = \frac{0{,}5\cdot(U_{к,с-н} + U_{к,в-с} - U_{к,в-н})\cdot S_б}{100\cdot S_{нт}} = \quad (2.8)$$

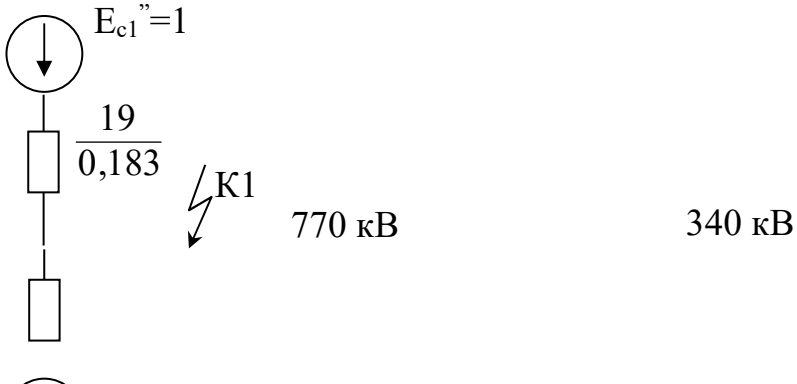
$$= \frac{0{,}5\cdot(17+10-28)\cdot 1000}{100\cdot 3\cdot 333} = 0\ \text{о.е.}$$

$$X_{тн} = X_{18} = X_{19} = \frac{0{,}5\cdot(U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с})\cdot S_б}{100\cdot S_{нт}} = \quad (2.9)$$

$$= \frac{0{,}5\cdot(28+17-10)\cdot 1000}{100\cdot 3\cdot 333} = 0{,}175\ \text{о.е.}$$

2.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К1

Произведем преобразование схемы замещения.



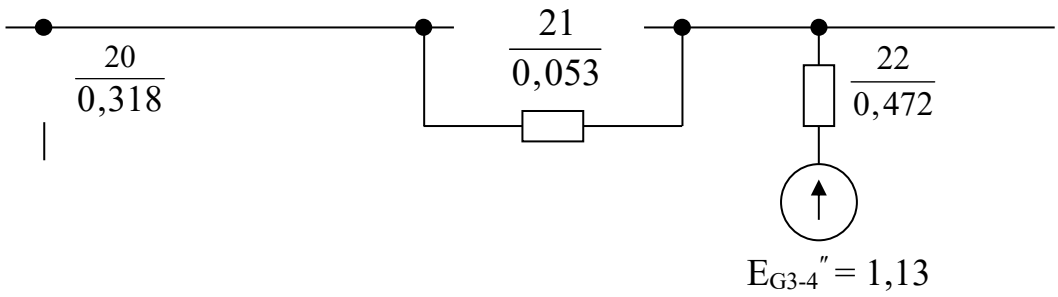


Рисунок 2.3 Преобразованная схема замещения

$$X_{19} = X_1 + (X_2//X_3) = 0,1 + \frac{0,165}{2} = 0,183 \text{ о.е.} \quad (2.10)$$

$$X_{20} = (X_5+X_6)//(X_7+X_8) = \frac{0,224+0,412}{2} = 0,318 \text{ о.е.} \quad (2.11)$$

$$X_{21} = (X_{13}+X_{15})//(X_{14}+X_{16}) = \frac{0,105+0}{2} = 0,053 \text{ о.е.} \quad (2.12)$$

$$X_{22} = (X_9+X_{10})//(X_{11}+X_{12}) = \frac{0,183+0,761}{2} = 0,472 \text{ о.е.} \quad (2.13)$$

$$X_{23} = X_{21} + X_{22} = 0,053 + 0,472 = 0,525 \text{ о.е.} \quad (2.14)$$

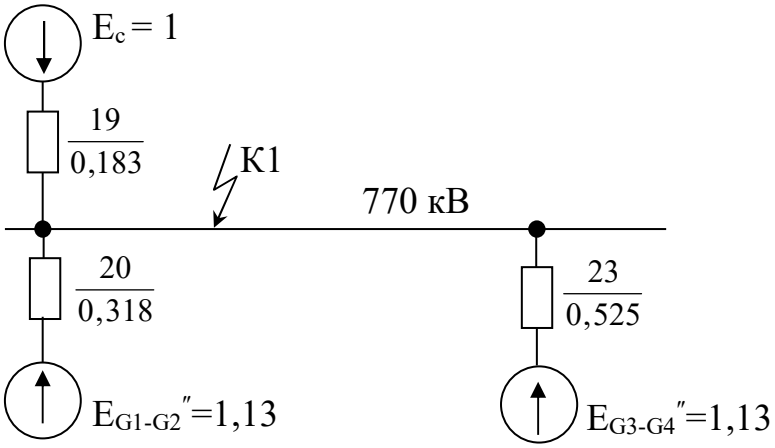


Рисунок 2.4 Схема замещения для расчета токов к.з. в точке К1

Таблица 2.1 - Сводная таблица расчета токов К.З для точки К1 (шины 750 кВ)

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G4	Суммарное значение
Хрез о.е.	0,183	0,318	0,525	-
Е”	1	1,13	1,13	-
$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА	$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75$			-
$I_{пО}^{(3)} = \frac{E \cdot I_б}{X_{рез}}$, кА	$\frac{1 \cdot 0,75}{0,183} = 4,1$	$\frac{1,13 \cdot 0,75}{0,318} = 2,67$	$\frac{1,13 \cdot 0,75}{0,525} = 1,614$	9,67
$S_{ном.ветви}$, МВА	-	1176	1176	-
$I_{ном.пст} = \frac{S_{ном.ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА	-	$\frac{1176}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,9$	$\frac{518}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,39$	-
$\frac{I_{п.О}^{(3)}}{I_{ном.пст}}$	-	$\frac{2,67}{0,9} = 2,97$	$\frac{1,614}{0,9} = 1,8$	-
$\tau = 0,01 + t_{с.в}$, с	0,035			-
$f_{n\tau} = \frac{I_{n\tau}}{I_{п.О}^{(3)}}$ [1]	1	0,975	1	-
$I_{п\tau}^{(3)} = f_{n\tau} \cdot I_{п.О}^{(3)}$, кА	4,1	2,67·0,975=2,6	1,614·1=1,614	9,53

Продолжение таблицы 2.1

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G4	Суммарное значение
$k_{уд.}$ таблица 3.6 [1]	1,895	1,973	1,965	-
$T_а$,с таблица 3.6 [1]	0,08	0,35	0,26	-
$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \bullet k_{уд} \cdot I_{пО}^{(3)}$, кА	$\sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot 4,1 = 11$	$\sqrt{2} \cdot 1,973 \cdot 2,67 = 7,49$	$\sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 1,614 = 4,49$	22,98

$e^{-\tau/Ta}$	$e^{\frac{-0,035}{0,08}} = 0,65$	$e^{\frac{-0,035}{0,3}} = 0,9$	$e^{\frac{-0,035}{0,26}} = 0,87$	-
$i_{a\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{пО}^{(3)} \cdot e^{-\tau/Ta}$, кА	$\sqrt{2} \cdot 4,1 \cdot 0,65 = 3,77$	$\sqrt{2} \cdot 2,67 \cdot 0,9 = 3,4$	$\sqrt{2} \cdot 1,614 \cdot 0,87 = 2$	9,17

2.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2

Произведем преобразование схемы замещения.

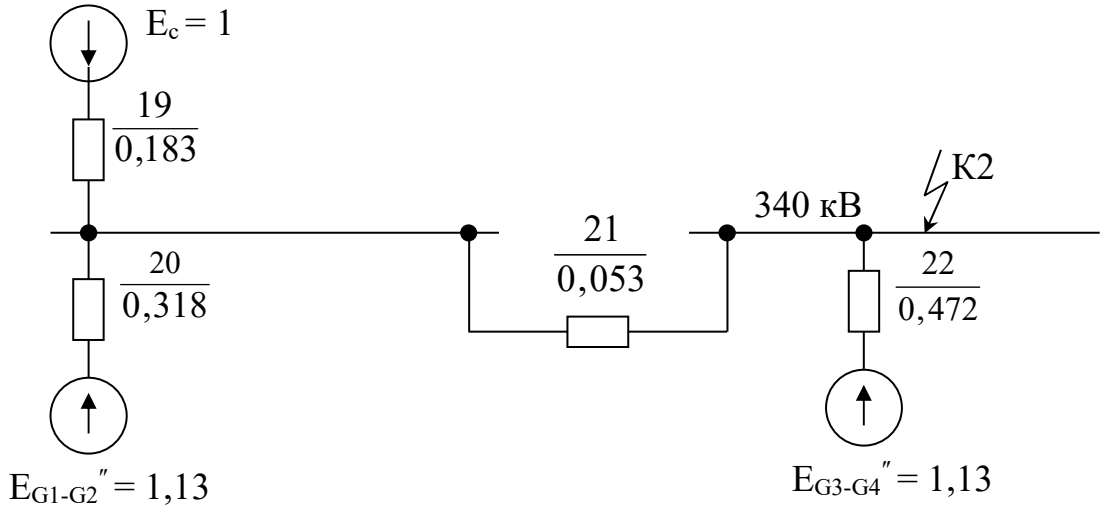


Рисунок 2.5 – Преобразованная схема замещения

$$X_{ЭКВ} = X_{19} // X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{0,183} + \frac{1}{0,318}} = 0,116 \text{ о.е.} \quad (2.15)$$

$$X_{рез} = X_{экв} + X_{21} = 0,116 + 0,053 = 0,169 \text{ о.е.} \quad (2.16)$$

$$C_1 = \frac{X_{ЭКВ}}{X_{19}} = \frac{0,116}{0,183} = 0,634 \text{ о.е.} \quad (2.17)$$

$$C_2 = \frac{X_{ЭКВ}}{X_{20}} = \frac{0,116}{0,318} = 0,365 \text{ о.е.} \quad (2.18)$$

$$X_{24} = \frac{X_{РЕЗ}}{C_1} = \frac{0,169}{0,634} = 0,267 \text{ о.е.}$$

(2.19)

$$X_{25} = \frac{X_{РЕЗ}}{C_2} = \frac{0,169}{0,365} = 0,463 \text{ о.е.} \quad (2.20)$$

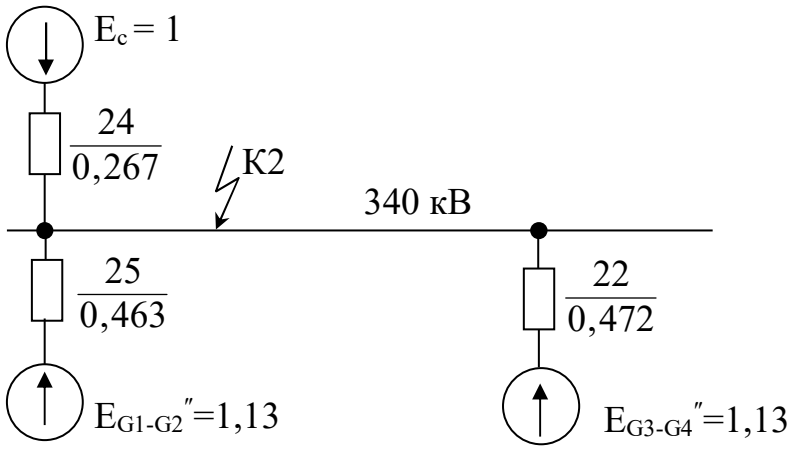


Рисунок 2.6 Схема замещения для расчета токов к.з. в точке К2

Таблица 2.2 - Сводная таблица расчета токов К.З для точки К2

Источник питания / Расчетные значения	С	G1-G2	G3-G4	Суммарное значение
Хрез о.е.	0,267	0,463	0,472	-
E”	1	1,13	1,13	-
$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА	$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7$			-
$I_{пО}^{(3)} = \frac{E \cdot I_б}{X_{рез}}$, кА	$\frac{1 \cdot 1,7}{0,267} = 6,37$	$\frac{1,13 \cdot 1,7}{0,463} = 4,15$	$\frac{1,13 \cdot 1,7}{0,472} = 4,07$	14,59
$S_{ном.ветви}$, МВА	-	1176	1176	-
$I_{ном.пст} = \frac{S_{ном.ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}}$, кА	-	$\frac{1176}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2$	$\frac{1176}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2$	-
$\frac{I_{п.О}^{(3)}}{I_{ном.пст}}$	-	$\frac{4,15}{2} = 2,075$	$\frac{4,07}{2} = 2,073$	-
$\tau = 0,01 + t_{с.в}$, с	0,035			-
$f_{n\tau} = \frac{I_{n\tau}}{I_{п.О}^{(3)}}$	1	0,995	0,96	-
$I_{п\tau}^{(3)} = f_{n\tau} \cdot I_{п.О}^{(3)}$, кА	6,37	4,15·0,995=4,13	4,07·0,96=3,91	14,41
$k_{уд.}$ таблица 3.6 [1]	1,78	1,973	1,965	-
Та,с таблица 3.6 [1]	0,04	0,35	0,26	-
$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \bullet k_{уд} \cdot I_{пО}^{(3)}$, кА	$\sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 6,37 = 16,03$	$\sqrt{2} \cdot 1,973 \cdot 4,15 = 11,58$	$\sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 4,07 = 11,31$	38,92
$e^{-\tau/Та}$	$e^{\frac{-0,035}{0,04}} = 0,42$	$e^{\frac{-0,035}{0,3}} = 0,9$	$e^{\frac{-0,035}{0,26}} = 0,87$	-
$i_{а\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{пО}^{(3)} \cdot e^{-\tau/Та}$, кА	$\sqrt{2} \cdot 6,37 \cdot 0,42 = 3,78$	$\sqrt{2} \cdot 4,15 \cdot 0,9 = 5,27$	$\sqrt{2} \cdot 4,07 \cdot 0,87 = 5$	14,05

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

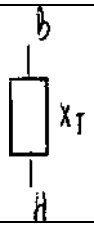
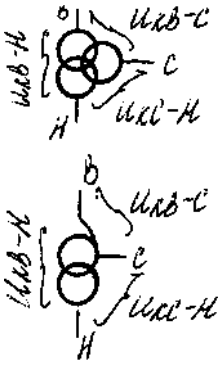
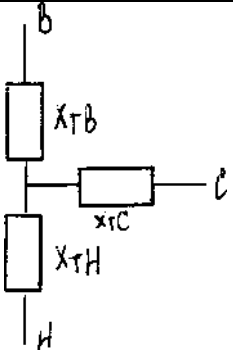
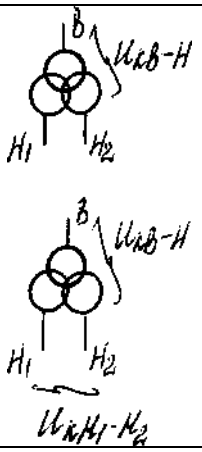
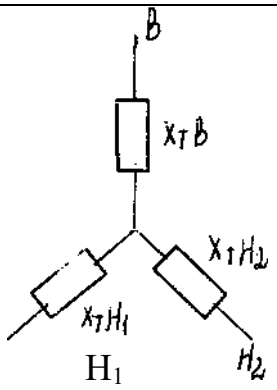
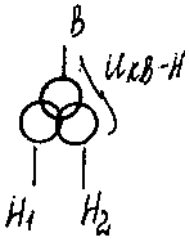
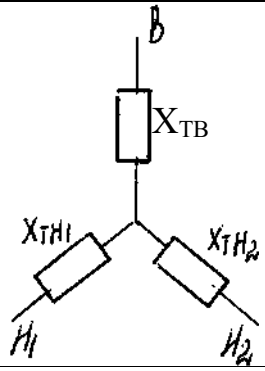
5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Методические рекомендации по применению государственных стандартов ЕСКД в курсовых и дипломных проектах: НВПК, Нововоронеж 2010 (НВПК НИЯУ МИФИ).

3 Приложения

Приложение А

Таблица 3.1 Определение сопротивлений обмоток силовых трансформаторов

Наименование	Исходная схема	Схема замещения	Расчётные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$X_т\% = u_{кВ\_н}\%$
Трёхобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$X_{тВ}\%=0,5(u_{кв-н}\%+u_{кв-с}\%+u_{кс-н}\%)$ $X_{тС}\%=0,5(u_{кв-с}\%+u_{кс-н}\%+u_{кв-н}\%)$ $X_{тН}\%=0,5(u_{кв-н}\%+u_{кс-н}\%+u_{кв-с}\%)$
Трёхфазный трансформатор с обмоткой низшего напряжения, разделённой на две ветви			а)$X_{тВ}\%=0,125u_{кВ-Н}\%$ $X_{тН1}\%=X_{тН2}\%=1.75u_{кВ-Н}\%$ б)$X_{тВ}\%=u_{кВ-Н}\%-0,5u_{кН1-Н2}\%$ $X_{тН1}\%=X_{тН2}\%=u_{кН1-Н2}\%$ $u_{кН1-Н2}\%$ задается в каталогах относительно $S_{Н1}=S_{Н2}=0,5S_{ном}$
Группа однофазных д вухобмоточ н ых трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, разделенной на две ветви			$X_{тВ} = 0$ $X_{тН1}\%=X_{тН2}\%=2u_{кВ-Н}\%$

Приложение В

Таблица 3.2 Средние удельные индуктивные сопротивления воздушных и кабельных линий электропередач

Линия электропередач	Худ, Ом/км
Одноцепная воздушная линия:	
6-220 кВ	0,4
220-330 кВ при расщеплении на два провода в фазе	0,32
400-500 кВ при расщеплении на три провода в фазе	0,3
750 кВ при расщеплении па четыре провода в фазе	0,28
Трехжильный кабель:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильный маслонаполненный кабель	
110-220 кВ	0,16

Таблица 3.3 Значения ЭДС источников

Источники	$E''_{(ном)}$
Турбогенератор:	
до 100 МВт	1,08
100-1000 МВт	1,13
Гидрогенератор с успокоительными обмотками	1,13
Гидрогенератор без успокоительных обмоток	1,18
Синхронный компенсатор	1,2
Синхронный электродвигатель	1,1
Асинхронный электродвигатель	0,9

Таблица 3.4 Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений.

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы	Относительные единицы
Генератор	$X''_{d*ном}$ $S_{ном}$	$x=x''_{d*ном}\frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x^*=x''_{d*ном}\frac{S_б}{S_{ном}}$
	$X''_{d/ном}$ $S_{ном}$	$x=x''_{d*ном}\frac{x''_d\%\cdot U_б^2}{100\cdot S_{ном}}$	$x^*=\frac{x''_d\%}{100}\frac{S_б}{S_{ном}}$
Энергосистема	$S_к$	$x=\frac{U_б^2}{S_к}$	$x^*=\frac{S_б}{S_к}$
	$I_{ном.отк}$	$x=\frac{U_б^2}{\sqrt{3}I_{ном.отк}U_{ср}}$	$x^*=\frac{S_б}{\sqrt{3}I_{ном.отк}U_{ср}}$
	$X_{с*(ном)}$ $S_{ном}$	$x=x_{с*(ном)}\frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x^*=x_{с*(ном)}\frac{S_б}{S_{ном}}$
Трансформатор	$X_{т\%}$ $S_{ном}$	$x=\frac{x_п\%\cdot U_б^2}{100\cdot S_{ном}}$	$x^*=\frac{x_п\%\cdot S_б}{100\cdot S_{ном}}$
Реактор	$X_р$	$x=x_р\frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x^*=x_р\frac{S_б}{U_{ср}^2}$
Линии электропередач	$X_{уд}$	$x=x_{уд}\ell\frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x^*=x_{уд}\ell\frac{S_б}{U_{ср}^2}$

Примечание. $S_{ном}$ номинальные мощности элементов (генератора, трансформатора, энергосистемы), МВ·А; $S_б$ – базовая мощность, МВ·А; $S_К$ - мощность КЗ энергосистемы, МВ·А; $I_{ном.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; $x_с*_{(ном)}$ - относительное номинальное сопротивление энергосистемы;

$x_т$ – относительное сопротивление трансформатора, определяемое через

$u_к$ - напряжение КЗ трансформатора (смотрите таблицу 3.2); $I_б$ - базовый ток, кА;

$u_{ср}$- среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$x_{ул}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

ℓ- длина линии. км.

