

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухов Татьяна Александровна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета

Дата подписания: 12.09.2023 17:23:44

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению курсового проекта

по дисциплине «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ»

для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Передача и распределение электрической энергии в системах электроснабжения

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

Содержание

№ п/п		Стр.
	Введение	5
1.	Цель, задачи и реализуемые компетенции	6
2.	Задание на курсовое проектирование	7
3.	Структура выполнения курсового проекта	11
3.1	Характеристика проектируемой подстанции и определение структурной схемы подстанции	12
3.1.1	Общие положения	12
3.1.2	Разработка структурных схем подстанций и расчет нагрузки	12
3.1.3	Выбор мощности силовых трансформаторов	17
3.2	Выбор главной схемы электрических соединений	18
3.2.1	Общие положения	18
3.2.2	Выбор схем распределительных устройств	18
3.2.3	Собственные нужды подстанций	25
3.3	Выбор сечений проводников воздушных линии	26
3.1	Проверка по условиям короны	26
3.2	Проверка проводов по падению напряжения	28
3.4	Расчет токов короткого замыкания	30
3.4.1	Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания	30
3.4.2	Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов	31
3.4.3	Выбор токоограничивающих реакторов	37
3.5	Выбор электрических аппаратов	39
3.5.1	Общие положения по выбору аппаратов	39
3.5.2	Выбор коммутационных аппаратов	40
3.5.3	Выбор измерительных трансформаторов	43
3.6	Выбор токоведущих частей распределительных устройств	46
3.6.1	Общие положения	46

3.6.2	Выбор жестких шин	47
3.6.3	Выбор гибких шин, токопроводов и комплектных экранированных токопроводов для мощных генераторов	51
3.6.4	Выбор кабелей	52
3.7	Контрольно-измерительные приборы на электростанциях и подстанциях	53
3.8	Релейная защита и автоматика подстанции	55
3.9	Мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности	56
3.9.1	Электробезопасность	56
3.9.2	Общие требования электробезопасности	56
3.9.3	Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения	57
3.9.4	Меры безопасности при проведении отдельных работ	57
3.9.5	Воздушные линии электропередачи	58
3.9.6	Средства связи, диспетчерского и технологического управления	58
3.9.7	Охрана труда	58
3.10	Технико-экономические показатели подстанции	59
3.11	Разработка чертежа главной схемы электрических соединений подстанции	60
3.12	Компоновка и конструктивное выполнение распределительных устройств	64
3.12.1	Классификация РУ, общие требования, порядок проектирования РУ	64
4	Общие требования к написанию и оформлению работы.	67
5	Последовательность выполнения задания	68
6	Критерии оценивания работы	69
7	Порядок защиты работы	72
	Список используемой литературы	73

Введение

Курсовое проектирование является одним из важных и перспективных видов учебного процесса, позволяя проявить индивидуальный творческий подход к решению поставленной задачи. В методическом указании рассмотрено проектирование распределительной понизительной подстанции

Методические указания составлены в соответствии с программой дисциплины «Электрические станции и подстанции» и предназначены для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

В методическом указании даны общие сведения из теории, требования к оформлению и содержанию проекта, задание на проектирование, необходимые методические указания к расчету, приводятся электрические схемы и справочный материал, представлен список рекомендуемой литературы.

Цель, задачи и реализуемые компетенции

Целью работы является закрепление и углубление теоретических знаний, полученных в результате изучения дисциплины «Электрические станции и подстанции» и смежных с ней, а также получение навыков технико-экономических расчетов.

Основными задачами данного курсового проекта является закрепление и углубление знаний, полученных по дисциплине «Электрические станции и подстанции» и смежных с ней, получение навыков инженерных и технико-экономических расчетов.

При выполнении курсового проекта реализуются следующие компетенции:

Код	Формулировка
ПК-1	Способен участвовать в проектировании систем электроснабжения объектов.
	ИД-1 _{ПК-1} Выполняет сбор и анализ данных для проектирования систем электроснабжения объектов
	ИД-2 _{ПК-1} Выбирает типовые проектные решения систем электро-снабжения объектов.
ПК-2	Способен анализировать режимы работы систем электроснабжения объектов.
	ИД-1 _{ПК-2} Рассчитывает параметры электрооборудования системы электроснабжения объекта.
	ИД-2 _{ПК-2} Рассчитывает режимы работы системы электроснабжения объекта.

Задание на курсовое проектирование

Образец листа задания

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
физики, электротехники
и электроэнергетики

Институт сервиса, туризма и дизайна (филиал) СКФУ в г.Пятигорске
Кафедра физики, электротехники и электроэнергетики
Направление 13.03.02 Электротехника и электроэнергетика
Направленность Электроснабжение

ЗАДАНИЕ на курсовой проект

Студента : _____
(фамилия, имя, отчество)

По дисциплине «Электрические станции и подстанции»

1. Тема работы: «Проектирование распределительной понизительной подстанции»

2. Цель: Выполнить проектирование электроподстанции

3. Перечень подлежащих разработке вопросов:

- характеристика проектируемой подстанции;
- выбор типа и мощности трансформаторов на подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор схемы соединения РУ подстанции;
- выбор типов элементов РЗА подстанции;
- выбор оборудования и токоведущих частей;
- техника безопасности противопожарные мероприятия;
- техничко-экономические показатели подстанции;
- выполнить 2 листа графической части проекта:
 - 1) однолинейная электрическая схема подстанции;
 - 2) компоновка подстанции.

4. Исходные данные:

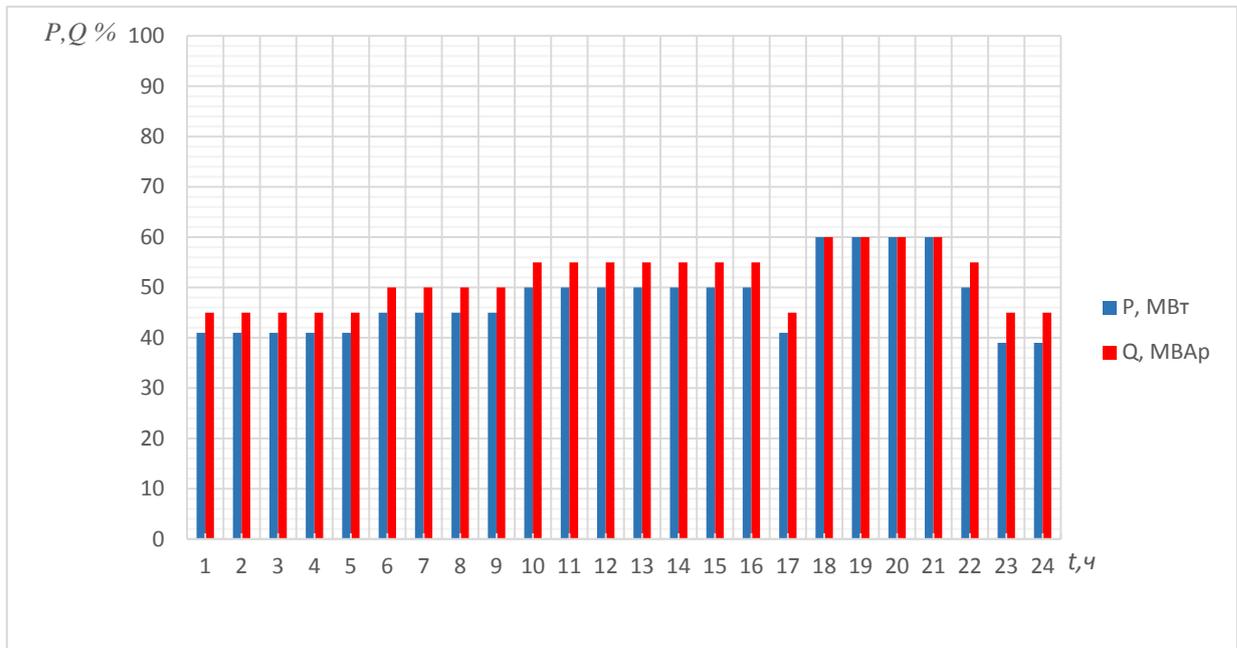
4.1 Характеристика проектируемой подстанции:

Вариант – ____

$P_{max} =$ _____ кВт, $Q_{max} =$ _____ кВар

Категоричность потребителей (%): 1-ая – ____; 2-ая – ____; 3-ая – ____.

4.2 Суточный график нагрузки



4.3 Распределительная сеть низкого напряжения проектируемой подстанции

Схема подключения питаемых ТП (РП) – _____,

Время отключения присоединения $t_{рз.выкл.присоед} =$ _____ с,

$P_{МАКС.(ТП,РП)} =$ _____ МВт,

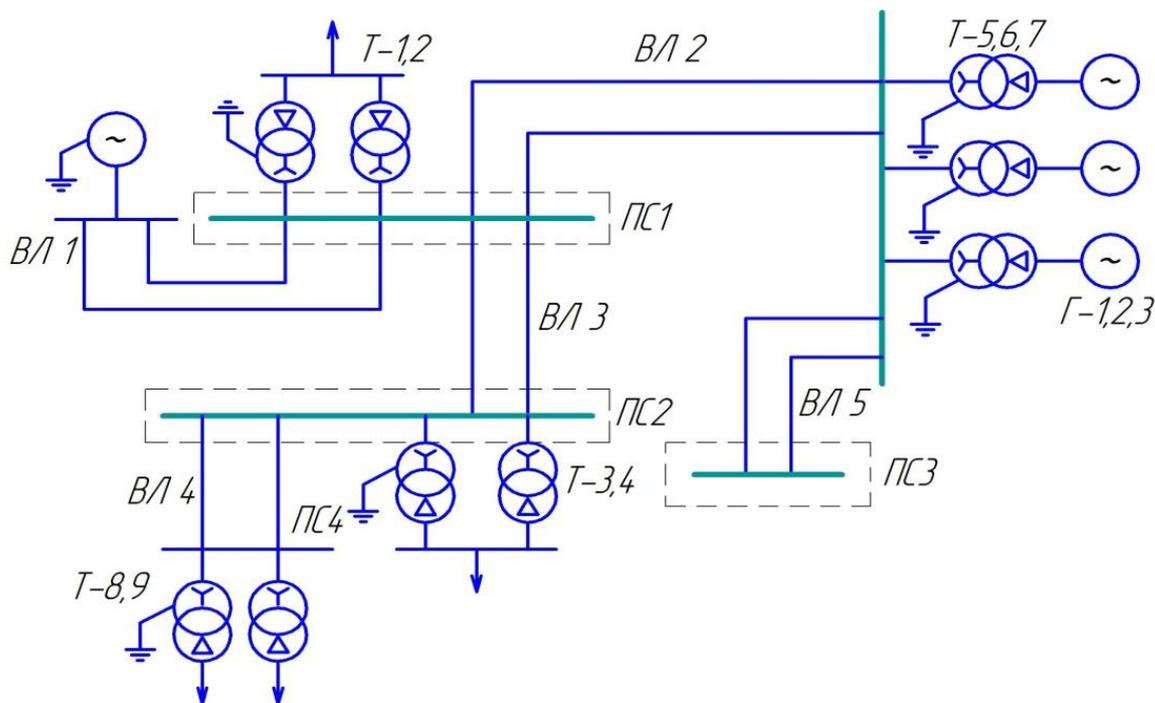
Число отходящих линий НН подстанции – ____.

4.4 Схема электропитающей системы

Номер проектируемой подстанции – _____,

Параметры системы

Система: $S_{кз}$, МВА; x_0/x_1	Линия: длина, км; $X_{уд}$, Ом/км					Генератор МВт Г – 1,2,3	Трансформаторы, МВА				
	ВЛ-1	ВЛ-2	ВЛ-3	ВЛ-4	ВЛ-5		Т - 1,2	Т - 3,4	Т - 5,6,7	Т - 8,9	



5. Перечень рекомендуемой литературы

1. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Новосибирский государственный технический университет. - 2-е изд. - Новосибирск : НГТУ, 2016. - 359 с. : схем., ил. - Библиогр.: с. 349-350 - ISBN 978-5-7782-2743-9 ; То же [Электронный ресурс]. - URL:

<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=438316>

2. Кулеева, Л.И. Проектирование подстанции : учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Оренбургский Государственный Университет. - Оренбург : ОГУ, 2016. - 111 с. : ил., схем., табл. - Библиогр.: с. 61-63 - ISBN 978-5-7410-1542-1 ; То же [Электронный ресурс]. - URL:

<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=468847>

3. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - 2-е изд. доп. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. - 149 с. : ил. - Библиогр.: с. 114 - ISBN 978-5-9729-0207-1 ; То же [Электронный ресурс]. - URL:

<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=493858>

6. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсовой работы:

25% - _____	«__» _____	20__ г.
50% - _____	«__» _____	20__ г.
75% - _____	«__» _____	20__ г.
100% - _____	«__» _____	20__ г.

