

РОСЖЕЛДОР
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ростовский государственный университет путей сообщения»
(ФГБОУ ВО РГУПС)
Тихорецкий техникум железнодорожного транспорта
(ТТЖТ – филиал РГУПС)

С.Н.Есипенко

МДК 02.01
Устройство и техническое обслуживание электрических
подстанций

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по выполнению курсового проекта по теме
«Выбор оборудования трансформаторной подстанции»

«ПМ.02 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ И
СЕТЕЙ»

для специальности
13.02.07
Электроснабжение (по отраслям)



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по УР

Н.Ю.Шитикова

«01» сентября 2022г.

Методические рекомендации по выполнению курсового проекта МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций, разработано разработаны на основе федерального государственного образовательного стандарта по специальности среднего профессионального образования 13.02.07 Электроснабжение, утвержденного приказом Министерства образования и науки РФ от 14 декабря 2017 г. № 1216.

Организация-разработчик: Тихорецкий техникум железнодорожного транспорта – филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Ростовский государственный университет путей сообщения» (ТТЖТ – филиал РГУПС).

Разработчик:

Есипенко С.Н., преподаватель ТТЖТ - филиала РГУПС

Рекомендована цикловой комиссией № 8 Специальностей 13.02.07, 22.02.06, 23.02.04

Протокол заседания №1 от «01» сентября 2022г.

Содержание

1 Пояснительная записка	5
2 Задание на курсовой проект	9
3 Исходные данные	10
4 Методика выполнения расчетной части курсового проекта	14
4.1 Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции (формат А 1). Описание однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции	14
4.1.1 Составление структурной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции	15
4.1.2 Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции	17
4.1.3 Схема распределительного устройства питающего (первичного) напряжения опорной подстанции	17
4.1.4 Схема распределительного устройства первичного напряжения транзитной подстанции	18
4.1.5 Схема распределительного устройства промежуточных подстанций на отпайках и тупиковых	18
4.1.6 Распределительное устройство первичного напряжения трансформаторных подстанций	19
4.1.7 Схемы распределительных устройств вторичного напряжения	19
4.2 Определение наибольших мощностей потребителей	20
4.3 Определение полной мощности потребителей	21
4.4 Выбор типа, количества понижающих трансформаторов	22
4.5 Определение полной мощности на шинах первичного напряжения подстанции	23
4.6 Расчёт максимальных рабочих токов на шинах и по присоединениям РУ	24
4.7 Расчёт максимальных токов короткого замыкания для характерных	27

точек подстанции	
4.8 Выбор и проверка основного оборудования РУ	44
4.8.1 Выбор и проверка токоведущих частей	44
4.8.2 Выбор и проверка выключателей	51
4.8.3 Выбор и проверка разъединителей	55
4.8.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения	57
4.8.5 Выбор и проверка трансформатора тока	64
5 Список рекомендуемой литературы	72
6 Вопросы для подготовки к защите курсового проекта	73

1 Пояснительная записка

Данные методические рекомендации разработаны в соответствии с требованиями ФГОС СПО и рабочей программой профессионального модуля ПМ.02. «Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей» МДК 02.01. «Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций».

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям). Рекомендации разработаны для определенной темы курсового проекта: «Выбор оборудования трансформаторной подстанции». Методические рекомендации не ограничивают инициативы преподавателей по тематике и содержанию курсового проекта.

Курсовое проектирование – один из видов промежуточной аттестации, цель которого закрепить, систематизировать и комплексно обобщить знания студентов по пройденному материалу междисциплинарного курса, а также: развить навыки самостоятельной творческой работы; научить применять полученные теоретические знания при решении конкретных вопросов производственно-технического характера, научить пользоваться справочной литературой, стандартами, типовыми проектными решениями, другими нормативно-техническими документами.

Методические рекомендации содержат основные требования и рекомендации по выполнению курсового проекта в соответствии с требованиями примерной программы по ПМ.02. «Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей».

В процессе выполнения курсового проекта студенты должны обратить внимание на применение прогрессивных методов эксплуатации и ремонта оборудования устройств электроснабжения для повышения эффективности производства. Студенты должны научиться применять теоретические знания, полученные при практическом расчете рабочих токов и токов короткого замыкания, а также и при выборе основного оборудования подстанции.

Задача преподавателя — обеспечить подготовленность студентов к курсовому проектированию, поэтому необходимо ориентировать их на самостоятельное принятие решений по составлению однолинейной схемы трансформаторной подстанции и выбора для неё оборудования, а также обосновывать принятые решения, научить пользоваться справочной технической литературой. Преподаватель должен выполнять функции консультанта, направлять студентов при решении конкретных задач.

В результате выполнения курсового проекта по МДК 02.01. «Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций» студенты должны

иметь практический опыт:

- составления электрических схем устройств подстанций и сетей;
- модернизации схем электрических устройств подстанций;
- технического обслуживания трансформаторов и преобразователей электрической энергии;
- обслуживании оборудования распределительных устройств электроустановок;
- применения инструкций и нормативных правил при составлении отчетов и разработке технологических документов;

уметь:

- разрабатывать электрические схемы устройств электрических подстанций и сетей;
- вносить изменения в принципиальные схемы при замене аппаратуры распределительных устройств;
- обеспечивать выполнение работ по обслуживанию трансформаторов и преобразователей электрической энергии;
- обеспечивать проведение работ по обслуживанию оборудования распределительных устройств электроустановок
- использовать нормативную техническую документацию и инструкции;
- выполнять расчеты рабочих и аварийных режимов действующих электроустановок и выбирать оборудование;
- оформлять отчеты о проделанной работе.

знать:

- устройство оборудования электроустановок;
- условные графические обозначения элементов электрических схем;
- логику построения схем
- типовые схемные решения, принципиальные схемы эксплуатируемых электроустановок;
- виды работ и технологию обслуживания трансформаторов и преобразователей;
- основные положения правил технической эксплуатации электроустановок;
- виды технологической и отчетной документации, порядок ее заполнения.

На выполнение курсового проекта учебным планом предусмотрено 30 часов

Результатом выполнения курсового проекта МДК 02.01. «Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций» является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности, в том числе профессиональными (ПК) и общими (ОК) компетенциями:

ПК 2.1 Читать и составлять электрические схемы электрических подстанций и сетей

ПК 2.2 Выполнять основные виды работ по обслуживанию трансформаторов и преобразователей электрической энергии.

ПК 2.3 Выполнять основные виды работ по обслуживанию оборудования распределительных устройств электроустановок, систем релейных защит и автоматизированных систем

ПК 2.5 Разрабатывать и оформлять технологическую и отчетную документацию

ОК 01 Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности, применительно к различным контекстам.

ОК 02 Осуществлять поиск, анализ и интерпретацию информации, необходимой для выполнения задач профессиональной деятельности.

ОК 03 Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие.

ОК 04 Работать в коллективе и команде, эффективно взаимодействовать с коллегами, руководством, клиентами.

ОК 05 Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста.

ОК 06 Проявлять гражданско-патриотическую позицию, демонстрировать осознанное поведение на основе традиционных общечеловеческих ценностей.

ОК 07 Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях.

ОК 08 Использовать средства физической культуры для сохранения и укрепления здоровья в процессе профессиональной деятельности и поддержания необходимого уровня физической подготовленности.

ОК 09 Использовать информационные технологии в профессиональной деятельности.

ОК 10 Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках.

ОК 11 Использовать знания по финансовой грамотности, планировать предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере.

Настоящий документ содержит основные требования и рекомендации по выполнению курсового проекта:

- содержание задания;
- исходные данные;
- методику выполнения расчетной части курсового проекта;
- список рекомендуемой литературы;
- вопросы для подготовки к защите курсового проекта;

2 Задание на курсовой проект

1 Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции (формат А 1). Описание однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции

2 Определение наибольших мощностей потребителей

3 Определение суммарной полной мощности потребителей

4 Выбор типа, количества понижающих трансформаторов

5 Определение мощности на шинах первичного напряжения подстанции

6 Расчёт максимальных рабочих токов на шинах и по присоединениям РУ

7 Расчёт максимальных токов короткого замыкания для характерных точек подстанции

8 Выбор и проверка основного оборудования РУ

9 Обеспечение безопасности движения поездов

10 Мероприятия по охране труда, технике безопасности

11 Специальная часть проекта

Исходные данные к курсовой работе представлены в таблице 1.

3 Исходные данные

Таблица 3.1 – Исходные данные для курсового проекта

Исходные данные	Варианты																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Схема питания	Рисунок 1																	
Номер трансформаторной подстанции	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции №1 S_{K1} , МВА	2000	3000	2500	1000	900	1300	700	1100	750	400	650	500	350	950	2500	1500	1200	1600
Мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции №2 S_{K2} , МВА	1500	2200	4000	800	1200	750	600	950	500	850	450	400	750	680	900	1100	1900	1000
Длина ВЛ 110 или 35 кВ, км l_1			38									40						
l_2								41									21	
l_3	22	25	30	33	20	34	21	23	24	31	32	26	18	26	21	25	32	23
l_4	15	20	18	17	26	18	23	34	17	18	17	21	27	20	24	22	28	27
l_5	28	13	19	19	29	31	25	17	28	21	22	19	31	25	20	23	29	29
l_6	25	31	28	18	19	17	19	26	19	20	23	18	29	19	35	41	18	38
l_7	24	21	24	27	32	27	31	29	31	24	21	30	33	34	34	11	25	17
l_8	30										35							
l_9		28									29							
l_{10}									25									33
l_{11}										20								21
l_{12}											27							
l_{13}												30						
l_{14}													24					
l_{15}														21				
l_{16}															27			
l_{17}																38		
l_{18}																	40	
l_{19}																		34

Продолжение таблицы 3.1

Исходные данные	Варианты																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Номера потребителей, питающихся от проектной подстанции (таблица 21)	1	3	2	4	1	6	4	3	12	1	20	11	17	12	11	14	10	9
	4	7	3	6	2	7	5	6	13	7	22	12	19	17	13	15	14	10
	8	11	4	9	3	10	6	12	16	21	23	19	21	20	14	88	17	12
	10	15	7	10	6	14	7	22	23	22	24	20	23	24	16	20	19	13
	23	18	8	22	8	18	8	23	25	24	25	21	24	25	21	25	24	16
Мощность трансформаторов понижающей подстанции, от которой питается проектируемая подстанция, $S_{\text{ном.тр}}$, МВ А											40	10	25	16	16	25	40	6,3
Напряжение КЗ трансформатора, u_k , %									10,5	11,6	17	10,5	11,6	10,5	17	11,6	17	10,5
Мощность трансформаторов собственность нужд, $S_{\text{ТСН}}$, кВА	160	250	100	400	100	250	160	100	630	400	160	250	400	400	160	250	100	400

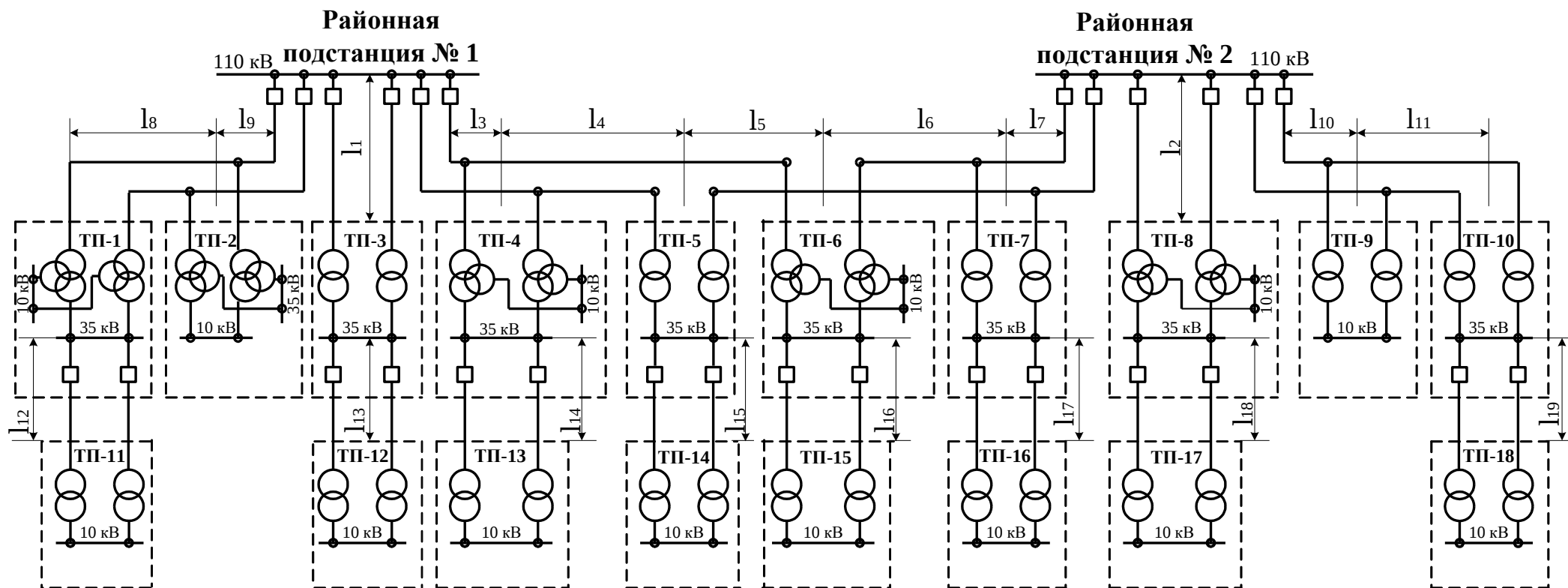


Рисунок 3.1 - Схема внешнего электроснабжения трансформаторных подстанций

Таблица 3.2 – Потребители, получающие питание от заданной подстанции

№ потребителя	Наименование потребителя	Установленная мощность, $P_{уст}$, кВт	Категория потребителя	Коэффициент	
				спроса K_c	мощности $\cos\varphi$
1	<u>Потребители 35кВ</u> Машиностроительный	10000	1	0,65	0,93
2	Завод строительных материалов	3000	2	0,45	0,93
3	Химический завод	7000	1	0,6	0,93
4	Текстильная фабрика	5000	2	0,65	0,92
5	Сельскохозяйственные потребители	4500	2	0,55	0,92
6	Завод электротехнического оборудования	6000	1	0,5	0,93
7	Локомотиворемонтный	14000	1	0,45	0,92
8	Тепловозное депо	3500	1	0,3	0,93
9	<u>Потребители 10 кВ</u> Металлообрабатывающий завод	12000	1	0,4	0,93
10	Завод сельскохозяйственных	6300	2	0,6	0,93
11	Предприятие пищевой промышленности	2000	2	0,52	0,92
12	Фабрика по переработке сельскохозяйственных продуктов	1200	2	0,61	0,92
13	Деревообрабатывающая фабрика	2200	2	0,3	0,92
14	Вагоноремонтный завод	8000	1	0,33	0,92
15	Электровозное депо	5000	1	0,35	0,93
16	Вагонное депо	3500	1	0,43	0,93
17	Ремонтные мастерские	1800	1	0,36	0,92
18	Мотор-вагонное депо	3000	1	0,26	0,93
19	Наружное освещение	1000	2	0,75	0,98
20	Коммунально-бытовые потребители	800	2	0,5	0,96
21	Вокзал	900	1	0,76	0,93
22	Водопровод и канализация	600	1	0,8	0,94
23	Котельная	500	2	0,35	0,92
24	Пост электрической централизации	650	1	0,5	0,93
25	Компрессорная	300	1	0,7	0,91

4 Методика выполнения расчетной части курсового проекта

Исходные данные к курсовой работе представлены в таблицах 3.1, 3.2.