Приложение D

Таблица 3.5 - Значение T_a и K_y для современных генераторов и синхронных компенсаторов

Тип генератора или синхронного компенсатора	T_a, с	K_y	Тип генератора или синхронного компенсатора	T_a, с	K_y
ТВВ-200-2	0,3 1	1 ,969	КС-16-10УЗ	0,145	1,933
ТВВ-220-2	0,326	1,97	КСВБ-50-11У1	0,187	1,948
ТГВ-300	0,54	1 ,98 1	КСВ1Ю-50-11У1	0,187	1,948
ТВВ-500-2	0,34	1,971	КСВ-75-11У1	0,2	1,95
ТВВ- 1000-2	0,44	1,978	КСВБ-100-11У1	0,248	1,96
ТВФ-63-2УЗ	0,39	1,975	КСВБО-100-11У1	0,248	1,96
ТВФ-63-2УЗ	0,24	1,959	КСВБ-160-15У1	0,26	1,962
ТВФ-63-2ЕУЗ	0,247	1,96	КСВБО-160-15У1	0,26	1,962
ТВФ-110-2ЕУЗ	0,41	1 ,976	Гидрогенераторы явнополюсные с демпферными обмотками	0,05-0,045	1,979
ТВФ-120-2УЗ	0,4	1,975			
ТВВ-160-2ЕУЗ	0,408	1,976			
ТВВ-220-2ЕУЗ	0,307	1,968			
ТВВ-320-2ЕУЗ	0,388	1,974			
ТВМ-300-УЗ	0,392	1,975			
ТВВ-500-2ЕУЗ	0,34	1,971			
ТВВ-800-2ЕУЗ	0,33	1,97	Гидрогенераторы явнополюспые без демпферных обмоток	0,1-0,5	1,98
ТВВ-1000-4УЗ	0,33	1,97			
ТВВ-1000-2УЗ	0,33	1,97			
ТВВ-1200-2УЗ	0,38	1,973			

Приложение Е

Таблица 3.6 Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока

Элементы или части энергосистемы	T_a, с	k_y
Турбогенераторы мощностью, МВт:		
12-60	0,16-0,25	1,94-1,955
100-1200	0,4-0,54	1,975-1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора, кВ 6,3		
10	0,2	1,95
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт	0,15	1,935
100-200		
300	0,26	1,965
500	0,32	1,97
800, 1000,1200	0,35	1,973
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ	0,3	1,967
35		
110-150		
220-330	0,02	1,608
500-750	0,02-0,03	1,608-1,717
Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВ-А в единице	0,03-0,04	1,717-1,78
80 и выше	0,06-0,08	1,85-1,895
32-80		
5,6-32	0,06-0,15	1,85-1,935
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А	0,05-0,1	1,82-1,904
1000 и выше	0,02-0,05	1,6-1,82
630 и ниже		
Распределительные сети напряжением 6-10 кВ	0,23	1,956
	0,1	1,904
	0,01	1,369

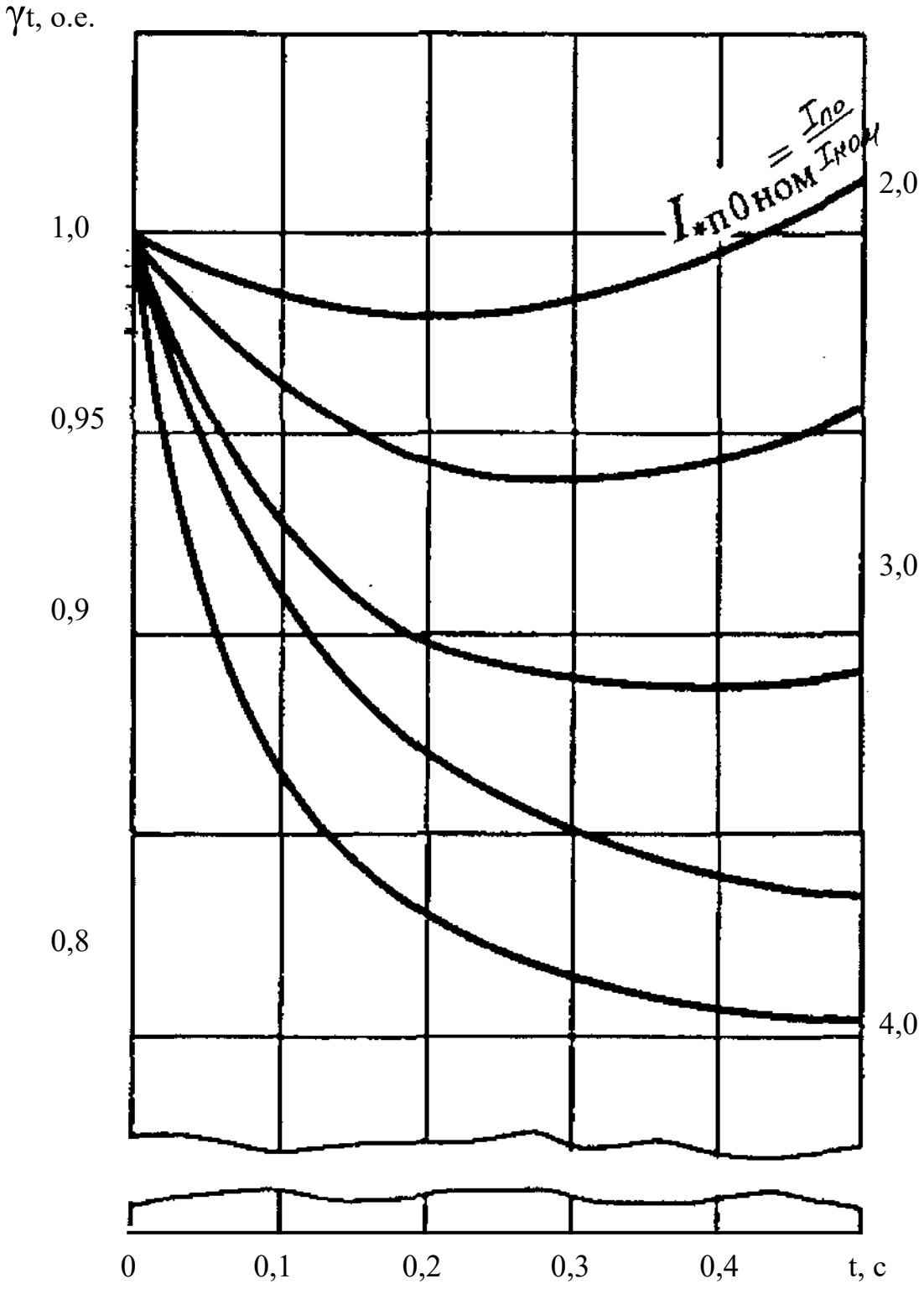


Рисунок 3.2 Типовые кривые изменения периодической составляющей тока КЗ от генераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №5

для выполнения дипломного проекта

Раздел 5 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданной цепи

для специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

В методических указаниях №5 изложены методы выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей. Рассмотрен пример выбора электрических аппаратов и токоведущих частей в цепи блочного трансформатора. Приведены справочные данные о параметрах и характеристиках выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, высокочастотных заградителей, ограничителей перенапряжения.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Расчётные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы……...4
2. Выбор гибких шин и токопроводов……6
3. Выбор выключателей и разъединителей…….....8
4. Выбор измерительных трансформаторов……..9
5. Пример. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей на стороне 750 кВ автотрансформатора связи……...……14
Список литературы……...22
Приложение…….....23

1 РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ

Для выбора токоведущих частей и аппаратов в цепях электрических станций и подстанций необходимо правильно рассчитать:

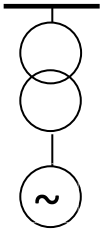
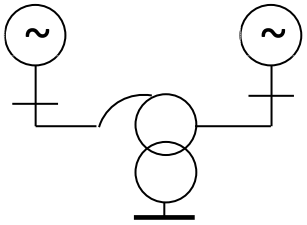
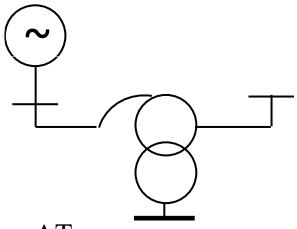
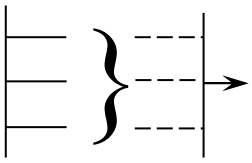
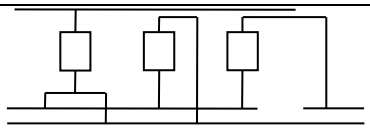
$I_{норм}$ - наибольший ток нормального режима;

$I_{пах}$ - наибольший ток послеаварийного (или ремонтного) режима для данного присоединения.

Формулы для определения значения этих токов приведены в [1].

Для проверки аппаратов и шин по термической и электродинамической стойкости, а для выключателей и для проверки отключающей способности токов к.з. необходимо расчетные значения токов к.з. Следует внимательно прочитать § 3.10 [1], разобрав распределение цепей электроустановок станций и подстанций по расчетным зонам, смотрите рисунок 3.22, 3.24, 3.24 [1]. Следует обратить особое внимание на зону 3- цепи генераторов и синхронных компенсаторов, так как выбор оборудования по сумме токов к.з. от всех источников неверен и может привести к утяжелению аппаратуры.

Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы

Элемент схемы		$I_{норм}$	I_{max}
 Цепь G, цепь бл-ного т-ра		$\frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}$	$\frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3}\cdot 0{,}95\cdot U_{ном}}$
 Цепь автотрансформатора	ВН	$\frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ВН}}$	$(1{,}3\div 1{,}4)\ I_{норм}$
	СН	$\frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{СН}}$	$(1{,}3\div 1{,}4)\ I_{норм}$
 Цепь АТ, если отсутствует связь с энергосистемой на СН.	ВН	$\frac{(0{,}65\div 0{,}7)S_{т.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ВН}}$	$(1{,}3\div 1{,}4)\ I_{норм}$
	СН	$\frac{S_{сн.max}}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{СН}}$, где $S_{сн.max}$ - из перетока мощности в нормальном режиме.	$2I_{норм}$
	НН	$\frac{S_{нагр.НН}}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{НН}}$	$\frac{S_{нагр.НН}}{\sqrt{3}\cdot U_{НН}}$
 Цепь линии	ВН	$\frac{S_{нагр}}{n\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ном}}$ $S_{нагр}=S_{ВН.АТ}+(\Sigma S_г-\Sigma S_{сн})$, где $S_{ВН.АТ}$ - из перетока мощности в нормальном режиме; $\Sigma S_г$- подключенных к РУВН	$\frac{n}{n-1}I_{норм}$
	СН	$\frac{S_{нагр}}{n\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ном}}$, где $S_{нагр}=\frac{P_{нагр}}{\cos\varphi}$ Мощность нагрузки на СН из задания	$\frac{n}{n-1}I_{норм}$
 Цепи секционных, ШСВ и сборных шин		По токораспределению наиболее загруженного присоединения	$I_{max.г}$, $I_{max.т}$ или $I_{max.линии}$

2 ВЫБОР ГИБКИХ ШИН И ТОКОПРОВОДОВ

Типы проводников, применяемых в основном в электрических цепях, приводятся на с. 173-175 [1].

Выбор сборных шин всех напряжений, а также ошиновки и кабелей резервных трансформаторов производится по допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (2.1)$$

Для сборных шин I_{max} определяется по самой большой мощности присоединений.

$I_{доп}$ - длительный допустимый ток для шин и кабелей [1, с. 624-627].

Выбор комплектного токопровода производиться по максимальному току генератора. Тип токопровода принимается по [3]. Принятый токопровод проверяется на электродинамическую стойкость:

$$i_y < i_{дин} \quad (2.2)$$

где i_y - расчетный ударный ток;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости [1].

Провода линий электропередач напряжением более 35 кВ выбираются по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{норм}}{j_э} \quad (2.3)$$

По условиям короны в ПУЭ рекомендуется применять на ВЛ провода сечением не менее указанных в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Минимальное сечение проводов ВЛ по условиям короны, расстояние между фазами, наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750
Д, м	3	4	4,5	6	10
q, мм^2	70	240	2×240	3×300	4×400
$a_{доп}$	0,45	0,95	1,4	2,0	3,0

где Д - расстояние между фазами;

q - минимальное сечение проводов из условий потерь на корону;

$a_{доп}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

Выбранное сечение проверяется на:

- длительно допустимый ток $I_{max} \le I_{доп}$ (2.4)

- термическое действие тока к.з.

$$\Theta_к \le \Theta_{к.доп};\ q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C} \le q \qquad (2.5)$$

- электродинамическое действие тока к.з. (если при этом $I_{ПО}^{(3)} < 20$ кА, то данная проверка не делается);

При больших токах к.з. провода в фазах могут настолько сблизиться, что произойдёт схлёстывание или пробой между фазами. Провода не будут схлестываться, если $B < B_{доп}$, где допустимое отклонение провода

$$B_{доп} = \frac{Д - d - a_{доп}}{2} \qquad (2.6)$$

- коронирование при напряжении 35 кВ и выше.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0{,}9E_0$

$1{,}07E < 0{,}9E_0$ (2.7)

где E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по формуле 4.32 [I], а около поверхности расщепленного провода определяется по формуле 4.33 [1].

E_0 - начальная критическая напряженность электрического поля определяется по формуле 4.31 [1].

*Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях к.з. рассматриваются как один провод суммарного сечения. (ПУЭ)

Таблица 2.2 - Значения k и $r_{экв}$

Параметр	Число проводов в фазе		
	2	3	4
Коэффициент k Эквивалентный радиус, $r_{экв}$ см	$1+2\frac{r_0}{a}$ $\sqrt{r_0 a}$	$1+2\sqrt{3}\frac{r_0}{a}$ $\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$1+3\sqrt{2}\frac{r_0}{a}$ $\sqrt[4]{r_0 a^3}$

3 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Выбор выключателей производится в соответствии с ГОСТ - 687 - 78Е. Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим условиям [1]:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{уст}$ (3.1)
- по длительному току $I_{ном} \geq I_{max}$ (3.2)
- на симметричный ток отключения $I_{откл.ном} \geq I_{n.r}$ (3.3)
- на отключение апериодической составляющей тока к.з. $i_{a.ном} \geq i_{a.r}$ (3.4)

где номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_н \cdot I_{откл.ном}}{100}$$

Если условие $I_{отн.ном} \geq I_{n.r}$ соблюдается, а $i_{aτ} \geq i_{a.ном}$, то делаем проверку по отклю-

чающей способности по полному току

$$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.г} + i_{ат},$$

где β(%) - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключенном токе [1, с. 238].

- по включающей способности $I_{вкл} \geq I_{п.0}$; $i_{вкл} \geq i_у$ (3.6)

- на электродинамическую стойкость $i_{дин} \geq i_у$; $I_{дин} \geq I_{п.0}$ (3.7)

- на термическую стойкость $I_\tau^2 \cdot t_\tau \geq B_к$ (3.8)

где $B_к$ - тепловой импульс тока К.З:

$$B_к = I^2_{по} \bullet (t_{отк} + T_а) \quad (3.9)$$

Выбор и проверка разъединителей производиться по следующим условиям:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{уст}$;

- конструкции, роду установки;

- по длительному току $I_{ном} \geq I_{max}$ (3.10)

- на электродинамическую стойкость $i_{пр.скв} \geq i_у$ (3.11)

- на термическую стойкость $I_\tau^2 \cdot t_\tau \geq B_к$ (3.12)

Выбор основного электротехнического оборудования производиться в табличной форме.

4 ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений удобных для измерения, а также для отделения цепей измерения и автоматики от первичных цепей напряжения.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$ (4.1)

- по току $I_{max} \leq I_{1норм}$, $I_{норм} \leq I_{1ном}$ (4.2)

- по электродинамической стойкости $i_y \le \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{1н}$ (4.3)

- по термической стойкости $B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ (4.4)

- по вторичной нагрузке $Z_2 \le Z_{2ном}$ (4.5)

- по конструкции и классу точности.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин, поэтому шинные трансформаторы тока по этому условию не проверяются.

При выборе трансформаторов тока следует учесть:

- в комплектных токопроводах используются встроенные трансформаторы тока: ТШВ-15, ТШВ-24, ТГВ-24-УЗ;

- со стороны высокого напряжения трансформаторов СН используются встроенные трансформаторы тока: ТВТ-35, ТВТ-110;

- в ячейках КРУ и КРУН, 6-10 кВ используются трансформаторы тока, принятые заводами к установке в данной серии КРУ и КРУН;

- в РУ 35-220 кВ должны в первую очередь использоваться трансформаторы тока встроенные в высоковольтные вводы силовых трансформаторов (ТВТ) или во вводах баковых выключателей (ТВ, ТВС, ТВУ), характеристики таких трансформаторов тока даны в табл. П 4.5 [3];

- трансформаторы тока выбираются по напряжению, длительному току нагрузки и проверяются по вторичной нагрузке и действию токов к.з.;

- расчет ведется в табличной форме.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке вычерчивают схему присоединения приборов к нему. При большом числе приборов используют 2-3 трансформатора тока. Вторичная нагрузка приборов подсчитывается по фазам, для этого составляется таблица вторичной нагрузки трансформатора тока.

Таблица 4.1 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

ПРИБОР	ТИП	ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩЬНОСТЬ, В А		
		А	В	С
ИТОГО:		Σ	Σ	Σ

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \quad (4.6)$$

Характеристику приборов принимаем по [1] таблица П 4.7

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \ [Ом] \quad (4.7)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2^2 - вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к \quad (4.8)$$

где $Z_{2ном}$ - номинальная допустимая вторичная нагрузка в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2приб}}{I_{2\,ном}^2} \ [Ом] \quad (4.9)$$

Сопротивление контактов принимается: $r_к = 0{,}05$ Ом при 2-3 приборах и $r_к$- 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot \ell_{расч}}{r_{пров}} [мм^2] \quad (4.10)$$

где $\ell_{расч} = 2\ell$ - при включении приборов в одну фазу;

$\ell_{расч} = \sqrt{3}\,\ell$ - при включении в неполную звезду (две фазы);

$\ell_{расч} = \ell$ - при включении в полную звезду (три фазы).

ℓ - длина вторичных цепей, принимается:

цепи генераторного напряжения блочных электростанций..... 20-40 м;

цепи: РУ- 110 кВ..... 75-100 м;

РУ-220кВ……100-150 м;

РУ-330-500 кВ..... 150-175 м.

На АЭС принимается контрольный кабель с негорючей изоляцией типа КВВГнг: Минимальное сечение жил - 2,5 мм^2, максимальное - 6 мм^2, удельное сопротивление $\rho = 0{,}0175 \ \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$

4.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения первичного напряжения до напряжения вторичных цепей измерения и релейной защиты.

Выбор трансформаторов напряжения производиться:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Тип трансформатора напряжения выбирается в зависимости от места его установки.

В установках 6-35 кВ трансформатор напряжения используется комбинированно: для включения устройств сигнализации и защиты от замыкания на землю. Эти условием отвечают трансформаторы напряжения типа ЗНОМ, ЗНОЛ, НТМИ, НКФ. При более высоких напряжениях используются трансформаторы напряжения, присоединенные к емкостным делителям напряжения НДЕ-500, НДЕ-750.

Выбранные трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке.

$$S_{2TV} = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2} \ \text{В·А} \qquad (4.11)$$

$S_{2TV} \leq S_{ном}$

При заполнении таблицы вторичной нагрузки надо учесть нагрузку параллельных обмоток приборов, установленных на всех присоединениях данного РУ и на его сборных шинах. В схеме с двумя системами шин надо учесть возможность длительного отключения одного трансформатора напряжения при ремонте сборных шин.

Приборы контроля изоляции и приборы синхронизации включают кратковременно, поэтому в подсчетах нагрузки их не включают.

Если расчетная нагрузка окажется больше допустимой нагрузки в выбранном

классе точности, то дополнительно устанавливают еще комплект трансформаторов напряжения.

$S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора.

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ НА СТОРОНЕ 750 кВ АВТОТРАНСФОРМАТОРА СВЯЗИ

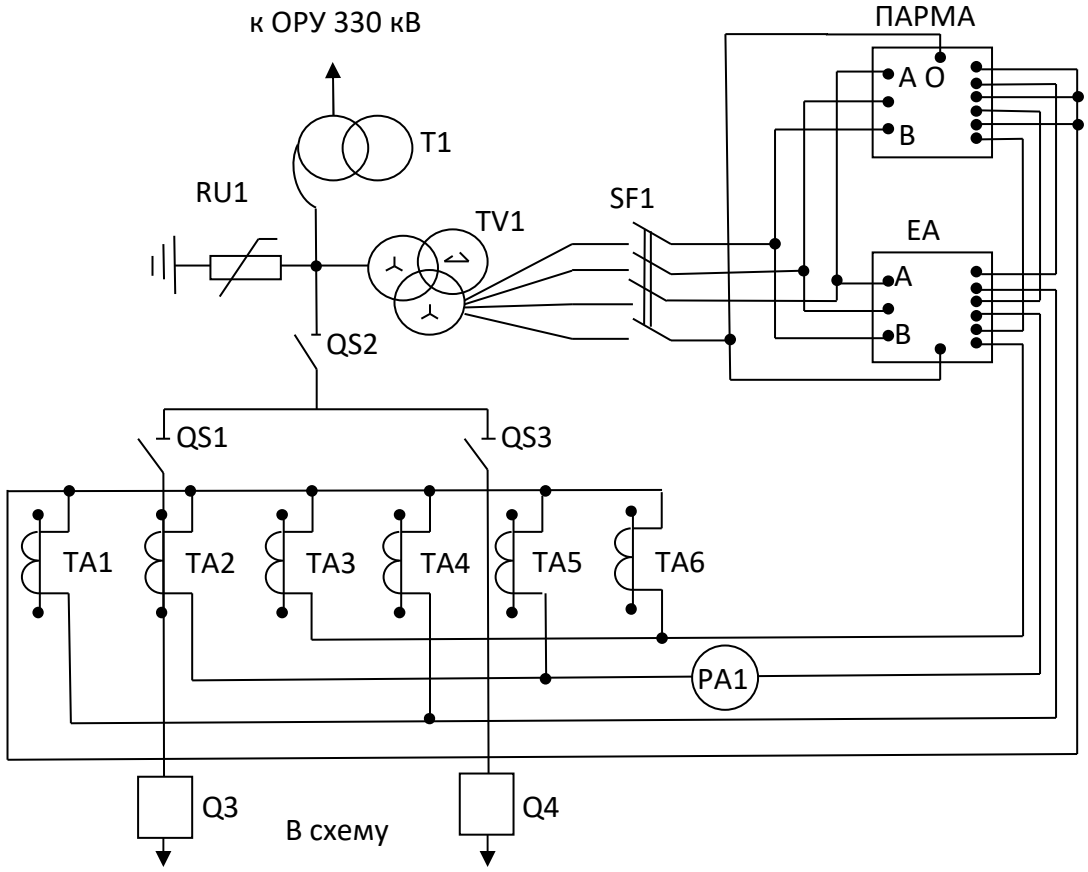


Рисунок 5.1 – Схема подключения оборудования и приборов на стороне 750 кВ автотрансформатора связи

5.1 Выбор токоведущих частей

Токоведущие части на стороне 750 кВ автотрансформатора выполняем гибкими проводами.

Расчетным током для выбора сечения гибких проводов является максимальная нагрузка автотрансформатора в ремонтном режиме

S_{max} = 1139 МВА

$$I_{норм} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1139 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 877 А \quad (5.1)$$

$$I_{max} = 1{,}3 \cdot I_{норм} = 1{,}3 \cdot 877 = 1140 \text{ А} \quad (5.2)$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока

$$q_э = \frac{I_{норм}}{j_Э} = \frac{877}{1} = 877 \text{ мм}^2 \quad (5.3)$$

Принимаем четыре провода в фазе АС-400/93, q=4·400=1600 мм^2, d=29,1 мм, $I_{доп}$=4·860=3440 А.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между проводами в фазе 40 см.

Проверка провода по допустимому току

$$I_{max}=1140 \text{ А} < I_{доп} = 3440 \text{ А} \quad (5.4)$$

Проверку на термическое действие тока КЗ не производим, так как токоведущие части выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку проводов на схлестывание не производим, так как

$I_{по}$=13,9 кА<20 кА,

$I_у$=38 кА<50 кА

Проверка проводов на условие короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля, при которой возникает корона

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}455}}\right) = 31 \text{ кВ/см} \quad (5.5)$$

где r_0 – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов m=0,82).

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{2{,}91}{2} = 1{,}455 \quad \text{см} \tag{5.6}$$

Напряженность вокруг расщепленного провода

$$E = K \cdot \frac{0{,}354 \cdot U_{ср}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_э}} = 1{,}15 \cdot \frac{0{,}354 \cdot 770}{4 \cdot 1{,}455 \cdot \lg \frac{2270}{17{,}47}} = 25{,}48 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \tag{5.7}$$

где n – число проводов в фазе;

$D_{ср}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

K – коэффициент, учитывающий число проводов в фазе;

$r_э$ – эквивалентный радиус расщепленных проводов.

Эквивалентный радиус расщепленных проводов

$$r_Э = \sqrt[4]{r_0 \cdot a^3} = \sqrt[4]{1{,}455 \cdot 40^3} = 17{,}47 \quad \text{см} \tag{5.8}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$D_{ср}$= 2270 см. (5.9)

Коэффициент, учитывающий число проводов в фазе

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 3 \cdot \sqrt{2}\,\frac{1{,}455}{40} = 1{,}15 \tag{5.10}$$

Условие проверки провода на корону

$$1{,}07 \cdot E \le 0{,}9 E_0 \tag{5.11}$$

$$1{,}07 \cdot 25{,}48 = 27{,}26 \text{ кВ/см} \le 0{,}9 \cdot 31 = 27{,}9 \text{ кВ/см} \tag{5.12}$$

Таким образом, четыре провода в фазе АС-400/93 по условиям короны проходят.

5.2 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель Q и разъединители QS1 и QS2 входят в первую расчетную зону [1] и выбираются по суммарным токам КЗ на шинах 750 кВ.

Для проверки по термической стойкости определяем тепловой импульс

$$B_k = I_{по}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a\right) = 13{,}9^2 \cdot \left(0{,}1 + 0{,}34\right) = 85{,}01 \quad кА^2с, \tag{5.13}$$

где $t_{откл}$=0,1 с по рис. 3.23 [1];

T_a=0,34 с по таблице 3.6 [1];

Для проверки возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ определяем номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$i_{а\,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0{,}47 \cdot 40 = 26{,}6 \quad кА \tag{5.14}$$

$$I_т \cdot t_т = 40^2 \cdot 2 = 3200 \ кА^2 \cdot с \tag{5.15}$$

Выбираем элегазовый выключатель типа ВГГ-УЭТМ-750.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключаемая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серии с унифицированными узлами (модулями).

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки элегаза, относительно высокая его стоимость.