7. Срок защиты студентом курсового проекта « ___ » _____ 201__ г.

Дата выдачи задания « ___ » _____ 201__ г.

Руководитель курсового проекта

_____/_____
(учетная степень, звание)(личная подпись)(инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению студент _____ формы обучения
_____ курса _____ группы _____

(личная подпись)(инициалы, фамилия)

Структура выполнения курсового проекта

Курсовой проект должен состоять из введения, теоретической части, эмпирической (практической, расчетно-графической) части, заключения, списка литературы и приложения.

Структура курсового проекта состоит из следующих обязательных элементов:

1. **Титульный лист** оформляется в соответствии с *Приложением 3*.
2. **Задание на курсовой проект** *Приложение 2*
3. **Содержание**
4. **Введение**
5. **Часть 1** – Теоретическая

Теоретическая часть должна содержать анализ состояния изучаемой проблемы на основе обзора научной, научно-информационной, справочной литературы. Представленный материал должен быть логически связан с целью исследования. В параграфах теоретической части необходимо отражать отдельные компоненты проблемы и завершать их выводами.

6. **Часть 2**– Проектная
 - Определение электрических нагрузок цеха
 - Светотехнический расчет цеха
 - Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов
 - Расчет компенсации реактивной мощности
 - Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок цех
 - Выбор конструктивного исполнения трансформаторной подстанции и схема ее присоединения
 - Расчет цеховой и питающей сети
 - Выбор шин на стороне 0,4 кВ
 - Выбор распределительных шин и силовых распределительных шкафов
 - Выбор и проверка предохранителей

- Выбор и проверка разъединителей
- Расчет токов короткого замыкания
- Выбор защитной аппаратуры в питающих и цеховых сетях
- Проверка выбранной защитной аппаратуры на селективность срабатывания

Графическая часть выполняется на 2-х листах формата А1 в соответствии с требованиями ГОСТа и ЕСКД:

- План цеха с электрической разводкой
- Однолинейная электрическая схема электроснабжения цеха

Список использованных источников и литературы

Список использованных источников и литературы должен быть составлен в соответствии с требованиями ГОСТа к оформлению библиографии

Приложения

Приложение содержит весь фактический материал экспериментальных исследований (схемы, чертежи).

Каждое приложение надо начинать с новой страницы. Приложения имеют общую с остальной частью работы сквозную нумерацию страниц.

Заголовок «Приложение» пишется в верхнем правом углу. Все приложения нумеруются, например: Приложение 2. Если приложение одно, то его не нумеруют.

Если Приложение имеет заголовок, который пишется посередине с прописной буквы отдельной строкой.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Общие положения

При проектировании электрической подстанции первоначально составляются структурные схемы, в которых определяется состав основного оборудования (силовые трансформаторы) и связи между ним и распределительными (РУ) разных напряжений. Одновременно с выбором основного оборудования определяются и схемы, в которых оно будет работать.

Разработка структурных схем подстанций и расчет нагрузки

Подстанции по способу подключения делят на тупиковые, ответвительные, проходные и узловы. На рис.1. приведены структурные схемы понизительных подстанций. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ высокого напряжения (ВН) подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низкого напряжения (НН) (рис.1, а).

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции, кроме РУ низкого напряжения сооружаются РУ высокого и среднего напряжения (СН) и устанавливаются автотрансформаторы (рис.1, б) или трехобмоточные трансформаторы (рис. 1, в).

Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низких напряжений.

Так как большей частью от подстанций питаются потребители всех трех категорий и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка не менее двух трансформаторов.

Нагрузка подстанции определяется мощностью, потребляемой всеми присоединенными к ней электроприемниками и потерями в электросети. Режим работы электроприемников, зависящий от их назначения и степени использования, не остается постоянным и изменяется в различные часы суток и месяцы года, изменяется и потребляемая ими электрическая мощность.

Обычно изменение нагрузки электроприемника (например, цеха) или группы электроприемников принято изображать в виде суточного графика нагрузок [P и $Q = f(t)$]. Суточный график нагрузок может быть построен экспериментально, например, по часовым показаниям счетчиков активной и полной энергии, или задан.

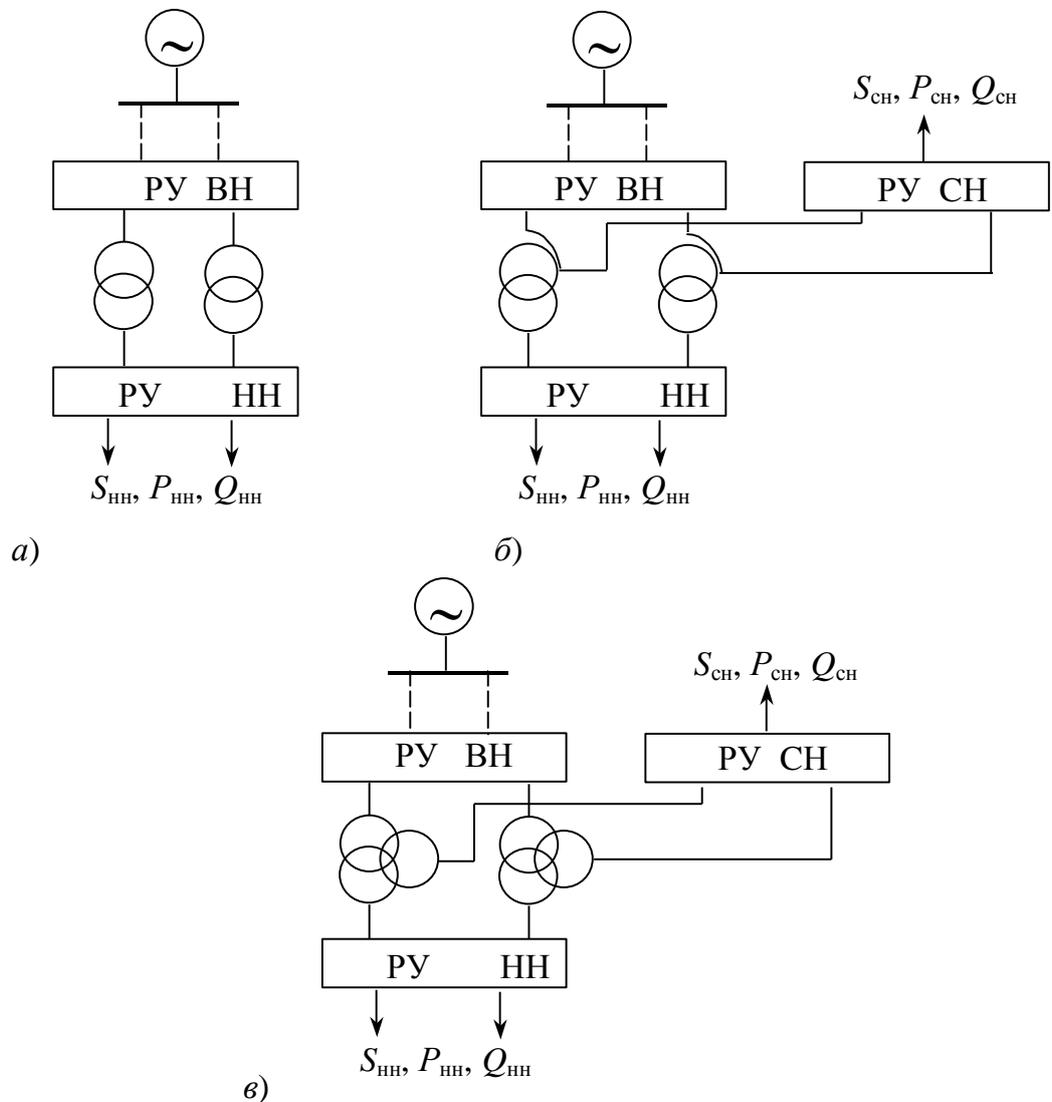


Рисунок 1 – Структурные схемы подстанций

По графику нагрузок определяют максимальную активную и реактивную мощности:

$$P_{\max} = \frac{W_a}{T},$$

где: W_a - показания счетчика активной энергии за время наибольшей потребляемой мощности T .

Максимальная полная мощность:

$$S_{\max} = \frac{W_{\Pi}}{T},$$

где: W_{Π} - показания счетчика полной энергии за то же время T .

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{\max} = S_{\max} \cdot \sin \varphi,$$

где: $\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$, а $\cos \varphi = \frac{W_{a \max}}{W_{\Pi \max}}$.

В курсовом проекте суточный график активной и реактивной нагрузок подстанции строится по заданию и значениям максимальной активной и реактивной мощности за 1 час. Пример график суточной активной и реактивной нагрузок подстанции представлен на рисунке 2.

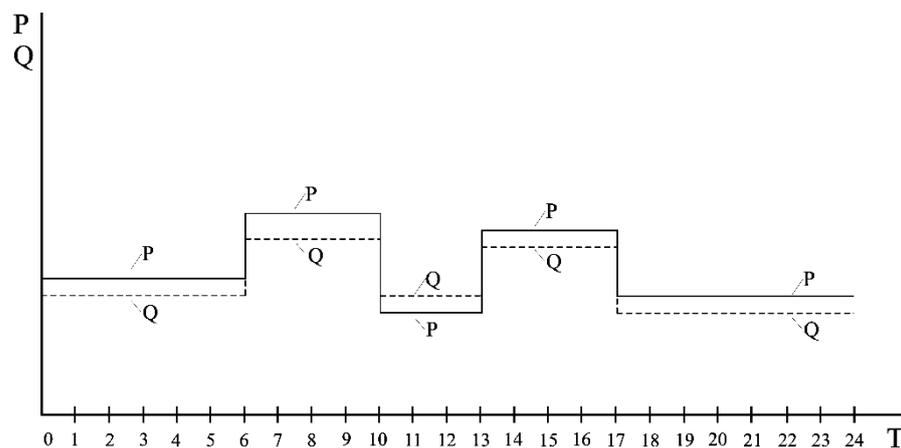


Рисунок 2 – Пример графика суточной активной и реактивной нагрузок подстанции

Если график нагрузок P и $Q = f(T)$ задан, то расход активной энергии за сутки определяется по площади графика активной энергии за сутки

$$W_{a\text{ сут}} = \sum P_i \cdot T_i \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Средняя активная мощность за сутки

$$P_{cp} = \frac{W_{a\text{ сут}}}{24}.$$

Коэффициент заполнения графика

$$K_{з.а} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} < 1.$$

Коэффициент заполнения графика по активной мощности $K_{з.а}$ показывает во сколько раз средняя активная мощность (или потребленное количество активной энергии) меньше максимальной мощности или меньше того количества электроэнергии, которое было бы потреблено за то же время, если бы нагрузка подстанции все время была максимальной.

По результатам построения суточного графика активной и реактивной нагрузок строится годовой график по продолжительности нагрузок. Его применяют в расчётах технико - экономических показателей электроустановок, расчётах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года.

Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании двух известных суточных графиков – зимнего и летнего.

Для средней полосы России режим работы подстанции по зимнему графику 212 дней, а по-летнему – 153 дня. В задании курсового проекта нет разделения на зимний и летний суточный график нагрузки, поэтому используем полные 365 дней.

Исходные данные для построения годового графика по продолжительности заносим в типовую таблицу 1.

Таблица 1 – Данные годового графика

$P_{iM}, \text{МВт}$	Дни(в году)	Время, ч (по сут. графику)	Часов в год	Полная энергия, МВт·ч
Итого	365	24	8760	

Пример годового графика нагрузки представлен на рисунке 3.