4.1 Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции (формат А 1). Описание однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции

Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции в ходе выполнения проекта осуществляется в два этапа:

1 Составление структурной схемы.

2 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств (РУ) всех уровней напряжений.

В ходе составления структурной схемы определяются тип подстанции, необходимые РУ высшего, среднего и низшего напряжений, количество главных понижающих трансформаторов, через которые осуществляется связь РУ между собой, количество линий потребителей, получающих питание от подстанции, привязка трансформаторов собственных нужд к РУ. Возможные и допустимые варианты структурной схемы формируются в соответствии с рекомендациями на проектирование.

Затем для составленной структурной схемы выбираются возможные допустимые варианты схем РУ всех имеющихся напряжений. Для этого используются соответствующие нормативные указания в отношении принципиальных схем РУ и рекомендации по их компоновке, приведенные в учебной литературе [1].

Однолинейная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части спроектированной подстанции. От этой схемы зависят надежность электроснабжения потребителей, ремонтоспособность, удобство технического обслуживания и безопасность персонала, рациональность размещения электрооборудования, гибкость и автоматичность коммутации при восстановлении функционирования после аварий. Простота и наглядность однолинейной схемы во

многим предопределяют безошибочность работы оперативного и оперативно-ремонтного персонала.

4.1.1 Составление структурной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции

Учитывая, что электрифицированная железная дорога является потребителем первой категории, а трансформаторные (нетяговые) подстанции обеспечивают электрической энергией потребителей именно этой категории, то присоединение их к электрической сети должно быть осуществлено таким образом, чтобы обеспечить бесперебойное питание этих подстанций при нормальном и аварийном режимах работы.

Электрические подстанции различаются по многим признакам, но их основу составляют схема присоединения к сети внешнего электроснабжения и схема выполнения распределительных устройств (сборных шин и присоединений к ним). По заданной схеме внешнего электроснабжения определяется тип проектируемой подстанции:

- опорная, получающая питание от сети внешнего электроснабжения по трем и более линиям электропередачи, напряжением 110 или 220 кВ;
- промежуточная, расположенная между двумя опорными и получающая питание по двум вводам либо от одной ЛЭП (транзитная подстанция), либо от двух ЛЭП (подстанция на отпайках), напряжением 35, 110 или 220 кВ;
- тупиковая, получающая питание по двум линиям электропередачи 35, 110 или 220 кВ от разных секций сборных шин вторичного напряжения тяговой, районной или трансформаторной подстанций.

Вводы от линий электропередачи к проектируемой подстанции любого типа присоединяют к распределительному устройству (РУ) питающего (первичного) напряжения открытого типа.

Структурная схема проектируемой подстанции помогает составить однолинейную схему. На ней указываются количество вводов, все РУ, силовые трансформаторы и количество потребителей электрической энергии.

Трансформаторная подстанция предназначена для преобразования электрической энергии высокого напряжения в энергию низкого напряжения и ее распределения по потребителям. Для промышленного и железнодорожного электроснабжения применяют понижающие подстанции с двумя трансформаторами и РУ соответствующих уровней напряжения (рисунок 2).

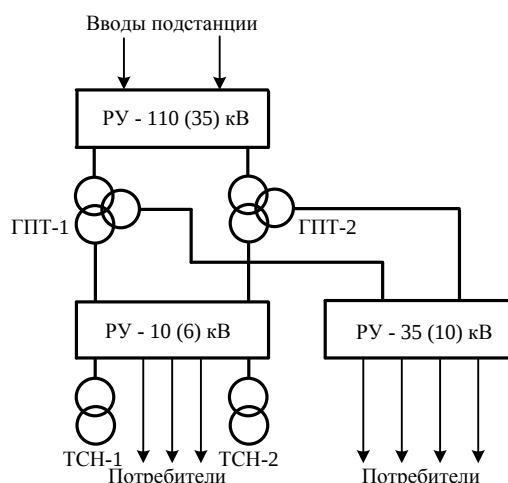


Рисунок 4.1.1 - Структурная схема трансформаторной подстанции

Трансформаторы собственных нужд обычно подключают к РУ-10 (6) кВ, если такое имеется на подстанции. В случае одного уровня вторичного напряжения на подстанции устанавливаются двухобмоточные трансформаторы.

При составлении структурной схемы проектируемой подстанции число питающих линий потребителей определяется заданной категорией потребителей для каждого РУ.

Для потребителей 1 категории предусматривается электроснабжение от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. К их числу относятся две секции сборных шин одного РУ подстанции, так как каждая секция имеет питание от независимого источника (от главных понижающих трансформаторов ГПП-1 и ГПП-2), при этом секции шин имеют связь через высоковольтный выключатель, который автоматически отключается при нарушении нормальной работы одной из секций шин. Одна питающая линия находится в работе, другая — в резерве и может быть автоматически включена в работу при аварийном режиме на рабочей питающей линии данного потребителя.

Питание потребителей 2 категории может выполняться в двух вариантах:

- их рекомендуется обеспечить электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания (две секции сборных шин одного РУ), при этом перерыв в питании допускается на время, необходимое для включения резервной линии действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

- допускается питание потребителей 2 категории по одной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более одних суток.

Потребители 3 категории питаются по одной линии от одного источника (одной секции сборных шин).

4.1.2 Составление однолинейной схемы электрических соединений трансформаторной подстанции

На основании составленной структурной схемы производится разработка однолинейной схемы, которая должна отвечать требованиям потребителей в отношении надежности электроснабжения.

Схема должна быть наглядной и простой, обеспечивать надежность в эксплуатации, допускать безопасное обслуживание и бесперебойное электроснабжение.

В каждом из РУ, которые связаны между собой через понижающий трансформатор, указывается все его силовое оборудование и все соединения между РУ в той последовательности, которая обеспечивает его надежную работу в эксплуатации.

Для составления однолинейной схемы всей подстанции по своим исходным данным необходимо внимательно ознакомиться с п. 6.1 [1], где имеются типовые однолинейные схемы всех РУ.

4.1.3 Схема распределительного устройства питающего (первичного) напряжения опорной подстанции

Схема распределительного устройства первичного напряжения опорной подстанции выполняется с одной рабочей, секционированной выключателем и

разъединителями, и обходной системами сборных шин. Количество вводов на подстанцию определяется заданной схемой внешнего электроснабжения.

Схема образована рабочей системой шин, состоящей из двух секций, параллельно которым расположена обходная система шин. Взаимное расположение всех шин и коммутационных аппаратов [1, рисунок 8.26] соответствует расположению их на плане подстанции. Параллельное расположение первой и второй секций рабочей системы шин дает возможность при развитии подстанции увеличивать число вводов, а при необходимости перемонтировать их в РУ с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин.

Секции шин могут работать совместно или раздельно, для чего их соединяют выключателем, оборудованным устройствами защиты. Обходная система шин позволяет заменить на время обходным выключателем выключатель любого присоединения на период его ремонта, а также собрать схему плавки гололеда на проводах высоковольтной линии.

4.1.4 Схема распределительного устройства первичного напряжения транзитной подстанции

На транзитной подстанции при типовом решении, рассчитанном на два главных понижающих трансформатора, имеются два ввода, соединенных между собой рабочей и ремонтной перемычками [1, рисунок 6.6]. На первичной стороне ГПТ установлены отделители, работающие совместно с короткозамыкателями. В настоящее время целесообразным считается замена их высоковольтными выключателями переменного тока.

4.1.5 Схема распределительного устройства промежуточных подстанций на отпайках и тупиковых

Она во многом аналогична схеме РУ транзитной подстанции, однако в ней отсутствует ремонтная перемычка и выключатель в рабочей перемычке [1, рисунок 6.5]. В режиме короткого замыкания, когда необходимо перевести оба

главных понижающих трансформатора на питание от одного ввода, вполне достаточно обычной перемычки с двумя разъединителями. Наличие двух разъединителей обеспечивает возможность безопасного осмотра и ремонта каждого из них без отключения обоих вводов.

4.1.6 Распределительное устройство первичного напряжения трансформаторных подстанций

Подстанции, получающие питание от сборных шин районных или других подстанций, имеют одинарную систему сборных шин, секционированную выключателем и разъединителями [1, рисунок 6.3]. К каждой секции шин присоединяются по одному вводу и главному понижающему трансформатору. Схема подстанции и способ ее присоединения к источнику питания обеспечивает достаточную надежность электроснабжения потребителей.

4.1.7 Схемы распределительных устройств вторичного напряжения

РУ-35 кВ используется на тяговых и трансформаторных подстанциях для питания потребителей напряжением этого уровня. На ряде подстанций такого РУ может и не быть, а если оно есть, то выполняется с одинарной системой сборных шин, секционированной выключателем и разъединителями [1, рисунок 6.3]. К секциям шин подключаются вторичные обмотки главного понижающего трансформатора напряжением 35 кВ и потребители электрической энергии. РУ-35 кВ с целью унификации схемных решений выполняется из стандартных присоединений с необходимым на них оборудованием. В общем случае схемы РУ-35 кВ разных подстанций отличаются друг от друга только числом и типом присоединяемых потребителей.

Назначение РУ-10 кВ хорошо просматривается по структурным схемам, рассмотренным выше, для различных типов подстанций. Для питания всех указанных потребителей используется схема РУ-10 кВ с одной рабочей, секционированной выключателем и разъединителями, системой сборных шин

[1, рисунок 6.3]. Рекомендуется РУ-10 кВ выполнять из комплектных камер с выкатными масляными выключателями, снабженными штепсельными разъемами для создания видимого разрыва цепи при выкатывании выключателя из камеры.

Напряжение на сборные шины 10 кВ поступает от обмоток низшего напряжения главных понижающих трансформаторов через ячейки с соответствующим необходимым оборудованием. Схемы ячеек типовые.

Графическая часть выполняется на ватмане в карандаше или с помощью компьютера на листе формата А 1.

При описании схемы следует пояснить особенности внешнего электроснабжения РУ-110 кВ, особенности расположения оборудования на подстанции, а также пояснить его назначение.

4.2 Определение наибольших мощностей потребителей

Для определения наибольшей полной мощности потребителей необходимо рассчитать их активные и реактивные мощности и суммарные активные и реактивные мощности для часа наибольшей суммарной нагрузки.

Активная мощность отдельного потребителя вычисляется по формуле

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{уст}} \cdot K_c,$$

где $P_{\text{уст}}$ - установленная мощность потребителя электроустановки, кВт;

K_c - коэффициент спроса, учитывающий режим работы, загрузку и КПД оборудования.

Суммарная активная мощность всех потребителей, кВт

$$\sum_1^n P_{\text{max}} = P_{\text{max} 1} \cdot K_{\text{ум}} + P_{\text{max} 2} \cdot K_{\text{ум}} + P_{\text{max} 3} \cdot K_{\text{ум}},$$

где $K_{\text{ум}}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки:

-для потребителей железнодорожного транспорта и других потребителей с неравномерным графиком нагрузки $K_{\text{ум}} =$ от 0,75 до 0,8;

-для предприятий с механическим оборудованием, насосными установками и другие потребители с равномерным технологическим процессом $K_{\text{ум}} =$ от 0,9 до 0,95.

Реактивная мощность отдельного потребителя вычисляется по формуле

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - тангенс угла φ , определяемый для каждого потребителя по заданному коэффициенту мощности $\cos \varphi$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Суммарная реактивная мощность всех потребителей, квар

$$\sum_1^n Q_{\max} = Q_{\max 1} \cdot K_{\text{ум}} + Q_{\max 2} \cdot K_{\text{ум}} + Q_{\max 3} \cdot K_{\text{ум}} + Q_{\max 4} \cdot K_{\text{ум}} + Q_{\max 5} \cdot K_{\text{ум}},$$

4.3 Определение полной мощности потребителей

Рассчитанные значения суммарной активной и реактивной мощностей позволяют определить полную мощность потребителей на шинах вторичного напряжения подстанции.

Максимальная полная мощность всех потребителей с учетом потерь в сетях выше 1000 В и понижающих трансформаторов потребителей, кВА

$$S_{\max} = \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \cdot \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\max} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\max} \right)^2},$$

где $P_{\text{пост}}$ - постоянные потери в стали трансформатора, принимаются равными в пределах от 1 до 2 % от полной мощности;

$P_{\text{пер}}$ - переменные потери в сетях и трансформаторах, принимаются равными в пределах от 5 до 8 %;

$\sum_1^n P_{\max}$ - максимальное значение суммарной нагрузки, кВт;

$\sum_1^n Q_{\max}$ - сумма реактивных мощностей всех потребителей в час максимума

суммарной нагрузки, квар.

Расчет полной мощности нетяговых потребителей ведется отдельно для каждого распределительного устройства: $S_{\text{п10}}$, $S_{\text{п35}}$.

4.4 Выбор типа, количества понижающих трансформаторов

Расчетная полная мощность для выбора главных понижающих трансформаторов, определяется нагрузкой вторичных цепей, кВА:

- в случае двухобмоточного трансформатора, кВА

$$S_{\max} = S_{\Pi 10} + S_{\text{с.н}};$$

- в случае трехобмоточного трансформатора, кВА

$$S_{\max} = (S_{\Pi 10} + S_{\text{с.н}} + S_{\Pi 35}) \cdot K_p,$$

где $S_{\text{с.н}}$ - номинальная мощность трансформатора собственных нужд (исходные данные), кВА;

K_p - коэффициент неодновременности максимумов нагрузок на шинах 10 и 35 кВ, K_p принимается от 0,9 до 0,95.

Число главных понижающих трансформаторов на подстанциях определяется категорией потребителей и, как правило, их устанавливается два (количество может быть задано) с учетом надежного электроснабжения при аварийном отключении одного из трансформаторов.