Выбираем разъединители серии РПД – разъединитель подвесной.

Результаты выбора выключателей и разъединителей сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-750	Разъединитель РПД 750-2/3150
$U_{уст}$=750 кВ	$U_{ном}$=750 кВ	$U_{ном}$=750 кВ
I_{max}=1140 А	$I_{ном}$=3150 А	$I_{ном}$=3150 А
$I_{п,\tau}$=13,51 кА	$I_{отк.\ ном}$=40 кА	-
$i_{a,\tau}$=14,84 кА	$I_{a,ном}$=26,6 кА	-
$I_{п,0}$=13,9 кА	$I_{дин}$=40 кА	-
$i_{у}$=38 кА	$i_{у}$=102 кА	$i_{дин}$=160 кА
$B_{к}$=85,01 кА^2·с	$I_T^2 \cdot t_{тер} = 5000$ кА^{2}с	$I_T^2 \cdot t_{тер} = 7938$ кА^{2}с

5.3 Выбор измерительных трансформаторов

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по таблице 4.11 [2], схема включения приборов показана на рисунке 5.1.

Для контроля нагрузки в цепи напряжения автотрансформатора включен амперметр. Выбираем трансформатор тока типа SAS-800 (трансформатор тока с элегазовой изоляцией).

Результаты выбора трансформатора тока сведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные SAS-800
$U_{уст}$=750 кВ	$U_{ном}$=750 кВ
I_{max}=1140 А	$I_{ном}$=(2 × 600) А
$i_{у}$=38 кА	$i_{дин}$=160 кА

Продолжение таблицы 5.2

$B_к$=85,01 кА^2·с	$I_Т^2 \cdot t_{тер}$=10800 кА^2·с
$Z_{2ф}$=2,78 Ом	$Z_{2ном}$=20 Ом (в классе точности 0,2S)

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке определяем его нагрузку по наиболее загруженной фазе.

Таблица 5.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока 750 кВ

Наименование	Кол-во	Тип	Потребляемая мощность, В·А		
			А	В	С
Амперметр	1	Ц1620	-	0,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	1	ЕвроАльфа ЕА02 RAL	0,06	0,06	0,06
Регистратор аварийных процессов	1	ПАРМА РП.04.1	0,12	0,12	0,12
Итого			0,18	0,23	0,18

Так как количество подключаемых к трансформатору тока приборов более трех, то сопротивление контактов соединительных проводов принимаем

r_k =0,1 Ом

Общее сопротивление проводов по наиболее загруженной фазе В

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном}^2} = \frac{0,23}{1} = 0,23 \quad Ом \qquad (5.16)$$

Допустимое сопротивление соединительных проводов(жил кабеля)

$$r_{пров} = Z_{2\,ном} - r_{приб} - r_k = 20 - 0,23 - 0,1 = 19,67 \quad Ом \qquad (5.17)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока;

r_k – сопротивление контактов.

Минимальное сечение медных жил контрольного кабеля, соединяющего трансформаторы тока с приборами, установленными на релейном щите на расстоянии l=350м

$$q = p \cdot \frac{l_{расч}}{r_{пров}} = 0{,}0175 \cdot \frac{350}{19{,}67} = 0{,}31 \quad мм^2 \tag{5.18}$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

l – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока.

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки $КВВГ_{нг}$ 4 х 2,5 с сечение медных жил 2,5 мм^2.

Фактическое сопротивление жил принятого кабеля

$$r_{пров} = p \cdot \frac{l_{расч}}{q} = 0{,}0175 \cdot \frac{350}{2{,}5} = 2{,}45 \quad Ом \tag{5.19}$$

Фактическая нагрузка на трансформатор тока с учетом выбранного кабеля

$$Z_{2ф} = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0{,}23 + 0{,}1 + 2{,}45 = 2{,}78 \quad Ом \tag{5.20}$$

Трансформатор напряжения выбираем по напряжению установки, по конструкции, схеме соединения обмоток, классу точности и допустимой нагрузке.

Устанавливаем в цепи автотрансформатора на стороне 750 кВ трансформатор напряжения НДЕ-750.

Технические данного трансформатора напряжения приведены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Каталожные данные трансформатора напряжения

Тип	Напряжение обмоток			Номинальная мощность, В·А в классе точности			Максимальная мощность, В·А
	Первичной, кВ	Основной Вторичной, В	Дополнительной, В	0,5	1,0	3,0	
НДЕ-750	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	300	500	1000	1600

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка на трансформаторе напряжения

Приборы	Тип	Потребляемая мощность,В·А	Число обмоток	Число приборов	Суммарная потребляемая мощность, В·А
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕвроАльфа EA02RAL	4	3	1	12
Регистратор аварийных процессов	ПАРМА РП.04.1	2	3	1	6
Итого (В·А)					18

5.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения выбираем по номинальному напряжению места установки ОПН-750У1, $U_{уст}$=750 кВ, $U_{ном\ ОПН}$=750 кВ.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Методические рекомендации по применению государственных стандартов ЕСКД в курсовых и дипломных проектах: НВПК, Нововоронеж 2010 (НВПК НИЯУ МИФИ).

Приложение

Таблица 1 – Основные характеристики проводов

Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Токовая нагрузка вне помещения
АС 70/10	11	265
АС 95/16	13,5	330
АС 120/19	15,2	390
АС 120/27	15,5	375
АС 150/19	16,8	450
АС 150/24	17,1	450
АС 150/34	17,5	450
АС 185/24	18,9	520
АС 185/29	18,8	510
АС 185/43	19,6	515
АС 240/32	21,6	605
АС 240/39	21,6	610
АС 240/56	22,4	610
АС 300/39	24	710
АС 300/48	24,1	690
АС 300/66	24,5	680
АС 400/22	26,6	830
АС 400/51	27,5	825
АС 400/64	27,7	860
АС 500/27	29,4	960
АС 500/64	20,6	945
АС 600/72	33,2	1050
АС 700/86	36,2	1180

Таблица 2 – Технические данные выключателей ВГТ

Наименование параметра		**ВГТ-110II*-40/2500 У1**	**ВГТ-110II*-40/2500 ХЛ1**	**ВГТ-220II*-40/2500 У1**	**ВГТ-220II*-40/2500 ХЛ1**
Номинальное напряжение, кВ	$U_Н$, кВ	110		220	
Наибольшее рабочие напряжение, кВ		126		252	
Номинальный ток, А	$I_{ном}$, А	2500			
Номинальный ток отключения, кА	$I_{отк. ном}$, кА	40			
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей %, не более	$B_н$, %	40			
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА •Наибольший пик •Начальное действующие значение периодической составляющей •Ток термической стойкости •Время протекания тока термической стойкости, с	$i_{дин}$, кА $i_{пр}$ $i_Т$, кА $t_Т$, с	102 40 40 3			
Параметры тока включения, кА •Наибольший пик •Начальное действующее значение периодической составляющей	$i_{вкл}$, кА $i_{вкл}$, кА	102 40			

Таблица 3- Технические данные выключателей ВГУГ-220II*-50/3150 Y1, ВГУГ-330II*-40/3150 Y1 и ВГУГ-500II*-40/3150 Y1.

Наименование параметра	Нормы для исполнителей		
	ВГУГ-220II*-50/3150 Y	ВГУГ-330II*-40/3150 Y1	ВГУГ-500II*-40/3150 Y1
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	220	330	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	363	525
Номинальный ток, А	3150		
Номинальный ток отключения, кА	50	40	
Процентное содержание апериодической составляющей, % не более	47		
Номинальный ток включения, кА -наибольший пик -начальное действующее значение периодической составляющей	127 50	102 40	
Сквозной ток короткого замыкания, кА -наибольший пик (ток электродинамической стойкости), к А - начальное действующее значение периодической составляющей, кА - среднеквадратичное значение тока за его время протекания (ток термической стойкости, кА)	127 50 50	102 40 40	
-время протекания тока (время короткого замыкания), с	2		
Собственное время отключения, с, не более	0,25		
Полное время отключения выключателя, с, не более	0,5		
Собственное время включения, с, не более	0,10		
	$i_{а,ном=}$ 32,9 кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_n \cdot I_{omk} = \sqrt{2}\cdot 0{,}47\cdot 40 = 26{,}3$ кА	
		$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 50^2\cdot 2 = 5000$ кА$^2\cdot$с	

Таблица 4 -Каталожные данные выключателя ВГК – 500

Наименование параметров	**Величина параметров**
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Номинальный ток включения, кА -наибольший пик -начальное действующее значение периодической составляющей	102 40
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Ток термической стойкости, к А	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Полное время отключения, с, не более	0,05
Собственное время отключения, с, не более	0,025
Собственное время включения, с, не более	0,1

Таблица 5 - Технические данные выключателя ВГК-220

Наименование параметров	**Значения**
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Начальное действующее значение периодической составляющей	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	2
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252

Таблица 6 – Технические данные элегазового генераторного распределительного устройства

Тип	**HEC 3/4**	**HEC 5/6**	
Общие сведения			
Наибольшее рабочее напряжение	25.3	25.3	кВ
Номинальная частота	50/60	50/60	Гц
Номинальный ток 50Гц	12/13	12/13	кА, эфект.
Номинальный ток 60Гц	11.5/12.5	11.5/12.5	кА, эфект.
Испытательное напряжение промышленной частоты: •Через изоляционный промежуток •На расстоянии изоляции разъединителя	60 70	60 70	кВ, эфект. кВ, эфект.
Испытательное напряжение грозового импульса •Относительно земли •На расстоянии изоляции разъединителям	110 125	110 125	кВ,пик кВ,пик
Выключатель			
Номинальный включаемый ток КЗ	300	360	кА, пик
Номинальный отключаемый ток КЗ	100	120	кА,3с
Максимально допустимый ток	300	360	кА, пик
Кратковременно допустимый ток / 1 сек	100	120	кА, эфект.
Последовательность операции	ВО-30мин-ВО		
Макс. Время отключения (до погасания дуги)	60	60	Мкс
Разъединитель			
Номинальный включаемый ток КЗ	300	360	кА, пик
Номинальный отключаемый ток КЗ	100	120	кА,3с
Время включения/ отключения	2	2	С

Таблица 7

МЭК 56, ГОСТ 687		**LF1**		**LF2**	
Номинальное напряжение	50 Гц, кВ	1 6,3	10	6,3	10
Уровень изоляции	Испытания напряжением промышленной частоты 50 Гц, 1 мин, кВ	32	42	32	42
	Испытания импульсным напряжением, кВ	60	75	60	75
Номинальный ток	А 630				
	1.250				
	2000				
Номинальный ток отключения	кА	25 31,5	25 31,5	40	31,5
Ток динамической стойкости	кА, мГн.	64 81	64 81	102	81
Ток термической стойкости	кА, 3с	25 31,5	25 31,5	40	31,5
Ток отключения конденсаторной батареи для ном. Тока 630 А	А	440	440	440	440
Коммутационные циклы	О-3 мин- ВО-3 мин- ВО				
	0-0,3 с- ВО-15 с- ВО				
	0-0.3 с-ВО-3 мин-ВО				
Временные характеристики	мс размыкание контакторов	48	48	48	48
	Отключение	70	70	70	70
	включение	65	65	65	65

Таблица 8– Элегазовые трансформаторы тока

Наименование параметра	**Значение**			
	SKF110	SKF220	SKF330	SKF500
1	2	3	4	5
Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500
Наибольшее рабочее напряжение	126	252	363	525
Номинальная частота, Гц	50	50	50	50
Номинальные первичные токи, А	50-5000	50-5000	50-5000	50-5000
Номинальный вторичный ток, А	1и5	1и5	1и5	1и5
Ток термической стойкости, кА	63	63	63	63
Ток электродинамической стойкости, кА	160	160	160	160
Время протекания тока термической стойкости, с	1-3	1-3	1-3	1-3
Класс точности измерительной обмотки, %	0,1;0.2;02S; 0.5;0.5S;1и3	0,1;0.2;02S; 0.5;0.5S;1и3	0,1;0.2;02S; 0.5;0.5S;1и3	0,1;0.2;02S; 0.5;0.5S;1и3
Номинальная нагрузка измерительной обмотки, ВА	5-60*	5-60*	5-60*	5-60*
Класс точности цепей защиты, %	5P;10P; TPS;TPX; TPY и TPZ	5P;10P; TPS;TPX; TPY и TPZ	5P;10P; TPS;TPX; TPY и TPZ	5P;10P; TPS;TPX; TPY и TPZ
Предельная кратность цепей защиты	5-30*	5-30*	5-30*	5-30*
Номинальная нагрузка цепей защиты, ВА	100*	100*	100*	100*
Габариты трансформатора, мм -высота	2580	4160	4680	5880

Таблица 9 - Трансформаторы напряжения каскадные на напряжении 66-500кВ, однофазные масляные для открытых стационарных установок

Тип	Номинальное напряжение			Мощность в классах точности		
	Первичных	Вторичных обмоток, В		0,5	1	3
		Основ.	Дополн.			
НКФ-66-75	$66\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-66-76	$66\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100:3*	400	600	1200
НКФ-110-57	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-110-58	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100:3*	400	600	1200
НКФ-110-99	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-132-73	$132\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-220-58	$220;150\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-330-73	$330\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	600	1200
НКФ-400-65	$400\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	500	1000
НКФ-500-78	$500\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	400	500	1000

Таблица 10 - Трансформаторы напряжения емкостные на напряжении 110-1150 кВ

Тип	Номинальное напряжение			Мощность в классах точности, ВА					
	Первич-ных	Вторичных об-моток, В		0,2	0,5	1	3	3Р	6Р
		Основ.	Допол.						
НДЕ-110-99	$110\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	100	150	200	400	400	600
НДЕ-220-99	$220\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	100	150	200	400	400	600
НДЕ-500-72	$500\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	-	300	500	1000	-	-
НДЕ-750-72	$750\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	-	300	500	1000	-	-
НДЕ-1150-78	$1150\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$	100	-	300	300	600	-	-

Таблица 11 – Технические характеристики высокочастотных заградителей серии на токи от 630 до 1250

Характеристики	**Тип заградителя**									
	ВЗ-630-0,5 У1	**ВЗЭ-630/ 20/24-0,5У1**	**ВЗ-630/ 40/102-0,5У1**	**ВЗ-630-1,0 У1**	**ВЗ-1250-0,5 У1**		**ВЗ-1250/31,5/80-0,5 У1**		**ВЗС-1250-1,0 У1**	
Номинальный длительный ток, А	630	630	630	630	1250		1250		1250	
Номинальная индуктивность реактора L, мГн	0,5	0,5	0,5	1,0	0,5		0,5		1,0	
Индуктивность реактора на частоте 50 Гц, мГн	0,548	0,54	0,59	1,08	0,5		0,512		1,034	
Индуктивность реактора на частоте 100 кГц, мГн	0,533	0,55	0,55	1,0	0,49		0,508		1,016	
Собственная емкость, пФ	23	23	23	55	100		70		80	
Минимальное значение активной составляющей полного сопротивления, Ом	650	650	650	650	650	470	650	470	650	470
Диапазоны частот заграждения *, кГц	29-34 34-41 40-48 47-60 59-82 74-118 100-200 160-1000	29-34 34-41 40-48 47-60 59-82 74-118 100-200 160-1000	29-34 34-41 40-48 47-60 59-82 74-118 100-200 160-1000	20-28 24-31 28-38 32-46 40-66 52-110 72-256 84-500 92-1000	36-30 30-35 35-42 42-53 52-70 68-102 100-200 160-1000	24-28 28-34 34-44 43-57 56-90 85-180 145-1000	26-30 30-35 35-42 42-53 52-70 68-102 100-200 160-1000	24-28 28-34 34-44 43-57 56-90 85-180 145-1000	24-31 30-42 42-70 70-240 92-1000	24-34 34-68 61-34 92-1000
Номинальный кратковременный ток КЗ, кА (МЭК1/МЭК2)	16/20	20/24	40/50	16/20	31,5/40		31,5		31,5/40	
Ударный ток КЗ, кА (МЭК1/МЭК2)	41/51	50/61	102/128	41/51	80/102		80		80/102	
Номинальное напряжение, кВ	35-220	35-220	35-220	35-220	110-220	330	110-220	330	110-220 330	
Тип защиты	ОПН	ОПН	ОПН	ОПН	ОПН		ОПН		ОПН	
Тип элемента настройки	ЭН-0,5	ЭН-0,5	ЭН-0,5	ЭН-1,0	ЭН-0,5		ЭН-0,5		ЭН-1,0	
Максимально допустимые потери, кВт	5,0	5,0	5,0	6,8	8,5		8,5		17	
Масса, кг	168	90	130	277	395		260		780	
Высота, мм (без учета поддона)	1436	1436	1360	1628	1465		1465		2820	
Диаметр, мм	1060	1060	650	1470	1210		1210		1210	

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №6

для выполнения дипломного проекта

Раздел 6 Расчет релейной защиты для заданной цепи

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Ведущий инженер релейной защиты автоматики собственных нужд 6 блока филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»:
Кобзев В.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1. Общие положения……..….3

2. Пример расчёта дифференциальной токовой защиты рабочего трансформатора собственных нужд ТРДНС- 80000/24/10,5-10,5…….5

3. Пример расчёта дифференциальной токовой защиты резервного трансформатора собственных нужд ТРДН- 63000/220/6,3-6,3……...10

4. Пример расчёта дифференциальной токовой защиты блочного трансформатора ТДЦ - 400000/110/20……..……....….....…..15

Список литературы …….19

Приложение.……...……..20

1. Общие положения

1. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока $К_I$ (выбираются с учетом параметров оборудования, его перегрузочной способности, требований РЗ и схемы соединения трансформаторов тока; при соединении ТА в треугольник - исходя из первичного тока $\frac{I_{ном}}{\sqrt{3}}$ ввиду целесообразности иметь вторичные токи в плечах защиты, не превышающие номинальный ток трансформаторов тока) и коэффициента схемы $К_{сх}$.

2. Выбирается ответвление $I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}$ трансреактора реле TAV или автотрансформаторов тока (если они используются в плече защиты на рассматриваемой стороне) для стороны, принятой в расчете за основную.

3. Выбираются ответвления трансреактора реле TAV или выравнивающих автотрансформаторов тока типа АТ - 31 или АТ - 32 для неосновной стороны $I_{отв.ном.неосн.}$

4. Определяется сторона, на которой используется торможение.

5. Выбирается уставка «начала торможения» (1,0 или 0,6).

6. Выбираются ответвления $I_{отв.торм.ном.}$ промежуточных трансформаторов тока ТА цепи торможения реле или приставки дополнительного торможения, исходя из вторичных токов $I_{ном.в.}$ в плече защиты и коэффициентов трансформации $К_{АТ}$ автотрансформаторов тока типа АТ - 31 или АТ - 32, если они используются в плече защиты.

Однако в тех случаях, когда разница между расчетным током и ближайшим меньшим номинальным током ответвления значительно больше, чем между расчетным током и ближайшим большим номинальным током ответвления, целесообразно принимать к использованию ближайшее большее значение; связанное с этим уменьшение торможения компенсируется в дальнейшем выбором увеличенного значения коэффициента торможения.

7. Определяется ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения $I_{НБ.ТОРМ.НАЧ.}$

8. Определяется первичный минимальный ток срабатывания защиты. Определяется относительный минимальный ток срабатывания реле $I_{СР.МИН.}$ при отсутствии торможения.

9. Определяется коэффициент торможения защиты $К_{ТОРМ}$. Для этого определяется первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ и вычисляется значение максимального расчетного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ}$.

10. Определяется первичный ток срабатывания отсечки. связанное с этим уменьшение торможения компенсируется в дальнейшем выбором увеличенного значения коэффициента торможения.

11. Определяется ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения $I_{НБТОРМ.НАЧ.}$

12. Определяется первичный минимальный ток срабатывания защиты. Определяется относительный минимальный ток срабатывания реле $I_{СР.МИН.}$ при отсутствии торможения.

13. Определяется коэффициент торможения защиты $К_{ТОРМ.}$ Для этого определяется первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ и вычисляется значение максимального расчетного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ.}$

14. Определяется первичный ток срабатывания отсечки.