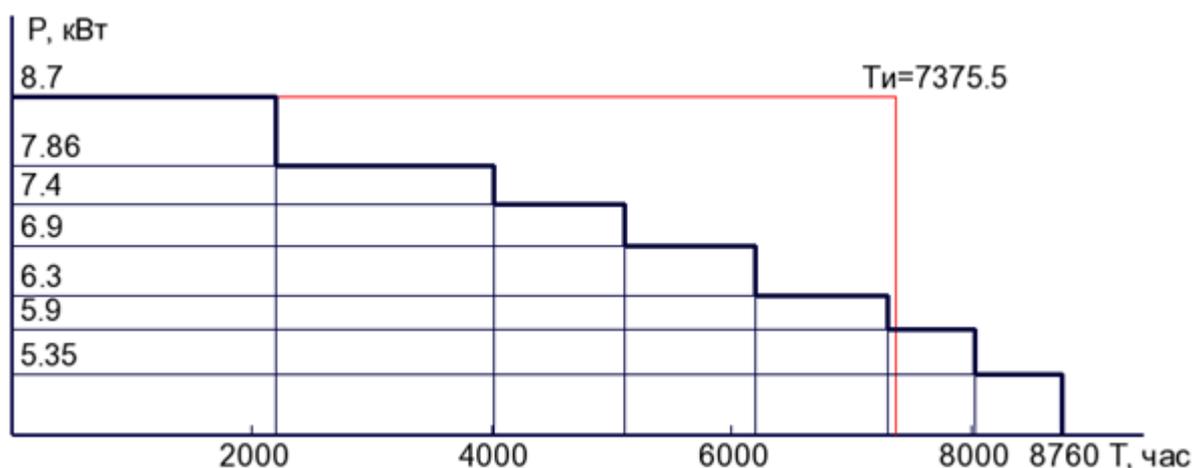


Рисунок 3 – Годовой график по продолжительности

По данным годового графика определим среднюю нагрузку подстанции:

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{год}} / 8760 ,$$

где $W_{\text{год}}$ – полная потребляемая энергия за год, МВ·А·ч.

$W_{\text{год}}$ определяется как :

$$W_{\text{год}} = \sum_1^n (P_i \cdot T_i)$$

где P_i и T_i , соответственно мощность и время i -ой ступени годового графика.

Время использования максимальной активной нагрузки за год:

$$T_{\text{max,a}} = W_{\text{a,год}} / P_{\text{max}}$$

Время максимальных потерь определяется по формуле:

$$\tau_{нб} = (0.124 + T_{\max,a} / 10000)^2 \cdot 8760$$

Выбор мощности силовых трансформаторов

Номинальную мощность трансформаторов определяют по условию

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{MAX}}}{n \cdot k_3},$$

где n – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двух трансформаторной подстанции $k_3 = 0,65 - 0,8$.

При установке на подстанции более одного трансформатора (n) расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{MAX}} \leq S_{\text{ном.тр}} \cdot k_{\text{пав}},$$

где $k_{\text{пав}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов. Такая перегрузка допускается в течение 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки k_3 не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 ч.

Расчет перегрузочной способности выбранного трансформатора необходимо провести в соответствии с ГОСТ 14209-85.

Для ограничения токов короткого замыкания на низком напряжении целесообразно применять трансформаторы с большими значениями напряжения короткого замыкания U_k . При мощностях 40 и более МВ·А для ограничения токов КЗ целесообразно применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Для ограничения токов короткого замыкания (в случае необходимости) со стороны обмотки низкого напряжения трансформатора может устанавливаться одинарный или сдвоенный реакторы. Методика выбора токоограничивающего реактора изложена в п.7.

ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Общие положения

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как она определяет полный состав элементов (трансформаторов, линий, коммутационной и другой первичной аппаратуры) и связей между ними.

Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы (или определены в результате промежуточных расчетов) следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия; схема сетей и число линий на каждом напряжении; величина перетоков мощностей между РУ разных напряжений.

На предварительном этапе разработке главной схемы электрических соединений (разработка структурной схемы) определяется число и мощность трансформаторов, связь между РУ разных напряжений.

В зависимости от конкретных условий намечается 2-3 близких варианта схемы. Для каждого из них определяются:

- методы ограничения токов короткого замыкания;
- схемы РУ на всех напряжениях;
- основное и резервное питание собственных нужд.

Выбор схем распределительных устройств

На выбор электрической схемы РУ влияет множество факторов, из которых основные: номинальное напряжение; число присоединений; их мощность; схема сети, к которой присоединяется данное РУ; очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

При выборе схем руководствуются рекомендациями, которые даются в Нормах технологического проектирования (НТП). В соответствии с

рекомендациями подбирают конкурентоспособные варианты схем РУ (табл. 3) и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее подходящие схемы.

Количество отходящих линий определяется исходя из дальности передачи и экономически целесообразных величин передаваемых мощностей:

$$n_{\text{лэп}} \geq \frac{P_{\text{ру}}}{P_{\text{л}}},$$

где $P_{\text{ру}}$ – величина активной мощности на i -ой стороне распределителя устройства;

$P_{\text{л}}$ – предел передаваемой активной мощности по одноцепной линии.

В таблице 2 даны пределы передаваемой мощности ($P_{\text{л}}$) и длины ЛЭП различного класса напряжений.

В зависимости от числа присоединений и номинального напряжения принимаются возможные схемы РУ.

Таблица 2

Напряжение линии, кВ	6–10	35	110	220
Наибольшая длина передачи, км	10–15	50–60	50–150	150–250
Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	3–5	10–20	25–50	110–200

Распределительные устройства 6–10 кВ входят в состав подстанций как главные распредустройства. От РУ отходит значительное число линий (фидеров) к местным потребителям. В РУ 6–10 кВ подстанций применяется одиночная секционированная система шин. Типовые схемы электрических соединений РУ низшего напряжения приведены на рис. 3.

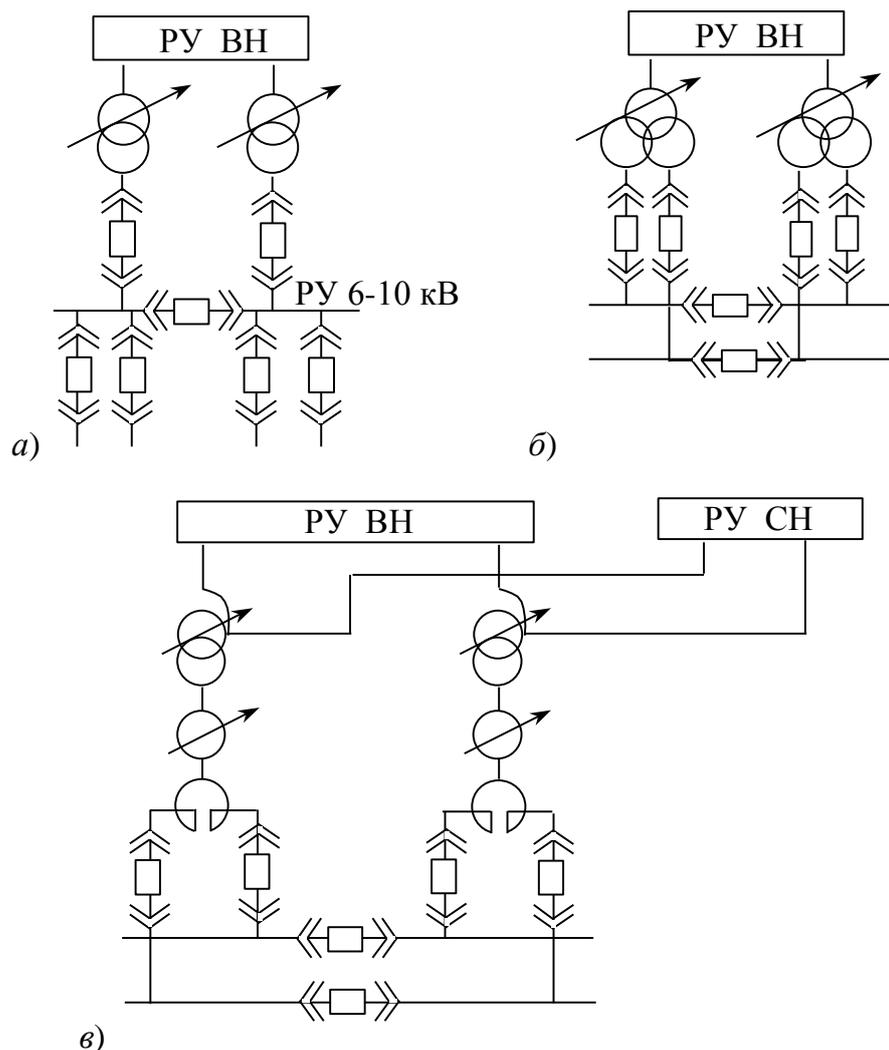
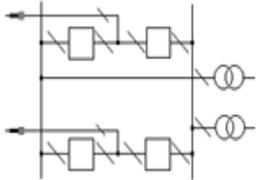
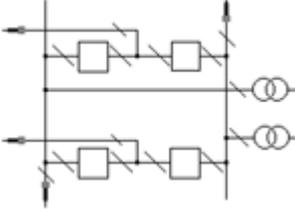


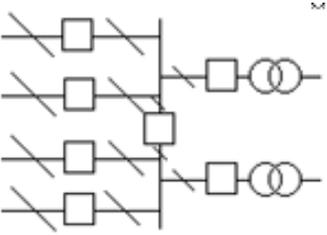
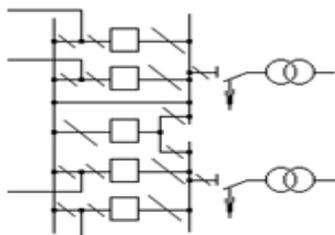
Рисунок 3 – Схемы электрических соединений РУ низкого напряжения

В курсовом проекте рассматриваются возможные варианты схем РУ и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее рациональную схему. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

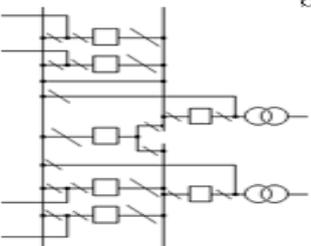
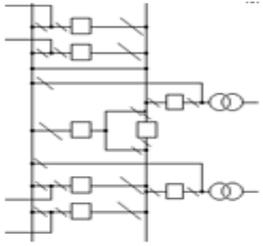
Таблица 3

Варианты схем распределительных устройств						
Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение , кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1		Четырёхугольник	220-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при невыполнении условий для применения схем 1 и 2
2		Расширенный четырёхугольник	220-330	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ

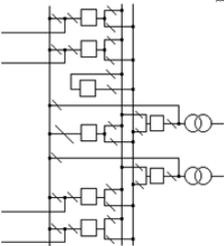
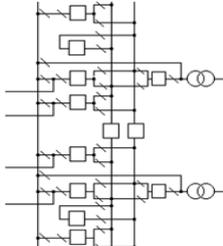
Продолжение таблицы 3

Варианты схем распределительных устройств						
Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение , кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
3		Одна секционная система шин	35	ВН, СН, НН	8	-----
4		Расширенный четырёхугольник	110	ВН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя 3. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ

Продолжение таблицы 3

Варианты схем распределительных устройств						
Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение , кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
5		Одна секционированная система шин с обходной с совместным секционным и обходным выключателями	110-220	ВН, СН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя
6		Одна секционированная система шин с обходной с от- дельными секционным и обходным выключателями	110-220	ВН, СН	5-13	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию

Продолжение таблицы 3

Варианты схем распределительных устройств						
Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение , кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
7		Две несеционированн ые системы шин с обходной	110-220	ВН, СН	5-13	При выполнении условий для применения схемы 10
8		Две сеционированные системы шин с обходной	110-220	СН	Более 13	-----

В курсовом проекте рассматриваются возможные варианты схем РУ и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее рациональную схему. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

Собственные нужды подстанций

Мощность потребителей СН подстанций невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35–220 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками, с учетом допустимой перегрузки ($k_n = 1,3$) при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН – 630, 1000 кВ·А. Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330–750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами. Переменный или выпрямленный – на подстанциях с РУ 35–220 кВ без выключателей высокого напряжения. На подстанциях 110 кВ и выше с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН присоединяются к выводам 6–10 кВ главных трансформаторов до их выключателей через предохранители; на подстанциях 35 кВ – к питающей линии через предохранители. На подстанциях с постоянным оперативным током ТСН подключаются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6–35 кВ или к обмотке 6–35 кВ трансформаторов.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИИ

Выбор сечения проводников воздушных линий (ВЛ) производится по экономической плотности тока.

Сечение проводника определяется по формуле

$$F_э = \frac{I_{\text{раб}}}{j_э},$$

где $I_{\text{раб}}$ – длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А;

$j_э$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм² [4, с. 267].

Сечение, найденное по формуле 4., округляется. При этом принимается ближайшее меньшее сечение, если оно не отличается от расчетного значения больше чем на 15 %.

Выбранные по экономической плотности тока проводники проверяются:

– по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дл. доп.}},$$

где $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{дл. доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника;

– по короне;

– по потере напряжения.

Проверка по условиям короны

Эта проверка необходима для гибких проводников при напряжении 35кВ и выше. Разряд в виде короны возникает вокруг провода при высоких напряженностях электрического поля E и сопровождается свечением и потрескиванием. Процессы ионизации воздуха приводят к дополнительным

потерям энергии, возникновению радиопомех и образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений. Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводников по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля E_0 , $кВ/см$:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_0}} \right),$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода, см.