В нормальном режиме в работе могут находиться один или два трансформатора в зависимости от величины нагрузки. При этом «Правила устройств электроустановок» допускают аварийную перегрузку на 40 % во время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение не более пяти суток.

Как правило, на подстанциях оба трансформатора находятся в работе. Мощность их целесообразно принять такой, чтобы при отключении одного из них электроснабжение обеспечивалось оставшимся в работе трансформатором с учетом допустимой перегрузки.

Мощность главных понижающих трансформаторов рекомендуется определять исходя из условий аварийного режима, кВА

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{\max}}{K_{\text{ав}} \cdot (n-1)},$$

где $S_{\max}$ - суммарная полная нагрузка первичной обмотки трансформатора;

$K_{ав}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности, $K_{ав} = 1,4$;

n - количество главных понижающих трансформаторов.

По результатам расчётной мощности выбирается тип главного понижающего трансформатора из п. 2.6 [2].

4.5 Определение полной мощности на шинах первичного напряжения подстанции

Полная мощность подстанции зависит от схемы внешнего электроснабжения, определяющей ее тип (опорная, транзитная, на отпайках, тупиковая, трансформаторная, получающая питание от шин другой подстанции), и от количества и мощности главных понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторной подстанции, кВА:

- для опорной подстанции

$$S_{ТП} = (n_{тр} \cdot S_{н.тр} + \sum S_{транз}) \cdot K_p';$$

- для промежуточной транзитной подстанции

$$S_{ТП} = (n_{тр} \cdot S_{н.тр} + \sum S_{транз}) \cdot K_p';$$

- для промежуточной подстанции на отпайках

$$S_{ТП} = n_{тр} \cdot S_{н.тр};$$

- для тупиковой подстанции

$$S_{ТП} = n_{тр} \cdot S_{н.тр},$$

где $S_{н.тр}$ - номинальная мощность понижающего трансформатора, кВА;

$n_{тр}$ - число главных понижающих трансформаторов;

$\Sigma S_{\text{транз}}$ - сумма мощностей подстанций, питающихся через шины проектируемой подстанции. Количество таких подстанций следует определить по заданной схеме внешнего электроснабжения, а мощность их трансформаторов принимают равной мощности трансформаторов на проектируемой подстанции, кВА;

K'_p — коэффициент одновременности максимальных нагрузок проектируемой и соседних подстанций. Для трансформаторных подстанций $K'_p = 0,75$.

После расчета полной мощности подстанции начинается расчет токов всех присоединений подстанции.

4.6 Расчёт максимальных рабочих токов на шинах и по присоединениям РУ

Токоведущие части и электрическое оборудование подстанций выбирают по условию их длительной работы при номинальной и повышенной нагрузке, не превышающей максимальной рабочей. Для этих целей необходимо рассчитать максимальные рабочие токи $I_{p.\max}$ сборных шин и всех присоединений к ним. Эти значения тока необходимы для определения допустимых токов токоведущих частей и номинальных токов электрического оборудования подстанции.

При расчете наибольших (максимальных) рабочих токов сборных шин и присоединений учитывается запас на перспективу развития подстанции, принимаемый равным 30 % расчетной мощности, возможные аварийные перегрузки до 40 %, увеличение значений токов параллельно включенных трансформаторов и линий в случае отключения одного из трансформаторов или одной линии.

Максимальные рабочие токи на вводах опорных, транзитных подстанций и подстанций, получающих питание от шин других подстанций, А

$$I_{p.\max} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н1}}},$$

где $S_{\text{ТП}}$ - полная мощность подстанции, кВА;

$K_{\text{пр}}$ - коэффициент перспективного развития подстанции, увеличивающий рабочий потребляемый ток на 30 %, равный 1,3;

$U_{\text{н1}}$ - номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора проектируемой подстанции, кВ.

Максимальные рабочие токи на вводах подстанций тупиковых и на отпайках, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot \sum S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}},$$

где $K_{ав}$ - коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, учитывающий его возможную перегрузку до 40 %, равный 1,4;

$\sum S_{н.тр.}$ - суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА;

$U_{н1}$ - номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора проектируемой подстанции, кВ.

Максимальные рабочие токи на сборных шинах первичного напряжения опорных подстанций и перемычки промежуточных подстанций, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{пр} \cdot K_{р.н} \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}},$$

где $K_{р.н}$ - коэффициент распределения нагрузки на сборных шинах первичного напряжения, равный $0,5 \div 0,7$.

Максимальные рабочие токи на первичных обмотках высшего напряжения силовых трансформаторов, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}},$$

$S_{н.тр.}$ - номинальная мощность силового трансформатора (главные понижающие, трансформаторы собственных нужд), кВА.

Максимальные рабочие токи на вторичных обмотках низкого напряжения двухобмоточных силовых трансформаторов, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}},$$

где $U_{н2}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки (нижнее напряжение) силового трансформатора, кВ.

Максимальные рабочие токи на вторичных обмотках среднего и низшего напряжения трехобмоточных силовых трансформаторов, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)}}$$

где $U_{н2}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки среднего напряжения трансформатора, кВ;

$U_{н3}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ.

Максимальные рабочие токи на сборных шинах вторичного напряжения главных понижающих трансформаторов, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{р.н} \cdot \sum S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)}},$$

где $K_{р.н}$ - коэффициент распределения нагрузки на шинах вторичного напряжения распределительного устройства, равный

0,5 – при пяти и более находящихся в работе присоединений к шинам;

0,7 – при находящихся в работе присоединений к шинам менее пяти.

Максимальные рабочие токи на сборных шинах вторичного напряжения, А, можно рассчитать по выражению

$$I_{д.маx} = \frac{S_{10(35)}}{\sqrt{3} \cdot U_{12(3)}}$$

Этой формулой можно воспользоваться, если рассчитывались полные мощности на сборных шинах 10 или 35 кВ вторичного напряжения главных понижающих трансформаторов.

Максимальные рабочие токи линии районного потребителя, А

$$I_{p.max} = \frac{K_{пр} \cdot P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)} \cdot \cos\varphi},$$

где P_{max} – максимальная активная мощность потребителей;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности потребителей;

$U_{н2(3)}$ - номинальное напряжение на сборных шинах, от которых питается потребитель.

$U_{ном}$ - номинальное напряжение на вводах сборных шин подстанции и потребителей, кВ.

Рассчитанные значения рабочих максимальных токов потребуются в дальнейшем для выбора токоведущих частей и электрического оборудования подстанции.

4.7 Расчёт максимальных токов короткого замыкания для характерных точек подстанции

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования подстанции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость.

Последствиями термического и электродинамического воздействия токов короткого замыкания могут быть:

- механическое разрушение сборных шин, частей аппаратуры, токоведущих частей генераторов и трансформаторов;
- перегрев и расплавление проводов;
- оплавление контактов коммутационных аппаратов;
- поломка изоляторов в местах крепления жестких токоведущих частей.

Для предотвращения возникновения коротких замыканий и обеспечения надежности электроснабжения следует делать правильный выбор:

- схемы электрических соединений электроустановки;
- оборудования, стойкого против термических и динамических действий токов короткого замыкания;
- средств ограничения токов короткого замыкания;
- надежной релейной защиты;
- заземляющих устройств.

Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять электрические параметры короткозамкнутой цепи.

Расчет параметров цепи короткого замыкания с учетом реальных характеристик и режимов работы всех элементов энергосистемы, представленных на схеме внешнего электроснабжения заданного региона электрообеспечения, состоящего из источников электропитания, подстанций и связывающих их ЛЭП, достаточно сложен. Однако для решения задач по надежному электроснабжению допускается введение в расчеты ряда допущений, которые значительно упрощают расчеты и не вносят существенных погрешностей в них.

Основными допущениями являются следующие:

1 Считается, что фазы ЭДС генераторов не изменяются в течение всего периода короткого замыкания.

2 Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов цепи короткого замыкания.

3 Не учитываются намагничивающие токи силовых трансформаторов подстанций.

4 Не учитываются емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю.

5 Считается, что, что трехфазная система является симметричной.

6 Влияние нагрузки на ток короткого замыкания учитывается приближенно.

7 При вычислении параметров цепи короткого замыкания учитывают только индуктивное сопротивление цепи, а активными сопротивлениями пренебрегают ввиду их малой величины. Активное сопротивление учитывается только в тех схемах, где отношение индуктивного сопротивления к активному менее трех (в установках напряжением свыше 1000 В).

8 Не учитываются сопротивления шин распределительных устройств подстанций, электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения) кабельных и воздушных перемычек небольшой длины из-за их малых значений.

9 При вычислении токов короткого замыкания все расчеты относят к одной фазе, которая может оказаться в наиболее тяжелых условиях при трехфазном коротком замыкании. Все расчеты относятся ко всем трем фазам, так как каждая может оказаться в самых тяжелых условиях при коротком замыкании.

Основные допущения существенно сокращают вычислительные работы и приводят к некоторому увеличению тока короткого замыкания против реальных значений, однако получающаяся при принимаемых допущениях погрешность не превышает допустимых значений.

Расчетным видом короткого замыкания по электродинамическому и термическому действию во всех точках системы является трехфазное короткое замыкание.

В настоящее время наиболее перспективным методом расчета параметров цепи короткого замыкания является метод относительных единиц при базисных условиях, дающий результаты, наиболее приближенные к реальности.

По этому методу расчет параметров при трехфазном коротком замыкании выполняется в следующей последовательности:

1 На основании заданной схемы внешнего электроснабжения составляется расчетная схема.

2 Определяются базисные условия (параметры) для всех расчетных точек короткого замыкания.

3 На основании расчетной схемы составляется схема замещения.

4 Производится расчет относительных сопротивлений схемы замещения.

5 Преобразование схемы замещения и приведение ее к наиболее простому виду с одновременным расчетом относительных сопротивлений для каждой вновь составленной схемы.

6 После определения результирующих относительных сопротивлений до всех точек короткого замыкания производится расчет параметров цепи короткого замыкания.

В рассмотренной последовательности в курсовом проекте производится расчет параметров цепи короткого замыкания в максимальном режиме.

На основании схемы внешнего электроснабжения, представленной на рисунке 3.1 и исходных данных в таблице 3.1, произведем в качестве примера расчет параметров цепи короткого замыкания для заданной проектируемой электрической подстанции ТП-4 по всем разделам главы 4.7. Параметры оборудования электрической подстанции ТП-4 и ЛЭП схемы внешнего электроснабжения указаны в таблице 2.

Уровни напряжений на шинах всех подстанций указываются на схеме рисунка 3.1.

Для вычисления токов КЗ по заданной схеме питания подстанции необходимо составить расчетную схему цепи КЗ, которая представляет упрощенную однолинейную электрическую схему с указанием тех элементов цепи КЗ, которые влияют на величину токов КЗ.

Таблица 4.7.1 - Параметры оборудования электрической подстанции ТП-4 и ЛЭП схемы внешнего электроснабжения, представленной на рисунке 4.7.1

Номер трансформаторной подстанции	4	
Мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции	S_{K1}	1000
Мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции	S_{K2}	800
Номинальная мощность трансформаторов, МВА	$S_{н.тр}$	16
Напряжение короткого замыкания между обмотками, %	$U_{K\ B-C}$	10,5
	$U_{K\ B-H}$	18
	$U_{K\ C-H}$	6
Длина ВЛ 110, км	l_3	33
	l_4	17
	l_5	19
	l_6	18
	l_7	27

В расчетной схеме остаются все источники питания и все ЛЭП, идущие от них к проектируемой подстанции. Если на этом пути встречаются другие подстанции, то их оборудование также сохраняется полностью. На расчетной схеме остаются генераторы, трансформаторы, питающая система, ЛЭП, которые и будут фигурировать в дальнейших расчетах. На расчетной схеме необходимо все элементы пронумеровать, для электрических аппаратов указать заданные номинальные

параметры в именованных единицах, которые будут необходимы для расчета относительных сопротивлений. Для ЛЭП указать длину в километрах..

В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени соответствующего уровня напряжения на расчетной схеме вместо действительных напряжений на сборных шинах указывают среднее значение напряжения (таблица 4.7.2).

Таблица 4.7.2 - Значения средних расчетных напряжений

$U_{\text{ном}}$	10	35	110	220
$U_{\text{ср}}$	10,5	37	115	230

Приняв для каждой электрической ступени среднее напряжение, считают, что номинальные напряжения всех элементов, включенных на данной ступени, равны ее среднему напряжению. На расчетной схеме необходимо указать точки короткого замыкания. Обязательно необходимо рассчитать токи короткого замыкания на сборных шинах всех распределительных устройств. При курсовом проектировании достаточно рассчитать в трех точках подстанции: на сборных шинах РУ первичного и вторичного напряжений и в конце линии, питающей потребитель с наибольшим рабочим максимальным током.

Расчетная схема для максимального режима, составленная для проектируемой подстанции ТП-4 согласно схеме внешнего электроснабжения (рисунок 3.1), представлена на рисунке 4.7.1, где обозначены номерами 1—12 основные элементы схемы внешнего электроснабжения.

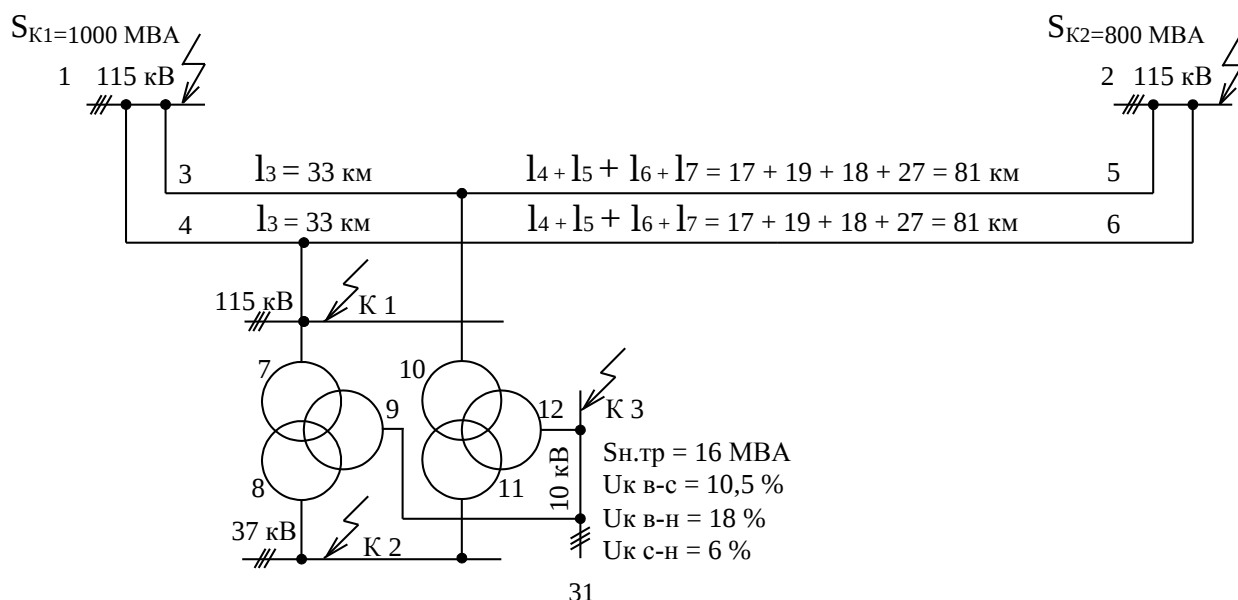


Рисунок 4.7.1 – Расчетная схема для определения параметров короткого замыкания в максимальном режиме

По расчетной схеме составляют электрическую схему замещения одной фазы. При этом все элементы расчетной схемы заменяют соответствующими относительными сопротивлениями, каждое из которых обозначается дробью. В числителе проставляется порядковый номер, сохраняемый до конца расчета, в знаменателе - значение относительного базисного сопротивления.