2 Расчёт дифференциальной токовой защиты трансформатора собственных нужд ТРДНС - 80000/24/10,5-10,5

Для проведения расчёта защит на базе реле ДЗТ-21 необходимы следующие исходные данные:

$S_{ном}$ = 80 МВ·А $U_{ВНном}$ = 24 кВ $U_{ННном}$ = 10,5 кВ

$I^*_{торм.нач}$ = 0,6 $I_{кз}^{(3)}$ = 19,11 кА

Таблица 2.1 - Расчёт дифференциальной токовой защиты рабочего трансформатора собственных нужд ТРДНС- 80000/24/10,5-10,5

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовые значения	
		24 кВ	10,5-10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1925$	$\frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 2} = 2199$
Схема соединения ТА		Y	Y
Коэффициент трансформации ТА расчётный принятый	$K_I = \frac{I_{ном}}{5} \cdot K_{сх}$	$\frac{1925}{5} \cdot 1 = \frac{1925}{5}$ $\frac{2000}{5}$	$\frac{2199}{5} \cdot 1 = \frac{2199}{5}$ $\frac{3000}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I} \cdot K_{сх}$	$\frac{1925}{\frac{2000}{5}} \cdot 1 = 4{,}81$	$\frac{2199}{\frac{3000}{5}} \cdot 1 \cdot 2 = 7{,}33$
Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на основной стороне	$I_{отв.ном.осн} \le I_{ном.осн}$	4,6	-

Продолжение таблицы 2.1

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовые значения	
		24 кВ	10,5-10,5 кВ
Расчётный ток ответвления трансреактора на неосновной стороне А	$I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.} = I_{ном.в..неосн} \cdot \frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В..ОСН}}$	-	$7{,}33\frac{4{,}6}{4{,}81} = 7{,}01$
Тип выравнивающих автотрансформаторов тока, которые включаются в плечо защиты		-	АТ 32
Номинальный ток используемого ответвления АТ, к которому подводятся вторичные токи в плече защиты, А	$I_{НОМ.ОТВ.НЕОСН} \le I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН}$	-	6,99
Номер используемого ответвления АТ, к которому подводятся втор. токи в плече защиты		-	1 – 6
Номер используемого ответвления АТ, к которому подключается реле		-	1 - 2
Номинальный ток принятого ответвления на неоснов. стороне А	$I_{ОТВ..НОМ.ОСН.} \le I_{НОМ.В.НЕОСН.}$	-	3,63
Номер используемого ответвления трансреактора реле на основной и неосновной стороне		2	4
Расчетный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения, А	$I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{I_{НОМ.В.}}{К_{АТ}}$	$\frac{4{,}81}{1} = 4{,}81$	$\frac{\frac{7{,}33}{6{,}99}}{3{,}63} = 3{,}81$

Окончание таблицы 2.1

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовые значения	
		24 кВ	10,5-10,5 кВ
Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока цепи торможения, А	$I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.} \le I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}$	3,75	3,75
Номер используемого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока цепи торможения		2	2

Первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения»

$$I_{ТОРМ.НАЧ.} = 0,5 \cdot I_{НОМ.ОСН.} \left(\frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.ВН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.ВН}} + \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.НН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.НН}} \right) \cdot I_{*\ ТОРМ.НАЧ.} =$$

$$= 0,5 \cdot 1925 \cdot \left(\frac{3,75}{4,81} + \frac{3,75}{3,81} \right) \cdot 0,6 = 1019 \text{ А} \qquad (2.1)$$

Ток небаланса в режиме, соответствующему «началу торможения»

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ.} = \left(К_А \cdot К_{ОДН.} \cdot 0,05 + \Delta N + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.} - I_{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}} \right| \right) \cdot I_{ТОРМ.НАЧ} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0.12 + \left| \frac{7,01 - 6,99}{7,01} \right| \right) \cdot 1019 = 176,14 \text{ А} \qquad (2.2)$$

Первичный минимальный ток срабатывания защиты определяется по условиям:

1. Отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»

$I_{сз.мин.} \geq К_{отстр} \cdot I_{нб.торм.нач.} = 1{,}5 \cdot 176{,}14 = 264{,}2$ А (2.3)

2. Отстройки от тока небаланса переходного режима

$I_{СЗ\ МИН} = 0{,}3 \cdot I_{НОМ.ОСН.} = 0{,}3 \cdot 1925 = 577{,}5$ А (2.4)

За расчётное принимается большее из полученных значений:

$I_{сз.мин} = 577{,}5$ А

Относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения:

$$I_{*СР.МИН} = \frac{I_{С.З.МИН} \cdot К_{СХ.}}{К_{I.} \cdot I_{ОТВ.НОМ.}} = \frac{577{,}5 \cdot 1}{\frac{2000}{5} \cdot 4{,}6} = 0{,}31 \quad (2.5)$$

Расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ.МАХ} = \left(К_{А} \cdot К_{ОДН.} \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.} - I_{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}} \right| \right) \cdot I^{(3)}_{К.МАХ.ВН} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0.12 + \left| \frac{7{,}01 - 6{,}99}{7{,}01} \right| \right) \cdot 19110 = 4259 \text{ А} \quad (2.6)$$

Относительный ток небаланса:

$$I_{*НБ.МАХ.РАСЧ.} = \frac{I_{НБ.МАХ.РАСЧ.}}{I_{НОМ.ОСН.}} = \frac{4259}{1925} = 2{,}21 \quad (2.7)$$

Относительный расчётный ток торможения:

$$I_{*ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{I^{(3)}_{К.ВН.МАХ.}}{I_{НОМ.ОСН.}} = \frac{19110}{1925} = 9{,}93 \quad (2.8)$$

Коэффициент торможения:

$$К_{ТОРМ.} = \frac{К_{ОТСТР.} \cdot I_{*НБ.МАХ.РАСЧ.} \cdot \frac{I_{В.НОМ.}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} - I_{*СР.МИН}}{0{,}5 \cdot I_{*ТОРМ.РАСЧ.} \cdot \left(\frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.ВН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.ВН}} + \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.НН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.НН}} \right) - I_{*ТОРМ.НАЧ.}} =$$

$$= \frac{1{,}5 \cdot 2{,}21 \cdot \frac{4{,}81}{4{,}6} - 0{,}31}{0{,}5 \cdot 9{,}93 \cdot \left(\frac{4{,}81}{3{,}75} + \frac{3{,}81}{3{,}75} \right) - 0{,}6} = 0{,}292 \qquad (2.9)$$

Первичный ток срабатывания отсечки:

$$I_{с.отс.} = 6 \cdot I_{отв.ном.осн.} \cdot \frac{К_{I.осн}}{К_{СХ}} = 6 \cdot 4{,}6 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{1} = 11040 \text{ А} \qquad (2.10)$$

Максимальный ток проходящий на стороне ВН при КЗ на стороне НН трансформатора вне зоны действия защиты:

$$I^{(3)}_{К.МАХ} = \frac{I^{(3)}_{К.МАХНН} U_{НН.}}{U_{ВН.}} = \frac{19110 \cdot 10{,}5}{24} = 8360{,}6 \text{ А} \qquad (2.11)$$

Расчётный ток срабатывания отсечки:

$$I_{расч.отс.} = К_{отстр.} \cdot К_{А} \cdot К_{одн.} \cdot 0{,}1 \cdot I^{(3)}_{К.МАХ} = 1{,}5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0{,}1 \cdot 8360{,}6 = 3762{,}3 \text{ А} \qquad (2.12)$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$К_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к\ ВН}}{I_{сз}} = \frac{3762{,}3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{577{,}5} = 5{,}64 > 2, \qquad (2.13)$$

т.е. защита соответствует требованиям ПУЭ.

3 Пример расчёта дифференциальной токовой защиты резервного трансформатора собственных нужд ТРДН- 63000/220/6,3-6,3

Для проведения расчета защит на базе реле ДЗТ-21 необходимы следующие исходные данные:

$S_{ном.тр.}$ = 63 МВ·А; $U_{ВНном.}$ = 230 кВ; $U_{ННном.}$ = 6,3-6,3 кВ;

$I_{*торм.нач.}$ = 0,6; $I_{КЗ}^{(3)}$ = 25,48 кА.

Таблица 3.1 - Расчет продольно-дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		220 кВ	6,3-6,3 кВ
Первичный ток на сторонах защит трансформатора, А	$I_н = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3}\cdot U_н}$	$\frac{63\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 230} = 158{,}1$	$\frac{63\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3\cdot 2} = 2887$
Схема соединения ТА	-	Δ	Y/Y
Коэффициент трансформации расчетный принятый	$К_{Т.расч.} = \frac{I_{ном.}}{5}\cdot К_{сх}$ $К_{Т.}$	$\frac{158{,}1}{5}\cdot\sqrt{3} = \frac{273{,}8}{5}$ $\frac{300}{5}$	$\frac{2887}{5}\cdot 1 = \frac{2887}{5}$ $\frac{3000}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном}\cdot К_{сх}}{К_{Трасч}}$	$\frac{158{,}1\cdot\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 4{,}56$	$\frac{2887\cdot 2}{\frac{3000}{5}} = 9{,}62$
Номинальный ток принятого отв. трансреактора на основной стороне, А	$I_{отв.ном.осн.} \le I_{ном.В.осн.}$	4,6	-
Расчётный ток ответвления трансреактора на неосновной стороне А	$I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.} = I_{ном.в..неосн}\cdot\frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В..ОСН}}$	-	$9{,}62\cdot\frac{4{,}6}{4{,}56} = 9{,}70$

Продолжение таблицы 3.1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		220 кВ	6,3-6,3 кВ
Тип выравнивающего АТ	-	-	АТ-32
Номинальный ток используемого отв. АТ к которому подводится вторичные токи в плече защиты, А	$I_{ном.отв.неосн.} \leq I_{отв.расч.неосн.}$	-	9,64
Номер используемого отв. АТ к которому подводится втор. ток в плече защиты	-	-	1-8
Номер используемого отв. к которому подключается реле	-	-	1-4
Ном. ток принятого отв. на неосн. стороне к которому подключается реле, А	-	-	3,63
Номер используемого отв. трансреактора реле	-	2	4
Расчетный ток отв. трансформатора цепи торможения, А	$I_{отв.торм.расч.} = \frac{I_{ном.в.}}{К_{АТ}}$	4,56	$\frac{\frac{9,62}{9,64}}{3,63} = 3,62$
Ном. ток принятого отв. цепи торможения	$I_{отв.торм.ном.} \leq I_{отв.торм.расч.}$	3,75	3

Продолжение таблицы 3.1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		220 кВ	6,3-6,3 кВ
Номер используемого отв. ТА цепи торможения	-	2	3

Первичный тормозной ток, соответствующий началу торможения:

$$I_{\text{торм.нач.}} = 0{,}5 \cdot I_{\text{ном.осн.}} \cdot \left(\frac{I_{\text{отв.торм.ном.ВН}}}{I_{\text{отв.торм.расч.ВН}}} + \frac{I_{\text{отв.торм.ном.НН}}}{I_{\text{отв.торм.расч.НН}}} \right) \cdot I_{\text{торм.нач.}} =$$

$$= 0{,}5 \cdot 158{,}1 \cdot \left(\frac{3{,}75}{4{,}56} + \frac{3}{3{,}62} \right) \cdot 0{,}6 = 78{,}3 \quad \text{А} \qquad (3.1)$$

Первичный минимальный ток срабатывания защиты по первому условию:

$$I_{\text{с.з.min}} = 0{,}3 \cdot I_{\text{ном.осн.}} = 0{,}3 \cdot 158{,}1 = 47{,}4 \ \text{А} \qquad (3.2)$$

Первичный минимальный ток срабатывания защиты по второму условию:

$$I_{\text{с.з.min}} = K_{\text{н}} \cdot \left(K_{\text{а}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot 0{,}05 + \Delta N + \left| \frac{I_{\text{отв.расч.неосн.}} - I_{\text{отв.ном.неосн.}}}{I_{\text{отв.расч.неосн.}}} \right| \right) \cdot I_{\text{торм.нач.}} =$$

$$= 1{,}5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0{,}05 + 0{,}12 + \left| \frac{9{,}7 - 9{,}64}{9{,}7} \right| \right) \cdot 78{,}3 = 20{,}7 \ \text{А} \qquad (3.3)$$

За расчётный ток срабатывания защиты принимаем наибольшее из двух полученных значений $I_{\text{с.з.min}} = 47{,}4$ А

Относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения:

$$I_{*ср.min} = \frac{I_{с.з.min} \cdot К_{сх.}}{К_{Т.осн.} \cdot I_{отв.ном.осн.}} = \frac{47,4 \cdot \sqrt{3}}{\frac{300}{5} \cdot 4,6} = 0,30 \quad (3.4)$$

Расчётный ток небаланса:

$$I_{нб.расч.max} = \left(К_а \cdot К_{одн.} \cdot 0,1 + \Delta N + \left| \frac{I_{отв.расч.неосн.} - I_{отв.ном.неосн.}}{I_{отв.расч.неосн.}} \right| \right) \cdot I^{(3)}_{к.з.max} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + \left| \frac{9,7 - 9,64}{9,7} \right| \right) \cdot 25480 = 5763 \quad А \quad (3.5)$$

Относительный ток небаланса:

$$I_{*нб.max.расч.} = \frac{I_{нб.max.расч.}}{I_{ном.осн.}} = \frac{5763}{158,1} = 36,45 \quad (3.6)$$

Относительный расчётный ток торможения:

$$I_{*торм.расч.} = \frac{I^{(3)}_{кз.max.}}{I_{ном.осн.}} = \frac{25480}{158,1} = 161,2 \quad (3.7)$$

Коэффициент торможения:

$$К_{торм.} = \frac{К_{н.} \cdot I_{*нб.max.расч.} \cdot \frac{I_{ном.В.осн.}}{I_{отв.ном.осн.}} - I_{*ср.min}}{0,5 \cdot I_{*торм.расч.} \cdot \left(\frac{I_{отв.торм.расч.ВН}}{I_{отв.торм.ном.ВН}} + \frac{I_{отв.торм.расч.НН}}{I_{отв.торм.ном.НН}} \right) - I_{*торм.}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot 36,45 \cdot \frac{4,56}{4,6} - 0,3}{0,5 \cdot 161,2 \cdot \left(\frac{4,56}{3,75} + \frac{3,62}{3} \right) - 0,6} = 0,277 \quad (3.8)$$

Первичный ток срабатывания отсечки:

$$I_{С.ОТС.} = 6 \cdot I_{ОТВ.НОМ.ОСН.} \cdot \frac{K_{I.H}}{K_{СХ}} = 6 \cdot 4{,}6 \cdot \frac{\frac{300}{5}}{\sqrt{3}} = 956{,}1 \text{ А} \quad (3.9)$$

Максимальный ток проходящий на стороне ВН при КЗ на стороне НН трансформатора:

$$I^{(3)}_{К.МАХ} = \frac{I^{(3)}_{К.МАХНН} U_{НН.}}{U_{ВН.}} = \frac{25480 \cdot 6{,}3}{230} = 697{,}9 \text{ А} \quad (3.10)$$

Расчетный ток срабатывания отсечки

$$I_{РАСЧ.ОТС.} = K_{ОТСТР.} \cdot K_{А} \cdot K_{ОДН.} \cdot 0{,}1 \cdot I^{(3)}_{К.МАКС.} =$$

$$= 1{,}5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0{,}1 \cdot 697{,}9 = 314{,}1 \text{ А} \quad (3.11)$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к}}{I_{сз}} = \frac{697{,}9 \cdot 0{,}866}{47{,}4} = 12{,}8 > 2 \quad (3.12)$$

т.е. защита соответствует требованиям ПУЭ.

4 Пример расчёта дифференциальной токовой защиты блочного трансформатора ТДЦ - 400000/110/20

Для поведения расчёта защит на базе реле ДЗТ-21 необходимы следующие технические данные трансформатора:

$S_{ном\ тр}$= 400 МВ·А; $U_{ВНном}$ = 110 кВ; $U_{ННном}$ = 20 кВ;

$I_{*торм\ нач}$ = 1,0; $I_{кз}^{(3)}$ = 18,173 кА

Таблица 4.1 - Расчёт дифференциальной защиты блочного трансформатора ТДЦ - 400000/110/20

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	20 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора. А	$I_{НОМ.} = \frac{S_{НОМ.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.}}$	$\frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 1910$	$\frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11560$
Схема соединения трансформаторов тока		Δ	Y
Коэффициент трансформации ТА расчетный принятый	$K_I = \frac{I_{НОМ.}}{5} \cdot K_{СХ}$	$\frac{1910}{5} \cdot \sqrt{3} = \frac{3304}{5}$ $\frac{4000}{5}$	$\frac{11560}{5} \cdot 1 = \frac{11560}{5}$ $\frac{20000}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности. А	$I_{НОМ.В.} = \frac{I_{НОМ.}}{K_I} \cdot K_{СХ.}$	$\frac{\frac{1910}{4000}}{5} \cdot \sqrt{3} = 4{,}13$	$\frac{\frac{11560}{20000}}{5} \cdot 1 \cdot = 2{,}89$
Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на основной стороне, А	$I_{ОТВ.НОМ.ОСН} \le I_{НОМ.ОСН.}$	3,63	-
Расчетный ток ответвления транс- реактора на неосновной. стороне А	$I_{ОТВ.РТВ.РА\ ЕОСН.} = I_{НОМ.В.НЕОСН.} \frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}}{I_{ОТВ.В.ОСН.}}$	-	$2{,}89 \cdot \frac{3{,}63}{4{,}13} = 2{,}54$
Номинальный ток принятого ответвления на неосновной стороне, А	$I_{ОТВ.НОМ.ОСН} \le I_{НОМ.В.НЕОСН.}$	-	2,5

Окончание таблицы 4.1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	20 кВ
Номер используемого ответвления трансреактора реле на основной и неосновной стороне		4	6
Расчетный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения, А	$I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{I_{НОМ.В.}}{K_{АТ}}$	4,13	2,89
Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока цепи торможения, А	$I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.} \le I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}$	3,75	2,5
Номер используемого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока цепи торможения		2	4

Первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения»

$$I_{ТОРМ.НАЧ.} = 0,5 \cdot I_{НОМ.ОСН.} \left(\frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.ВН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.ВН}} + \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.НН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.НН}} \right) \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.} =$$

$$= 0,5 \cdot 1910 \cdot \left(\frac{3,75}{4,13} + \frac{3,75}{2,89} \right) \cdot 1,0 = 2106 \text{ А} \qquad (4.1)$$

Ток небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ.} = \left(K_А K_{ОДН} \cdot 0,05 + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.} - I_{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}} \right| \right) \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + \left| \frac{2,54 - 2,5}{2,54} \right| \right) \cdot 2106 = 138,5 \text{ А} \qquad (4.2)$$

Первичный минимальный ток срабатывания защиты определяется по условиям:

1. Отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»

$$I_{СЗ\ МИН} \geq К_{ОТСТР} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ.} = 1,5 \cdot 138,5 = 207,7\ А \quad (4.3)$$

2. Отстройки от тока небаланса переходного режима

$$I_{СЗ\ МИН} = 0,3 \cdot I_{НОМ.ОСН.} = 0,3 \cdot 1910 = 573\ А \quad (4.4)$$

За расчетное принимается большее из полученных значений.

$I_{СЗ\ МИН} = 573$ А

Относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения

$$I_{*\ СР\ МИН} = \frac{I_{СЗ.МИН} \cdot К_{СХ}}{К_{I_{ОСН}} \cdot I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} = \frac{573 \cdot \sqrt{3}}{\frac{4000}{5} \cdot 3,63} = 0,34 \quad (4.5)$$

Расчетный ток небаланса

$$I_{НБ.МАХ.РАСЧ.} = (К_А К_{ОДН.} \cdot 0,1 + \left| \frac{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН} - I_{ОТВ.НОМ.НЕОСН}}{I_{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН}} \right|) \cdot I_К^{(3)}{}_{МАХ\ ВН} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left| \frac{2,54 - 2,5}{2,54} \right| \right) \cdot 18173 = 2103,5\ А \quad (4.6)$$

Относительный ток небаланса

$$I_{*НБ.МАХ.РАСЧ.} = \frac{I_{НБ.МАХ.РАСЧ.}}{I_{НОМ.ОСН.}} = \frac{2103,5}{1910} = 1,1 \quad (4.7)$$

Относительный расчетный ток торможения

$$I_{*ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{I^{(3)}_{К.МАХ.ВН}}{I_{НОМ.ОСН.}} = \frac{18173}{1910} = 9,51 \quad (4.8)$$

Коэффициент торможения

$$К_{ТОРМ.}=\frac{К_{ОТСТР}\cdot I_{НБ.МАКС.РАСЧ}\cdot\frac{I_{НОМ.В}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}}-I_{СР.МИН.}}{0,5\cdot I_{ТОРМ.РАСЧ.}\cdot\left(\frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.ВН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.ВН}}+\frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.НН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ.НН}}\right)-I_{ТОРМ.НАЧ.}}=$$

$$=\frac{1,5\cdot 1,1\cdot\frac{4,13}{3,63}-0,34}{0,5\cdot 9,51\cdot\left(\frac{4,13}{3,75}+\frac{2,89}{3,75}\right)-1,0}=0,195 \qquad (4.9)$$

Первичный ток срабатывания отсечки

$$I_{С.ОТС.}=6\cdot I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}\cdot\frac{К_{IОСН.}}{К_{СХ}}=6\cdot 3,63\cdot\frac{\frac{4000}{5}}{\sqrt{3}}=10072\ А \qquad (4.10)$$

Расчетный ток срабатывания отсечки

$$I_{РАСЧ.ОТС.}=К_{ОТСТР.}\cdot К_{А}\cdot К_{ОДН.}\cdot 0,1\cdot I^{(3)}_{К.МАКС.}=1,5\cdot 3\cdot 1\cdot 0,1\cdot 18173=8178\ А \qquad (4.11)$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$К_{Ч}=\frac{I^{(2)}_{К.МАКС.}}{I_{С.З.}}=\frac{15720}{573}=27,4 \qquad (4.12)$$

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Киреева З.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем . – М.: Издательский центр «Академия», 2018.

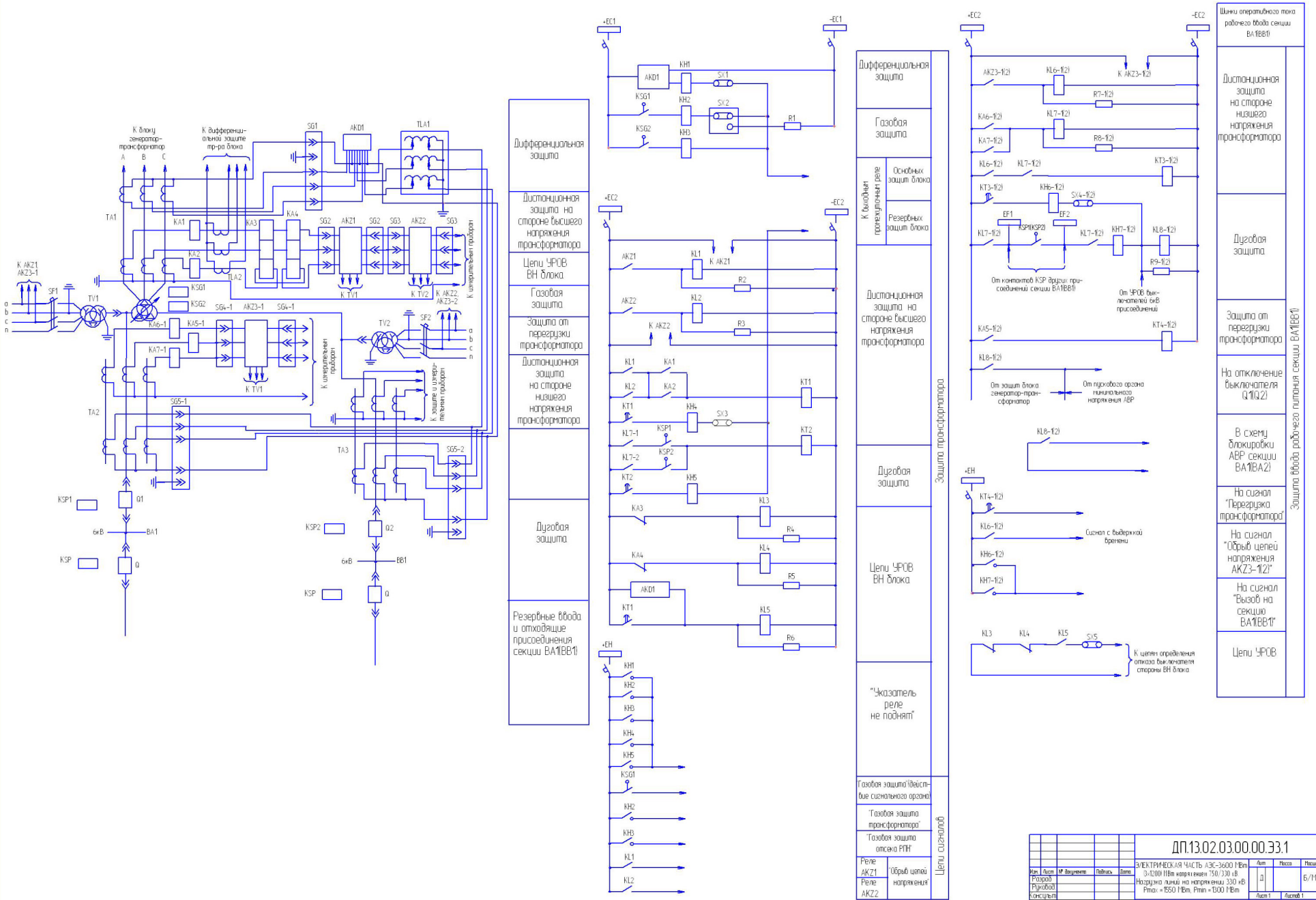
5 Приложение

Приложение 1 – Номинальные токи ответвлений обмотки трансреактора реле TAV

№ ответвления TAV	1	2	3	4	5	6
$I_{отв.ном.}$ А	5,0	4,6	4,25	3,63	3	2,5

Приложение 2 – Номинальные токи ответвлений обмоток промежуточных трансформаторов тока ТА и тормозной приставки

№ ответвления ТА и АТ	1	2	3	4
$I_{отв.тор.ном.}$ А	5,0	3,75	3	2,5


Дифференциальная защита
Дистанционная защита на стороне высшего напряжения трансформатора
Цепи УРОВ ВН блока
Газовая защита
Защита от перегрузки трансформатора
Дистанционная защита на стороне низшего напряжения трансформатора
Дуговая защита
Резервные вводы и отходящие присоединения секции ВА1ВВ1
Защита трансформатора
Цепи сигналов
Шины оперативного тока рабочего ввода секции ВА1ВВ1
Защита ввода рабочего питания секции ВА1ВВ1
Дистанционная защита на стороне низшего напряжения трансформатора
Дуговая защита
Защита от перегрузки трансформатора
На отключение выключателя Q1(Q2)
В схему блокировки АВР секции ВА1(ВА2)
На сигнал "Перегрузка трансформатора"
На сигнал "Обрыв цепей напряжения АКZ3-1(2)"
На сигнал "Вызов на секцию ВА1ВВ1"
Цепи УРОВ
Газовая защита "Действие сигнального органа"
"Газовая защита трансформатора"
"Газовая защита отсека РПН"
Реле АКZ1
Реле АКZ2
"Обрыв цепей напряжения"
"Указатель реле не поднят"
ДП.13.02.03.00.00.33.1
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ АЭС-3600 МВт
3-х1200 МВт напряжением 750/330 кВ
Нагрузка линий на напряжении 330 кВ
Pmax = 1550 МВт, Pmin = 1300 МВт
Схема релейной защиты трансформатора собственных нужд ТРДНС 80000/24/10,5-10,5
НВПК КИЯУ МИФИ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №7

для выполнения дипломного проекта

Раздел 7 Описание конструкции распределительного устройства

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1. Общие положения…….3

2. Пример…….…4

Список литературы…….…….…....6

Приложение……..……7

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При выборе электрических аппаратов по номинальным параметрам необходимо помнить, что известным номинальным параметром является номинальное напряжение.