Действительная напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода

$$E = \frac{0,34 \cdot U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \text{ кВ/см}$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 D$, где D - расстояние между соседними фазами, см.

В случае, если $E \geq E_0$ (при напряжении $U = 220кВ$ и выше) каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т.е. применяются расщепленные провода. Тогда действительная напряженность

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \text{ кВ / см,}$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 D$, где D – расстояние между соседними фазами, см. В случае, если $E \geq E_0$ (при напряжении $U = 220 \text{ кВ}$ и выше) каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т.е. применяются расщепленные провода.

Напряженность электрического поля вокруг расщепленных проводов:

$$E = k \frac{0,354 U}{n \cdot r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_{экв}}}; \text{ кВ/см,}$$

где k – коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе;

$r_{экв}$ – эквивалентный радиус расщепленных проводов (табл. 4).

Таблица 4 – Значения k и $r_{экв}$

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

Расстояние a в расщепленной фазе принимается при $U = 220 \text{ кВ}$ равным 20 - 30 см, а в установках 330 - 750 кВ - 40 см.

Провода не будут коронировать, если $E \leq 0,9 E_0$ при объемном расположении проводов, а при горизонтальном расположении проводов $1,07 E \leq 0,9 E_0$.

Проверка проводов по падению напряжения

Падение напряжения в линии (ЛЭП) не должно превышать 5%. Фактическое падение напряжения рассчитывается по формуле:

$$\Delta U_{расч.} = \frac{\sqrt{3} I_p}{U_n} \cdot 100\% (R_l \cdot \cos \varphi + X_l \cdot \sin \varphi),$$

где R_l – активное сопротивление ЛЭП;

X_l – индуктивное сопротивление ЛЭП.

$$\cos \varphi = \frac{P_{cp}}{S_{cp}},$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi},$$

$$R_l = r_0 \cdot \ell_{л1},$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии;

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии;

$\ell_{л1}$ – длина линии ВЛ.

Значение удельных сопротивлений линии приведены в табл. 4.3

Таблица 5 – Значение удельных сопротивлений линий

Привод	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$
АС-70	0,46	0,444
АС-95	0,33	0,429
АС-120	0,27	0,427
АС-185	0,17	0,413
АСО-240	0,13	0,405

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания (КЗ)

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом обычно достаточно определить ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, в некоторых случаях – распределении токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. Для большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняют следующим образом:

1. Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему.
2. По расчетной схеме составляют электрическую схему замещения.
3. Путем последовательного преобразования приводят схему замещения к простейшему виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$.

4. Определяют значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п}$), затем ударный ток КЗ (i_y) и при необходимости – периодическую ($I_{п0}$) и апериодическую ($I_{па}$) составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{пт}$).

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и должны учитываться при выполнении расчетов.

На расчетной схеме намечают расчетные точки КЗ – так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы:

- на сборных шинах РУ каждого напряжения;

– за трансформаторами собственных нужд.

Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов

Расчет токов КЗ может выполняться двумя методами: именованных единиц или относительных единиц. Для обоих методов расчета токов КЗ требуется исходную схему замещения преобразовать к простейшему виду, когда источник питания или группа источников связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$. Для сетей свыше 1000 В рекомендуется выполнять расчет в относительных единицах.

Для всех расчетных точек определяются следующие величины: начальное значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), ударный ток КЗ (i_y) и ток в момент t расхождения контактов выключателя ($I_{пт}$). Результаты расчетов токов КЗ для каждой точки сводят в табл. 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов КЗ

Точка КЗ	S_H , МВ·А	$I_{п0}$, кА		Ударный ток 3 ^x -ф. КЗ i_y , кА
		Трехфазное КЗ	Однофазное КЗ	

Перечисленные величины определяются для всех точек. Последовательность расчета принимается такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразования в предыдущей точке КЗ.

Общий способ расчета токов трехфазного КЗ для двухтрансформаторной электроподстанции (рисунок 4) представлен ниже.

Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

Расчетная схема изображена на рисунок 4 Параметры отходящих линий определены ранее. Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 5.

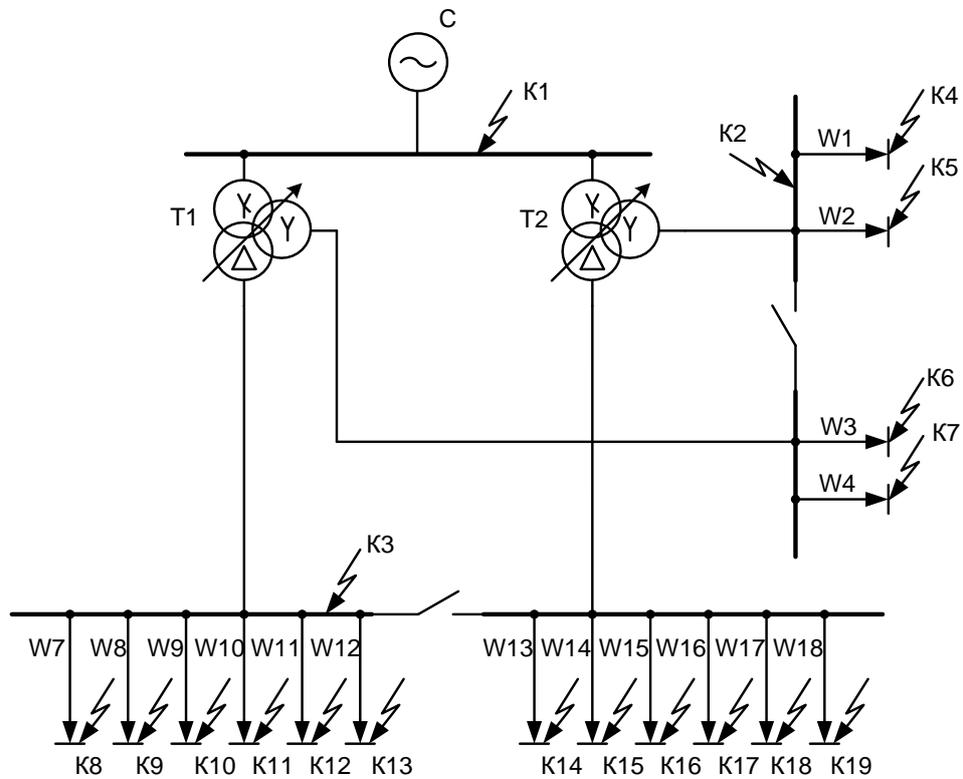


Рисунок 4 – Расчетная схема

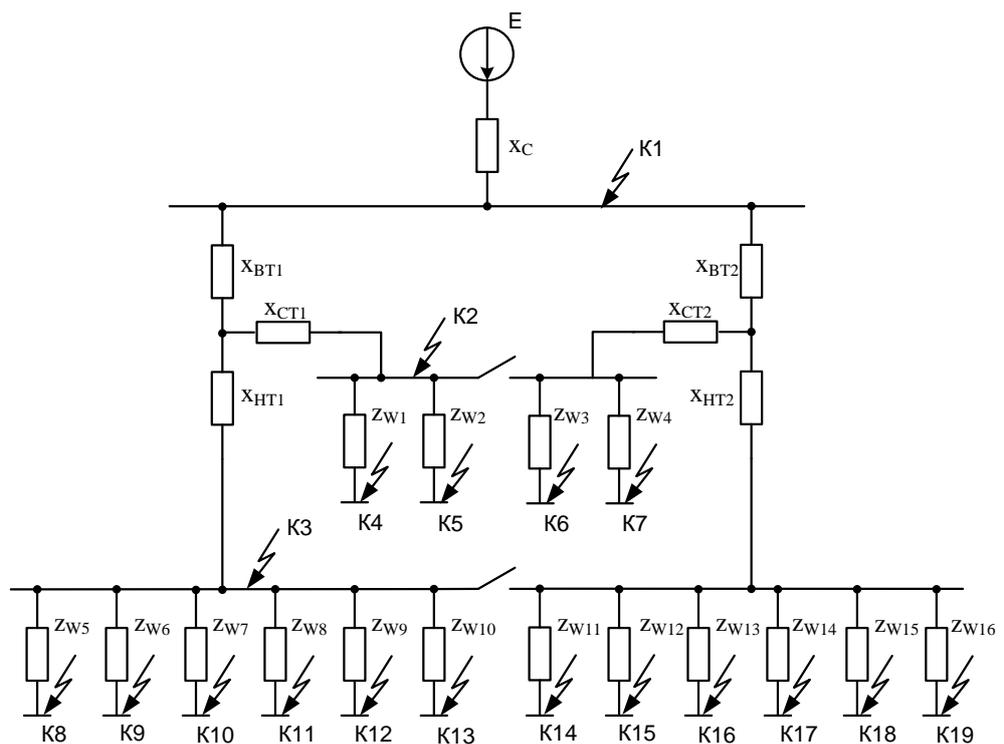


Рисунок 5 – Эквивалентная схема замещения

Расчет ведется методом именованных единиц.

За базисную мощность принимают мощность, кратную 10 (10;100;1000 и т.д.).

Определим базисные напряжения и токи всех уровней напряжений по формуле:

$$I_{6,i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6,i}}$$

ЭДС системы в относительных единицах:

$$E_1 = E_c = \frac{U_{cp}}{U_{6,I}}$$

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_c = \left(\frac{U_{cp}}{U_6} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{S_c},$$

где x_c – сопротивление системы в относительных единицах;

S_c – мощность короткого замыкания системы.

$$S_c = \sqrt{3} \cdot U_\phi \cdot I_k^{(3)},$$

где $I_k^{(3)}$ – ток на короткого замыкания на шинах ВН со стороны энергосистемы (см п. 1.1).

$I_{k,max}^{(3)}$ – ток КЗ в режиме максимума;

$I_{k,min}^{(3)}$ – ток КЗ в режиме минимума.

Определим сопротивление линии W1:

$$x_{w1} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2};$$

$$r_{w1} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2};$$

$$z_{w1} = \sqrt{x^2 + r^2},$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии,

$r_{уд}$ – удельное активное сопротивление линии,

l – длина линии, км.

Т.к. активное сопротивление трансформаторов меньше индуктивного, пренебрегаем активным сопротивлением. В относительных единицах:

$$x_B = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,В-С} + U_{к,В-Н} - U_{к,С-Н}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \left(\frac{U_{НОМ}}{U_{\delta,i}} \right)^2;$$

$$x_C = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,В-С} + U_{к,С-Н} - U_{к,В-Н}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \left(\frac{U_{НОМ}}{U_{\delta,i}} \right)^2;$$

$$x_H = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,В-Н} + U_{к,С-Н} - U_{к,В-С}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \left(\frac{U_{НОМ}}{U_{\delta,i}} \right)^2.$$

где U_k – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора, %;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение обмоток трансформатора, кВ;

$U_{\delta,i}$ – базисное напряжение, к которому приводится сопротивление обмоток высокого, среднего и низшего напряжения, кВ.

Расчет тока КЗ проводится для двух режимов: максимальный и минимальный.

В минимальном режиме учтем режим минимума энергосистемы и положение секционных выключателей – отключено.

В максимальном режиме учтем режим максимума энергосистемы и положение секционных выключателей – включено.

Расчет проводим по принципу упрощения схемы до точки короткого замыкания. Периодическая составляющая тока КЗ находится по формуле.

$$I_k^{(3)} = \frac{E}{x_{\Sigma}};$$

где E – суммарная ЭДС

x_{Σ} - суммарное сопротивление до точки КЗ.

Значение тока короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{к,им}^{(3)} = I_{к,отн}^{(3)} \cdot I_{\delta};$$

где I_{δ} – базисный ток ступени напряжения, на которой происходит КЗ.

Далее находим значение ударного тока короткого замыкания для максимального режима по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)};$$

где K_y – ударный коэффициент.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей

$$T_{ai} = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma},$$

где ω -угловая частота сети, равная $\omega = 2\pi f = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Ударный коэффициент, показывающий во сколько раз амплитуда ударного тока КЗ больше установившегося тока КЗ, определенного по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}$$

Для минимального режима ударный ток не рассчитываем.

Определяется ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме для оценки чувствительности релейной защиты по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)};$$

Приведем расчет тока короткого замыкания в точках К1 и К2, (см. рис. 5).

Точка К1 - максимальный режим:

Схема замещения приведена на рисунке 6

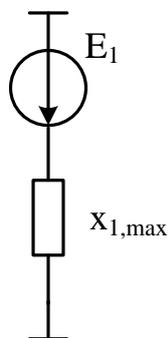


Рисунок 6 – Схема замещения для точки К1

$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{1,max}}$$

Минимальный режим:

Схема замещения приведена рисунке 4.3.

