

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени И.Т. Трубилина»

В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.
КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Рекомендовано учебно-методической комиссией
факультета энергетики Кубанского государственного
аграрного университета в качестве учебного пособия
по направлению 13.03.2 направленность «Электроснабжение»
(уровень бакалавриата)

Краснодар
КубГАУ
2019

УДК 621.311.1:338.436.33(075)

ББК 31.19

С14

Рецензенты:

И. И. Надтока – д-р техн. наук, профессор
(Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) имени М. И. Платова);

О. В. Григораш – д-р техн. наук, профессор
(Кубанский государственный аграрный университет)

Сазыкин В.Г.

С14 Проектирование систем электроснабжения. Курсовое проектирование : учеб. пособие / В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков. – Краснодар : КубГАУ, 2019. – 126 с.

ISBN 978-5-9907812-0-7

Учебное пособие соответствует требованиям Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования и программы дисциплины «Проектирование систем электроснабжения» по направлению 13.03.2 направленности «Электроснабжение»

Предназначено для: формирования профессиональных компетенций в процессе аудиторной и внеаудиторной самостоятельной работы при изучении отдельных глав, тем и вопросов лекционного курса; подготовки к очередным лекциям и практическим занятиям; подготовки к индивидуальному собеседованию с преподавателем, к тестированию, экзамену и итоговой аттестации; выполнения курсового проекта и выпускной квалификационной работы.

Рекомендовано в качестве учебного пособия учебно-методической комиссией факультета энергетики Кубанского государственного аграрного университета имени И.Т. Трубилина. Протокол № 3 от 20.11.2019.

УДК 621.311.1:338.436.33(075)

ББК 31.19

© Сазыкин В. Г.,

Кудряков А. Г., 2019

© ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина», 2019

ISBN 978-5-9907812-0-7

ВВЕДЕНИЕ

Объектами профессиональной деятельности обучающихся, завершающих освоение программы бакалавриата для электроэнергетики и в рамках агроинженерии, являются: системы электроснабжения городов, промышленных предприятий, сельского хозяйства [9, 10, 15, 16]; установки высокого напряжения различного назначения [14]; релейная защита электроэнергетических систем [7, 27]. Достижению поставленных целей помогает учебное проектирование системы электроснабжения, осуществляемое в виде инвестиционного бизнес-проекта, которое опирается на современные методы: расчета электрических нагрузок и компенсации реактивной мощности; выбора и проверки электрических сетей и необходимого электрооборудования; определения нормальных и аварийных режимов; применения релейной защиты и автоматики при использовании современного процессного подхода [22].

Ведущая роль в этом процессе отведена процессу междисциплинарной интеграции и междисциплинарным связям применения знаний из одной дисциплины при изучении другой [18]. Выполнение проекта системы электроснабжения требует мобилизации знаний обучающегося по каждой специальной дисциплине без особых приоритетных акцентов, создавая дополнительные возможности для междисциплинарного переноса знаний и усиления междисциплинарных связей.

Проектно-конструкторская деятельность включает: анализ и поиск данных для проектирования; проведение расчетов и проектирование объектов профессиональной деятельности в соответствии с заданием с использованием стандартных процедур и средств автоматизации проектирования; контроль соответствия разрабатываемых проектных решений технической документации и стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам; проведение необходимого обоснования проектных результатов.

Освоение программы бакалавриата в части проектно-конструкторской деятельности направлено на формирование общекультурных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций через способности [24, 25]:

- к самоорганизации и самообразованию;

- осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представляя ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий;

- принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технико-экономические, энергоэффективные и экологические требования;

- проводить обоснование проектных решений.

Материал учебного пособия, системно излагающий основные этапы проектирования системы внешнего электроснабжения агропромышленного комплекса, позволяет последовательно освоить проектные процедуры и операции, а также «элементарные компетенции» – своего рода экспертные правила, знания, умения и навыки высококвалифицированных специалистов. Все темы сопровождаются расчетными примерами и разъяснениями, приводится необходимый справочный материал.

Инновационные модели обучения выстраиваются в основном на базе концепции развивающего обучения в виде так называемого личностно-ориентированного подхода и опираются на активную познавательную позицию обучающегося в русле деятельностного подхода. В используемых моделях сохранена опора на эффективные формы, методы и приемы, отработанные в рамках традиционной модели проектирования в области электротехники, электроэнергетики и систем электроснабжения.