Основным напряжением, применяемым в настоящее время в системе собственных нужд, является 6-10 кВ (для электродвигателей более 200 кВт).

Номинальное напряжение в цепи генератора зависит от мощности генератора (см. раздел «Выбор генераторов»).

При выборе электрических аппаратов на повышенном напряжении, номинальные напряжения берутся из задания.

Типы электрических аппаратов, применяемых на данном номинальном напряжении, даны в справочных материалах.

2 ПРИМЕР

ОПИСАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 500 И 330 кВ

2.1 Описание конструкции распределительного устройства 500 кВ

На высшем напряжении 500 кВ принята схема с двумя системами шин, с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ имеет семь присоединений: три линии, два объединённых блока и два автотрансформатора. Выбранная схема имеет четыре полных ячейки с трёхрядным расположением выключателей.

Рабочие ячейки состоят из трёх элегазовых выключателей типа ВГК-500П- У1, восьми разъединителей типа РПД-500/3200 и трёх комплектов трансформаторов тока типа ТОГФ-500-НУ1 с пятью вторичными обмотками каждый.

Сборные шины подвешиваются на шинных порталах железобетонных конструкций с использованием расщеплённых сталеалюминевых проводов. Для защиты изоляции шин и обмоток трансформаторов от перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжения типа ОПНп-500. Для организации каналов высокочастотной связи и релейной защиты на линии устанавливаются конденсаторы связи типа ЗхСМР-166/ √3 -0,014 и заградительные фильтры типа ВЗ-2000/0,5. Для перемещения грузоподъёмных и ремонтных механизмов между разъединителями и выключателями проложена асфальтированная дорога.

Силовые и контрольные кабели прокладываем в железобетонных лотках, сверху закрытых железобетонными плитами, служащими пешеходной дорожкой. В местах прохода людей под сборными шинами и ошиновкой натянута металлическая сетка, служащая экраном для защиты персонала от электромагнитных воздействий.

Геометрические размеры ОРУ-500 кВ:

Шаг каждой ячейки -28 м, число ячеек - 4;

Глубина - 186 м;

Исходя, из этого площадь ОРУ-500 кВ составляет:

$S_{500} = 4 \cdot 28 \cdot 186 = 20832$ м^2

2.2 Описание конструкции распределительного устройства 330 кВ

На среднем напряжении 330 кВ принимаем схему с двумя системами шин, с тремя выключателями на два присоединения. На ОРУ-330 кВ имеем восемь присоединений - две линии, два блока, два автотрансформатора и два резервных трансформатора собственных нужд. ОРУ имеет четыре ячейки. Ошиновка ОРУ выполняется гибкими расщеплёнными сталеалюминевыми проводами. Перед выключателями имеется асфальтированная дорога для проезда ремонтных и грузоподъёмных механизмов.

На ОРУ-330 кВ применены элегазовые выключатели ВГК-330П-У1. Во всех цепях установлены разъединители типа РП-330. Силовые и контрольные кабели прокладываются в железобетонных каналах, находящихся под землёй. Сверху они закрываются плитами, которые служат пешеходными дорожками для персонала.

На сборных шинах устанавливаются трансформаторы напряжения типа НКФ-330-73. Сборные шины представляют собой расщепленные сталеалюминевые провода марки АС-300/48. Для защиты шин и обмоток трансформаторов от перенапряжения применяются ограничители перенапряжения типа ОПНп-330У1. Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов на линейных порталах установлены молниеотводы. Для организации каналов высокочастотной связи и защиты установлены конденсаторы связи типа 2хСМР-166/√3-0,014 и заградители типа ВЗ-1250-05У1.

Геометрические размеры ОРУ-330 кВ:

Шаг каждой ячейки - 24 м, число ячеек - 4;

Глубина - 146 м;

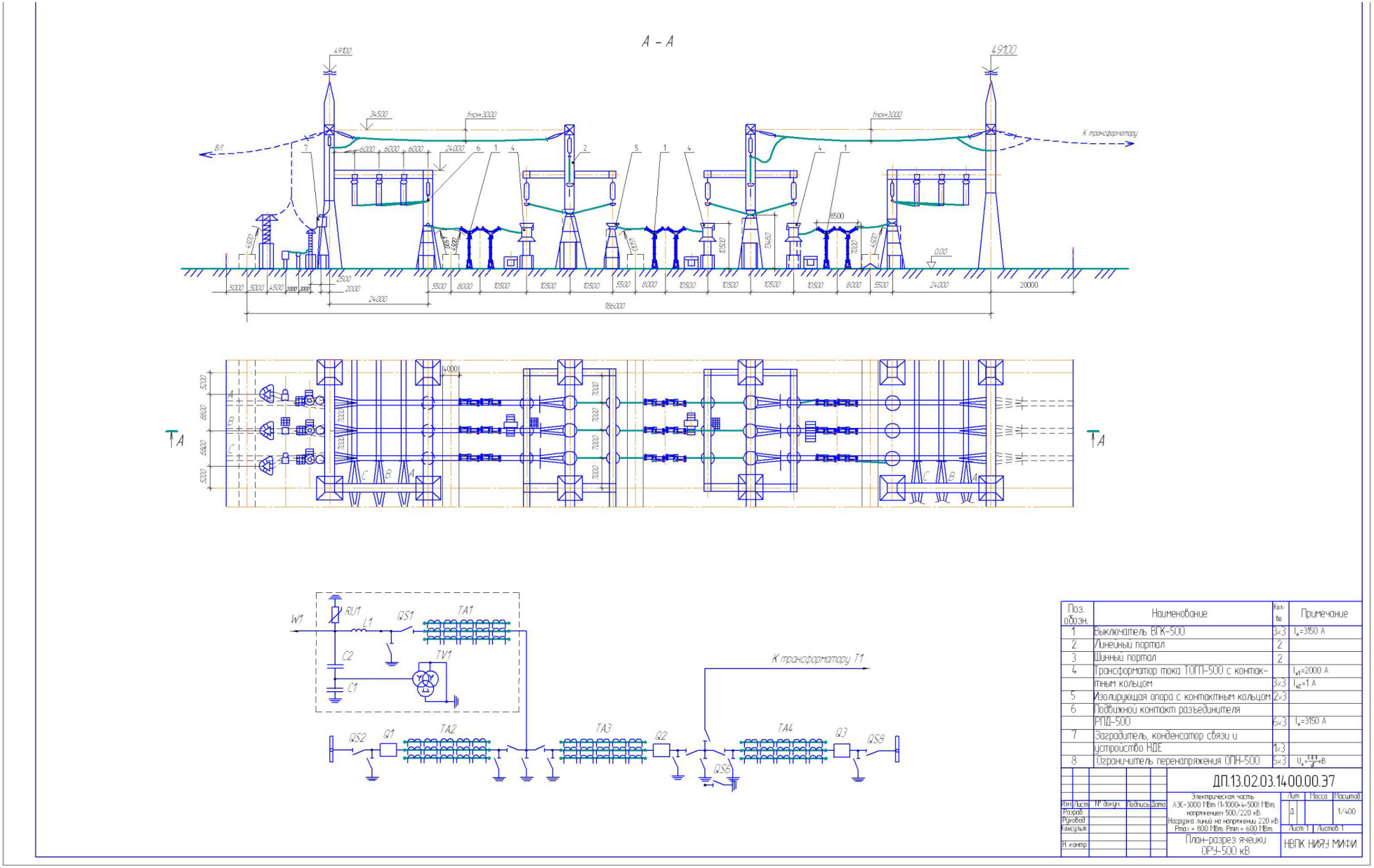
Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

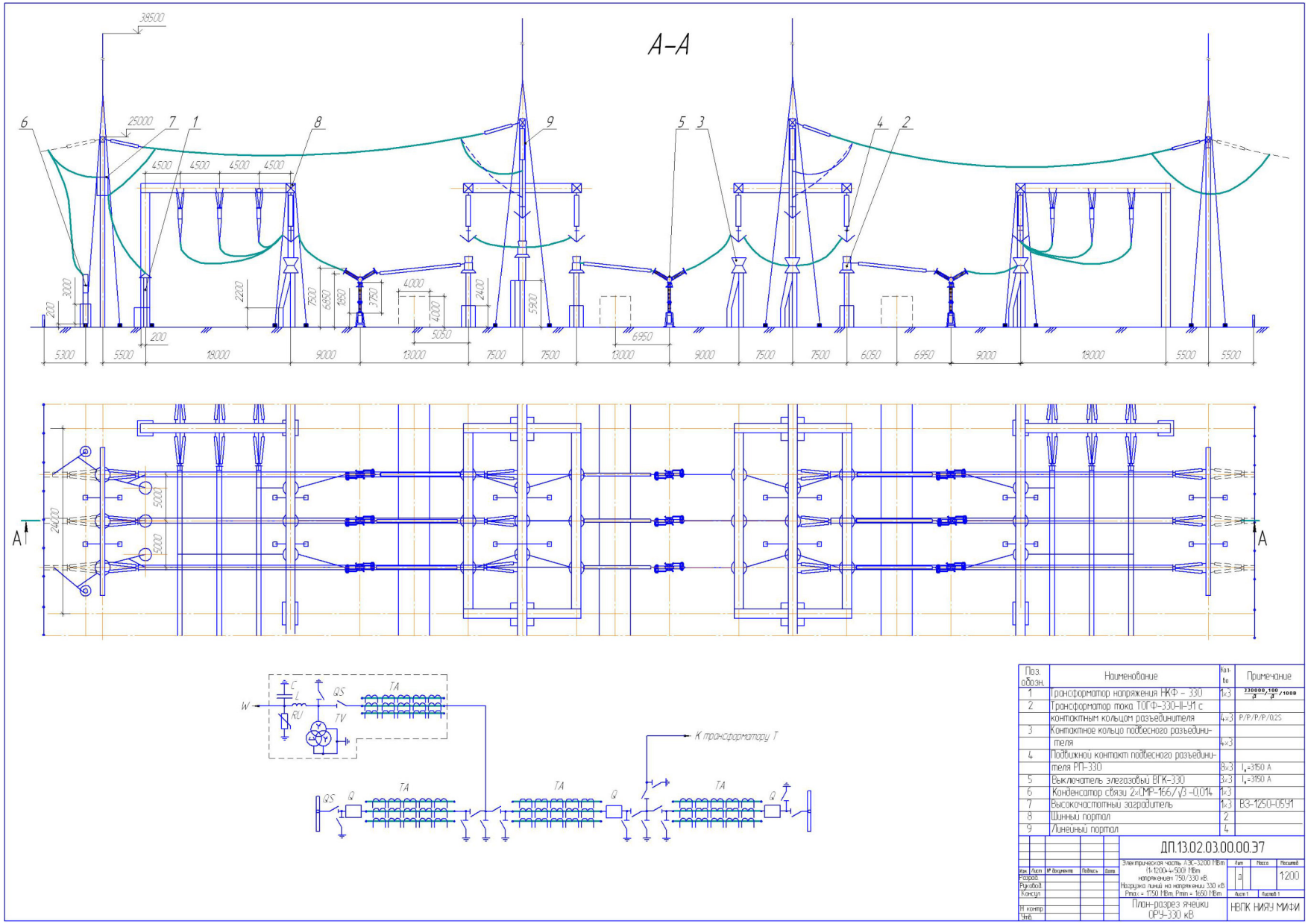
2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

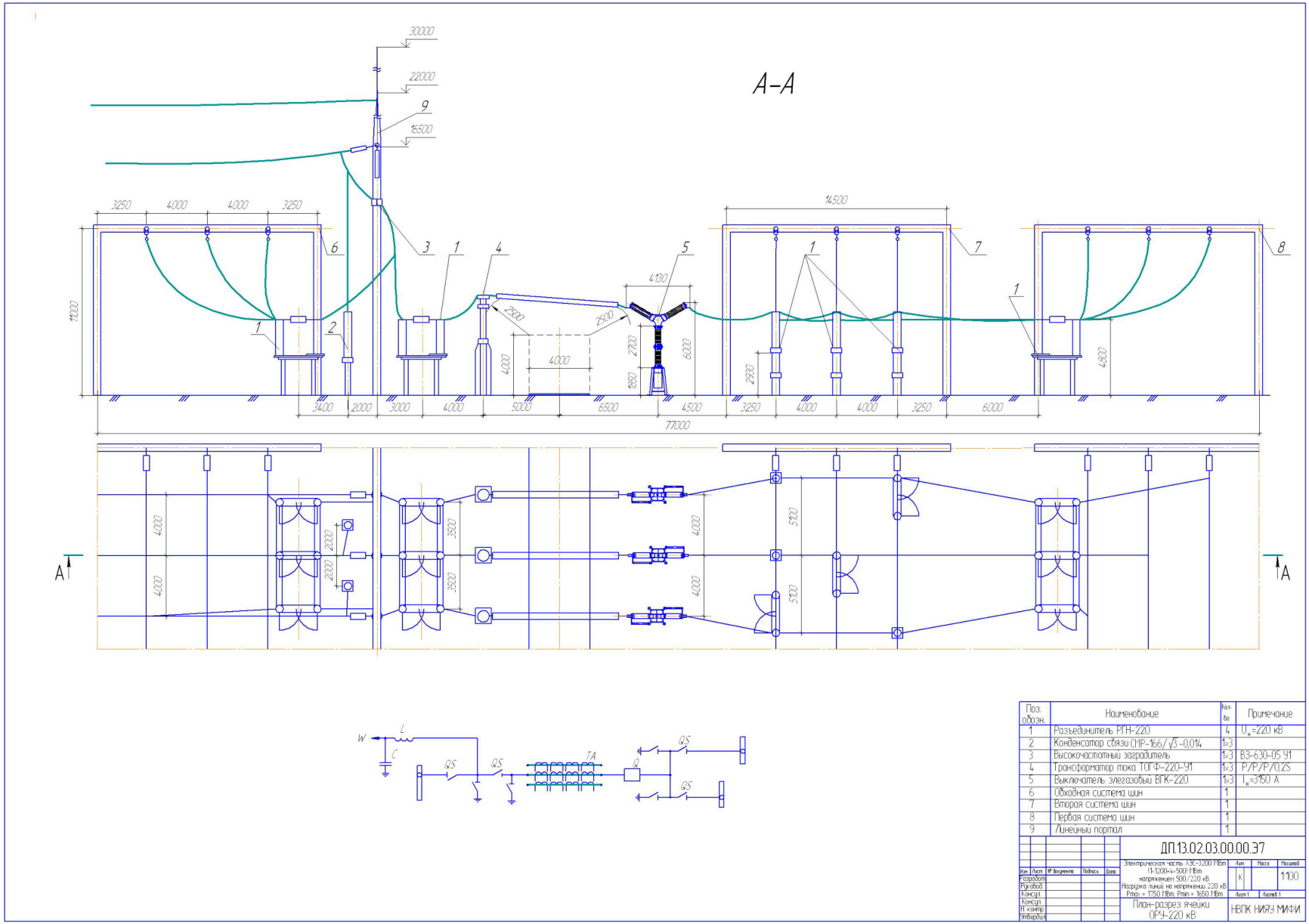
4. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.


А – А
49100
34500
fмск=3000
К трансформатору
ВЛ
24000
186000
20000
8500
0,00
W1
RU1
L1
QS1
TA1
C2
C1
TV1
К трансформатору Т1
QS2
Q1
TA2
TA3
Q2
TA4
Q3
QS8
QS6
Поз. обозн.
Наименование
Кол-во
Примечание
1 Выключатель ВГК-500 3×3 Iн=3150 А
2 Линейный портал 2
3 Шинный портал 2
4 Трансформатор тока ТОГП-500 с контактным кольцом 3×3 Iн1=2000 А Iн2=1 А
5 Изолирующая опора с контактным кольцом 2×3
6 Подвижной контакт разъединителя РПД-500 6×3 Iн=3150 А
7 Заградитель, конденсатор связи и устройство НДЕ 1×3
8 Ограничитель перенапряжения ОПН-500 6×3 Uн=5100/√6 кВ
ДП.13.02.03.1400.00.Э7
Электрическая часть АЭС-3000 МВт (1×1000+4×500) МВт, напряжением 500/220 кВ. Нагрузка линий на напряжении 220 кВ Pmax = 800 МВт, Pmin = 600 МВт.
Лит
Масса
Масштаб
Д
1/400
Лист 1
Листов 1
План-разрез ячейки ОРУ-500 кВ
НВПК НИЯУ МИФИ
Изм
Лист
№ докум.
Подпись
Дата
Разраб.
Руковод.
Консульт.
Н. контр.

ОРУ-500 кВ


А–А
38500
25000
6
7
1
8
9
5
3
4
2
4500
4500
4500
4500
3000
200
2200
7500
6850
1850
3750
4000
4000
2400
5900
5050
6950
200
5300
5500
18000
9000
13000
7500
7500
13000
9000
7500
7500
6050
6950
9000
18000
5500
5500
24000
5000
5000
A
A
W
C
L
RU
QS
TV
TA
К трансформатору Т
QS
Q
TA
TA
Q
TA
Q
Поз. обозн.
Наименование
Кол-во
Примечание
1
Трансформатор напряжения НКФ – 330
1×3
330000/100/100 / 3 / 3 / 100В
2
Трансформатор тока ТОГФ-330-II-У1 с
контактным кольцом разъединителя
4×3
P/P/P/P/0,2S
3
Контактное кольцо подвесного разъедини-
теля
4×3
4
Подвижной контакт подвесного разъедини-
теля РП-330
8×3
Iн=3150 А
5
Выключатель элегазовый ВГК-330
3×3
Iн=3150 А
6
Конденсатор связи 2×СМР-166/√3 -0,014
1×3
7
Высокочастотный заградитель
1×3
ВЗ-1250-05У1
8
Шинный портал
2
9
Линейный портал
4
ДП.13.02.03.00.00.ЭТ
Изм.
Лист
№ документа
Подпись
Дата
Разраб.
Руковод.
Консул.
Н. контр.
Утв.
Электрическая часть АЭС-3200 МВт
(1×1200+4×500) МВт
напряжением 750/330 кВ.
Нагрузка линий на напряжении 330 кВ
Pmax = 1750 МВт, Pmin = 1650 МВт
План-разрез ячейки
ОРУ-330 кВ
Лит
Масса
Масштаб
Д
1:200
Лист 1
Листов 1
НВПК НИЯУ МИФИ

ОРУ-330 кВ



Поз. обозн.	Наименование	Кол-во	Примечание
1	Разъединитель РГН-220	4	$U_н$=220 кВ
2	Конденсатор связи СМР-166/√3-0,014	1×3	
3	Высокочастотный заградитель	1×3	ВЗ-630-05 У1
4	Трансформатор тока ТОГФ-220-У1	1×3	Р/Р/Р/0,2S
5	Выключатель элегазовый ВГК-220	1×3	$I_н$=3150 А
6	Обходная система шин	1	
7	Вторая система шин	1	
8	Первая система шин	1	
9	Линейный портал	1	

ДП.13.02.03.00.00.ЭТ

Электрическая часть АЭС-3,200 МВт (4-1200+4-500) МВт напряжением 500/220 кВ. Нагрузка линий на напряжении 220 кВ: Pmax = 1750 МВт, Pmin = 1650 МВт

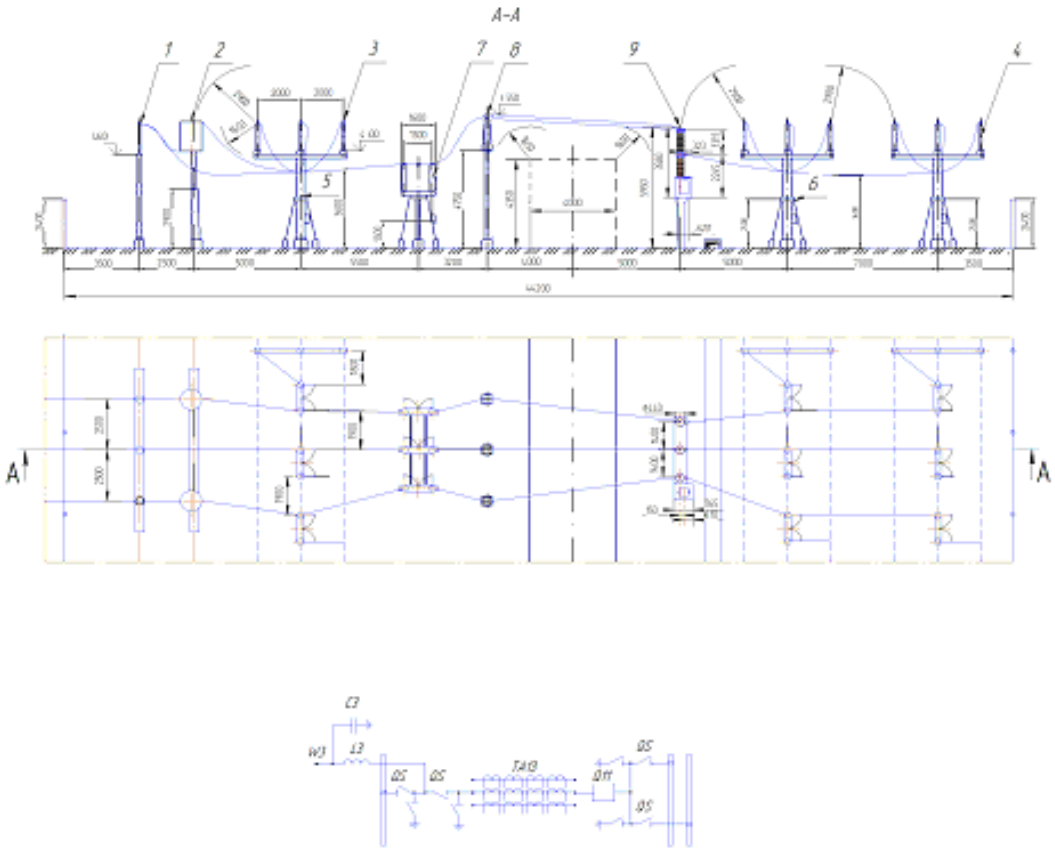
План-разрез ячейки ОРУ-220 кВ

Лит. К | Масса | Масштаб 1:100

Лист 1 | Листов 1

НВПК НИЯУ МИФИ

ОРУ 220 кВ (цепь трансформатора)



Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Опорный изолятор	1	
2	Высокочастотный заградитель у «конденсатора связи»	1	
3	Обходная система шин	1	
4	Сборные шины	2	
5	Шинный разъединитель обходной системы шин	1	
6	Шинный разъединитель	1	
7	Линейный разъединитель	1	
8	Трансформатор тока	№3	
9	Выключатель ВГТ-110	1	

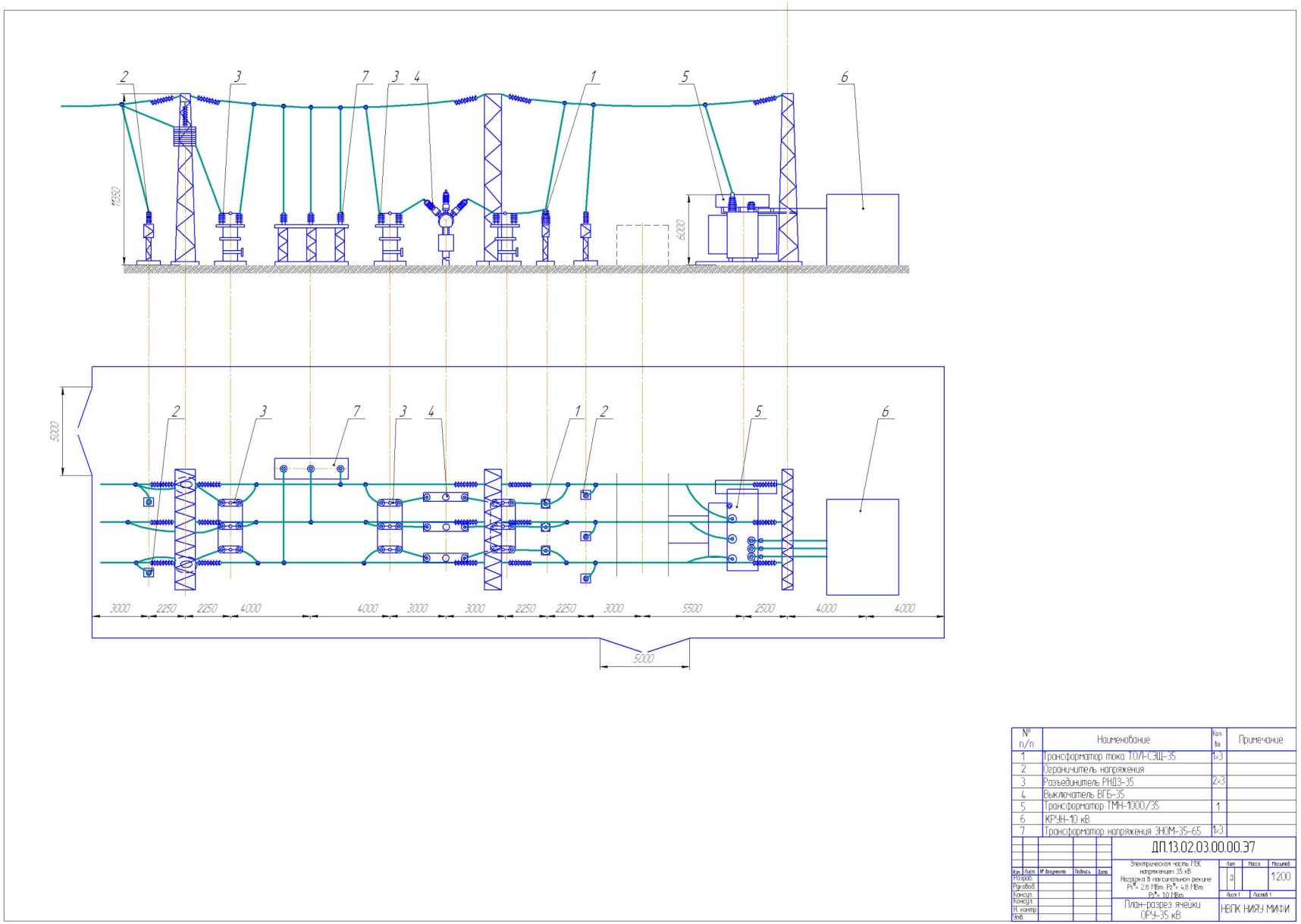
ДП.140206. . .37

Лит. Масса Масштаб

1100

НВПК НИЯУ МИФИ

ОРУ 110 кВ (цепь линии)



2
3
7
3
4
1
5
6
11350
6000
5000
3000
2250
2250
4000
4000
3000
3000
2250
2250
3000
5500
2500
4000
4000
5000
№ п/п
Наименование
Кол-во
Примечание
1 Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 1×3
2 Ограничитель напряжения
3 Разъединитель РНДЗ-35 2×3
4 Выключатель ВГБ-35
5 Трансформатор ТМН-1000/35 1
6 КРУН-10 кВ
7 Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 1×3
ДП.13.02.03.00.00.ЭТ
Изм. Лист № документа Подпись Дата
Разраб.
Руковод.
Консул.
Консул.
Н. контр.
Утв.
Электрическая часть ПЭС напряжением 35 кВ
Нагрузка в максимальном режиме
Pt* = 2.8 МВт, Pz* = 4.8 МВт,
Pk* = 1.0 МВт
План-разрез ячейки ОРУ-35 кВ
Лит. Масса Масштаб
Д 1:200
Лист 1 Листов 1
НВПК НИЯУ МИФИ

ОРУ-35 кВ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ № 8

для выполнения дипломного проекта

Раздел 8 Расчёт заземляющих устройств

для специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватели: Рыжкова Т.А.
Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

Содержание

1. Общие положения……3
2. Пример……..9
Список литературы……16

1. Общие положения

Заземляющее устройство выполняется общим для ОРУ- кВ и ОРУ- кВ и состоит из вертикальных заземлителей, расположенных по периметру ОРУ, продольных и поперечных полос, образующих заземляющую выравнивающую сетку.

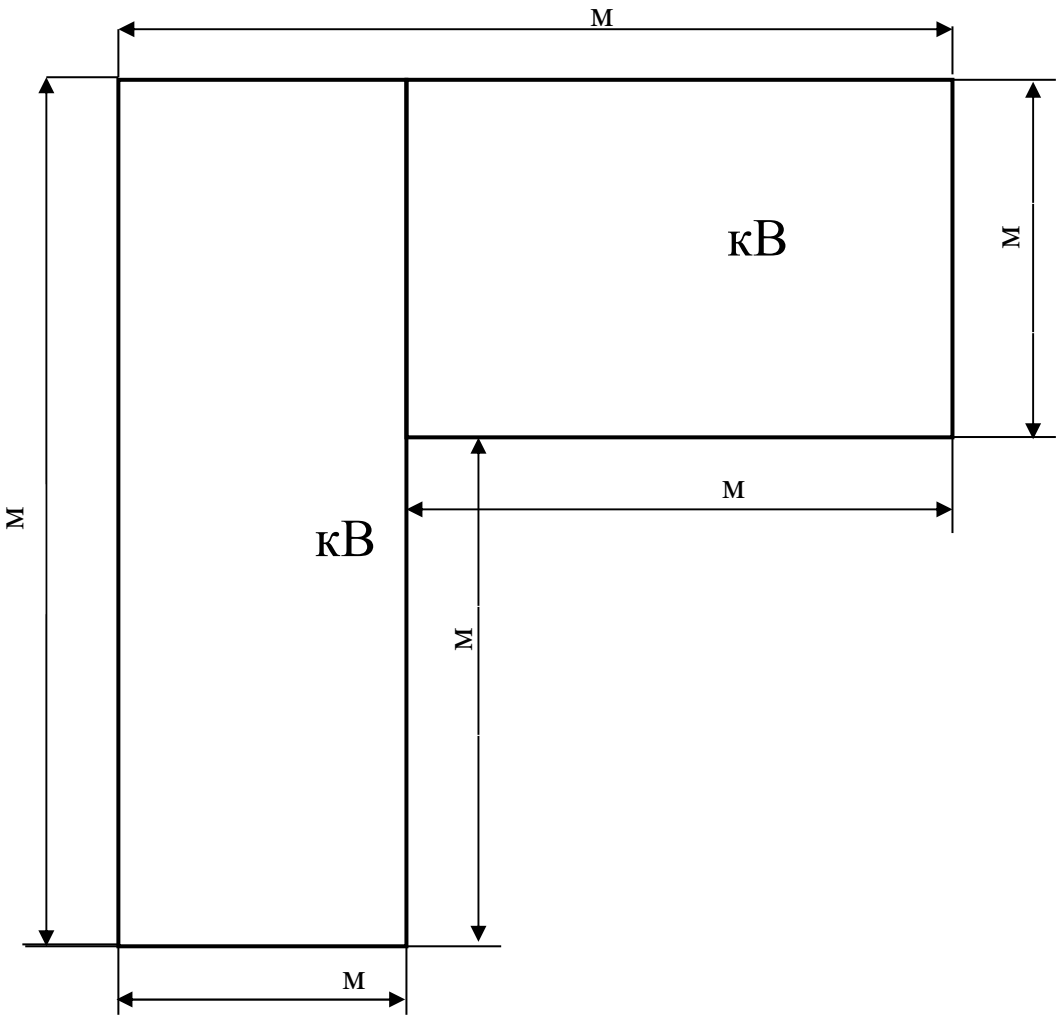


Рисунок 1.1 Размеры ОРУ- кВ и ОРУ- кВ в плане

Вдоль каждой ячейки ОРУ прокладываются заземляющие горизонтальные полосы на расстоянии 10 м друг

Поперёк ячеек также прокладываются горизонтальные полосы на расстоянии 10 м друг от друга.

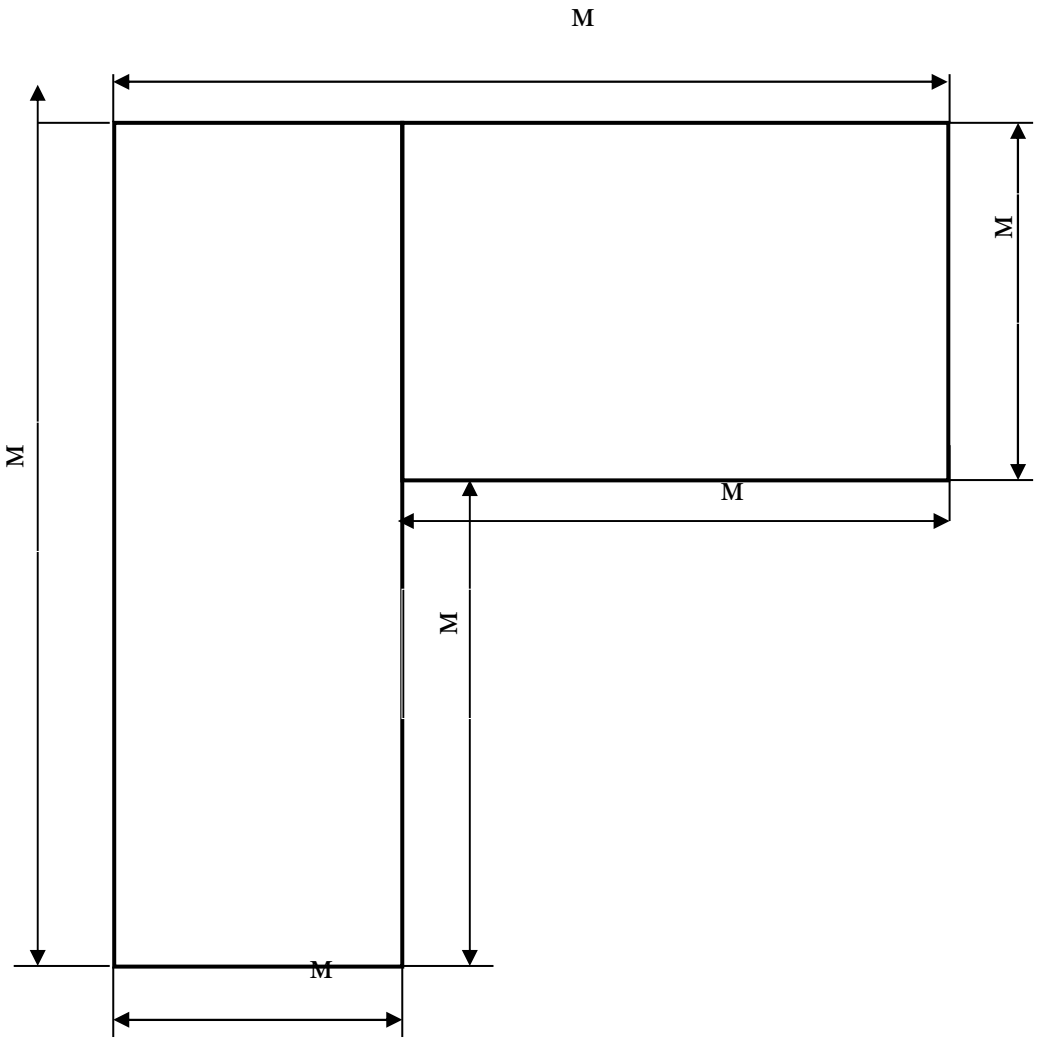


Рисунок 1.2 - План заземляющей сетки

Заземляющее устройство состоит из:

Продольные полосы: полос ℓ = м

полос ℓ = м

Поперечные полосы: полос ℓ = м

полос ℓ = м

Определяем площадь заземляющего устройства:

S = $м^2$ (1.1)

Определяем длину полос сетки по плану (рисунок 8.2)

$L_г$ = $м^2$ (1.2)

Горизонтальные заземлители расположены на глубине t = 0,7м

Вертикальные заземлители расположены по периметру сетки на расстоянии 10 м друг от друга.

Периметр сетки:

$P =$ м (1.3)

Число вертикальных заземлителей:

$$n_в = \frac{P}{a} = \quad (1.4)$$

принимаем $n_в =$

В месте сооружения ОРУ грунт суглинок с удельным сопротивлением верхнего слоя $\rho_в =$ Ом · м, нижнего слоя $\rho_н =$ Ом

С учетом промерзания грунта расчетное удельное сопротивление верхнего слоя.

$\rho_{вс} = k_с \cdot \rho_в =$ Ом · м (1.5)

где $k_с$ – коэффициент сезонности =1,2

Расчет заземляющего устройства производим по допустимому напряжению прикосновения, которое определяется временем отключения однофазных К.З. на землю на территории ОРУ.

В связи с работой резервных релейных защит $t_{от} = 0,5$ сек, тогда

$U_{пр.дон} =$ В

Ток однофазного К.З. на землю:

$$I^{(1)}_{по} = 1,5 \cdot I^{(3)}_{по} = \text{ А} \quad (1.6)$$

$I^{(3)}_{по}$ - принимаем из расчетов токов К.З.

Коэффициент напряжения прикосновения [1]:

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{в} \cdot L_{г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \quad (1.7)$$

где $l_в$ = м – длина вертикального заземлителя;

S – площадь заземляющего устройства;

а = м расстояние между вертикальными заземлителями;

М – параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ [1]

При $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ =

М =

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{чел}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_с$

$$\beta = \frac{R_{чел}}{R_{чел} + 1,5 \cdot \rho_{вс}} = \quad (1.8)$$

Потенциал на заземлителе по [1]

$$U_{З} = \frac{U_{пр.доп}}{K_{п}} = \quad В \quad (1.9)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства [1]

$$R_{З.доп} = \frac{Uз}{0,5 \cdot I^{(1)}_{по}} = \quad Ом \quad (1.10)$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель.

Сторона квадрата модели:

$$\ell_{расч} = \sqrt{S} = \quad м \quad (1.11)$$

Число ячеек сетки на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_Г}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \quad \text{шт} \qquad (1.12)$$

Принимаем m = шт.

Длина полос в расчетной модели:

$$L_Г^1 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = \quad \text{м} \qquad (1.13)$$

Длина сторон ячеек модели:

$$a_{расч}^1 = \frac{\ell_{расч}}{m} = \quad \text{м} \qquad (1.14)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_в^1 = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a_{расч}^1} = \quad \text{шт} \qquad (1.15)$$

Принимаем $n_в^1$ = шт

Общая длина вертикальных заземлителей модели:

$$L_в^1 = \ell_в \cdot n_в^1 = \quad \text{м} \qquad (1.16)$$

Относительная глубина заземлителей:

$$t_{отн} = \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \quad \text{м} \qquad (1.17)$$

Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель.

Так как $t_{отн}$ = < 0,1

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \qquad (1.18)$$

По таблице 7.6. [1], для $\frac{\rho_{вс}}{\rho_н}$ = ; $\frac{a}{l_в}$ = ; относительная толщина слоя:

$$\frac{h_1 - t}{l_в} = \qquad (1.19)$$

Определяем $\rho_э / \rho_2 =$, тогда $\rho_э =$ Ом · м

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L^1_Г + L^1_в} = \text{ м} \qquad (1.20)$$

Сопротивление заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e} = \text{ Ом} \qquad (1.21)$$

что меньше $R_{3.доп} =$ Ом

Напряжение прикосновения по [1]

$$U'_{пр} = K_п \cdot R'_3 \cdot I^{(1)}_{п0} \cdot 0{,}5 = \text{ В} \qquad (1.22)$$

что меньше допустимого В.

Заземляющее устройство отвечает требованиям безопасности.

2 Пример
РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОРУ-750 кВ и ОРУ-330 кВ

Заземляющее устройство выполняется общим для ОРУ-750 кВ и ОРУ-330 кВ и состоит из вертикальных заземлителей, расположенных по периметру ОРУ, продольных и поперечных полос, образующих заземляющую выравнивающую сетку.

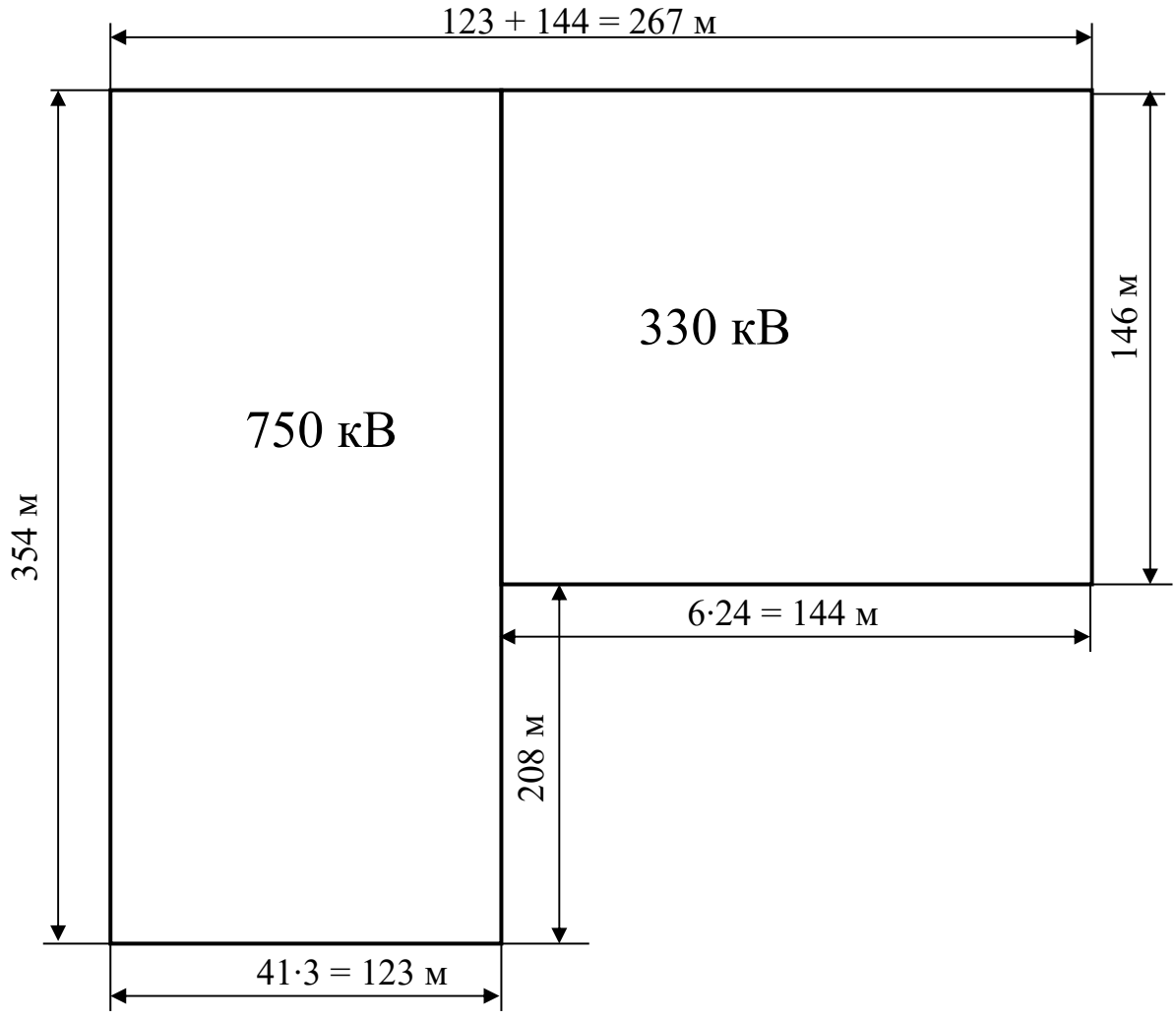


Рисунок 2.1 - Размеры ОРУ-750 кВ и ОРУ-330 кВ в плане

Вдоль каждой ячейки ОРУ прокладываются заземляющие горизонтальные полосы на расстоянии 10 м друг

Поперёк ячеек также прокладываются горизонтальные полосы на расстоянии 10 м друг от друга.