$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{1,min}}$$

Точка К2 - максимальный режим.

Схема замещения представлена на рисунке 7 а:

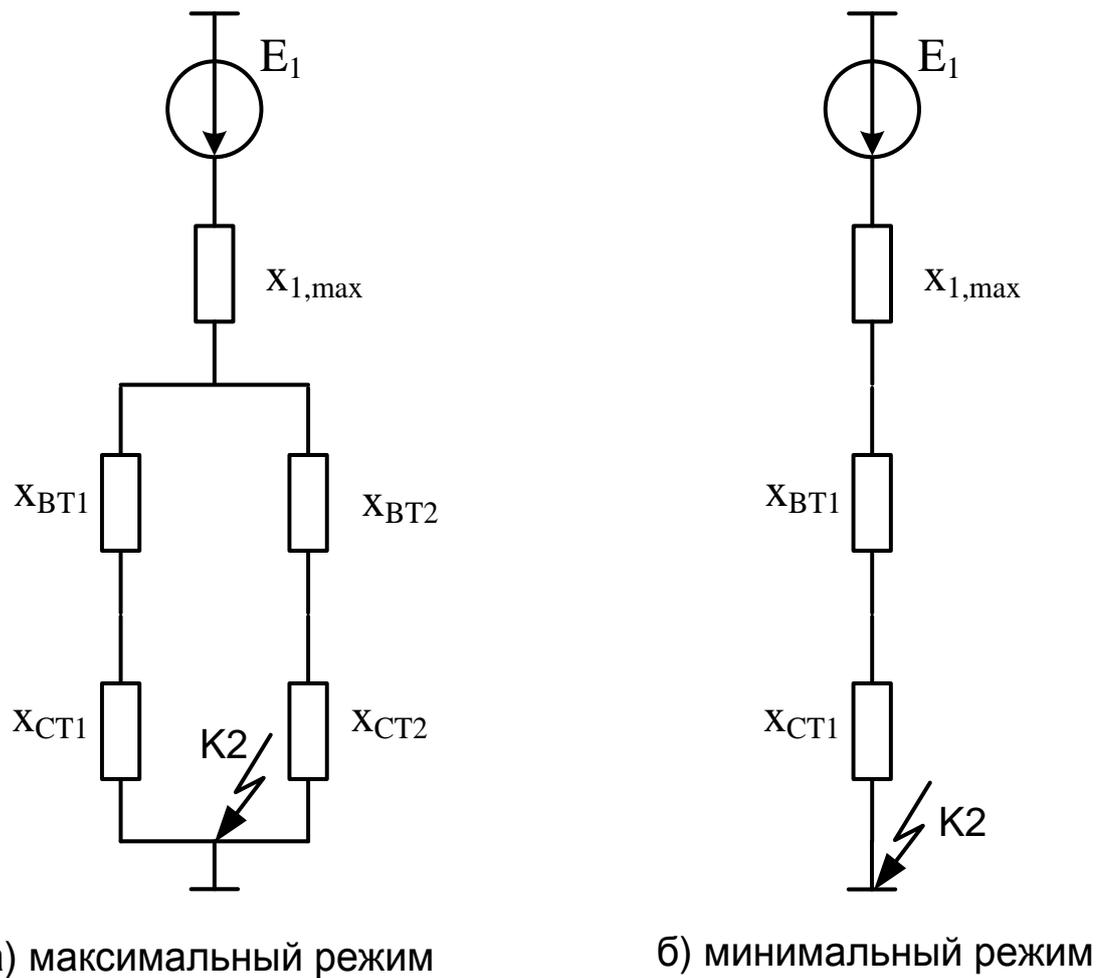


Рисунок 7 – Схема замещения для точки К2

$$X_{\Sigma} = X_{1,max} + \frac{(X_{BT1} + X_{CT1}) \cdot (X_{BT2} + X_{CT2})}{(X_{BT1} + X_{CT1}) + (X_{BT2} + X_{CT2})};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{\Sigma}}$$

Ток короткого замыкания в именованных единицах:

Минимальный режим:

Схема замещения представлена на рисунке 7 б.

$$X_{\Sigma} = X_{l,\min} + X_{вТ1} + X_{ст1}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{E_1}{X_{\Sigma}}$$

Ток короткого замыкания в именованных единицах:

Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечения кабелей, а, следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети. Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6–10 кВ.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6–10кВ электрических подстанций применяют линейные реакторы.

Линейные реакторы включаются последовательно в цепь отходящей линии (линий), они предназначены для ограничения тока КЗ в распределительной сети. При выборе линейных реакторов предпочтение отдается групповым сдвоенным реакторам, т. к. они экономичнее индивидуальных. Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока групп линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к групповой сборке, не превышало трех-четырёх.

Сопrotивление линейных реакторов X_p определяется из условия ограничения тока КЗ до тока отключающей способности выключателя $I_{\text{НОМ. ОТКЛ}}$

При выборе реактора выполняется упрощенный расчет тока КЗ, когда вся система, включая проектируемую подстанцию, приводится к одному

результатирующему сопротивлению между объединенными источниками питания и точкой КЗ $X_{рез}$. Сверхпереходный ток в выбранной точке КЗ определяется как

$$I_{п0} = \frac{I_6}{X_{рез}},$$

где I_6 – базисный ток ступени напряжения, на которой выбрана точка КЗ.

Желаемое сопротивление системы для обеспечения отключающей способности выключателя (например, ВМП-10 – $I_{ном.откл} = 20$ кА).

$$X_{сист.жел} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.откл}}.$$

Расчетное сопротивление системы:

$$X_{сист.} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}}.$$

Разность полученных сопротивлений дает желаемое сопротивление реактора $X_{р.жел}$:

$$X_{р.жел} = X_{сист.жел} - X_{сист.}.$$

Затем в соответствии с требуемыми значениями $U_{ном}$ и $I_{ном}$ выбирается реактор с сопротивлением $X_{р.ном}$ ближайшим большим значения $X_{р.жел}$.

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Общие положения по выбору аппаратов

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность и т. д.).

Факторы, учитываемые при выборе аппаратов, указаны в табл. 7.

Таблица 7 – Выбор электрических аппаратов

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	–
Разъединитель	+	+	+	+	(+)	–
Короткозамыкатель	+	–	+	+	–	–
Отделитель	+	+	+	+	(+)	–
Трансформатор тока	+	+	+	+	–	+
Трансформатор напряжения	+	–	–	–	–	+

Примечание. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», не учитываемые – «–», а отмеченные знаком (+) учитываются в частных случаях. Условия выбора и проверки аппаратов изложены ниже.

Выбор коммутационных аппаратов

Выбор выключателей производим по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

– по длительному рабочему току с учетом возможных длительных перегрузок основного оборудования:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

k – коэффициент, зависящий от допускаемых длительных повышений номинального тока (для трансформаторов, не работающих в блоке с генератором $k = 1,4$).

Проверку выключателей производим по следующим формулам:

– на электродинамическую стойкость выполняем по условиям:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}};$$

$$i_y \leq I_{\text{а.дин}},$$

где $I_{\text{п0}}$, i_y – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01$ с) в цепи, для которой выбирается выключатель;

$I_{\text{дин}}$, $I_{\text{а.дин}}$ – действующее и амплитудное значение предельного и сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя).

Выбрав выключатель по рассмотренным параметрам, зная по каталогу собственное время отключения выключателя $t_{\text{с.в}}$, находят время от начала КЗ до расхождения контактов выключателей:

$$t = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}},$$

где $t_{\text{з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем равным 0,01с, и для этого времени определяют периодическую $I_{\text{пт}}$ и

апериодическую β составляющие тока КЗ;

t – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Отключающая способность выключателя проверяется по следующим условиям:

1. Производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{пт} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

2. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{ат}$. Определяют процентное содержание $i_{ат}$ в токе и проверяют выполнение условия:

$$\beta \leq \beta_{\text{ном}}.$$

Величину β находят по выражению

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{пт}} \cdot 100\% ;$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}),$$

где T_a – постоянная времени затухания. Величину T_a и значение ударного коэффициента можно определить по (5.14) и (5.15)

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k и найденным в каталоге предельному гарантированному заводом-изготовителем току термической устойчивости аппарата I_T и времени его протекания t_T :

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

Параметр B_k определяется следующим образом:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

где $t_{\text{откл}} = t_{рз} + t_{в}$,

t_{pz} – время действия релейной защиты;

t_b – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую термическую стойкость является трехфазное КЗ. Если же в сетях с эффективно-заземленной нейтралью ($U = 110$ кВ и выше) оказывается, что ток однофазного КЗ больше тока трехфазного КЗ, то проверку на отключающую способность ведут по более тяжелому режиму.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$k \cdot I_{раб.ном} \leq I_{ном.откл}.$$

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{ном}$, $I_{ном}$ с проверкой выполнения условия $I_{п0} \leq I_{ном.откл}$.

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Выбор рассмотренных и других типов электрических аппаратов рекомендуется производить в табличной форме. Так, например, табл. 8 соответствует условиям выбора выключателя.

Таблица 8 – Выбор выключателей

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$k \cdot I_{раб.ном}$	$I_{ном}$	$k \cdot I_{раб.ном} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$	$I_{ном.откл}$	$I_{пт} \leq I_{ном.откл}$

$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}}} \cdot 100\%$	$\beta_{\text{ном}}$	$\beta = \beta_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}}$	$I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$
i_y	$I_{\text{а.дин}}$	$i_y \leq I_{\text{а.дин}}$
$B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}; t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока (ТА) выбираются:

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

– по номинальному первичному току $I_{1\text{ном}}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как перегрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности;

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

$$i_y = k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}},$$

где $k_{\text{дин}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу;

– по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq (k_{\text{т}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{т}},$$

где $k_{\text{т}}$ – кратность термической стойкости по каталогу;

– по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}},$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим порядок расчета нагрузки z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из

сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}.$$

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 1 А для мощных РУ 220–330 кВ и выше, в остальных случаях $I_{2\text{ном}} = 5$ А.

Трансформаторы тока установлены во всех цепях. Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Зная $z_{2\text{ном}}$, определим допустимое сопротивление и площадь сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$; при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$; при включении в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2 \cdot l$.

Здесь следует отметить, что провода с медными жилами ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$) применяются на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$).

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной, м:

Таблица 9 –

Наименование и напряжение установки	Длина, м
Линии 6–10 кВ к потребителям	4 ... 6
Все цепи РУ 35 кВ	60 ... 75
Все цепи РУ 110 кВ	75 ... 100
Все цепи РУ 220 кВ	100 ... 150

Для подстанций указанные длины снижают на 15 ... 20 %. Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм² для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм² для проводов с медными жилами – по условию механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм² обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{1ном}, S_2 \leq S_{2ном} \text{ в намеченном классе точности,}$$

где $U_{1ном}$ – номинальное первичное напряжение;

S_2 – мощность внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка);

$S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка. За $S_{2ном}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Для упрощения расчетную нагрузку приборов не разделяют по фазам. При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно мало.

ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Общие положения

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоят кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рассмотрим типы проводников, применяемых на подстанциях:

1. На подстанциях в открытой части могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6–10 кВ или с КРУ 6–10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6–10 кВ применяется жесткая ошиновка.

2. В цепях линий 6–10кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

3. Цепь трансформатора собственных нужд. От стены ЗРУ до выводов ТСН, установленного вблизи ЗРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если ТСН устанавливается на удалении от ЗРУ, то

участок между ними выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до РУ собственных нужд применяется кабельное соединение.

Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ и в ряде случаев в открытых РУ напряжением 35 кВ и выше ошиновка (присоединения к сборным шинам) и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 300 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, т. к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Выбор сечения ошиновки производится по экономической плотности тока [4, с. 265]:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}},$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от величины $T_{\text{м}}$.

Для алюминиевых и сталеалюминевых проводников

при $T_{\text{м}} = 1000 \dots 3000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$,

при $T_{\text{м}} = 3000 \dots 5000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$,

свыше 5000 часов – $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического больше, чем на 15 %. В противном случае, принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

– сборные шины всех напряжений, т. к. нагрузка по длине

неравномерна и на многих ее участках меньше рабочего тока;

– ошиновка и кабели резервных линий и резервных трансформаторов СН, т. к. они включаются эпизодически.

Выбранные по $j_{эк}$ шины проверяются:

- по допустимому току из условий нагрева;
- на термическую стойкость при воздействии токов КЗ;
- на динамическую стойкость при КЗ (механический расчет).