При этом каждый двухобмоточный трансформатор, питающая система и ЛЭП заменяются одним сопротивлением, а трехобмоточный трансформатор – тремя, соединенными в звезду.

В связи с тем, что мощность генераторов электрических станций не известна, расчет выполняют аналитическим методом, используя принятое при вычислении относительных сопротивлений значение базисной мощности S_6 . При расчете удобнее всего взять $S_6 = 100$ МВА.

Сопротивления отдельных элементов в относительных единицах, приведенные к единым базисным условиям рассчитываются по формулам:

- для электрической системы:

$$x_{*6c} = \frac{S_6}{S_k},$$

где S_6 – базисная мощность;

S_k - мощность короткого замыкания на шинах распределительного устройства электроустановки;

- для генератора

$$x_{*6г} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{н.г}},$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное сопротивление;

$S_{н.г}$ – номинальная мощность генератора;

- для реактора

$$x_{*б.р} = \frac{x_{н.р}}{100} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{нр} \cdot I_{нр}},$$

где $\sqrt{3} \cdot U_{нр} \cdot I_{нр}$ – номинальная проходная мощность трехфазной группы реакторов;

$x_{н.р}$ – номинальное напряжение реакторов;

- для линии электропередачи

$$x_{*бл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2},$$

где l – длина линии;

x_0 – сопротивление 1 км линии. $x_0 = 0,4$ Ом/км – для воздушной линии 6-220 кВ;

- для двухобмоточного трансформатора

$$x_{*б.тр} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.тр}},$$

где $S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора;

$u_k \%$ – напряжение короткого замыкания.

Сопротивление в расчетных формулах обозначается $x_{*б}$, где:

- индекс «*» указывает, что величина выражена в относительных единицах (размерность отсутствует);

- индекс «б» указывает, что расчет ведется при базисных условиях. За индексом «б» ставится индекс того элемента, для которого рассчитывается сопротивление (в формулах), а при расчете сопротивлений схем замещения — порядковый номер сопротивления.

Трехобмоточные трансформаторы в схему замещения вводятся тремя сопротивлениями. Для трехобмоточных трансформаторов задаются в паспорте напряжения короткого замыкания пар обмоток, %:

- высшего - среднего напряжения $u_{к\text{ в-с}}$;

- высшего - низшего напряжения $u_{к\text{ в-н}}$;

- среднего - низшего напряжения $u_{к\text{ с-н}}$.

Для того чтобы определить сопротивление каждой обмотки трехобмоточного трансформатора, необходимо вначале определить их напряжение короткого замыкания, %

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H});$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KC-H} + u_{KB-C} - u_{KB-H});$$

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}),$$

а затем по формуле для двухобмоточного трансформатора определить значения относительных сопротивлений каждой обмотки:

$$X_{*б.тр.в} = \frac{u_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр}};$$

$$X_{*б.тр.с} = \frac{u_{к.с} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр}};$$

$$X_{*б.тр.н} = \frac{u_{к.н} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр}}.$$

Данные формулы используются в расчетах относительных сопротивлений трансформаторов тогда, когда при коротком замыкании ток протекает к точке короткого замыкания по всем трем обмоткам. Однако часто при коротком замыкании на стороне низшего напряжения ток протекает по обмоткам высшего и низшего напряжения и отсутствует в обмотке среднего напряжения, а при коротком замыкании на стороне среднего – отсутствует в обмотке низшего напряжения. В таком случае трансформатор можно рассматривать как двухобмоточный и рассчитывать относительное базисное сопротивление двух обмоток по их напряжению короткого замыкания, используя выражения:

$$X_{*б.тр.в-с} = \frac{u_{к.в-с} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр}};$$

$$X_{*б.тр.в-н} = \frac{u_{к.в-н} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр}}.$$

Преобразование схемы выполняется в направлении от источника питания к месту короткого замыкания, используя правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно. Эти правила представлены в таблице 4.7.3.

Постепенно преобразовывая схему замещения, приводят к простому виду, так, чтобы источники питания были связаны с точкой короткого замыкания одним

результатирующим сопротивлением $X_{*б}$. При этом сначала определяют сопротивление до точки К 1, а затем до точки К 2 и К3.

Таблица 4.7.3 - Формулы для преобразования схем замещения

Выполняемые преобразования	Схема		Формулы для определения результирующих сопротивлений после преобразования
	до преобразования	после преобразования	
Последовательное соединение			$X_{рез} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$
Параллельное соединение			При двух ветвях $X_{рез} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}$ При трех ветвях $X_{рез} = \frac{X_1 \cdot X_2 \cdot X_3}{X_1 \cdot X_2 + X_1 \cdot X_3 + X_2 \cdot X_3}$
Преобразование треугольника в звезду			$X_{AO} = \frac{X_{AB} \cdot X_{AC}}{X_{AB} + X_{AC} + X_{BC}}$ $X_{BO} = \frac{X_{AB} \cdot X_{BC}}{X_{AB} + X_{AC} + X_{BC}}$ $X_{CO} = \frac{X_{AC} \cdot X_{BC}}{X_{AB} + X_{AC} + X_{BC}}$

Пример

Определить относительные результирующие сопротивления $X_{*бК1}$, $X_{*бК2}$ и $X_{*бК3}$ до точек К1, К2 и К3 расчетной схемы (рисунок 4.7.1), на которой указаны все необходимые расчетные величины. Активные сопротивления не учитывать, так как они значительно меньше индуктивных. Электрическая схема замещения будет иметь вид, представленный на рисунке 4.

Рассчитаем относительные сопротивления основной схемы замещения (рисунок 4.7.2) и впишем эти значения в схемы в знаменатели номеров сопротивлений.

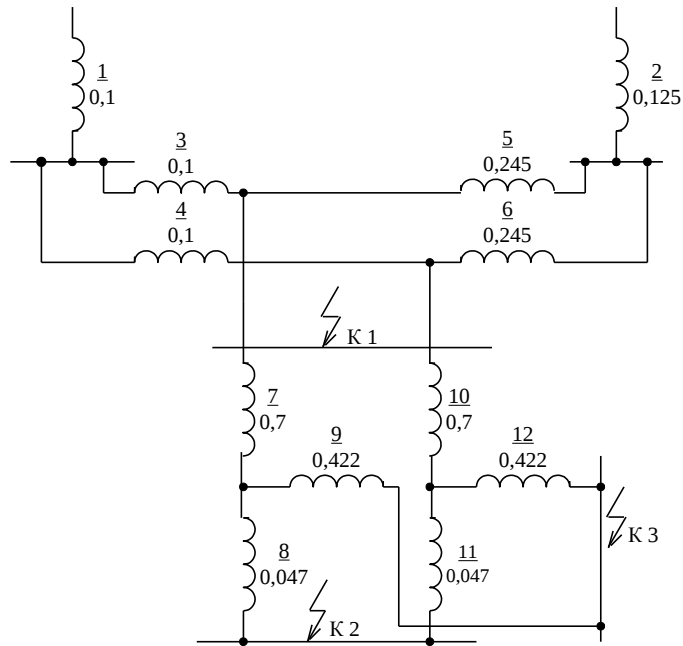


Рисунок 4.7.2 – Основная схема замещения

Мощность системы РП-1 и РП-2

$$x_{*61} = x_{*6c1} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{100}{1000} = 0,1;$$

$$x_{*62} = x_{*6c2} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{100}{800} = 0,125.$$

Линии электропередачи 115 кВ

$$x_{*63} = x_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 33 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1;$$

$$x_{*64} = x_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 33 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1;$$

$$x_{*65} = x_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 81 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,245;$$

$$x_{*66} = x_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 81 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,245.$$

Трехобмоточные трансформаторы

Вначале определяются напряжения короткого замыкания обмоток

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6) = 11,25;$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KC-H} + u_{KB-C} - u_{KB-H}) = 0,5 \cdot (6 + 10,5 - 18) = -0,75;$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кв-н}} + u_{\text{кс-н}} - u_{\text{кв-с}}) = 0,5 \cdot (18 + 6 - 10,5) = 6,75,$$

Знак минус в дальнейших расчетах не учитывается.

Далее по формуле для двухобмоточного трансформатора находим сопротивления каждой обмотки

$$X_{*67} = X_{*6.\text{тр.в}} = \frac{u_{\text{к.в}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.тр}}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,7;$$

$$X_{*68} = X_{*6.\text{тр.с}} = \frac{u_{\text{к.с}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.тр}}} = \frac{0,75}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,047;$$

$$X_{*69} = X_{*6.\text{тр.н}} = \frac{u_{\text{к.н}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.тр}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,422;$$

$$X_{*610} = X_{*67} = 0,7;$$

$$X_{*611} = X_{*68} = 0,047;$$

$$X_{*612} = X_{*69} = 0,422.$$

Затем произведем последовательное преобразование схем замещения таким образом, чтобы до точек короткого замыкания осталось одно сопротивление.

Преобразование схем замещения для максимального режима приведено на рисунке 4.7.3.

Анализируя схему замещения, изображенную на рисунке 4.7.3 а, определяем, что:

- сопротивления 1 и 3 (линии 115 кВ) включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 13 (рисунок 4.7.3 б);
- сопротивления 2 и 5 (линии 115 кВ) включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 14 (рисунок 4.7.3 б);
- сопротивления 1 и 4 (линии 115 кВ) включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 15 (рисунок 4.7.3 б);
- сопротивления 5 и 6 (линии 115 кВ) включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 16 (рисунок 4.7.3 б).

Найдем эти эквивалентные сопротивления, которые появились на схеме замещения (рисунок 5 б).

$$X_{*613} = X_{*61} + X_{*63} = 0,1 + 0,1 = 0,2;$$

$$X_{*614} = X_{*62} + X_{*65} = 0,125 + 0,245 = 0,37;$$

$$x_{*615} = x_{*61} + x_{*64} = 0,1 + 0,1 = 0,2;$$

$$x_{*616} = x_{*62} + x_{*66} = 0,125 + 0,245 = 0,37.$$

Значения оставшихся в схеме замещения (рисунок 4.7.3 б) сопротивлений с 7 по 12 переписываются из схемы рисунка 4.7.3 а.

Далее анализируем схему замещения, изображенную на рисунке 4.7.3 б:

- сопротивления 13 и 14 включены параллельно, их эквивалентное сопротивление будет 17 (рисунок 4.7.3 в);
- сопротивления 15 и 16 включены параллельно, их эквивалентное сопротивление будет 18 (рисунок 4.7.3 в).

Найдем эти эквивалентные сопротивления, которые появились на схеме замещения (рисунок 4.7.3 в).

$$x_{*617} = \frac{x_{*613} \cdot x_{*614}}{x_{*613} + x_{*614}} = \frac{0,2 \cdot 0,37}{0,2 + 0,37} = 0,13;$$

$$x_{*618} = x_{*617} = 0,13.$$

Значения оставшихся в схеме замещения (рисунок 4.7.3 в) сопротивлений с 7 по 12 переписываются из схемы рисунка 4.7.3 б.

Далее анализируем схему замещения, изображенную на рисунке 4.7.3 в: Сопротивления 17 и 18 включены параллельно, их эквивалентное сопротивление будет 19 (рисунок 4.7.3 г).

$$x_{*619} = \frac{x_{*617} \cdot x_{*618}}{x_{*617} + x_{*618}} = \frac{0,13 \cdot 0,13}{0,13 + 0,13} = 0,065.$$

В схеме замещения на рисунке 4.7.3 г: эквивалентное сопротивление 19, будет являться результирующим до точки короткого замыкания К1:

$$\sum x_{*6K1} = x_{*619} = 0,065.$$

Для того, чтобы определить суммарное результирующее сопротивление до точки короткого замыкания К2 преобразуем схему замещения рисунка 4.7.3 г, исключив из неё сопротивления, замесившие обмотки низкого напряжения трансформатора. Получим новую схему замещения (рисунок 4.7.3 д).

Анализируя схему замещения рисунка 5 д, определяем, что:

- сопротивления 7 и 8 (обмотки высшего и среднего напряжения трансформатора) включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 20 (рисунок 4.7.3 е);

- сопротивления 10 и 11 также включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 21 (рисунок 4.7.3 е).

Находим новые эквивалентные сопротивления рисунка 4.7.3 е.

$$X_{*620} = X_{*67} + X_{*68} = 0,7 + 0,047 = 0,747;$$

$$X_{*621} = X_{*610} + X_{*611} = 0,7 + 0,047 = 0,747.$$

В полученной схеме замещения (рисунок 4.7.3 е) можно определить, что сопротивления X_{*620} и X_{*621} включены параллельно. Преобразуя параллельно соединенные между собой сопротивления X_{*620} и X_{*621} , определим значение нового сопротивления X_{*622} (рисунок 4.7.3 ж):

$$X_{*622} = \frac{X_{*620} \cdot X_{*621}}{X_{*620} + X_{*621}} = \frac{0,747 \cdot 0,747}{0,747 + 0,747} = 0,373.$$

На схеме замещения, изображенной на рисунке 4.7.3 ж, сопротивления 19 и 22 включены последовательно, их эквивалентное сопротивление будет 23 (рисунок 4.7.3 з).

$$X_{*623} = X_{*619} + X_{*622} = 0,065 + 0,373 = 0,438.$$

В схеме замещения на рисунке 4.7.3 з эквивалентное сопротивление 23, будет являться результирующим до точки короткого замыкания К2:

$$\sum X_{*6K2} = X_{*623} = 0,438.$$

Для определения суммарного результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К3 преобразуем схему замещения рисунка 4.7.3 г, исключив из неё сопротивления, заместившие обмотки среднего напряжения трансформатора. Получим новую схему замещения (рисунок 4.7.3 и).