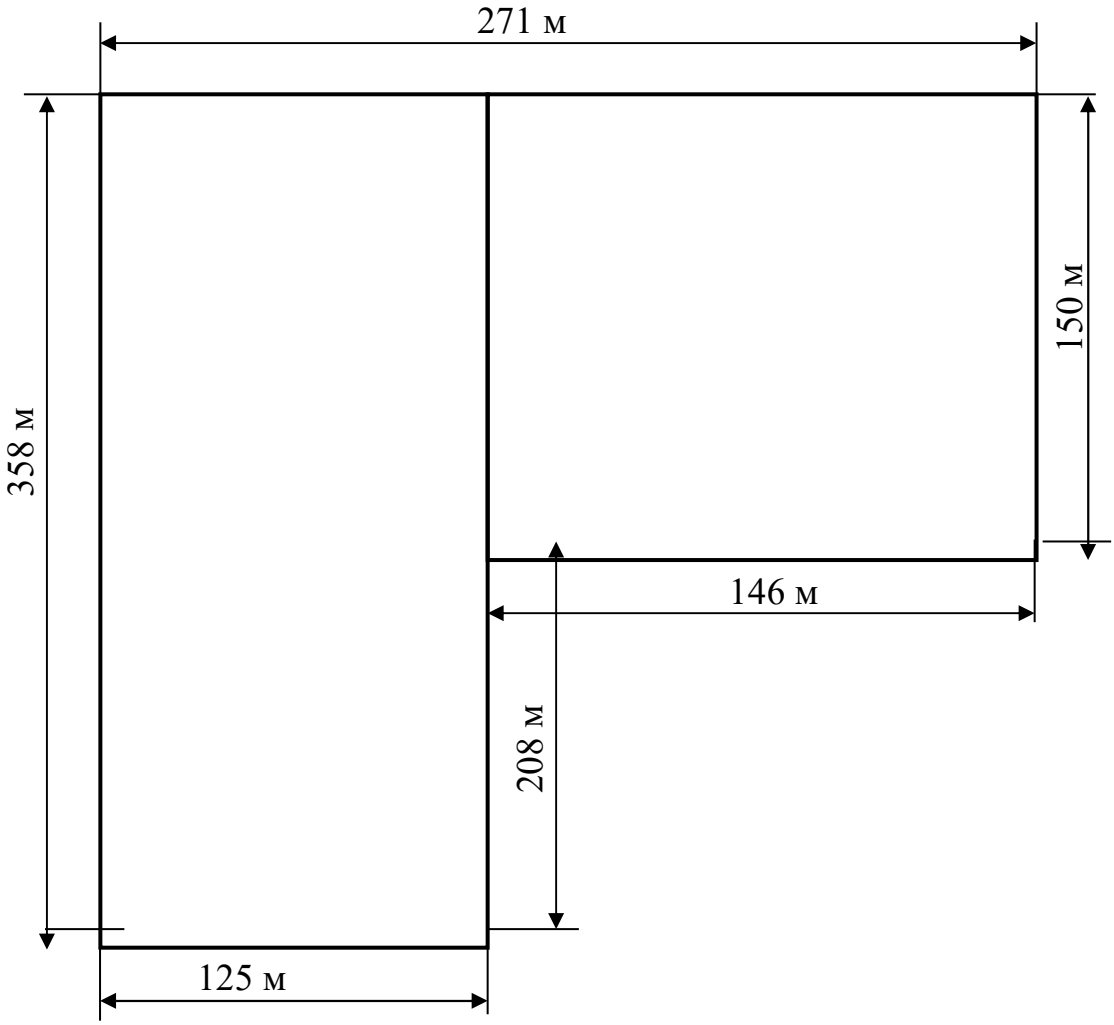


Рисунок 2.2 – План заземляющей сетки

Заземляющее устройство состоит из:

Продольные полосы: 16 полос ℓ = 271 м

21 полос ℓ = 125 м

Поперечные полосы: 14 полос ℓ = 358 м

15 полос ℓ = 150 м

Определяем площадь заземляющего устройства:

$$S = 358 \cdot 125+146 \cdot 150 = 66650 \text{ м}^2 \quad (2.1)$$

Определяем длину полос сетки по плану (рисунок 8.2)

$$L_Г = 16 \cdot 271+21 \cdot 125+14 \cdot 358+15 \cdot 150 = 14223 \text{ м}^2 \quad (2.2)$$

Горизонтальные заземлители расположены на глубине t = 0,7м

Вертикальные заземлители расположены по периметру сетки на расстоянии 10 м друг от друга.

Периметр сетки:

$$P = 358+271+150+146+208+125 = 1258 \text{ м} \quad (2.3)$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_в = \frac{P}{a} = \frac{1258}{10} = 125{,}8 \text{ шт} \quad (2.4)$$

принимаем $n_в = 126$

В месте сооружения ОРУ грунт супесок с удельным сопротивлением верхнего слоя $\rho_в = 150$ Ом · м, нижнего слоя $\rho_н = 70$ Ом · м

С учетом промерзания грунта расчетное удельное сопротивление верхнего слоя.

$$\rho_{вс} = k_с \cdot \rho_в = 1{,}2 \cdot 150 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (2.5)$$

где $k_с$ – коэффициент сезонности

Расчет заземляющего устройства производим по допустимому напряжению прикосновения, которое определяется временем отключения однофазных К.З. на землю на территории ОРУ.

В связи с работой резервных релейных защит $t_{от}$ = 0,5 сек, тогда $U_{пр.дон}$ = 200 В

Ток однофазного К.З. на землю:

$$I^{(1)}_{пО} = 1{,}5 \cdot I^{(3)}_{пО} = 1{,}5 \cdot 26660 = 39990 \text{ А} \quad (2.6)$$

где $I_{п.О}^{(3)}$ принимаем большее из расчёта точки К.З.

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{в} \cdot L_{г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,62 \cdot 0,787}{\left(\frac{5 \cdot 14223}{10 \cdot \sqrt{66650}}\right)^{0,45}} = 0,11 \quad (2.7)$$

где $l_{в}$ = 5 м – длина вертикального заземлителя;

S – площадь заземляющего устройства;

a = 10 м расстояние между вертикальными заземлителями;

M – параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{70} = 2,2$

M = 0,62

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{чел}$ и сопротивлению растекания тока от ступней R_c

$$\beta = \frac{R_{чел}}{R_{чел} + 1,5 \cdot \rho_{вс}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 180} = 0,787 \quad (2.8)$$

Потенциал на заземлителе:

$$U_{З} = \frac{U_{пр.доп}}{K_{п}} = \frac{200}{0,11} = 1818,2 \text{ В} < 10000 \text{ В} \quad (2.9)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{З.доп} = \frac{U_{з}}{0,5 \cdot I^{(1)}_{по}} = \frac{1818,2}{0,5 \cdot 39990} = 0,091 \text{ Ом} \quad (2.10)$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель.

Сторона квадрата модели:

$$\ell_{расч} = \sqrt{S} = \sqrt{66650} = 258,2 \text{ м} \quad (2.11)$$

Число ячеек сетки на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_Г}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{14223}{2 \cdot 258{,}2} - 1 = 26{,}6 \text{ шт} \quad (2.12)$$

Принимаем m = 27 шт.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_Г = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot 258{,}2 \cdot (27+1) = 14459{,}2 \text{ м} \quad (2.13)$$

Длина сторон ячеек модели: $a'_{расч} = \frac{\ell_{расч}}{m} = \frac{258{,}2}{27} = 9{,}93 \text{ м}$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n'_в = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a^1_{расч}} = \frac{4 \cdot 258{,}2}{9{,}93} = 104 \text{ шт} \quad (2.14)$$

Принимаем $n'_в$ = 104 шт.

Общая длина вертикальных заземлителей модели:

$$L'_в = \ell_в \cdot n'_в = 5 \cdot 104 = 520 \text{ м} \quad (2.15)$$

Относительная глубина заземлителей:

$$t_{отн} = \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0{,}7}{\sqrt{66650}} = 0{,}0221 \text{ м} \quad (2.16)$$

Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель.

Так как $t_{отн} = 0{,}0221 < 0{,}1$

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = 0{,}444\text{-}0{,}84 \cdot 0{,}0221 = 0{,}425 \quad (2.17)$$

для $\frac{\rho_{вс}}{\rho_н} = 2{,}6$; $\frac{a}{l_в} = 2$; относительная толщина слоя:

$$\frac{h_1 - t}{l_в} = \frac{2 - 0{,}7}{5} = 0{,}26 \quad (2.18)$$

Определяем $\frac{\rho_э}{\rho_2} = 1{,}14$, тогда $\rho_э = 1{,}14 \cdot 70 = 79{,}8$ Ом · м

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_З = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L'_Г + L'_в} = 0{,}425 \cdot \frac{79{,}8}{258{,}2} + \frac{79{,}8}{14459{,}2 + 520} = 0{,}137 \text{ Ом} \quad (2.19)$$

Сопротивление заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей:

$$R'_З = \frac{R_З \cdot R_е}{R_З + R_е} = \frac{0{,}137 \cdot 2}{0{,}137 + 2} = 0{,}128 \text{ Ом} \quad (2.20)$$

что больше $R_{З.доп} =$ 0,091 Ом

Напряжение прикосновения:

$$U'_{пр} = K_п \cdot R'_З \cdot I^{(1)}_{п0} = 0{,}11 \cdot 0{,}128 \cdot 39990 = 563{,}1 \text{ В} \quad (2.21)$$

что больше допустимого 200 В.

Для снижения напряжения прикосновения применим подсыпку гравия толщиной 0,2 м. у рабочих мест. Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет равен $\rho_{вс} = 3000$ Ом, тогда:

$$\beta' = \frac{R_{чел.}}{R_{чел.} + 1{,}5 \cdot \rho_{вс}} = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 3000} = 0{,}18 \quad (2.22)$$

$$K_п = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_в \cdot L_г}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0{,}45}} = \frac{0{,}62 \cdot 0{,}18}{\left(\frac{5 \cdot 14223}{10 \cdot \sqrt{66650}}\right)^{0{,}45}} = 0{,}034 \quad (2.23)$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,7 м. больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение $\rho_{вс} / \rho_2$ и значение М остаются неизменными.

Напряжение на заземлителе:

$$U_з = \frac{U_{пр.доп.}}{k_п} = \frac{200}{0,03} = 6666,66 \text{ В} \quad (2.24)$$

что меньше допустимого 10000 В.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R'_{з.доп} = \frac{U_з}{0,5 \cdot I^{(1)}_{по}} = \frac{6666,66}{0,5 \cdot 39990} = 0,333 \text{ Ом} \quad (2.25)$$

Таким образом $R'_{з.} = 0,128$ Ом $< R'_{з.доп.} = 0,333$ Ом

Напряжение прикосновения:

$$U'_{пр.} = k'_n \cdot R'_{з.} \cdot I^{(1)}_{n0} \; 0,03 \cdot 0,128 \cdot 39990 = 153,6 \text{ В} \quad (2.26)$$

что меньше допустимого 200 В.

Из расчёта видно, как эффективна подсыпка гравием на территории подстанци

Заземляющее устройство отвечает требованиям безопасности.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.

6. Методические рекомендации по применению государственных стандартов ЕСКД в курсовых и дипломных проектах: НВПК, Нововоронеж 2010 (НВПК НИЯУ МИФИ).

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №9

для выполнения дипломного проекта

Раздел 9 Охрана труда

для специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Нововоронеж 2023 г.

В методических указаниях №9 предложены вопросы по охране труда к девятому разделу выпускной квалификационной работы.

ПРИМЕРНАЯ ТЕМАТИКА ЗАДАНИЙ

1. Охрана труда при эксплуатации турбогенератора.
2. Охрана труда при ремонте ротора турбогенератора.
3. Охрана труда при ремонте статора турбогенератора.
4. Охрана труда при эксплуатации силового трансформатора.
5. Охрана труда при ремонте трансформатора.
6. Охрана труда при эксплуатации электродвигателей.
7. Охрана труда при ремонте электродвигателей.
8. Охрана труда при эксплуатации электрооборудования распределительных устройств.
9. Охрана труда электрооборудования распределительных устройств.
10. Охрана труда при ремонте кабельных линий.

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Электротехнический справочник в 4-х т., т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.-Издательство МЭИ, 2007.

4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для СПО / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-9-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2015.

5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Эксмо, 2021.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №10

для выполнения дипломного проекта

Раздел 10 Специальное задание

для специальности
13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Руководители ВКР

Нововоронеж 2023 г.

В методических указаниях №10 даны темы специальных заданий к десятому разделу выпускной квалификационной работы. Специальное задание предусматривает теоретическую и графическую части. Графическую часть выполняют при помощи графических программ на ПК на листах формата А1 (594×841) . В отдельных случаях допускается формат А2 (420×594). Отступления согласуются с руководителем проекта.

ПРИМЕРНАЯ ТЕМАТИКА СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ

1. Эксплуатация системы водяного охлаждения турбогенератора ТВВ-500.
2. Газовая система охлаждения турбогенератора ТВВ-500.
3. Ремонт активной стали турбогенератора ТВВ.
4. Определение дефектов в обмотке ротора турбогенератора.
5. Эксплуатация системы возбуждения турбогенератора.
6. Эксплуатация системы возбуждения турбогенератора Т3В.
7. Эксплуатация трансформатора типа ОРДЦ-533000/500.
8. Ремонт резервного трансформатора собственных нужд ТРДНС 80000/220/10.
9. Проверка турбогенератора на газоплотность.
10. Диагностика силовых трансформаторов.
11. Эксплуатация системы защиты трансформаторного масла от окисления и увлажнения.
12. Эксплуатация маслонаполненных высоковольтных вводов силового трансформатора.
13. Сушка силового трансформатора.
14. Методы выявления дефектов силового трансформатора.
15. Диагностика устройств регулирования напряжения силовых трёхфазных трансформаторов.
16. Капитальный ремонт трансформаторов типа ТНЦ 1250000/330.
17. Ремонт автотрансформатора АОДЦТН 167000/500/220.
18. Система автоматического пожаротушения тонкораспыленной водой трансформатора.
19. Система диагностики для контроля состояния изоляции статорных обмоток.

20. Вибрация электрических машин и методы ее устранения.
21. Ремонт обмотки статора электродвигателя собственных нужд с термореактивной изоляцией.
22. Неисправности электродвигателя с короткозамкнутым ротором и методы их устранения.
23. Техническое обслуживание электродвигателей насосных агрегатов на АЭС.
24. Устранение дефектов изоляции обмоток статора в условиях АЭС.
25. Ремонт электродвигателя типа АЗ-2000/6000.
26. Эксплуатация электродвигателей собственных нужд АЭС.
27. Эксплуатация электродвигателей собственных нужд напряжением 0,4 кВ.
28. Оперативные переключения
29. Эксплуатация разъединителей серии РГ, РПД.
30. Оперативная блокировка разъединителей.
31. Эксплуатация элегазовых трансформаторов тока.
32. Эксплуатация элегазовых выключателей 500 кВ.
33. Эксплуатация современных аккумуляторных батарей на АЭС.
34. Эксплуатация инверторных систем АЭС.
35. Эксплуатация трансформаторов тока 220 кВ.
36. Программы испытаний и измерений измерительных трансформаторов.
37. Техническое обслуживание вакуумных выключателей 6-10 кВ.
38. Эксплуатация КРУ 6 кВ.
39. Эксплуатация КРУЭ – 500 кВ.
40. Эксплуатация генераторного выключателя HEC -7.
41. Ремонт генераторного выключателя HEC-7.8.
42. Эксплуатация элегазового высоковольтного выключателя типа GL-315.
43. Эксплуатация элегазовых выключателей серии LF, VF.
44. Автокомпрессионный метод гашения дуги в выключателях
45. Ремонт кабельных линий и испытания после ремонта.
46. Определение мест повреждения кабельных линий.
47. Защита электрооборудования ОРУ 220 кВ от прямых ударов молнии.
48. Устройство автоматических выключателей compactnsx.

49. Применение инверторов для ответственных потребителей.
50. Контакторы с магнитной защёлкой.
51. Применение стабилизаторов напряжения для питания освещения АЭС.
52. Применение частотных преобразователей для питания электрических двигателей.
53. Токоограничение автоматических выключателей.
54. Восстановление и стабилизация трансформаторного масла в работающем оборудовании.
55. Автоматизация учета электроэнергии на АЭС.
56. Эксплуатация заземляющих устройств.

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Издательство «Омега-Л», 2016. –256 с.

2. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 701 с.

3. Объем и нормы испытаний электрооборудования [Текст]- ПАО «Россети», СТО 34.01-23.1-001-2017, 260 с

4. Сибикин Ю.Д. Основы эксплуатации электрооборудования электростанций и подстанций: учебное пособие для вузов. - М.: ИП Радио-Софт: ЭНАС, 2017. – 448 с.

5. Котеленец, Н.Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: учебник. - М.: Академия, 2010. – 384 с.

6. Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. Книга 1 учебник.- М.: «Академия», 2020, с. 208.

7. Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. Книга 2 учебник.- М.: «Академия», 2020.

8. Профессиональный стандарт 24.089 «Специалист в области электротехнического обеспечения атомной станции», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от «18 » 01 2019 г. № 28н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 04.02.2019 г., регистрационный № 53669).

9. Типовые инструкции, инструкции по обслуживанию, эксплуатации, ремонту и испытаниям электрооборудования, электроустановок. Должностные инструкции персонала электроэнергетических и электротехнических предприятий.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Нововоронежский политехнический институт –
филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
(НВПИ НИЯУ МИФИ)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ №11

для выполнения дипломной работы

Раздел 11 Экономическая часть

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Преподаватель: Кобзева Н.В.

Нововоронеж 2023 г.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящие методические рекомендации составлены с целью оказания помощи студентам в работе над выполнением экономической части дипломного проекта.

Приведенные в настоящих Методических рекомендациях справочные материалы являются усредненными, а некоторые приближенными. Желательно в расчетах использовать показатели и нормативы конкретных строящихся и действующих АЭС, АТЭЦ, АСТ.

1. РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС И СТОИМОСТИ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ

1.1 Капиталовложения в строительство АЭС

Расчет ведется по укрупненным показателям сметной стоимости одного энергоблока.

$$К_{ст} = \left(К^{I}_{бл} + К^{п}_{бл}\right) \cdot m_1 \cdot m_2, \text{ млн. руб.} \quad (1.1)$$

где $К^{I}_{бл}$ - капвложения в первый блок (Приложение 1);

$К^{п}_{бл}$ - капвложения в последующие блоки (Приложение 1);

m_1 - коэффициент, учитывающий район сооружения (Приложение 2);

m_2 - коэффициент, учитывающий удорожание станции в связи с повышением требований к ее безопасности (задается преподавателем).

1.2 Удельные капитальные вложения:

$$\overline{K}_{уд} = \frac{K_{ст}}{N_э}, \text{ руб./кВт} \quad (1.2)$$

где $N_э$ - установленная электрическая мощность станции, кВт;

$К_{ст}$ - капиталовложения в строительство станции, руб.

1.3 Первоначальная стоимость основных производственных фондов и оборудования

1.3.1 Первоначальная стоимость основных производственных фондов определяется по сумме капиталовложений в строительство АЭС, уменьшенной на величину возвратных сумм по сносу и амортизации временных зданий и сооружений, принятой ориентировочно в размере 10% от общей суммы капиталовложений.

$$C_ф = 0{,}9 \cdot \mathbf{K_{ст}}, \text{ млн. руб.} \quad (1.3)$$

1.3.2 Стоимость оборудования в первоначальной сумме основных производственных фондов составляет 50 - 65% и может быть определена по формуле:

$$C_{об} = \alpha_{об} \cdot C_{ф}, \text{ млн. руб.} \quad (1.4)$$

где $\alpha_{об}$ - доля оборудования в первоначальной стоимости основных производственных фондов (Приложение 3).

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СТАНЦИИ

2.1 Годовая выработка электроэнергии на АЭС подсчитывается по формуле:

$$Э_в = N_э \cdot h_у, \quad \text{МВт·ч} \quad (2.1)$$

где $N_э$ и $h_у$ берутся согласно заданию.

2.2 Годовой расход электроэнергии на собственные нужды

Годовой расход электроэнергии на с.н. определяется на основании энергетических характеристик каждого блока (Приложение 4).

Общий расход на станции определяется по формуле:

$$\mathbf{Э_{сн} = \sum Э_{сн}^{Sл}}\text{, МВт·ч} \qquad (2.2)$$

2.3 Удельный расход электроэнергии

$$К_{сн} = \left(\frac{Э_{сн}}{Э_{в}}\right)\cdot 100\% \qquad (2.3)$$

2.4 Годовой отпуск электроэнергии с шин станции

$$Э_{отп} = Э_{в} - Э_{сн}\text{, МВт·ч} \qquad (2.4)$$

2.5 Годовой расход ядерного топлива

Для станций с реакторами ВВЭР определяется по формуле:

$$G_T = \frac{\Sigma N_m \cdot h_y}{24 \cdot B}, \frac{m}{год} \qquad (2.5)$$

где B - глубина выгорания ядерного топлива, зависящая от конструкции реактора, твэлов, начального обогащения топлива (Приложение 5);

N_T - тепловая мощность блока (Приложение 12), МВт .

Примечание: Стоимость первоначальной загрузки топлива относится к капиталовложениям станции.

2.6 Удельные расходы топлива

а) ядерного топлива на выработку 1 МВт ч электрической энергии.

$$g_{выр} = \frac{0{,}053 \cdot \Sigma N_m}{\Sigma N_э}, \frac{г}{МВт \cdot ч} \qquad (2.6)$$

б) Условного топлива на выработку 1 кВт.ч электроэнергии.

$$B_{выр} = 2.32 \cdot 10^3 \cdot g_{выр}, \quad \frac{гут}{кВт \cdot ч} \qquad (2.7)$$

2.7 КПД станции (брутто)

$$\eta_{ст}^{бр} = \frac{123}{B_{выр}} \cdot 100 \text{ , } \% \qquad (2.8)$$

2.8 КПД станции (нетто)

$$\eta_{ст}^{бр} = \eta_{ст}^{ер} \cdot \frac{1 - Ксн}{100}, \% \qquad (2.9)$$

2.9 Коэффициент использования мощности станции

$$\varphi = \frac{h_y}{8760} \qquad (2.10)$$

3. ПРОЕКТНАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ С ШИН СТАНЦИИ

Проектные расчеты себестоимости электроэнергии на АЭС производятся в соответствии с принятой номенклатурой статей калькуляции за год работы станции в тыс. руб. (с точностью до сотых долей единиц).

3.1. Топливо на технологические цели

В этой статье учитываются затраты на свежее ядерное топливо, зависящие от начального обогащения, затраты на изготовление ТВС (тепловыделяющих сборок), а также транпортировки топлива до станции.

$$И_т = G_{год} \cdot (Ц_{исх} + Ц_{изг} + Ц_{тр}), \quad \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.1)$$

где $G_{год}$ - годовой расход ядерного топлива, в тоннах;

$Ц_{исх}$ - цена исходного ядерного топлива, зависящая от начального обогащения Хн, % (Приложение 6);

$Ц_{изг}$ =0.6·($С_о$+$С_р$) - затраты на изготовление ТВС;

$Ц_{тр}$ - затраты по транспортировке ядерного топлива принимаются при:

$Х_н$ до 2% - 4 $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$;

$Х_н$ от 2.1% до 3.5% - 5 $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$;

$Х_н$ от 3.6% - 6 $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$.

Вводится $К_{тр}$ (повышающий коэффициент), задаётся преподавателем.

Примечание: Если отработанное ядерное топливо в дальнейшем используется в реакторах других предприятий, то цена 1 т свежего ядерного топлива уменьшается на сумму, оплаченную покупателем отработавшего топлива.

3.2 Вода на технологические цели

В статье учитываются затраты на воду, циркулирующую в 1 контуре АЭС, включая затраты по спецводоочистке, на систему циркуляционного водоснабжения, подпитку 2 контура для ВВЭР на охлаждение генераторов и трансформаторов.

Укрупненно затраты определяются по формуле:

$$Ив = \cdot(a_1 \cdot \Sigma Дп + a_2 \cdot \Sigma Др + a_3 \cdot Nэ \cdot \Sigma Дбюд \cdot 1{,}2) \cdot Кв, \ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.2)$$

где a_1=80 руб. на 1 т суммарной часовой производительности блока;

a_2=0,8-1,2 руб. на 1 т воды, циркулирующей через реакторы;

a_3=0,6-1.4 $\frac{\text{руб.}}{\text{год}}$ на 1 кВт установленной электрической мощности в зависимости от типа турбоагрегатов (Таблица 3.1);

Таблица 3.1

Мощность турбины	300	500	750	750	1200
$\frac{\text{руб.}}{\text{год}}$ на 1 кВт	1,2	1,0	0,8	0,6	0,62

$\Sigma Д_п$ - суммарная часовая паропроизводительность АЭС (Приложение 7);

$\sum Д_р$ - суммарный часовой расход воды через все реакторы АЭС. т/ч (Приложение 7);

$\sum Д_{блок}$ - суммарная годовая плата в бюджет за воду в зависимости от мощности блоков и типа циркуляционной системы водоснабжения, $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$ (Таблица 3.2);

$К_в$ - повышающий коэффициент, задаётся преподавателем.

Таблица 3.2 Ориентировочная годовая плата в бюджет за воду, $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$

Мощность блока, МВт	210	365	440	1000	1200
Прямоточная система охлаждения	580	760	1028	1530,3	2245
Оборотная система охлаждения	28	36,6	56,6	106,8	120

3.3 Основная заработная плата производственных рабочих

По данной статье планируется и учитывается основная заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе производства энергии.