Проверка шин по допустимому току осуществляется по условию их нагрева током утяжеленного режима $k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I'_{\text{доп}}$, где $I'_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом температуры охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах [4, с. 267] при определении допустимого тока $I_{\text{доп}}$.

Величину $I'_{\text{доп}}$ можно определить из приближенного равенства:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в}}}{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в.н}}}},$$

где $Q_{\text{ном}}$ – допустимая температура нагрева шины;

$Q_{\text{в}}$ – температура окружающей среды (воздуха);

$Q_{\text{в.н}}$ – нормированная температура воздуха.

Проверка термической устойчивости шин сводится к определению допустимого по условиям нагрева токами КЗ сечения и сопротивления его с выбранным $F_{\text{расч}}$ по условиям рабочего режима:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \leq F_{\text{расч}},$$

где значение коэффициента c следует брать по табл. 10

Таблица 10

Вид и материал проводника	Коэффициент c
Медные шины	170
Алюминиевые шины	90
Кабели до 10 кВ с медными жилами	160
Кабели до 10 кВ с алюминиевыми жилами	110

Проверка шин на электродинамическую стойкость сводится к механическому расчету шинной конструкции при КЗ. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, носят колебательный характер. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему в колебательное движение. Для обеспечения механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в материале не должно превосходить $\delta_{\text{доп}} = 70$ МПа для алюминия и $\delta_{\text{доп}} = 140$ МПа для меди.

Условие проверки:

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}.$$

Для однополосных шин (или труб) максимальное расчетное напряжение в шине определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W},$$

где f – максимальное усилие, приходящееся на 1 м длины, от взаимодействия между токами фаз, Н/м;

$l_{\text{пр}}$ – расстояние (пролет) между осями изоляторов вдоль фазы, м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, м³.

Формулы для подсчета момента сопротивления:

– для прямоугольных шин $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ или $W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$ в зависимости от

их взаимного расположения, где b – толщина шины, м; h – ее высота, м;

– для труб $W = \frac{0,1 \cdot (D^4 - d^4)}{D}$, где D и d – соответственно внешний и

внутренний диаметр трубы;

– моменты сопротивления коробчатых шин.

Усилие при расположении шин в одной плоскости:

$$f = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7},$$

где a – расстояние между осями смежных фаз, м.

Максимальное расчетное напряжение в многополосных шинах, когда в пакет входят две или три полосы, находится по выражению $\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}$,

где $\sigma_{\text{ф}}$ – напряжение от взаимодействия фаз, определяемое также как и для однополосных шин; $\sigma_{\text{п}}$ – напряжение от взаимодействия полос пакета одной фазы.

Величина $\sigma_{\text{п}}$ определяется как

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}}^2}{2 \cdot b^2 \cdot h},$$

где $f_{\text{п}}$ – усилие, приходящееся на 1 м длины полосы от взаимодействия между токами полос пакета, Н/м;

$l_{\text{п}}$ – расстояние между прокладками пакета, м.

При этом сила взаимодействия между полосами в двухполосных шинах и сила, действующая на крайние полосы в трехполосных шинах (как наиболее деформируемые) составляет в Н/м соответственно:

$$f_{\text{п}} = 0,25 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7};$$

$$f_{\text{п}} = 0,16 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7},$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы шин, учитывающий влияние поперечных размеров проводника на силы взаимодействия.

Сборные шины РУ выбираются по допустимому рабочему току.

Расчетные рабочие токи сборных шин зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного расположения в РУ, а также от вида сборных шин и режима установки.

Для выбора площади сечения сборных шин по утяжеленному режиму следует выявить ожидаемые рабочие токи на отдельных участках РУ при наиболее неблагоприятных условиях.

Если рабочие токи на этих участках резко различны, шины могут быть выбраны «ступенчатыми» – с площадью сечения, соответствующей рабочим токам участков. Площадь сечения шин должна быть достаточной для передачи рабочего тока наиболее мощного агрегата.

Сборные шины проверяются на тех же условиях, рассматриваемых выше. Кроме того, РУ 35 кВ и выше выбранное сечение жестких шин проверяется на корону

Следует подчеркнуть важность момента выбора формы сечения шин. В закрытом РУ до 20 кВ включительно шины выполняют из полос прямоугольного сечения, т. к. проводники с прямоугольным сечением более экономичны, чем с круглым. В РУ 35 кВ и выше по условиям короны применяются шины только круглого сечения.

Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Они выбираются по тем же условиям, что и жесткие шины. Добавляется лишь проверка выбранного сечения шин на исключение возможности схлестывания шин или опасного их сближения в результате динамического действия токов КЗ (вместо проверки на электродинамическую стойкость)

Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 6–10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах – обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном

механическую нагрузку от собственного веса, гололеда, ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Расчет гибкого токопровода заключается в определении числа и сечения проводников.

Исходя из общего сечения пучка $F_{\text{ЭК}}$ проводов выбираются несущие провода.

Сечение несущего провода принимается равным $F_{\text{нес}} = 0,15 \cdot F_{\text{ЭК}}$.

Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

$$S \cdot n + 2 \cdot S_{\text{нес}} = S_{\text{ЭК}}$$

Сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего.

Выбранное сечение токопровода проверяется по длительно допустимому току, термическому и электродинамическому действию тока КЗ.

Выбор кабелей

Кабели выбираются по напряжению установки и экономической плотности тока.

Проверка нагрева кабелей при аварийных перегрузках производится по условию[^]

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на одиночный кабель, проложенный в земле при температуре почвы 15°C или на воздухе при температуре 25°C ;

k_1, k_2, k_3 – поправочные коэффициенты соответственно на температуру почвы, воздуха и на число кабелей в траншее, определяемые по [9].

Выбранные сечения кабеля проверяются на термическую устойчивость.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Измерениями должны быть охвачены все параметры основного и вспомогательного оборудования, которые определяют режим управляемого объекта – электрической подстанции.

Структурная схема системы измерения в общем случае включает в себя: первичный измерительный прибор, преобразователи, канал связи и вторичный измерительный прибор.

На электрических подстанциях используются измерительные приборы четырех типов:

- 1) показывающие аналоговые и цифровые приборы – для визуального наблюдения за параметрами режима;
- 2) регистрирующие (самопишущие) приборы – для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме;
- 3) интегрирующие приборы (счетчики) – для суммирования показаний во времени;
- 4) фиксирующие приборы (самопишущие приборы с ускоренной записью, осциллографы, специальные регистраторы событий и др.) для графической записи параметров в аварийных условиях.

В соответствии с ПУЭ щитовые показывающие или регистрирующие электроизмерительные приборы должны иметь класс точности не ниже 2,5; счетчики активной энергии, предназначенные для денежных расчетов (расчетные счетчики) – не ниже 2,0, а для линий межсистемных связей напряжением 110 кВ – 1,0, 220 кВ и выше – 0,5. Класс точности счетчиков реактивной энергии выбирают на одну ступень ниже класса точности соответствующих счетчиков активной энергии. Для фиксирующих приборов

допускается класс 3,0. Амперметры подстанций, РУ могут иметь класс точности 4,0.

Состав измерительных приборов, которые должны быть установлены для контроля за режимом работы основного электрооборудования подстанции/

Контроль за работой двухобмоточного трансформатора осуществляется с помощью комплекта приборов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения и включающих в себя амперметр, ваттметр и варметр. Вместо ваттметра и варметра практикуют использование одного комбинированного прибора с переключением в цепях напряжения. При необходимости учета энергии, протекающей через трансформатор на нем, устанавливают счетчики активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы трансформатора, то устанавливают ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой и два комплекта счетчиков со стопорами. У трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов на сторонах низшего и среднего напряжения устанавливают те же приборы, что и у двухобмоточного трансформатора. Контроль за током осуществляют на всех обмотках.

На сборных шинах повышенного напряжения предусматривают по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, аварийные осциллографы.

На линиях 6–35 кВ, которые обычно идут непосредственно к потребителям, устанавливают амперметр и счетчик активной энергии. Счетчик реактивной энергии требуется при расчете с потребителями с учетом коэффициента мощности.

Линии напряжением 110 кВ и выше сетей районного значения нуждаются в контроле за током и мощностью, осуществляемом одним или тремя амперметрами (при пофазном управлении), ваттметром и варметром. Учет активной энергии должен быть обеспечен лишь на линиях межсистемных связей, проводимый на каждом конце счетчиками активной энергии со стопорными механизмами.

На сборных шинах понижающих подстанций устанавливают указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений. На шинах 6–35 кВ – комплект приборов контроля изоляции. Для выявления картины того или иного аварийного режима на подстанциях устанавливают осциллографы, записывающие режимные параметры, подлежащие контролю.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

Релейной защитой называется комплекс специальных устройств, состоящее из реле и других аппаратов, которые обеспечивают автоматическое отключение поврежденного элемента электрической цепи, если данное повреждение представляет собой непосредственную опасность для этой цепи, или приводит в действие сигнальные устройства. Релейная защита должна удовлетворять следующим требованиям:

- релейная защита должна быть селективной, т.е. отключать только поврежденный участок электрической цепи,
- релейная защита должна иметь минимально возможное время срабатывания,
- релейная защита должна быть достаточно чувствительной ко всем видам повреждений ненормальным режимам работы на защищаемом участке электрической цепи,
- релейная защита должна быть надежной.

К повреждениям трансформатора относятся:

1. Междупазное короткое замыкание на выводах и в обмотке (последние возникают гораздо реже, чем первые).
2. Однофазные короткие замыкания (на землю и между витками обмотки т.е. межвитковые замыкания).
3. «Пожар стали сердечника».

К ненормальным режимам работы относятся:

1. Перегрузки, вызванные отключением, например, одного из работающих трансформаторов.

2. Возникновение токов при внешних коротких замыканиях, представляющих опасность из-за их теплового действия на обмотки трансформатора.

3. Недопустимое понижение уровня масла, вызываемое значительным понижением температуры и другими причинами.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности их ненормальной работы:

-броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение,

-влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для выбора защит силового трансформатора, питающих линий, распределительных шин подстанции необходимо руководствоваться указаниями ПУЭ.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Электробезопасность

Общие требования электробезопасности

1. Требования к персоналу.
2. Оперативное обслуживание. Осмотр электроустановок.
3. Порядок и условия производства работ.
4. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

5. Ответственные за безопасность проведения работ, их права и обязанности.
6. Организация работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации согласно перечню.
7. Надзор за при проведении работ.
8. Окончание работы, сдача-приемка рабочего места.
9. Включение электроустановок после полного окончания работ.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

1. Отключения.
2. Вывешивание запрещающих плакатов.
3. Проверка отсутствия напряжения.
4. Установка заземления.
5. Установка заземления в распределительных установках.
6. Установка заземления на ВЛ.
7. Ограждение рабочего места.

Меры безопасности при проведении отдельных работ

1. Работы в зоне влияния электрического и магнитного полей.
2. Генераторы и синхронные компенсаторы.
3. Электролизные установки.
4. Электродвигатели.
5. Коммутационные аппараты.
6. Комплексные распределительные устройства.
7. Мачтовые (столбовые) ТК и КТП.
8. Силовые трансформаторы, масляные шунтирующие и дугогасящие реакторы.

9. Измерительные трансформаторы тока.
10. Электрофильтры.
11. Аккумуляторные батареи.
12. Конденсаторные установки.
13. Кабельные линии.

Воздушные линии электропередачи

1. Работы без снятия напряжения.
2. Работы в пролетах пересечения с действующими ВЛ.
3. Пофазный ремонт ВЛ.
4. Работы на пересечениях и сближениях ВЛ с дорогами.
5. Обслуживание сетей уличного освещения.

Средства связи, диспетчерского и технологического управления

1. Кабельные линии связи.
2. Аппаратура необслуживаемых усилительных пунктов.
3. Воздушные линии связи.
4. Радио и радиорелейные линии.
5. Высокочастотная связь по ВЛ и молниезащитным тросам.
6. Временная высокочастотная связь.
7. Аппаратные СДТУ.