Анализируя схему замещения рисунка 5 и, определяем, что:

- сопротивления 7 и 9 (обмотки высшего и низшего напряжения

трансформатора) включены последовательно — их эквивалентное

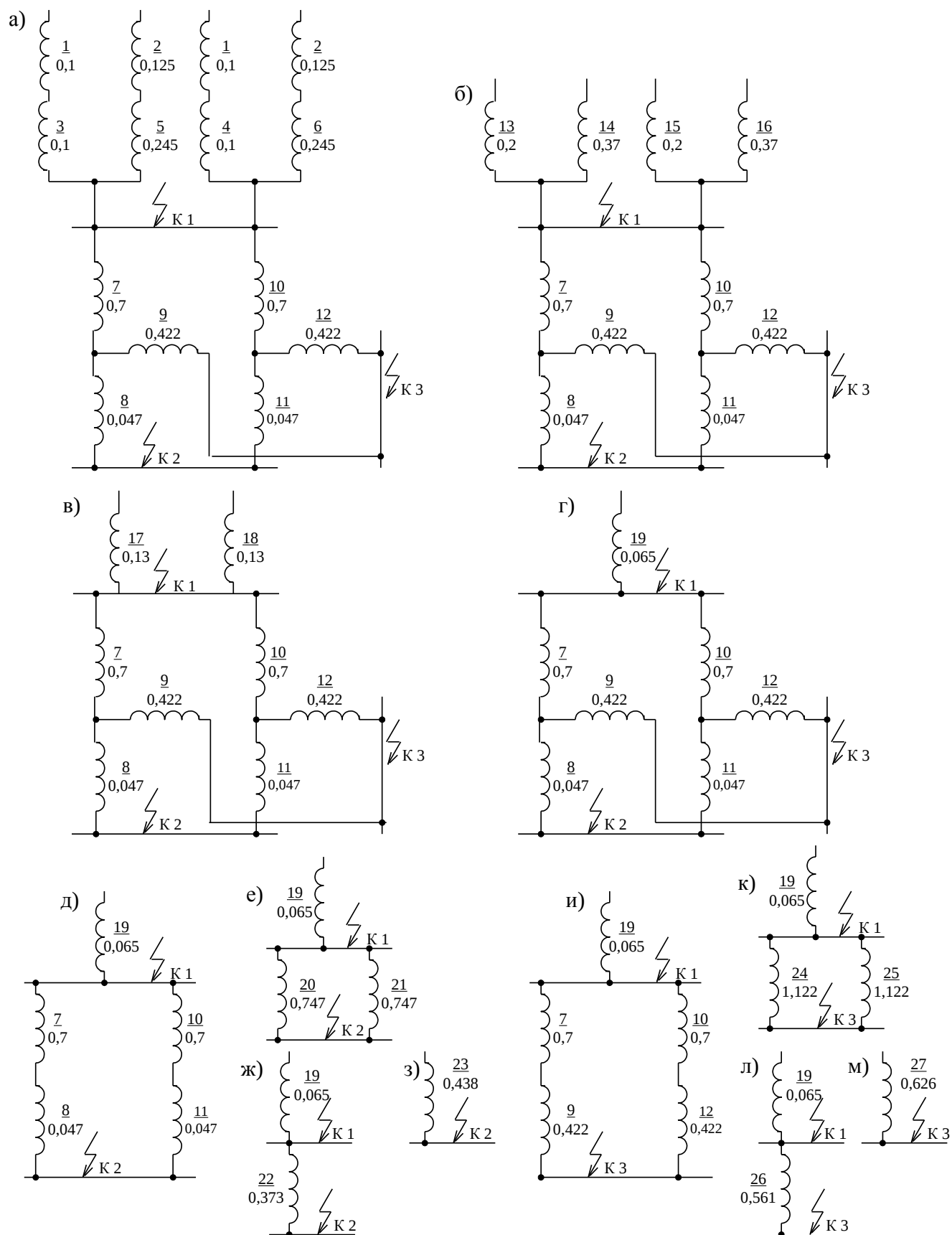


Рисунок 4.7.3 – Преобразование схемы замещения

сопротивление будет 24 (рисунок 4.7.3 к);

- сопротивления 10 и 12 также включены последовательно — их эквивалентное сопротивление будет 25 (рисунок 4.7.3 к).

Находим новые эквивалентные сопротивления рисунка 4.7.3 к.

$$X_{*624} = X_{*67} + X_{*69} = 0,7 + 0,422 = 1,122;$$

$$X_{*625} = X_{*610} + X_{*612} = 0,7 + 0,422 = 1,122.$$

В полученной новой схеме замещения (рисунок 4.7.3 к) видно, что сопротивления X_{*624} и X_{*625} включены параллельно. Преобразуя параллельно соединенные между собой сопротивления X_{*624} и X_{*625} , определим значение нового сопротивления X_{*626} (рисунок 4.7.3 л):

$$X_{*626} = \frac{X_{*624} \cdot X_{*625}}{X_{*624} + X_{*625}} = \frac{1,122 \cdot 1,122}{1,122 + 1,122} = 0,561.$$

На схеме замещения, изображенной на рисунке 4.7.3 л, сопротивления 19 и 26 включены последовательно, их эквивалентное сопротивление будет 27 (рисунок 4.7.3 м).

$$X_{*627} = X_{*619} + X_{*626} = 0,065 + 0,561 = 0,626.$$

В схеме замещения на рисунке 4.7.3 м эквивалентное сопротивление 27, будет являться результирующим до точки короткого замыкания КЗ:

$$\sum X_{*6КЗ} = X_{*627} = 0,626.$$

Зная суммарные сопротивления до точек короткого замыкания, вычисляют:

- базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}};$$

- ток короткого замыкания

$$I_K = \frac{I_6}{\sum X_{*6К1}};$$

- ударный ток

$$I_y = 2,55 \cdot I_K;$$

- мощность короткого замыкания в заданных точках подстанции

$$S_K = \frac{S_6}{\sum x_{6*K1}};$$

- тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., в расчетах можно принять $T_a = 0,05$ с.

При вычислении теплового импульса полное время отключения выключателей определяется по формуле

$$t_{откл} = t_{ср} + t_{рз} + t_{св},$$

где $t_{ср}$ - собственное время срабатывания релейной защиты; можно принять 0,1 с

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя. В расчетах можно принять от 0,04 до 0,015 с;

$t_{рз}$ – время выдержки срабатывания релейной защиты. Релейные защиты на наиболее удаленных от вводов присоединениях (на линиях, питающих потребителей) должны иметь наименьшую выдержку времени (для линий потребителей 10 кВ $t_{рз} = 0,5$ с; 35 кВ $t_{рз} = 1,0$ с). У следующей по направлению к источнику питания защиты (цепь секционного выключателя), время срабатывания на ступень $\Delta t = 0,5$ с больше, т.е. для РУ-10 кВ $t_{рз} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с, а для РУ-35 кВ $t_{рз} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5$ с. Таким образом, двигаясь по схеме к вводам подстанции, защиты каждого последующего присоединения будут иметь выдержку времени на ступень $\Delta t = 0,5$ с больше предыдущей.

Вычисление токов и мощностей необходимо свести в таблицу (таблица 4.7.4).

Таблица 4.7.4 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Точки КЗ	Расчетные формулы	Расчеты
К1 ($U_{cp}=115$ кВ)	$\sum X_{*6K1}$	0,065
	$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\phi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5$ кА
	$I_K = \frac{I_{\phi}}{\sum X_{*6K1}}$	$I_{\hat{E}} = \frac{0,5}{0,065} = 7,69$ êÀ
	$I_y = 2,55 \cdot I_K$	$I_y = 2,55 \cdot 7,69 = 19,6$ кА
	$S_K = \frac{S_{\phi}}{\sum X_{*6K1}}$	$S_{\hat{E}} = \frac{100}{0,065} = 1538,5$ Ì Â·À
	$B_K = I_K^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_K = 7,69^2 \cdot (3,2 + 0,05) = 192,2$ кА·с
К2 ($U_{cp}=37$ кВ)	$\sum X_{*6K2}$	0,438
	$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\hat{a}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56$ êÀ
	$I_K = \frac{I_{\phi}}{\sum X_{*6K2}}$	$I_{\hat{E}} = \frac{1,56}{0,438} = 3,56$ êÀ
	$I_y = 2,55 \cdot I_K$	$I_{\phi} = 2,55 \cdot 3,56 = 9,1$ êÀ
	$S_K = \frac{S_{\phi}}{\sum X_{*6K2}}$	$S_{\hat{E}} = \frac{100}{0,438} = 228,3$ Ì Â·À
	$B_K = I_K^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_K = 3,56^2 \cdot (1,7 + 0,05) = 22,2$ кА·с
К3 ($U_{cp} = 10,5$ кВ)	$\sum X_{*6K3}$	0,626
	$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\hat{a}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5$ êÀ
	$I_K = \frac{I_{\phi}}{\sum X_{*6K3}}$	$I_{\hat{E}} = \frac{5,5}{0,626} = 8,79$ êÀ
	$I_y = 2,55 \cdot I_K$	$I_{\phi} = 2,55 \cdot 8,79 = 22,4$ êÀ
	$S_K = \frac{S_{\phi}}{\sum X_{*6K3}}$	$S_{\hat{E}} = \frac{100}{0,626} = 159,7$ Ì Â·À
	$B_K = I_K^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_K = 8,79^2 \cdot (0,7 + 0,05) = 57,95$ кА·с

4.8 Выбор и проверка основного оборудования РУ

Выбор аппаратуры и токоведущих частей подстанции, указанных на разработанной однолинейной схеме, заключается в сравнении рабочего напряжения и рабочего максимального тока с номинальными параметрами выбираемого аппарата, а для токоведущих частей с допустимым током. Выбранные токоведущие части и оборудование должны быть проверены на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания, кроме тех случаев, которые отражены в ПУЭ при напряжении выше 1000 В. Не подлежат проверке по режиму короткого замыкания:

- токоведущие части и аппараты, защищенные плавкими предохранителями, на номинальный ток до 60 А (на электродинамическую стойкость);
- токоведущие части и аппараты, защищенные плавкими предохранителями (на термическую стойкость);
- токоведущие части и аппараты, защищенные высокоомными токоограничивающими сопротивлениями;
- токоведущие части к индивидуальным приемникам, за исключением ответственных;
- провода воздушных ЛЭП при ударном токе короткого замыкания менее 50 кА.

4.8.1 Выбор и проверка токоведущих частей

К токоведущим частям подстанций относятся сборные шины распределительных устройств, присоединения к ним, ошиновка, соединяющая электрические аппараты друг с другом согласно однолинейной схемы, а также вводы и питающие линии.

Сборные шины распределительных устройств и все присоединения к ним напряжением 27,5 кВ и выше выполняются сталеалюминевыми (реже алюминиевыми) многопроволочными проводами. Медные многопроволочные провода допускается применять в открытых распределительных устройствах в

районах с агрессивной средой. Сборные шины РУ-27,5 и РУ-35 кВ допускается выполнять жесткими шинами трубчатого сечения.

В закрытых распределительных устройствах напряжением до 10 кВ включительно ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения.

Материал шин должен удовлетворять ряду требований: обеспечивать необходимую электрическую проводимость, механическую прочность, быть устойчивым к химическим воздействиям окружающей среды, иметь небольшую массу и стоимость. В качестве материала шин могут быть использованы медь, алюминий и сталь. Медные шины используются только в особых случаях и при соответствующем технико-экономическом обосновании. Стальные шины могут использоваться в маломощных электроустановках при рабочих токах до 300 А.

По соображениям экономического порядка применяют, как правило, шины из алюминия и его сплавов с различными электрическими и механическими характеристиками.

При правильном выборе соотношения толщины стенки и диаметра трубы обеспечивается хороший отвод тепла и достаточная механическая прочность. Вокруг трубчатой шины создается равномерное электрическое поле, что препятствует возникновению короны.

Питание районных (неотяговых) потребителей, подключенных к электрической подстанции, следует проектировать воздушными линиями и, как исключение, в случаях, неудобных для прокладки воздушных линий, кабельными линиями.

Гибкие токоведущие части

Сборные шины и ответвления от них, выполненные из гибких проводов, выбирают из условия

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}},$$

где $I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток той цепи, где производится выбор токоведущей части, А;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допускаемый ток для выбранной токоведущей части, А (принимается ближайшее большее число).

Значения $I_{\text{доп}}$ для различных видов гибких проводов приведены в таблице 5.1 [2].

Выбранные гибкие токоведущие части должны быть проверены на термическую стойкость.

Проверка на термическую стойкость заключается в определении минимально необходимого сечения токоведущей части на расчетном участке цепи по режиму короткого замыкания при нагревании его до максимально допустимой температуры, мм²

$$q_{\text{в}} \geq q_{\text{min}},$$

где $q_{\text{в}}$ – выбранное из таблицы 5.1 [2] сечение токоведущей части, мм²;

q_{min} – минимально допустимое сечение токоведущей части по режиму короткого замыкания

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}} \cdot 10^3}}{C},$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания для расчетной точки подстанции, кА² с;

C – коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры токоведущей части и температуры при нормальном режиме работы.

При определении минимального сечения токоведущей части значения коэффициента C принимаются равными:

- медные шины и провода – 171;
- алюминиевые шины и провода – 88;
- стальные шины – 60.

Токоведущая часть будет термически стойка, если будет выполнено условие $q_{\text{в}} \geq q_{\text{min}}$. Если условие не выполняется, то необходимо выбрать токоведущую часть большего сечения или выполненную из другого материала.

Следует помнить, что для обеспечения удобства монтажа сечение гибкой ошиновки открытых распределительных устройств не должно быть меньше 70 мм^2 , даже если по расчетам оно получается меньшим.

Жесткие токоведущие части

Для закрытых распределительных устройств до 10 кВ включительно при рабочих токах до 5200 А в качестве сборных шин могут использоваться одно- и многополосные шины прямоугольного сечения. при больших токах рекомендуется шин коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Жесткие токоведущие части выбираются по условию

$$q_a \geq q_{\min}.$$

Шины прямоугольного сечения могут располагаться плашмя и на ребро.

В настоящее время на подстанциях применяют в основном шины из алюминия марок А6 и А5. их изготавливают двух типов: прямоугольные и круглые.