К основной заработной плате относятся выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из ФОТ, доплата за работу в праздничные дни и ночное время, районные коэффициенты к зарплате и др.). В этой статье не учитывается зарплата ремонтных рабочих, т.к. она учитывается в других статьях.

$$И_{зп}^{осн} = \alpha_{пр} \cdot \bar{п}_{эксп} \cdot Nэ \cdot \bar{З}п \cdot Кр \ , \ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.3)$$

где $\alpha_{пр}$- доля производственных рабочих в общей численности эксплуатационного персонала, принимается - 0,7;

$\overline{n_{эксп}}$ - штатный коэффициент - удельная численность эксплуатационного персонала, $\frac{\text{чел}}{\text{МВт}}$ (Приложение 8);

$\overline{З_п}$ - среднегодовая заработная плата одного производственного рабочего, $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{чел}}$ в год, задаётся преподавателем;

$K_р$ - районный поправочный коэффициент на заработную плату (Приложение 9).

3.4 Дополнительная зарплата производственных рабочих

Дополнительная зарплата производственных рабочих - это выплаты, несвязанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и ученических отпусков, оплата на время выполнения государственных обязанностей и другие).

Укрупненно принимаются в размере 10% от основной зарплаты производственных рабочих.

$$И_{ЗП}^{ДОП} = 0{,}1 \cdot И_{ЗП}^{ОСН}, \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \quad (3.4)$$

3.5 Социальные взносы и страховой тариф

Отчисления расходуются на оплату больничных листов, путевок в дома отдыха и санатории за счет соцстраха, выплату пенсии по инвалидности и др.

$$\mathbf{И_{сс}} = (0{,}34+0{,}002)\cdot(\mathbf{И_{зп}^{осн}} + \mathbf{И_{зп}^{дол}}), \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \quad (3.5)$$

3.6 Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования

В эту статью включаются расходы: по содержанию оборудования (обтирочные, смазочные и другие материалы); амортизационные отчисления силовых и рабочих машин и внутрицехового транспорта; по текущему ремонту оборудования и прочие.

$$И_{эксп} = 1{,}6 \cdot С_{об} \cdot \frac{Н_а\%}{100}, \ \frac{тыс.\,руб.}{год} \qquad (3.6)$$

где 1,6 - коэффициент, учитывающий расходы на текущий ремонт, обслуживание, эксплуатацию;

$C_{об}$ - стоимость оборудования, тыс. руб.;

$H_а\%$ - средняя норма амортизации для производственного оборудования, принимается 12,0-12,5%.

3.7 Расходы по подготовке и освоению производства

В данной статье учитываются пусковые расходы, связанные с комплексным опробованием вновь вводимого оборудования, его наладкой и испытанием.

Эти расходы учитываются в течении 2-х лет с момента пуска и списываются в первый год в *размере* $^1/_3$, а второй год - $^2/_3$ всех расходов по этой статье. В курсовой работе себестоимость электроэнергии рассчитывается для периода нормальной эксплуатации станции, в выпускной квалификационной работе в себестоимости электроэнергии пусковые расходы должны быть учтены.

$$И_{пуск} = 0{,}085 \cdot \frac{1}{3} И_{эксп}, \ \frac{тыс.\,руб.}{год} \qquad (3.7)$$

3.8 Цеховые расходы

В эту статью включаются затраты по обслуживанию цехов и управлению ими, а именно: зарплата основная, дополнительная с отчислениями по соцстраху общецехового персонала; амортизация, затраты по содержанию и текущему ремонту зданий и инвентаря общецехового значения, расходы по охране труда:

$$\mathbf{И_{исх}} = \boldsymbol{\alpha_{исх}} \cdot \mathbf{И_{эксп}}, \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.8)$$

где $\alpha_{исх}$ - коэффициент, учитывающий размер цеховых расходов, зависящих от мощности АЭС и других производственных условий (Приложение 10).

3.9 Общестанционные расходы

К этой статье относятся расходы по управлению станцией: зарплата по АУП, командировочные, канцелярские расходы, содержание, текущий ремонт, амортизация общестанционных зданий и средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда, расходы целевого назначения (техническая пропаганда), отчисления на содержание вышестоящих организаций и пожарно-сторожевой охраны и др.

$$И_{ос} = \overline{З_{ср}} \cdot Н_{ауп} \cdot К_{р} + \gamma \cdot (И_{эксп} + И_{цех}) \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.9)$$

где $\overline{З_{ср}}$ - $\frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$ чел. средняя годовая зарплата одного работника АУП, задаётся преподавателем;

$Н_{ауп}$ - численность административно-управленческого персонала;

Приближённо можно принять как 15% от численности эксплуатационного персонала: $\mathbf{Н_{ауп}} = 0{,}15 \cdot \overline{\mathbf{П_{эксп}}} \cdot \mathbf{N_э}$, чел;

γ - доля прочих затрат общестанционного характера (Приложение 11).

3.10 Сумма затрат (издержек) на производство электроэнергии по станции

$$И_{ст}=И_т+И_в+\mathbf{И_{зп}^{осн}+И_{зп}^{дол}}+И_{сс}+И_{эксп}+И_{пуск}+И_{цех}+И_{ос}\ ,\ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \qquad (3.10)$$

4. КАЛЬКУЛЯЦИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ С ШИН СТАНЦИИ

4.1 Себестоимость отпущенной электроэнергии

$$S_{отп}=\frac{И_{ст}}{Э_{отп}}\ ,\ \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot ч} \qquad (4.1)$$

4.2 Составляющие себестоимости

а) топливная составляющая: $\mathbf{S_т}=\frac{И_т}{Э_{отп}}$, $\frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot ч}$ (4.2)

б) по воде: $\mathbf{S_т}=\frac{И_в}{Э_{отп}}$, $\frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot ч}$ (4.3)

и т.д. по каждой статье затрат.

Результаты расчётов должны быть занесены в таблицу 4.1.

4.3 Структура годовых эксплуатационных затрат

Структура определяется по формуле:

$$И\% = \frac{И_i}{И_{ст}} \cdot 100\% \qquad (4.4)$$

где $И_i$ - $И_т$, $И_в$, $И_{эл}^{осн}$ и т.д. - соответствующие статьи затрат на производство электроэнергии.

Например: для статьи "Топливо на технологические цели" будем иметь формулу:

$$И_т\% = \frac{И_т}{И_{ст}} \cdot 100\%$$ и т.д. по каждой статье затрат.

Результаты расчётов заносятся в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 Калькуляция себестоимости электроэнергии по станции

Номер статей	Наименование статей калькуляции	Годовые издержки тыс.руб./год	Затраты на кВт ч, руб./кВт*ч	Структура себестоимости. %
1	2	3	4	5
1.	Топливо на технологические цели			
2.	Вода на технологические цели			
3.	Основная зарплата производственных рабочих			
4.	Дополнительная зарплата производственных рабочих			
5.	Социальные взносы и страховой тариф			
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования			
7.	Пусковые расходы			
8.	Цеховые расходы			
9.	Общестанционные расходы			
	ИТОГО:			

5. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАНЦИИ

Наименование показателей	Условное обозначение	Единицы измерения	Вели-чина
1	2	3	4
1. Установленная мощность станции а) электрическая б) тепловая	 $N_э$ $N_т$	 МВт МВт	
2. Число часов использования установленной мощности	$h_у$	$\frac{ч}{год}$	
3. Годовая выработка электроэнергии	$Э_{выр}$	млн. кВт··ч	
4. Годовой отпуск электроэнергии	$Э_{отп}$	млн. кВт·ч	
5. Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды	$К_{сн}$	%	
6. Капиталовложения в строительство станции	$К_{ст}$	млн. руб.	
7. Удельные капвложения	$\overline{К}_{уд}$	$\frac{руб.}{год}$ кВт	
8. Удельный расход условного топлива	$В_{выр}$	$\frac{гут}{кВт \cdot ч}$	
9. Удельный расход ядерного топлива	$g_{выр}$	$\frac{гнт}{кВт \cdot ч}$	
10. Начальное обогащение ядерного топлива	$Х_н$	%	
11. Глубина выгорания ядерного топлива	В	$\frac{МВт \cdot сут}{т}$	
12. К.П.Д. по отпуску электроэнергии	$\eta_{ст}$	%	
13. Коэффициент использования мощности АЭС	φ		
14. Удельная численность эксплуатационного персонала	$\overline{П}_{эксп}$	$\frac{чел}{МВт}$	
15. Себестоимость отпущенной электро-энергии	$S_{отп}$	$\frac{руб.}{кВт \cdot ч}$	

Список литературы

1. Загородников С.В., Миронов М.Г., «Экономика отрасли (машиностроение)»: учебник М.:ФОРУМ: ИНФРА – М, 2019г.

2. Сафронов Н.А. «Экономика организации (предприятия)» - Магистр, 2018г.;

3. Чуев И.Н., Чуева Л.Н. «Экономика предприятия»: Учебник-М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2018г.

Дополнительные источники:

- Гражданский кодекс РФ. Части Iи II. -М. «Юрайт», 2019г;

- Налоговый кодекс РФ. Части Iи II.–М.: Проспект, 2019г.;

- Трудовой кодекс РФ. –М.: ОСЬ -89, 2019г.;

- Современный экономический словарь –М.: ИНФРА-М, 2018г.

- Кузнецов И.Н. «Рефераты, курсовые и дипломные работы. Методика подготовки и оформления»: Учебно-методическое пособие -М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2018г.

Периодические издания:

- Газета: «Экономика и жизнь»

- Журналы: «Вопросы экономики», «ЭКО», «Маркетинг», «Электрические станции», «Теплоэнергетика

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ БЛОКОВ СТАНЦИИ, МЛН. РУБ.

Тип реактора и мощность блока	Затраты на 1-й энергоблок	Затраты на последующий энергоблок
ВВЭР-210	80	70
ВВЭР-365	110	90
ВВЭР-440	130	120
ВВЭР-1000	230	220
ВВЭР-1200	278	266
РБМК-1500	339	320
РБМК-2400	494	472

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПОПРАВОЧНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ К СТОИМОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫЗ РАЙОНОВ РФ

№ п/п	Наименование экономических районов, областей и республик	Значение коэффициента
1	Волгоградская, Астраханская обл.	0.99
2	Северо-Западный экономический район (за исключением Мурманской и Вологодской обл.). Центральный экономический район (за исключением Кировской обл.). Центрально-черноземный экономический район.	1.0
3	Вологодская и Кировская обл.	1.02
4	Уральский экономический район (за исключением Свердловской обл.).	1.06
5	Архангельская. Свердловская. Курганская. Омская обл.	1.08
6	Западно-Сибирский экономический район (за исключением Омской и Тюменской обл.).	1.1
7	Приморский край. Красноярский край (южнее 60-й параллели). Иркутская обл. (южнее 60-й параллели).	1.13
8	Читинская, Амурская обл.	1.19
9	Тюменская обл. (южнее 60-й параллели). Хабаровский край (южнее 60-й параллели).	1.37
10	Европейская часть (севернее полярного круга). Тюменская и Иркутская обл. и Красноярский край (севернее 60-й параллели), Магаданская, Камчатская обл., особо отдаленные и труднодоступные районы.	1.5

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПРИМЕРНАЯ СТРУКТУРА КАПВЛОЖЕНИЙ ПО СТАНЦИИ, В %

Тип реактора	Строительно-монтажные работы	Оборудование
ВВЭР	45-60	40-55
РБМК	35-45	55-65

Большой % берется для более мощных блоков $\alpha_{\text{îá}} = \frac{\alpha\%}{100}$

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖНЫ

Тип и мощность турбоагрегата	Характеристика
К-70, К-73	3,2·С·Тр·0,049·Эв
К-220-44	4,0·Пт·Тр·0,050·Эв
К-500-65	7,0·Пт·Тр·0,036·Эв
К-750-65	8,6·Пт·Тр·0,034·Эв
К-1000	10,2·Пт·Тр·0,034·Эв
К-1200	13,2·Пт·Тр·0,032·Эв

Для блоков РБМК к энергетическим характеристикам вводится поправочный коэффициент 1.2.

Где: $П_т$ – количество турбоагрегатов блока;

$Т_р$ – время работы блока, определяется $(8760-Т_{ппр}\cdot 24)$

$Т_{ппр}$- время планово-предупредительного ремонта и перегрузки топлива, берется по данным отчета по технологической (преддипломной) практики или ориентировочный капитальный ремонт – 80 суток, средний ремонт - 40 суток.

$Э_в$ – выработка электроэнергии данными блоками.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

СРЕДНЯЯ ГЛУБИНА ВЫГОРАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ НАЧАЛЬНОГО ОБОГАЩЕНИЯ

$X_н$, %	$\bar{B}$, $\frac{МВт \cdot сут}{т}$		$X_н$, %	$\bar{B}$, $\frac{МВт \cdot сут}{т}$	$X_н$, %	$\bar{B}$, $\frac{МВт \cdot сут}{т}$
	ВВЭР	РБМК		ВВЭР		ВВЭР
1,5	600	16000	2,7	20000	3,9	33600
1,6	7350	16500	2,8	21000	4,0	34900
1,7	8350	17000	2,9	22000	4,1	36200
1,8	10000	17400	3,0	23500	4,2	37500
1,9	12000	18000	3,1	25000	4,3	38700
2,0	13000	18500	3,2	26000	4,4	40000
2,1	14000	18800	3,3	27000	4,5	41300
2,2	15000	19100	3,4	27800	4,6	43000
2,3	16000	19500	3,5	28600	4,7	44500
2,4	17000	21000	3,6	29800	4,8	45900
2,5	18000	22500	3,7	31200	4,9	47500
2,6	19000	24000	3,8	32400		

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

КОЛИЧЕСТВО ЕДИНИЦ РАЗДЕЛИТЕЛЬНОЙ РАБОЫ НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ 1кг

$X_н$, %	Содержание в отвале у, %					
	У=0,2		У=0,26		У=0,3	
	$\frac{X_н - y}{X_0 - y}$	$П_{ерр}$	$\frac{X_н - y}{X_0 - y}$	$П_{ерр}$	$\frac{X_н - y}{X_0 - y}$	$П_{ерр}$
1,5	2,554	1,227	2,749	1,027	2,92	0,923
1,6	2,74	1,413	2,971	1,188	3,163	1,07
1,7	2,935	1,603	3,193	1,353	3,406	1 222
1,8	3,131	1,797	3,415	1,521	3,65	1,377
1,9	3,327	1,994	3,636	1,693	3,893	1,536
2,0	3,523	2,184	3,858	1,868	4,136	1,697
2,1	3,718	2,393	4,079	2,046	4,379	1,863
2,2	3,914	2,602	4,302	2,225	4,623	2,028
2,5	4,501	3,229	4,967	2,776	3,353	2,54
2,8	5,088	3,871	5,632	3,342	6,083	3,066
3,0	5,479	4,306	6,075	3,727	6,569	3,425
3,2	5,871	4,746	6,519	4,116	7,056	3,787
3,3	6,067	4,968	6,741	4,312	7,299	3,97
3,4	6,262	5,191	6,962	4,51	7,543	4,154
3,5	6,458	5,414	7,184	4,708	7,786	4,339
3,6	6,654	5,638	7,406	4,907	8,029	4,525
3,8	7,045	6,09	7,849	5,307	8,516	4,899
4,0	7,436	6,554	8,293	5,71 I	9,002	5,276
4,2	7,828	7,001	8,736	6,117	9,489	5,656
4,3	8,023	7,23	8,958	6,321	9,732	5,847
4,4	8,219	7,46	9,18	6,526	9,976	6,039
4,5	8,415	7,69	9,401	6,731	10,219	6,231
4,6	8,611	7,922	9,623	6,937	10,461	6,423
4,8	9,002	8,385	10,067	7,35	10,949	6,81
5,0	9,393	8,851	10,51	7,765	11,436	7,198

$$Ц_{исх} = C_o \cdot \frac{X_н - y}{X_0 - y} + C_p \cdot П_{ерр}$$

где C_o - оптовая цена природного урана, задается преподавателем;

$C_р$ - цена ЕРР (единицы разделительной работы) задается преподавателем;

$X_н$ - начальное обогащение ядерного топлива, % ;

X_0 - 0,711% содержание U-235 в природном уране;

у - содержание U-235 в отвале обогатительных заводов, задается преподава-

телем.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

РАСХОД ВОДЫ, ПРОХОДЯЩЕЙ ЧЕРЕЗ РЕАКТОР ($Д_р$) И ЧАСОВАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ($Д_п$)

Тип реактора	**$Д_р$, $\frac{т}{ч}$**	**$Д_п$ = пшт·$Д_п$, $\frac{т}{ч}$**
ВВЭР-210	36500	6230
ВВЭР-365	49500	8х325
ВВЭР-440	39000	6х452
ВВЭР-1000	76000	4х1469
ВВЭР-1200	76800	7200
РБМК-1000	37500	5800
РБМК-1500	30500	8800
РБМК-2400	39500	9600

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

УДЕЛЬНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА СТАНЦИИ, $\frac{чел}{МВт}$,

Тип реактора	Количество энергоблоков					
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
ВВЭР-210	1,15	0,9	0,82	0,75	-	-
ВВЭР-365	0,8	0,7	0,65	0,59	-	-
ВВЭР-440	0,59	0,49	0,45	0,41	0,38	0,36
ВВЭР-1000	0,34	0,28	0,23	0,2	0,18	0,17
ВВЭР-1200	0,32	0,30	0,28	0,24	0,2	0,18
РБМК-1000	0,44	0,36	0,32	0,28	0,26	0,23
РБМК-1500	0,33	0,29	0,25	0,24	0,22	0,21
РБМК-2400	0,26	0,23	0,21	0,2	0,19	0,18

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

РАЙОННЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ К ЗАРПЛАТЕ, $К_р$

№ п/п	Наименование экономических районов, областей и республик	Значение коэффициента
1	Алтайский край, Кемеровская, Кустанайская, Новосибирская, Омская, Оренбургская, Павлодарская, Пермская, Свердловская, Томская, Челябинская, Целиноградская области,	1,15
2	Иркутская, Читинская, Амурская, Хабаровский и Красноярский край, Тюменская обл,(южнее 60-й параллели),	1,2
3	Архангельская обл,, Приморский край,	1,3
4	Северные районы Хабаровского края и Иркутской обл,, Алтайский край,	1,4
5	Тюменская обл,, Сургут, Магаданская обл,, Мурманск,	1,7
6	Европейская часть РФ,	1,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

КОЭФФИЦИЕНТ ЦЕХОВЫХ РАСХОДОВ

Мощность блока	ВВЭР				РБМК		
	210	365	440	1000	1000	1500	2400
γ	0,2	0,18	0,16	0,12	0,1	0,08	0,06

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

КОЭФФИЦИЕНТ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ РАСХОДОВ

Мощность блока	ВВЭР					РБМК		
	210	365	440	1000	1200	1000	1500	2400
γ	0,15	0,12	0,11	0,1	0,11	0,09	0,07	0,05

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

СРЕДНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БЛОКОВ СТАНЦИИ

Наименование показателей	ВВЭР				РБМК		
	210	365	1000	1200	1000	1500	2400
Установленная электрическая мощность	210	365	1000	1200	1000	1500	2400
Установленная тепловая мощность	760	1320	3000	3600	3200	4800	6500
Кол-во и тип турбоагрегатов	3хК-70	5хК-75	2хК-500	К-1200	2хК-500	2хК-750	2хК-1200
КПД станции брутто нетто	 27,6 25,5	 27,6 25,7	 33,4 31,7	 33,4 31,7	 30,4 29,9	 32,8 30,6	 33,6 31,7

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

Нововоронежский политехнический институт –

филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

(НВПИ НИЯУ МИФИ)

ТЕМЫ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ

для специальности

13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Нововоронеж 2023 г.

Перечень тем дипломных проектов
специальности 13.02.03 Электрические станции, сети и системы

1. Электрическая часть АЭС – 2000 МВт и эксплуатация комплектных токопроводов 24 кВ.

2. Электрическая часть АЭС – 2000 МВт и эксплуатация инверторов для ответственных потребителей

3. Электрическая часть АЭС – 2000 МВт и испытания высоковольтных вводов

4. Электрическая часть АЭС – 2000 МВт и эксплуатация кабеля из сшитого полиэтилена

5. Электрическая часть АЭС – 2200 МВт и ремонт резервного трансформатора собственных нужд ТРДНС-80000/220/10

6. Электрическая часть АЭС – 2200 МВт и применение частотных преобразователей для питания электрических двигателей

7. Электрическая часть АЭС – 2200 МВт и капитальный ремонт блочного трансформатора типа ОРДЦ-533000/500-У1

8. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и капитальный ремонт трансформатора типа ТНЦ-630000/330

9. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и эксплуатация контакторов с магнитной защёлкой

10. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и техническая эксплуатация Дизель-генераторной установки

11. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и эксплуатация выключателя с автокомпрессионным методом гашения дуги

12. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и определение группы обмоток трансформаторов

13. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и эксплуатация автоматических выключателей compact nsx

14. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и автоматизация учета электроэнергии на АЭС

15. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и комплексная программа испытаний, измерений трансформаторов

16. Электрическая часть АЭС – 3000 МВт и эксплуатация кабельных линий 6 кВ

17. Электрическая часть АЭС – 3200 МВт и оперативная блокировка разъединителей

18. Электрическая часть АЭС – 3200 МВт и капитальный ремонт обмотки статора асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором

19. Электрическая часть АЭС – 3200 МВт и эксплуатация КРУЭ – 500 кВ

20. Электрическая часть АЭС – 3400 МВт и эксплуатация генераторного выключателя HEC -7A

21. Электрическая часть АЭС – 3400 МВт и диагностика, устранение дефектов в обмотке ротора турбогенератора

22. Электрическая часть АЭС – 3600 МВт и эксплуатация элегазового выключателя 330 кВ

23. Электрическая часть АЭС – 3600 МВт и ремонт обмоток статора с термореактивной изоляцией электродвигателей собственных нужд

24. Электрическая часть АЭС – 3600 МВт и эксплуатация системы охлаждения обмотки ротора генератора ТЗВ-1200-2

25. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и эксплуатация электролизной установки

Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и капитальный ремонт электродвигателя напряжением 0,4 кВ

26. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и эксплуатация ёмкостного трансформатора напряжения

27. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и регулирование напряжения трансформаторов

28. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и капитальный ремонт электродвигателя ВАЗ-215-6

29. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и техническое обслуживание стабилизаторов напряжения для питания освещения АЭС

30. Электрическая часть АЭС – 4000 МВт и эксплуатация заземляющих устройств

31. Электрическая часть АЭС – 4400 МВт и ремонт ротора турбогенератора ТЗВ-1200-2АУ3

32. Электрическая часть АЭС – 4800 МВт и эксплуатация системы собственных нужд энергоблока

33. Электрическая часть АЭС – 5000 МВт и ремонт активной стали турбогенераторов

34. Электрическая часть АЭС – 5000 МВт и комплексная программа испытаний электродвигателей

35. Электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ и эксплуатация элегазового выключателя 10 кВ серии LF

36. Электрическая часть подстанции напряжением 220/35/10 кВ и эксплуатация разъединителя типа РНДЗ-2-110/2000

37. Электрическая часть подстанции 330/110/10 кВ и эксплуатация элегазового выключателя 10 кВ серии VF

38. Электрическая часть подстанции 220/110/10 кВ и оперативные переключения в электрической схеме подстанции

39. Электрическая часть подстанции 500/220/10 кВ и капитальный ремонт автотрансформатора типа АОДЦТН-267000/500/220