Охрана труда

1. Требования к территории проектируемого объекта.
2. Противопожарные мероприятия, средства оповещения и тушения пожаров.
3. Защита от атмосферного электричества.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОДСТАНЦИИ

КПД электроподстанции определяется по формуле

$$\eta = \frac{W_{\text{год}}}{W_{\text{год}} + \Delta W_{\text{пот}}} \cdot 100\%.$$

Годовые потери энергии в двухобмоточном трансформаторе определяются:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \cdot \tau,$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт;

τ – время максимальных потерь; значение τ может быть определено по формуле

$$\tau = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4}) \cdot 8760,$$

где T_m – продолжительность использования максимальной нагрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов потери энергии определяются, как

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пот}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} (\Delta P_{\text{кзВ}} \left(\frac{S_{\text{рВ}}}{S_{\text{ном.трВ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{В}} + \\ + \Delta P_{\text{кзС}} \left(\frac{S_{\text{рС}}}{S_{\text{ном.трС}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{С}} + \Delta P_{\text{кзН}} \left(\frac{S_{\text{рН}}}{S_{\text{ном.трН}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{Н}}). \end{aligned}$$

Для упрощения можно принять: $\tau_{\text{В}} = \tau_{\text{С}} = \tau_{\text{Н}}$. Потери короткого замыкания в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения, кВт:

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзС-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзС}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзС-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзН}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзС-Н}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-С}}).$$

Если в каталогах для трехобмоточных трансформаторов приведена величина потерь короткого замыкания только для пары обмоток высшего и

низшего напряжения $\Delta P_{\text{кзВ}}$, то при одинаковой мощности всех обмоток принимают

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = \Delta P_{\text{кзС}} = \Delta P_{\text{кзН}} = 0,5\Delta P_{\text{кзВ-Н}}.$$

РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: трансформаторы – силовые измерительные и СН, отходящие линии, сборные шины РУ всех напряжений, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ. Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы.

Главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии с ЕСКД. При необходимости допускается размеры графических обозначений пропорционально увеличивать или уменьшать по сравнению с рекомендованными ГОСТами.

Графические изображения на чертеже должны быть наглядны, удобны для чтения, с минимально возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа.

Силовые трансформаторы изображаются со схемами соединений их обмоток. Обычно силовые трансформаторы имеют группу соединений. Нулевые выводы силовых трансформаторов соединяются с землей по схеме, соответствующей режиму работы нейтрали сети. Нулевые точки силовых трансформаторов 110–220 кВ заземляются через разъединитель. Так как изоляция нулевых выводов указанных трансформаторов позволяет работу с изолированной нейтралью, то для снижения уровней однофазных КЗ в отдельных случаях на части трансформаторов подстанций их нейтрали

разделяются. В таком режиме работы для защиты изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений должен быть предусмотрен ограничитель перенапряжений (ОПН), включаемый параллельно разъединителю. При выборе указанных разъединителей и ОПН их рабочее напряжение принимается на класс меньше напряжения высокой стороны трансформатора.

Присоединения к сборным шинам komponуются таким образом, чтобы исключить по шинам большие перетоки мощности. Поэтому присоединения трансформаторов должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели располагаются в средней части шин. Здесь же устанавливаются ОПН и трансформаторы напряжения, без выведения для них отдельных ячеек. При секционированных системах шин присоединения размещаются так, чтобы нагрузка по секциям была одинаковой.

При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин или групповой сборке линейных реакторов разрешается показывать только 2–3 присоединения, изобразив при этом на шинах место разрыва, а действительное число присоединений указывается надписью.

Для обеспечения безопасности людей при проведении ремонтных работ на оборудовании электрических подстанций необходимо ремонтируемую цепь отключить, создать видимый разрыв и заземлить. Это производится при помощи выключателей и разъединителей с заземляющими ножами.

Число и размещение в цепях присоединений определяется их назначением. Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков подстанции. Обычно заземляющие ножи предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях, шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений – заземляющие ножи устанавливаются только со стороны выключателя.

Измерительные трансформаторы тока (ТА) в сетях с заземленной нейтралью устанавливаются в трех фазах каждой цепи схемы. В установках с изолированной нейтралью ТА могут предусматриваться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют питание от трех фаз.

Каждый ТА напряжением 6–20 кВ выполняется с двумя вторичными обмотками, 35–110 кВ – с тремя, 220 кВ – четырьмя.

Количество ТА в каждой цепи определяется по [5, с. 295] и зависит от назначения цепи, видов защит и других факторов.

На подстанциях обычно используются встроенные в аппараты ТА. Они имеются в нулевых выводах трансформаторов и автотрансформаторов (типа ТВТ). Кроме того, встроенные ТА предусматриваются для установки на вводах 35 кВ и выше масляных баковых выключателей (типа ТВ, ТВС, ТВД и ТВУ) и силовых трансформаторов и автотрансформаторов (ТВТ).

Трансформаторы тока, встроенные в выключатель, показываются на схеме с двух сторон условного изображения выключателя (по два ТА с каждой стороны).

Недостающие ТА устанавливаются отдельностоящими. При этом их место размещения выбирается таким образом, чтобы их вывод в ремонт производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны трансформатора или линии).

Трансформаторы напряжения (ТВ) обычно устанавливаются:

- на секциях сборных шин всех напряжений – один пятистержневой типа НТМИ, НАМИТ или комплект однофазных типа ЗНОЛ;

- на каждой сборке групповых линейных реакторов – два однофазных ТВ, включенных по схеме неполного треугольника (для питания счетчиков линии).

В главной схеме необходимо предусмотреть защиту изоляции от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Коммутационные перенапряжения в РУ 330 кВ и ниже ограничиваются до допустимых величин выбором рационального способа заземления нейтрали

трансформаторов в РУ более высокого напряжения — путем применения выключателей с шунтирующими сопротивлениями, коммутационных разрядников и искрового присоединения реакторов поперечной компенсации.

В РУ напряжением до 330 кВ ОПН размещаются на сборных шинах и присоединяются к ним совместно с TV через обычный разъединитель. Кроме того, ОПН устанавливаются на выводах высшего и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), удаленных от РУ на расстояние более 16 метров.

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше показываются аппараты высокочастотной обработки (конденсаторы связи, фильтры присоединения и заградители) отдельных фаз для образования каналов связи по проводам ЛЭП.

Конденсатор связи создает путь для токов высокой частоты от приемопередатчика в линию и одновременно отделяет приемопередатчик от высокого напряжения промышленной частоты линии. Одним из типов конденсаторов связи являются бумажно-масляные конденсаторы типа СМР–55/3-0,044. На линиях 110 кВ устанавливаются два таких элемента, соединяемых последовательно, на линиях 220 кВ – четыре.

Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии, соединяет конденсатор связи с землей, образуя таким образом замкнутый контур для токов высокой частоты. Фильтр присоединения ОФП-4, выпускаемый промышленностью, выполняется на три диапазона, охватывающие частоты 50 ... 300 кГц.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии. Выпускаемые отечественной промышленностью заградители

КЗ-500 рассчитаны на рабочий ток 700 А с пределами настройки 50 ... 300 кГц.

Высокочастотную обработку всех трех фаз выполняют на ЛЭП 330 кВ и выше. При меньших напряжениях обработка выполняется на двух, реже – на одной фазе.

В принятую в начале проектирования схему вносятся все изменения и уточнения, которые были выявлены в результате выполнения по следующим разделов проекта.

На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов, слева и сверху от них, приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие их характеристики. Все надписи рекомендуется выносить «в рамочках», как это принято в проектных организациях, чтобы они не затемняли схему. Надписи выполняются для одного присоединения каждого типа.

У сборных шин указывается номинальное напряжение, материал и их сечение. На токопроводах – тип, материал и сечение токоведущей части.

КОМПАНОВКА И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Классификация РУ, общие требования, порядок проектирования РУ

Классификация РУ. Существуют два основных вида РУ: закрытые (ЗРУ) и открытые (ОРУ), оборудование которых расположено соответственно в зданиях и на открытом воздухе. ЗРУ в основном применяются на напряжениях 3–20 кВ. В установках больших напряжений (35–220 кВ) ЗРУ применяются только при ограниченности площади для РУ при избыточной загрязненности атмосферы. Применяются ОРУ на напряжениях 35–1150 кВ, т. к. при этих напряжениях ОРУ обладают существенными преимуществами по сравнению с ЗРУ: меньший объем строительных работ, существенная экономия строительных материалов; меньшие капитальные затраты, сроки сооружения и

т. д. ОРУ имеет и ряд недостатков по сравнению с ЗРУ: менее удобное обслуживание, большая занимаемая площадь; подверженность аппаратов атмосферным воздействиям.

Классификация РУ может быть продолжена по другим признакам, например, по методам сооружения: сборные РУ, в которых большая часть электромонтажных работ производится на месте установки и комплектные РУ заводского изготовления с минимальным объемом электромонтажных работ на месте установки.

Сборные РУ собирают из отдельных элементов и узлов (шкафы, ячейки, панели и др.), изготовленных и укомплектованных на заводах или в специализированных мастерских. Чем крупнее конструктивные узлы заводского изготовления, тем проще проектирование и тем полнее степень индустриализации сооружения таких РУ.

Комплектные РУ состояются (компенсируются) из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемых в собранном виде или в полностью подготовленном для сборки виде и готовых после установки к включению под напряжение. Комплектные РУ выпускаются как для внутренней (КРУ), так и для наружной (КРУН) установки. Комплектные РУ становятся самой распространенной формой исполнения РУ.

Вместе с тем, широко применяются также РУ смешанного типа, выполняемые частично как сборные и частично как комплектные.

В настоящее время выпускаются комплектные РУ лишь на напряжение 6–35 кВ и для схемы с одной системой сборных шин. Сборные РУ могут быть выполнены при любой схеме электрических соединений.

Здания ЗРУ в настоящее время обычно выполняют из сборных железобетонных конструкций, конструкции ОРУ из сборного железобетона или металла. Железобетонные элементы стандартизированы и размеры здания ЗРУ согласуют с размерами железобетонных конструкций: ширина здания может быть только кратной трем (6, 9, 12 или 15 м), строительный шаг по

длине равен только 6 и 12 м, по высоте обычно 4,8 – 6 м. Применение сборного железобетона позволяет ускорить и осуществить строительство.

Основные требования, предъявляемые к РУ любого вида, заключаются в их безопасности для людей, надежности и экономичности

К проектированию конструкций РУ приступают после того, как разработана главная схема электрических соединений, выбраны электрические аппараты и токоведущие части.

Основой для проектирования конструкции РУ при проектировании конкретной подстанции служат типовые конструктивные решения, разработанные ведущими проектными организациями.

По РУ в пояснительной записке должно быть дано обоснование принимаемой конструкции и краткое описание.

При выполнении чертежей должны соблюдаться следующие требования:

1. Схема разработанного РУ должна соответствовать главной электрической схеме.
2. Размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин долины быть вычерчены в соответствии с требованиями ЕСКД.
3. На конструктивном чертеже должны быть указаны размеры строительных конструкций и все электрические расстояния, нормируемые ПУЭ, а также приведена спецификация электрических аппаратов, изоляторов и шин.

Общие требования к написанию и оформлению работы.

Курсовой проект состоит из расчетной и графической частей. Расчетная часть оформляется в виде пояснительной записки на листах нелинованной бумаги формата 297x210 мм. Поля следует оставлять шириной 30 мм слева, 15 мм сверху, 10 мм справа и снизу каждого листа.

Допускается отчеркивание полей в указаниях размеров справа и слева, а также заключение текста в рамку. Нумерация страниц - сквозная, в правом верхнем углу листа, причем титульный лист считается первым, лист задания - вторым, но номера на них не проставляются. Для каждой формулы обязательна ссылка на источник с указанием страницы и номера формулы. За титульным листом следует задание на проект, после задания располагают оглавление, обычно состоящее из следующих разделов: введение; основная часть; заключение; список использованных источников; приложения. За оглавлением следует: основное содержание расчетно-пояснительной записки.

Графическая часть проекта выполняется карандашом или на компьютере на стандартном листе чертежной бумага формата А1 и должна содержать:

- однолинейная электрическая схема подстанции (А1);
- компоновка подстанции (А1);

Последовательность выполнения задания

При выполнении курсового проекта необходимо рассмотреть следующие вопросы:

1. Теоретический раздел.
2. Расчетный раздел.
3. Характеристика проектируемой подстанции и определение структурной схемы подстанции.
4. Выбор главной схемы электрических соединений.
5. Выбор сечений проводников воздушных линии.
6. Расчет токов короткого замыкания.
7. Выбор электрических аппаратов.
8. Выбор токоведущих частей и распределительных устройств.
9. Контрольно-измерительные приборы на электростанциях и подстанциях.
10. Релейная защита и автоматика подстанции.
11. Мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности.
12. Техничко-экономические показатели подстанции.
13. Заключение.
14. Список использованной литературы.
15. Приложение А. Графическая часть
Однолинейная электрическая схема подстанции;
Компоновка подстанции;

Критерии оценивания работы

При подготовке курсового проекта к защите необходимо обратить внимание на ряд количественных и качественных параметров, которые обязательно необходимо учитывать.