Условное обозначение шины 60х6 расшифровывается следующим образом: шина прямоугольная размером 60 х 6 мм.

Выбранные жесткие токоведущие части должны быть проверены на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость жесткие токоведущие части проверяются по условиям:

$$q_b \geq q_{\min},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость жестких шин, крепящихся на опорных изоляторах, производится сравнением механического напряжения в шине $\sigma_{\text{ддн}}$, вызванного ударным током короткого замыкания с допустимым механическим напряжением для выбранного материала шины $\sigma_{\text{ддн}}$, МПа

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

Вначале необходимо определить расчетное механическое напряжение в шине, МПА

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-8},$$

где i_y – ударный ток трехфазного короткого замыкания, кА;

l – расстояние между соседними опорными изоляторами одной фазы, м;

a – расстояние между осями шин соседних фаз, м.

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

Расстояние между изоляторами одной фазы и между фазами принимаются равными:

- для РУ-10 кВ $l = 1,25$ м, $a = 0,35$ м (жесткие шины прямоугольного сечения);

- для РУ-35 кВ $l = 4$ м, $a = 1$ м (жесткие сборные шины трубчатого сечения).

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия определяется размерами шины, её формой поперечного сечения и количеством полос в фазе.

Момент сопротивления при расположении прямоугольных шин плашмя, м³

$$W_i = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

где b – узкая сторона шины (ребро), м;

h – широкая сторона шины, м.

Момент сопротивления при расположении прямоугольных шин на ребро, м³

$$W_{\delta} = \frac{b^2 \cdot h}{6}.$$

Для шин круглого сечения, м³

$$W = 0,1 \cdot D^3,$$

где D – диаметр шины, м.

Для шин трубчатого сечения, м³

$$W = 0,1 \cdot \frac{D^4 - d^4}{D},$$

где D – наружный диаметр шины, м³;

d – внутренний диаметр шины, м³.

Шины будут электродинамически устойчивы, если выполнено условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$. При этом допустимое механическое напряжение материала шин принимают:

- для алюминия – 80 МПа;
- для меди – 140 МПа;
- для стали – 160 МПа.

Если условие электродинамической устойчивости не выполняется, то его надо добиваться, изменяя длину пролета, форму сечения шин или материала.

Силовые кабели

Нетяговые потребители 6-35 кВ могут получать питание от подстанций по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных тоннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (траншеях).

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей с учетом их конструктивных особенностей (таблица 5.6 [2]).

Кабели выбирают:

- по рабочему напряжению электроустановки:

$$U_n \geq U_{\text{раб}},$$

где U_n – номинальное напряжение линии кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжения линии кВ;

- по длительному допустимому току:

$$I_n \geq I_{\text{р.мах}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения кабеля, А;

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток линии, А;

- по экономической плотности тока

$$q_{\text{в}} \geq q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.мах}}}{j_{\text{э}}},$$

где $q_{\text{э}}$ – экономическая целесообразная площадь сечения жил кабеля, мм²;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы, А / мм².

Для курсового проекта можно принять для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами $j_{\text{э}}=1,4$ А / мм²; для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами $j_{\text{э}}=1,7$ А / мм².

Выбранный по нормальному режиму кабель проверяют на термическую стойкость по режиму короткого замыкания, мм²

$$q_{\text{в}} \geq q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}} \cdot 10^3}{C}$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс короткого замыкания, кА²·с;

C – коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры при нормальном режиме. Значения этого коэффициента приведены в пункте 5.1.1 [2].

Выбор токоведущих частей рекомендуется выполнить в таблице 4.8.1.

Таблица 4.8.1 – Выбор токоведущих частей

Наименование присоединений и сборных шин	Максимальный рабочий ток, А	Экономически целесообразное сечение, мм ²	Тип токоведущих частей, мм ²	Допустимый ток, А

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость выполняется по минимально допустимому сечению в таблице 4.8.2.

Таблица 4.8.2 – Проверка токоведущих частей на термическую стойкость

Наименование присоединений и сборных шин	Сечение токоведущей части, мм ²	Тепловой импульс, кА ² ·с	Коэффициент С	Минимальное допустимое сечение, мм ²

4.8.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей во всех режимах работы электроустановок (нормальном, ненормальном, аварийном).

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надежность в работе и безопасность в обслуживании;
- минимальное время отключения;
- малые габариты и масса;
- удобство и простота монтажа и эксплуатации;
- возможность после отключения автоматического повторного включения (АПВ);
- сравнительно невысокая стоимость.

Требование надежности является одним из важнейшим, так как от надежной работы выключателем зависит надежность работы электроустановки и даже всей системы.

По принципу гашения дуги и роду дугогасящей среды выключатели подразделяются на масляные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные.

В настоящее время наиболее распространенными являются масляные выключатели, в которых гашение дуги происходит в трансформаторном масле. В малообъемных выключателях масло служит только для гашения дуги, а в многообъемных оно является еще и изолирующей средой.

В воздушных выключателях гашение дуги осуществляется струей воздуха под высоким давлением. Эти выключатели не получили распространения в железнодорожных электроустановках.

В электромагнитных выключателях гашение дуги осуществляется за счет перемещения ее в пространстве магнитным полем, то есть гашение происходит в воздушной среде.

В элегазовых выключателях гашение дуги происходит в среде шестифтористой серы SF₆ (электрическом газе — сокращенно элегазе), которая активно захватывает электроны в столбе дуги.

Вакуумные выключатели осуществляют гашение дуги в вакуумной камере, где газ практически отсутствует. Эти выключатели по своим качествам наиболее близки к идеальным и поэтому в настоящее время получают все более широкое распространение.

Выбор выключателей следует производить по важнейшим параметрам в зависимости от места установки (наружная или внутренняя) и условий работы по напряжению и току так, чтобы выполнялись условия:

$$U_n \geq U_{\text{раб}};$$

$$I_n \geq I_{\text{р.мах}},$$

где U_n и I_n — ближайшие большие напряжения и ток выбираемого высоковольтного выключателя;

$U_{\text{раб}}$ и $I_{\text{р.мах}}$ — рабочее напряжение и максимальный рабочий ток цепи, в которой должен быть установлен выключатель.

В одном распределительном устройстве рекомендуется устанавливать однотипные выключатели, что значительно облегчает их эксплуатацию, текущий и капитальный ремонты.

Некоторые типы выключателей, рекомендуемых к применению на электрических подстанциях, приведены в таблице 4.8.3, а также в таблице 5.16 [2].

Таблица 4.8.3- Электрические характеристики выключателей

Тип выключателей	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$I_{\text{НОМ}}$ А	$I_{\text{пр.с.}}$ кА	$i_{\text{пр.с}}$ кА	$I_{\text{НОМ.отк.}}$ кА	I_T кА	t_T с	$t_{\text{св}}$ С	Тип привода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВВЭ-10-20/630 УЗ	10	630	20	80	20	20	3	0,055	встроенный электро- магнитный
ВВЭ- 10-20/1000 УЗ	10	630	20	80	20	20	3	0,055	
ВВЭ-10-20/1600УЗ	10	630	20	80	20	20	3	0,055	

Продолжение таблицы 4.8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВВЭ- 10-3 1,5/2000 УЗ	10	2000	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	
ВЭ-10-1250-20 УЗ	10	1250	20	51	20	20	4	0,06	пружинный
ВЭ-10-1600-20УЗ	10	1600	20	51	20	20	4	0,06	
ВЭ-10-2500-20 УЗ	10	2500	20	51	20	20	4	0,06	
ВЭ-10-3600-20 УЗ	10	3600	20	51	20	20	4	0,06	
ВМПЭ-10-630-20 УЗ	10	630	20	52	20	20	4	0,09	встроенный электро- магнитный
ВМПЭ-10-1000-20 УЗ	10	1000	20	52	20	20	4	0,09	
ВМПЭ-10-1600-20 УЗ	10	1600	20	52	20	20	4	0,09	
ВМПЭ-10-3200-31,5УЗ	10	3200	31,5	80	31,5	31,5	4	0,09	
С-35-630-10 У1	35	630	127	50	50	50	4	0,08	электро- магнитный
С-35-2000-10 У1	35	2000	127	50	50	50	4	0,08	
ВВС-35-20 /1600 УХЛ1	35	1600	20	102	20	20	3	0,04	ПДЖ-02
ВГТ 35-50/3150 У1	35	3150	50	127,5	50	50	3	0,035- 0,005	ППК-230
ВГТ 110Б-40/2500 У1	110	2500	40	125	40	40	3	0,035- 0,005	
ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	110	1250	25	65	25	25	3	0,035	пружинный
ВМТ-220Б-25/1250 УХЛ1	220	1250	25	65	25	25	3	0,035	

Примечание: $t_{св}$ – собственное время отключения с приводом, с.

После выбора выключателя его паспортные характеристики сравнивают с расчетными условиями работы в той цепи, где он устанавливается, в нормальном режиме работы и режиме короткого замыкания.

Выбранный высоковольтный выключатель должен быть проверен на электродинамическую и термическую стойкость по следующим условиям.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется:

а) по предельному периодическому току короткого замыкания

$$I_{пр.с} \geq I_k,$$

где $I_{пр.с}$ – эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока по паспорту, кА;

I_k – установившееся значение тока трехфазного короткого замыкания в цепи, где установлен выключатель, кА.

б) по ударному току

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y,$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока, кА;

I_y – ударный ток короткого замыкания, кА.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k,$$

где I_T – предельный ток термической стойкости по паспорту, кА;

t_T – время протекания тока термической устойчивости, с;

B_k – тепловой импульс тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

В справочной литературе для ряда выключателей не приводятся значения номинальной отключаемой мощности, МВА. В этом случае ее необходимо рассчитать по формуле

$$S_{\text{н.откл}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{н.откл}} \cdot U_{\text{н}}$$

Отключающая способность выключателей напряжением выше 1000 В характеризуется отключаемым током $I_{\text{н.откл}}$ и отключаемой мощностью $S_{\text{н.откл}}$, которые являются паспортными данными. По этим двум параметрам производится проверка выключателей по отключающей способности:

- по номинальному периодическому току отключения

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_k,$$

где $I_{\text{н.откл}}$ – номинальный предельно отключаемый ток выключателя при его нормальном напряжении, кА;

I_k – ток трехфазного короткого замыкания, кА;

- по предельно отключаемой мощности

$$S_{\text{н.откл}} = S_k,$$

где $S_{\text{н.откл}}$ – номинальная предельно отключаемая мощность выключателя по паспорту, МВА;

S_k – мощность трехфазного короткого замыкания по расчету, МВА.

Если выключатели отвечают требованиям электродинамической стойкости, то они, как правило, отвечают также требованиям термической стойкости, поэтому для них не обязательна проверка на термическую стойкость.

Выбор и проверку выключателей целесообразно свести в таблицу 4.8.4. В столбцах против каждого типа выключателя пишется дробь, в числителе которой проставляются номинальные параметры выключателя, которые должны быть больше или равны знаменателям дробей, соответствующих расчетным параметрам рабочего и аварийного режимов.

Таблица 4.8.4 – Выбор выключателей

Наименование присоединения	Тип аппарата	Соотношение каталожных и расчётных данных					
		Условия выбора		Условия проверки			
		$\frac{U_{\text{раб}}}{U_{\text{ном}}}$, кВ	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб.макс}}}$, А	$\frac{I_{\text{ном.откл}}}{I_{\text{к}}}$, кА	$\frac{I_{\text{пр.с}}}{I_{\text{к}}}$, кА	$\frac{i_{\text{пр.с}}}{i_{\text{у}}}$, кА	$\frac{I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}}{B_{\text{к}}}$, кА

4.8.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители на электрической подстанции предназначены для создания видимого разрыва цепей и могут быть оборудованы одним или двумя стационарными заземляющими ножами.

По конструктивному исполнению различают разъединители вертикально-рубящего типа, у которых ножи поворачиваются в вертикальной плоскости перпендикулярно основанию, и горизонтально-поворотного, у которых ножи поворачиваются в горизонтальной плоскости параллельно основанию.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по конструкции, то есть когда необходимо учитывать место расположения разъединителя (внутренняя или наружная установка, количество заземляющих ножей и их расположение);
- по номинальному напряжению

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{раб}};$$

- по номинальному току

$$I_n \geq I_{p.max}.$$

Выбор разъединителей по этим условиям производится по справочной литературе. Некоторые типы разъединителей, рекомендуемых к применению, и их технические данные представлены в таблице 4.8.5 методических указаний, а также в п. 5.20 [1] и с п. 5.5 [2].

Результаты проверки заносятся в таблицу 4.8.6.

Таблица 4.8.5 - Электрические характеристики разъединителей

Тип разъединителя	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{пр.с.} , кА	i _{пр.с.} , кА	I _т , кА	t _т , с
РВЗ-10/400	10	400	29	50	16	4
РВЗ-10/630	10	630	35	60	20	4
РВЗ-10/1000	10	1000	47	81	40	4
РВРЗ-10/2000	10	2000	-	85	31,5	4
РНДЗ-35/1000	35	1000	-	63	25	4
РНДЗ-35/630	35	630	-	64	20	3
РНДЗ-35/2000	35	2000	-	84	31,5	4
РНДЗ-110/1000	110	1000	-	80	31	3
РНДЗ-110/2000	110	2000		100	40	3
РНДЗ-220У/1000	220	1000		68	27	3
РНДЗ-220У/2000	220	2000		100	40	3

Примечания

U_{ном} - номинальное напряжение, кВ;

I_{ном} - номинальный ток, А;

I_{пр. с.} - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока, кА;

i_{пр.с.} - амплитудное значение предельного сквозного тока, кА;

I_т - предельный ток термической стойкости, кА;

t_т - время протекания тока термической стойкости, с.

Таблица 4.8.6 – Выбор и проверка разъединителей

Наименование присоединения	Тип аппарата	Соотношение каталожных и расчётных данных			
		$\frac{U_{ном}}{U_{раб}}$, кВ	$\frac{I_{ном}}{I_{раб.макс}}$, А	$\frac{i_{пр.с}}{i_y}$, кА	$\frac{I_T^2 \cdot t_T}{B_k}$, кА ² ·с

4.8.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для снижения высокого напряжения до величины 100 или $100/\sqrt{3}$ В для питания измерительных приборов, счетчиков активной и реактивной энергии, устройств релейной защиты. Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к холостому ходу, так как большое сопротивление подключаемых приборов одновременно изолирует цепи низкого напряжения от цепей высокого напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения применяют в установках переменного тока напряжением 380В и выше для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Трансформаторы понижают напряжение, приложенное к первичной обмотке, до величины 100 В, что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов и реле, а шкалы приборов градуировать с учетом коэффициента трансформации в соответствии с измеряемым первичным напряжением. Такие приборы и реле имеют простую конструкцию, дешевы, надежны и могут обладать высокой точностью измерения.