Оценивание курсового проекта осуществляется на основании следующих критериев:

- актуальность темы исследования;
- широта использования источников и материалов по теме исследования;
- четкость структуры работы, логичность изложения материала, раскрытие методологической основы исследования;
- целесообразность выбранных методов исследования, их соответствие решению поставленных в работе задач;
- анализ, систематизация, обобщение собранного материала и степень самостоятельности проведенного исследования (степень оригинальности должна составлять не менее 60% объема работы);
- стиль изложения, орфографическая и пунктуационная грамотность;
- обоснованность и ценность полученных результатов исследования и выводов, возможность их применения в практической деятельности;
- соответствие оформления КП установленным требованиям;
- качество устного доклада, свободное владение материалом КП;
- глубина и точность ответов на вопросы, замечания и рекомендации во время защиты КП.

1. Студенту необходимо набрать не менее 55% баллов, отведенных на текущую аттестацию. При меньшем количестве баллов работа не допускается до защиты.

2. Также работа считается незащищенной при получении менее 55% баллов, т.е. если на защите студент набирает менее 33 баллов из 60 максимально возможных, то вне зависимости от общего количества набранных баллов за семестр, студенту ставится оценка «неудовлетворительно». В других случаях итоговая оценка ставится по пятибалльной шкале («неудовлетворительно», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично») и получается сложением баллов за семестр и за защиту.

Для более полного и точного понимания параметров, по которым производится оценка по отдельным элементам, далее приводится их содержание.

Выполнение проекта – интегральный показатель, необходимый для оценки качества, представленной к защите проекта и включающий ряд количественных и качественных параметров.

К основным параметрам качества выполненной проекта относятся:

- аккуратность выполнения проекта;
- оформление работы в соответствии с требованиями и стандартами ГОСТа;
- соответствие заявленной в названии работы темы исследования и содержательной части проекта;
- степень проработанности поставленных задач исследования;
- точность и достоверность выводов, сделанных по полученным расчетным данным;
- качество разработанных студентом мероприятий по повышению эффективности деятельности организации и некоторые др.

Доклад – комплексный измеритель, включающий оценку презентационных навыков и умений студента, а также понимания им внутреннего содержания представленной к защите проекта. Необходимо обратить внимание, что фактически половину итоговой оценки защиты составляет оценка за доклад.

Данный элемент, в общем случае, включает оценку следующих количественных и качественных параметров:

- время доклада;
- полнота, логичность и точность изложения основных моментов по теме исследования;
- владение студентом профессиональной лексикой;
- качество презентационных материалов;
- умение показать, раскрыть и аргументировать наиболее важные результаты (выводы) исследования.

Ответы на вопросы – элемент общей оценки, помогающий более точно оценить степень теоретической и практической подготовленности студента по конкретной дисциплине в рамках темы исследования, а также прояснить спорные моменты представленной к защите работы.

В данный элемент включается оценка следующих параметров:

- полнота и непротиворечивость ответов студента по теме исследования;
- умение аргументировать свои ответы, как с позиции теории, так и на примере своей работы;
- использование студентом профессиональной лексики;
- время полных ответов на вопросы.

Порядок защиты работы

Защита курсового проекта проводится с целью оценки степени теоретической и практической подготовленности студента по конкретной дисциплине в рамках темы исследования, а также оценки начального уровня подготовки студента к профессиональной деятельности в области проектирования электрических подстанций в современных условиях.

Защита курсового проекта происходит перед комиссией в количестве 2-3 преподавателей ведущих дисциплин кафедры.

Доклад должен занимать не более 7 минут и содержать:

- актуальность, цель и задачи работы;
- краткую характеристику исследуемого предприятия;
- основное содержание каждого раздела курсового проекта и выводы по ним;
- предложения по улучшению деятельности предприятия с оценкой их эффективности и возможности практического использования результатов.

Доклад иллюстрируется демонстрационными листами, плакатами, слайдами или раздаточными материалами. В качестве иллюстрации используется только тот материал, который содержится в курсовом проекте.

Затем он отвечает на вопросы преподавателей. Комиссией, в процессе обсуждения, отмечаются достоинства и недостатки работы и защиты, далее объявляется оценка курсового проекта.

Список используемой литературы

1. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Новосибирский государственный технический университет. - 2-е изд. - Новосибирск : НГТУ, 2016. - 359 с. : схем., ил. - Библиогр.: с. 349-350 - ISBN 978-5-7782-2743-9 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=438316>
2. Кулеева, Л.И. Проектирование подстанции : учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Оренбургский Государственный Университет. - Оренбург : ОГУ, 2016. - 111 с. : ил., схем., табл. - Библиогр.: с. 61-63 - ISBN 978-5-7410-1542-1 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=468847>
3. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - 2-е изд. доп. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. - 149 с. : ил. - Библиогр.: с. 114 - ISBN 978-5-9729-0207-1 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=493858>

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

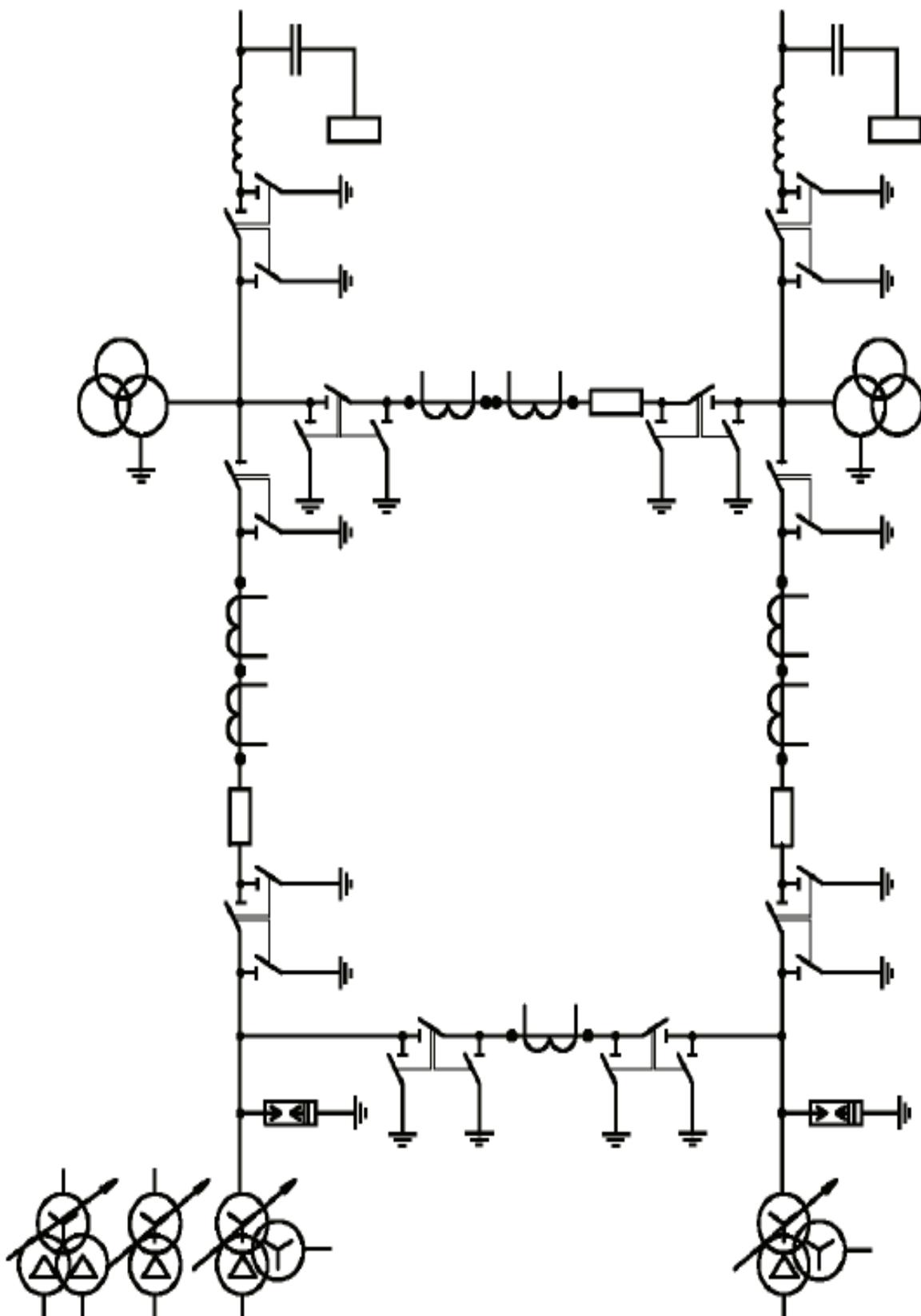


Рисунок П1 – Фрагмент однолинейной схемы ОРУ подстанции

Приложение 2

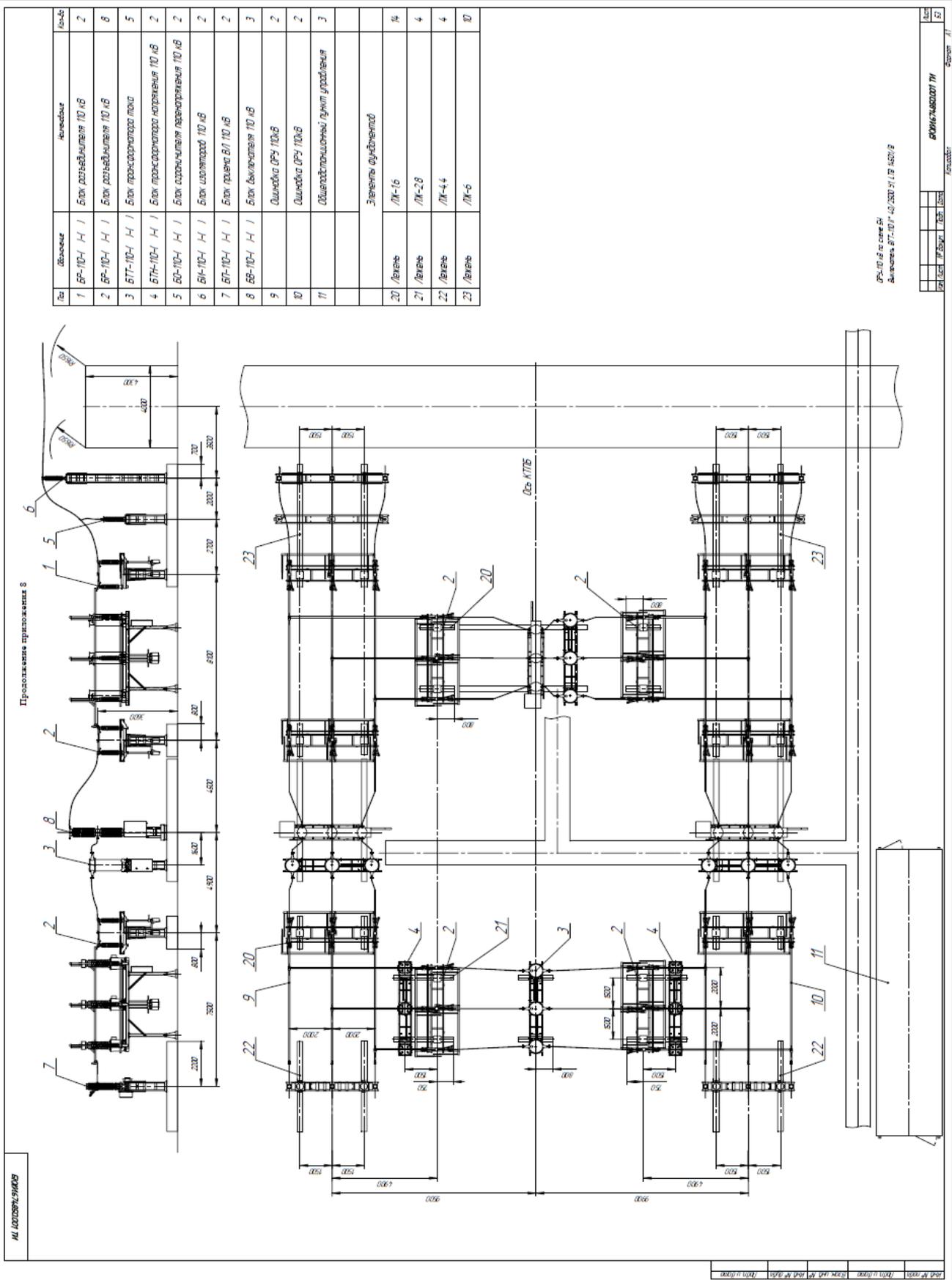


Рисунок П2 – Пример компоновки ОРУ подстанции