Включение приборов и реле через трансформаторы напряжения обеспечивает безопасность их обслуживания и позволяют устанавливать их на значительном расстоянии от цепей высокого напряжения.

Важнейшим требованием, предъявляемым к трансформаторам напряжения является требование точности измерения, т.е. необходимость возможно меньшей погрешности, вносимой в измерения.

Погрешность трансформатора напряжения в величине напряжения вносит ошибку в показания всех измерительных приборов. По ее величине в процентах трансформаторы напряжения делятся на четыре класса точности. Класс точности — погрешность, выраженная в процентах.

Трансформаторы напряжения класса точности 0,2 применяют в качестве образцовых, а также для точных измерений в лабораториях. Для подключения счетчиков денежного расчета используются трансформаторы класса точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1 и 3.

По конструкции и области применения трансформаторы напряжения классифицируются:

- по роду установки - для внутренних и наружных электроустановок;
- по способу изоляции – с сухой и масляной изоляцией;
- по числу фаз – одно- и трехфазные (трехстержневые и пятистержневые);
- по числу вторичных обмоток – с одной и двумя обмотками;
- по количеству высоковольтных вводов однофазных трансформаторов – с одним вводом для подключение на фазное напряжение и двумя вводами для подключения на линейное напряжение.

При выборе трансформаторов напряжения необходимо помнить, что их конструкция и схема соединения обмоток должны соответствовать назначению трансформаторов, которые могут быть одно и трехфазными. Однофазные применяют при любых напряжениях, а трехфазные при напряжениях 6 (10) кВ. Так как на подстанциях имеется необходимость обеспечения контроля изоляции электроустановки распределительного устройства, то необходимо применять трехобмоточные трансформаторы напряжения. Их третья обмотка соединена по схеме «разомкнутый треугольник», к которой подключается реле контроля изоляции.

Трансформаторы напряжения выбирают последующим условиям:

- в зависимости от конструкции и места установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{1н} \geq U_{раб};$$

где $U_{1н}$ — первичное напряжение трансформатора напряжения, кВ;

$U_{раб}$ — напряжение на шинах распределительного устройства, к которым подключают первичную обмотку трансформатора, кВ.

В качестве трансформаторов напряжения рекомендуются следующие типы, приведенные в таблице 4.8.7 методических указаний, а также в таблице 5.32 [2].

Таблица 4.8.7 - Электрические характеристики трансформаторов напряжения

Тип трансформатора напряжения	Номинальная мощность, ВА, в классе точности			Схема и группа соединения обмоток
	0,5	1	3	
НТМК-10	120	200	500	Y/Y*-0
НТМИ-10-66	120	200	500	Y/Y*-0
НАМИ-10	150	300	600	Y/Y*-0
ЗНОМ-35-65	150	250	600	1/1-0
НКФ-110	400	600	1200	1/1-0
НКФ-220	400	600	1200	1/1-0

Выбранный трансформатор напряжения должен быть проверен по нагрузке вторичной цепи по условию

$$S_{2н} \geq S_{2расч} ,$$

где $S_{2н}$ — номинальная мощность трансформатора в выбранном классе точности при использовании однофазных трансформаторов, соединенных в трехфазную группу звездой, ВА;

$S_{2расч}$ — мощность, потребляемая приборами и реле, ВА.

Для проверки трансформатора напряжения составляется расчетная схема, пример которой изображен на рисунке 4.8.1, где указываются все приборы и аппараты, подключаемые к его вторичной обмотке.

На схеме изображаются обмотки трансформатора напряжения, к вторичной обмотке которого подключаются все необходимые в данном распределительном устройстве измерительные приборы и устройства защиты: вольтметры, счетчики активной и реактивной энергии, реле напряжения. Расчетная схема необходима для определения самой загруженной фазы.

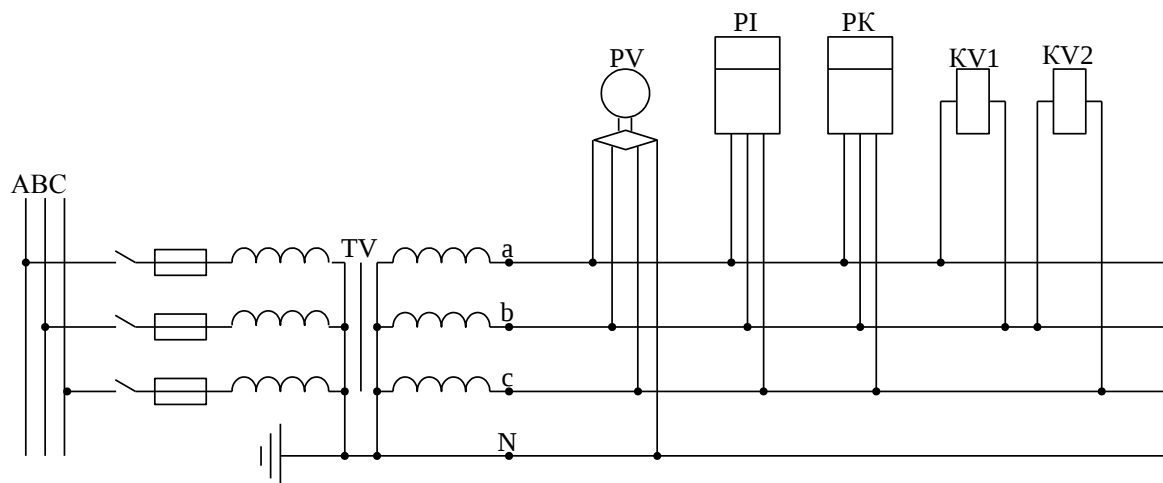


Рисунок 4.8.1 - Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения на соответствие классу точности

Вольтметрами контролируется фазное и линейное напряжение на сборных шинах (можно использовать один вольтметр с переключателем), количество счетчиков определяется теми цепями, где осуществляется контроль расхода электроэнергии, количество реле определяется принятыми релейными защитами.

По расчетной схеме определяется количество всех приборов, необходимое для расчета суммарной активной и реактивной мощности подключенных приборов.

Мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к вторичной обмотке, ВА

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2},$$

где $\sum P_{\text{приб}}$ и $\sum Q_{\text{приб}}$ - сумма активных и реактивных мощностей приборов и реле, подключаемых к наиболее загруженной фазе, которая определяется по расчетной схеме, Вт и вар.

Для каждого прибора в паспорте задаются значения полной мощности, потребляемой параллельной обмоткой, и значения коэффициента мощности прибора. Активная и реактивная мощности каждого прибора, изображенного на расчетной схеме и подключенного к вторичной обмотке измерительного трансформатора тока, определяются:

$$P_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} \cdot \cos \varphi_{\text{пр}} ;$$

$$Q_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} \cdot \sin \varphi_{\text{пр}} ,$$

где $S_{\text{пр}}$ – полная мощность, потребляемая прибором, ВА;

$\cos \varphi_{\text{пр}}$ – коэффициент мощности прибора;

$$\sin \varphi_{\text{пр}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{пр}}} .$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения следует производить в табличной форме (таблица 4.8.8) на основании расчетной схемы. При выборе типа приборов и их полной мощности можно воспользоваться данными таблицы 5.28 [2].

После определения по таблице результирующих значений $\sum_1^n P_{\text{пр}}$ и $\sum_1^n Q_{\text{пр}}$ производится расчет нагрузки всех приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Если вторичная нагрузка превысит номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, то устанавливают дополнительный трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему, добиваясь выполнения условия $S_{2н} \geq S_{2\text{расч}}$.

Таблица 4.8.8 – Нагрузка трансформатора напряжения

Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения	Тип прибора	Число катушек напряжения в приборе на одну фазу	Число приборов на одну фазу	Потребляемая мощность, ВА		$\cos \varphi_{\text{пр}}$	$\sin \varphi_{\text{пр}}$	Суммарная мощность, ВА	
				одного прибора	всех приборов			$\sum P_{\text{пр}},$ Вт	$\sum Q_{\text{пр}},$ вар
Итого								$\sum_1^n P_{\text{пр}}$	$\sum_1^n Q_{\text{пр}}$

Нагрузку однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в трехфазную группу, можно вычислить, не разделяя ее по фазам, так же как для трехфазных трансформаторов.

Сечение жил проводов и кабелей, соединяющих трансформаторы напряжения с приборами, определяется по допустимой потере напряжения. Согласно правилам устройств электроустановок, потеря напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков должна быть не более 0,5 % от номинального напряжения, а до щитовых измерительных приборов — не более 1,5 % при нормальной нагрузке. При этом, по условию механической прочности, сечение жил проводов и кабелей должно быть не менее 1,5 мм² для медных жил и не менее 2,5 мм² для алюминиевых жил.

Измерительные трансформаторы напряжения и подключенные к их вторичным обмоткам приборы на действие токов короткого замыкания не проверяются.

Пример

Выбрать и проверить измерительный трансформатор напряжения в РУ-10 кВ.

На рисунке 4.8.2 приведена расчетная схема для проверки трансформатора напряжения НТМИ-10 для РУ-10 кВ на соответствие классу точности. К трансформатору напряжения подключаются вольтметр с переключателем, четыре комплекта счетчиков активной и реактивной энергии линий нетяговых потребителей и три реле напряжения.

По расчетной схеме и данным таблицы 5.28 [2] определяется нагрузка трансформатора напряжения НТМИ-10 и заносится в таблицу 4.8.9.

Полная мощность, потребляемая от трансформатора напряжения НТМИ-10

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{51,35^2 + 113,45^2} = 124 \text{ ВА.}$$

Результат проверки можно считать удовлетворительным, так как

$$S_{2н} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\text{расч}} = 124 \text{ ВА.}$$

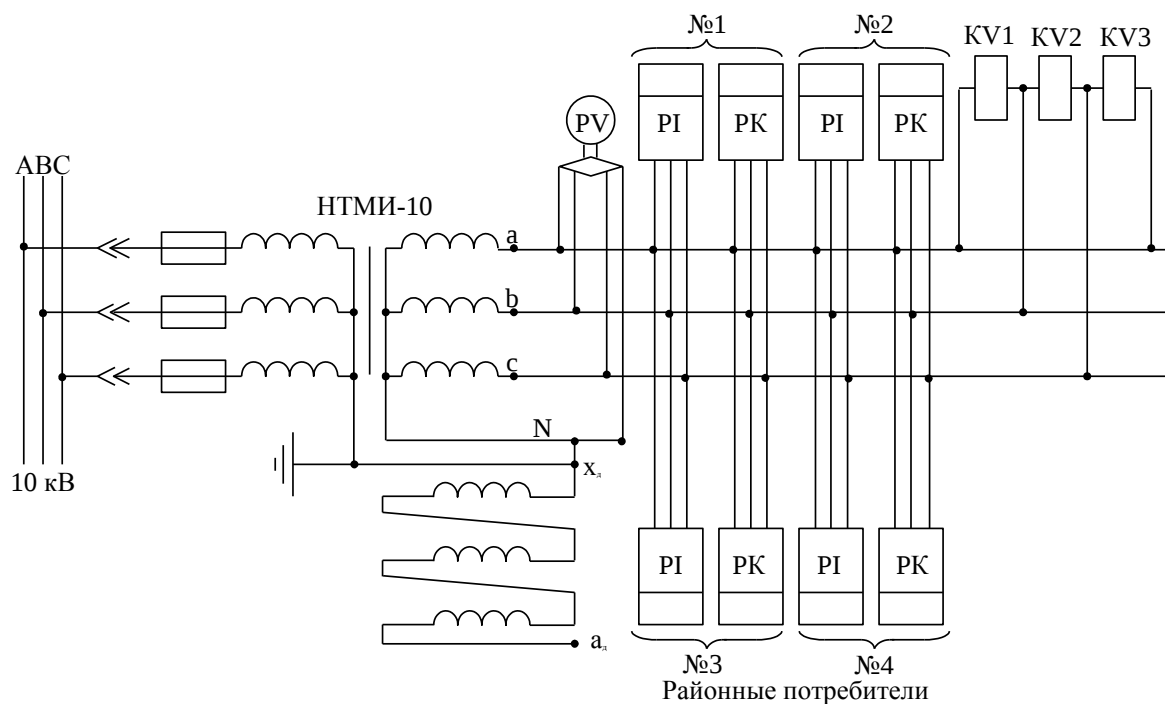


Рисунок 4.8.2 - Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения НТМИ-10

Таблица 4.8.9 – Нагрузка трансформатора напряжения НТМИ-10

Прибор	Тип прибора	Число катушек напряжения	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА		$\cos \varphi_{\text{пр}}$	$\sin \varphi_{\text{пр}}$	Общая потребляемая мощность, ВА	
				одного прибора	всех приборов			$\sum P_{\text{пр}}, \text{ Вт}$	$\sum Q_{\text{пр}}, \text{ вар}$
Счётчик активной энергии	СА3У	2	4	4	32	0,38	0,93	12,15	29,75
Счетчик реактивной энергии	СР4У	3	4	7,5	90	0,38	0,93	34,2	83,7
Вольтметр	Э-378	1	1	2	2	1	0	2	-
Реле напряжения	РУ-54	1	3	1	3	1	0	3	-
Итого								51,35	113,45

Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения ЗНОМ – 35 для РУ-35 кВ на соответствие классу точности приведена на рисунке 5.5 [2].

4.8.5 Выбор и проверка трансформатора тока

Измерительные трансформаторы тока применяют в электроустановках переменного тока для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность персонала при работе с измерительными приборами и реле, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены. Первичную обмотку трансформатора тока включают в цепь измеряемого тока последовательно. Она имеет один виток или несколько, выполненных проводом большого сечения.

При номинальном первичном токе $I_{ном}$ по вторичной обмотке протекает номинальный вторичный ток равный 5 А (реже 1 или 2,5 А), что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов, а шкалы приборов градуировать в соответствии с измеряемым первичным током.

Вторичная обмотка трансформатора тока имеет большое число витков и выполняется проводом, рассчитанным на длительное протекание тока равного 5 А.

К трансформатору тока подключены последовательно амперметр, реле тока и токовая обмотка счетчика активной энергии (обмотка напряжения подключается к трансформатору напряжения). Первичная и вторичная обмотки располагаются на сердечнике из листовой или ленточной электротехнической стали и надежно изолируются друг от друга. Вторичная обмотка заземляется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

В зависимости от величины погрешностей трансформаторы тока делятся на пять классов точности.

Трансформаторы тока применяют: класса точности 0,2 применяют для точных измерений в лабораториях. Для подключения счетчиков денежного расчета и для точных защит используются трансформаторы класса точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1. для подключения релейных защит применяют трансформаторы тока 3 и 10 класса точности.

По конструкции и области применения трансформаторы тока классифицируются:

- по роду установки – для внутренних и наружных электроустановок, а также встроенные в силовые трансформаторы и масляные выключатели;
- по способу установки – проходные, устанавливаемые в проемах стен, потолков или металлических ограждений комплектных распределительных устройств, и опорные, устанавливаемые на опорных конструкциях;
- по конструкции первичной обмотки –: одновитковые стержневые с первичной обмоткой в виде прямолнейного стержня с линейными зажимами на концах; одновитковые шинные, в которых роль первичной обмотки выполняют шины электроустановок, пропускаемые при монтаже через внутренние отверстия трансформаторов тока; многовитковые с первичными обмотками петлевого, звеньевое и катушечного типов.

Условия выбора:

- по конструкции;
- по номинальному напряжению

$$U_n \geq U_{\text{раб}};$$

- по номинальному току первичной обмотки

$$I_{1н} \geq I_{\text{р.мах}}.$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как нагрузка первичной обмотки трансформатора тока приводит к увеличению погрешностей. В справочниках для трансформаторов тока обычно указываются нижний и верхний пределы первичных номинальных токов, на которые они выполняются. Например, $I_{1н} = 5 - 5000 \text{ А}$. Это означает, что в этих пределах изготавливаются трансформаторы тока согласно следующей шкале номинальных токов:

5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500*;600; 750*; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000 А.

Трансформаторы тока, рекомендуемые к применению, и их технические данные и условия выбора можно выбрать в таблице 4.8.10 методических указаний или в таблице 5.23 – 5.27 [3]. Результаты проверки заносятся в таблицу 4.8.11.

Таблица 4.8.10 - Электрические характеристики трансформаторов тока

Тип ТТ	Номинальные		Кратность стойкости		Номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{1 \text{ ном}}$, А	термической K_T	динамической K_D	0,5	1
ТПЛ-10	10	5-200 300 400	90 90 70	250 175 165	15	25
ТПОЛ-10	10	600	65	160	10	15
ТПШЛ-10	10	2000	70	-	36	75
ТПОЛА-10	10	600,800 1000 1500	65 55 36	160 140 90	15	-
ТФЗМ-35А	35	15-600 800-1500 1000-2000	65 65 65	150 100 50	-	-
ТФЗМ-110А	110	50-600	75	150	-	-
ТФЗМ-110Б	110	750-2000	60	75	20	50
ТФЗМ-220А	220	300-1200	60	60	30	75
ТФЗМ-220Б	220	1000-2000	33	60	30	-

Примечания

$U_{\text{ном}}$ -напряжение номинальное;

$I_{1 \text{ ном}}$ - ток номинальный;

$i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости;

I_T – ток термической стойкости, где для трансформаторов ТФЗМ-35А, ТФЗМ-110Б, ТФЗМ-220А указан ток 1- секундной термической стойкости, а для

ТФЗМ-35Б, ТФЗМ-110А, ТФЗМ-220Б 3 - секундной термической стойкости. Для трансформаторов тока 10 кВ указан ток 1- секундной термической стойкости.

Выбранные трансформаторы тока проверяют по следующим условиям:

- по электродинамической стойкости (для отдельно стоящих трансформаторов тока, кроме шинных)

$$I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}} \cdot K_{\text{д}} \geq i_{\text{у}},$$

где $I_{\text{н}}$ – первичный номинальный ток выбранного трансформатора тока, кА;

$K_{\text{д}}$ – кратность электродинамической стойкости по паспорту трансформатора. Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие чего такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости (для отдельно стоящих трансформаторов тока)

$$(I_{\text{н}} \cdot K_{\text{т}})^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}},$$

где $K_{\text{т}}$ – кратность термической стойкости по паспорту трансформатора тока;

$t_{\text{т}}$ – время прохождения тока термической стойкости, с (по паспорту);

$I_{\text{н}}$ – первичный номинальный ток выбранного трансформатора тока, кА.

Встроенные трансформаторы тока в силовые трансформаторы и высоковольтные выключатели по этим условиям не проверяют, так как токоведущие части их вводов являются их же первичными обмотками.

В условиях выбора и проверки трансформаторов тока обозначения $U_{\text{н}}$, $I_{\text{р.мах}}$, $U_{\text{раб}}$, $t_{\text{т}}$, $B_{\text{к}}$ – те же, что и в условиях выбора и проверки выключателей.

Если в результате проверки на динамическую и термическую стойкость оказалось, что выбранный трансформатор тока не удовлетворяет этим условиям (или одному из них), то выбирают ближайший, больший по первичному номинальному току, который этим условиям удовлетворяет.

Проверка по классу точности (по нагрузке вторичных цепей).

Для выполнения этой проверки необходимо вначале составить расчетную схему, на которой нужно указать количество подключаемых приборов и способ их подключения. Проверка производится по одной наиболее загруженной фазе.

Рекомендуется совместное подключение счетчиков, измерительных приборов и релейной защиты, если трансформатор тока не выходит из класса 0,5.

Условие проверки

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2н}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому с допустимой погрешностью можно принять $Z_2 = R_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $\sum R_{\text{приб}}$, соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$.

$$R_2 = \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}.$$

Сопротивление одного прибора определяется по выражению

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2},$$

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

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток прибора, А.

Значения $S_{\text{приб}}$ и $R_{\text{пр}}$ для некоторых типов приборов приведены в таблице 3.7 [1] и 5.22 [2].

Переходные сопротивления контактов $R_{\text{к}}$ принимаются равными 0,05 Ом при числе приборов 1-3 и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины, удельной проводимости материала и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$Z_{2н} \geq \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

откуда

$$R_{\text{пр}} = Z_{2н} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их необходимое сечение

$$q_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·м;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока

Провода и кабели с медными жилами ($\rho = 1,75 \cdot 10^{-8}$ Ом·м) обязательно применяют во вторичных цепях подстанции с питающим напряжением 220 кВ, а провода и кабели с алюминиевыми жилами ($\rho = 2,83 \cdot 10^{-8}$ Ом·м) применяют во всех остальных случаях.

Длину соединительных проводов l от трансформатора тока до приборов, если не известна точная длина, можно принять для разных присоединений приблизительно равной:

РУ-10 кВ при использовании КРУН $l = 4 - 6$ м;

РУ-10 кВ при расположении РУ в здании подстанции $l = 30 - 50$ м;

РУ-27,5 и РУ-35 кВ $l = 60 - 75$ м;

РУ-110 кВ $l = 75 - 100$ м;

РУ-220 кВ $l = 100 - 150$ м.

По условию механической прочности сечение проводов и жил кабелей должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 для алюминиевых.

Проверку на соответствие класса точности следует производить, начиная с наименьшего допустимого сечения провода или кабеля. Если эти сечения не удовлетворяют нагрузке вторичной обмотки трансформатора тока, то принимают следующие стандарты сечения провода – 2,5; 4; 6; 10 мм^2 , однако сечение провода выше 10 мм^2 не рекомендуется и следует разгрузить

трансформатор тока от части приборов, приняв для их подключения дополнительный комплект.

Выбор и проверку измерительных трансформаторов тока следует выполнить в виде таблицы 4.8.11.

Таблица 4.8.11 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Наименование присоединения	Тип аппарата	Условия выбора		Паспортные данные						Условия проверки	
		$\frac{U_i}{U_\delta}$	$\frac{I_i}{I_\delta}$	Мощность трансформатора тока в классе точности				Кратность стойкости		на термическую стойкость $\sqrt{2} \cdot I_{1n} \cdot K_d \geq i_y$	на электродинамическую стойкость $(I_{1n} \cdot K_T)^2 \cdot t_T \geq B_k$
								термической	электродинамической		
		кВ	А	0,5	1	3	10	K_T	K_d	кА	кА ² ·с

Пример

Выполнить проверку трансформатора тока на соответствие классу точности для обмотки с классом точности 0,5 присоединения районного потребителя 10 кВ согласно расчетной схеме (рисунок 4.8.3).

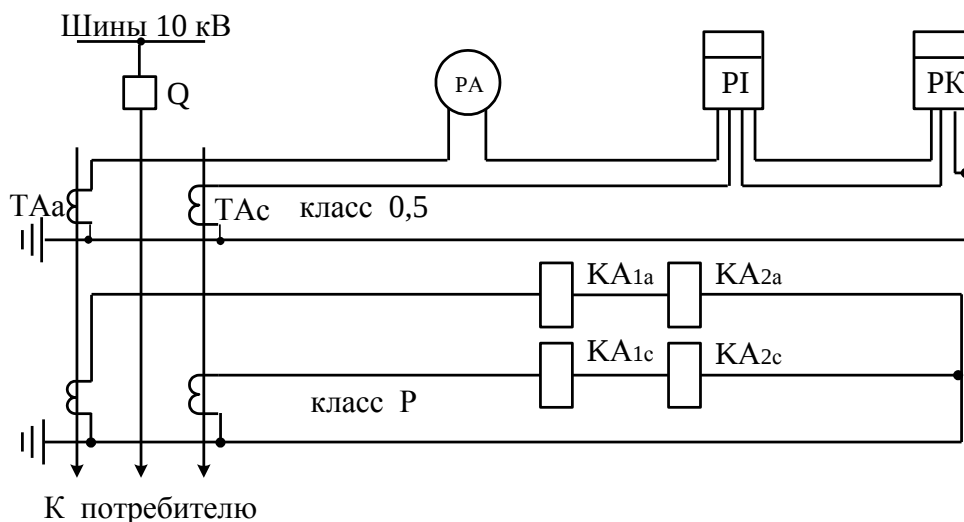


Рисунок 4.8.3– Расчетная схема для проверки трансформатора тока на соответствие классу точности

Сопротивление соединительных проводов с алюминиевыми жилами длиной 5 м, сечением $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{пр}}} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{4 \cdot 10^{-6}} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Нагрузка, присоединенная к вторичной обмотке трансформатора тока класса 0,5

$$Z_2 = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{а}} + Z_{\text{сч.а}} + Z_{\text{сч.р}} + Z_{\text{конт}} = 0,06 + 0,02 + 0,1 + 0,1 + 0,05 = 0,33 \text{ Ом.}$$

Условие проверки удовлетворяется, так как

$$Z_{2\text{н}} = 0,4 \text{ Ом} > Z_2 = 0,33 \text{ Ом.}$$

5 Список рекомендуемой литературы

Печатные издания:

1. Кожунов В.И. Устройство электрических подстанций [Текст]: учеб. пособие. – М.: ФГБУ ДПО «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2016 - 402 с.

2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов [Текст]: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. – 11-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 320 с.

Электронные издания (электронные ресурсы):

1. Системы электроснабжения: учебник [Электронный ресурс]: Гужов Н. П., Ольховский В. Я., Павлюченко Д. А. НГТУ 2015 г. 262 страницы. Режим доступа: <http://www.knigafund.ru>

Дополнительные источники:

1. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справ.: Учебное пособие. – М.: Форум: Инфра-М, 2008. – 480 с.

2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2009 г. – М.: КНОРУС, 2013. – 488 с.

3. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. -М.: ФОРУМ:ИНФРА-М, 2003. – 214с.

6 Вопросы для подготовки к защите курсового проекта

1. Назначение расчета токов короткого замыкания в Вашем проекте. Ход расчета
2. Типы разрядников, их назначение
3. Для чего служит ОПН?
4. Назначение трансформаторного масла
5. Назначение и классификация высоковольтных выключателей
6. Выбор и проверка высоковольтных выключателей в Вашем проекте
7. В чем заключается принцип гашения электрической дуги в масляном и вакуумном выключателях?
8. В чем заключается принцип гашения электрической дуги в элегазовом и воздушном выключателях?
9. Назначение короткозамыкателей и отделителей
10. Что называется коротким замыканием в электроустановках? Причины к.з. и их опасность
11. Технические мероприятия по обеспечению безопасности выполнения работ
12. Назначение и классификация трансформаторов напряжения
13. Выбор и проверка трансформаторов напряжения в Вашем проекте
14. Организационные мероприятия по обеспечению безопасности выполнения работ
15. Назначение и классификация разъединителей
16. Выбор и проверка разъединителей в Вашем проекте
17. Технические средства защиты человека от электрического тока
18. Назначение и классификация изоляторов
19. Защита от атмосферного электричества
20. Назначение и классификация трансформаторов тока
21. Выбор и проверка трансформаторов тока в Вашем проекте
22. Назначение и классификация электрических подстанций
23. Назначение и типы предохранителей
24. Назначение сборных шин на подстанции, для чего их секционируют?
25. Что называется энергетической системой и электрической сетью?

26. Обязанности дежурного персонала на ТП
27. Категории приемников электроэнергии по степени их ответственности
28. Этапы оказания первой помощи пострадавшему от действия электрического тока
29. Назначение перемычек 110 кВ в вашем проекте
30. Источники и причины пожаров в электроустановках. Меры защиты
31. Назначение и принцип действия молниеотвода
32. Для чего служит РПН трансформатора
33. Что такое шаговое напряжение? Как выйти из зоны падения провода ЛЭП?
34. Назначение трансформатора собственных нужд
35. Как производится искусственное дыхание пострадавшему от воздействия электрического тока
36. Назначение и тип силового трансформатора в вашем проекте
37. Как производился выбор и проверка силовых трансформаторов в Вашем проекте?
38. Какие требования предъявляют к электротехническому персоналу, обслуживающему электроустановки?
39. Какая величина напряжения опасна для человека
40. Назначение и классификация кабелей
41. Назначение секционного выключателя РУ-35 (10) кВ
42. Назначение и классификация высоковольтных выключателей нагрузки
43. Порядок производства оперативных переключений при переводе питания потребителей РУ-35 (10) кВ 1 (2) секции на питание от 2 (1) секции
44. Порядок производства оперативных переключений при выводе в ремонт силового трансформатора Т 1 (Т 2) на Вашей подстанции
45. Порядок производства оперативных переключений при выводе в ремонт 1^й (2^й) линии ввода Вашей подстанции
46. Порядок производства оперативных переключений при выводе в ремонт 1^й (2^й) секции шин РУ-35 (10) кВ Вашей подстанции
47. Порядок производства оперативных переключений при выводе в ремонт рабочей (ремонтной) перемычки РУ – 110 кВ на Вашей подстанции
48. Назначение и классификация коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В

49. Что относится к основным защитным средствам от поражения электрическим током?
50. Что относится к дополнительным защитным средствам от поражения электрическим током?