Содержания учебного пособия соответствует поставленной цели и задачам заключительного этапа обучения, содержит необходимое дидактическое обеспечение: краткие сведения, связанные с направлением проектирования в рамках специальных дисциплин по направлениям 13.03.2 «Электроэнергетика и электротехника» и 35.03.06 «Агроинженерия» (уровень бакалавриата) [24, 25]; индивидуальные задания на проектирование; последовательное решение проектных задач с конкретной реализацией на рассматриваемых из примерах; контрольные вопросы для самоподготовки и тестирования.

В учебном пособии использованы результаты личных научных [15, 16, 22] и научно-методических [3, 17, 18] работ авторов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АПК** – агропромышленный комплекс
- БК** – батарея конденсаторов
- БПИ** – бумажная пропитанная изоляция
- БСК** – батарея статической компенсации
- ВЛ** – воздушная линия
- КЗ** – короткое замыкание
- ККУ** – комплектная конденсаторная установка
- КА** – кабельная линия
- КРМ** – компенсация реактивной мощности
- КРУ** – комплектное распределительное устройство
- КТП** – комплектная трансформаторная подстанция
- КУ** – компенсирующее устройство
- МТЗ** – максимальная токовая защита
- ОЕ** – относительная единица
- ПС** – подстанция (районная)
- ПУЭ** – Правила устройства электроустановок
- РП** – распределительная пункт (подстанция)
- СПЭ** – сшитый полиэтилен (изоляция)
- СТ** – силовой трансформатор
- СЭС** – система электроснабжения
- ТКЗ** – ток короткого замыкания
- ТО** – токовая отсечка
- ТП** – трансформаторная подстанция (потребительская)

1 ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Аспекты курсового проектирования систем электроснабжения

Общекультурные, общепрофессиональные и профессиональные компетенции непосредственно связаны с умением выпускника применять знания в профессиональной деятельности. Профессиональные компетенции связаны с этим умением через готовность выпускника осуществлять предусмотренные образовательными стандартами [24, 25] виды профессиональной деятельности. На заключительном этапе обучения проектно-конструкторской деятельности происходит соединение полученных ранее компетенций. Для эффективной реализации этого процесса обучающемуся необходимы приобретенные знания, умения и навыки по всем изучаемым дисциплинам. Таким образом, важную роль приобретают междисциплинарные связи, когда применение знаний по одной дисциплине помогает освоению другой. Целенаправленное усиление этих связей, при условии сохранения теоретической и практической целостности каждой дисциплины, проявляется при междисциплинарной интеграции.

Междисциплинарная интеграция создает дополнительное образовательное пространство в виде виртуальной учебной междисциплинарной лаборатории, в которой облегчаются условия для многократного применения знаний по каждой дисциплине за рамками самой дисциплины в новых обстоятельствах. Подобная обстановка развивает умение обучающегося применять знания и в будущей профессиональной деятельности, формируя профессиональную компетентность.

Повышению уровня компетентности способствует комплексное применение нескольких дисциплин, так как собственно междисциплинарные задачи и характерны для профессиональной деятельности. В учебном процессе при определенной идеализации знаний и оторванности от реальных процессов в курсовом проектировании нами сохранен производственный контекст в обучении, моделирующий будущую профессиональную деятельность.

Для реализации требований к профессиональной подготовленности обучающийся по направлениям подготовки «Агроинженерия» и «Электроэнергетика и электротехника» должен вы-

полнять различные виды проектных работ, а на заключительных этапах обучения, в частности, выполнить курсовой проект по проектированию системы электроснабжения сельского хозяйства [24, 25]. Перечисленным условиям междисциплинарной интеграции отвечает процесс бизнес-проектирования систем электроснабжения (СЭС) агропромышленного комплекса (АПК) [15, 16, 22].

Переходя к проектированию систем электроснабжения АПК – наиболее сложной в методологическом отношении дисциплине, которая формирует профессиональную системную компетенцию специалиста, важно отметить ее междисциплинарный и мультидисциплинарный характер. Бизнес-проектирование обеспечивает системное, целостное восприятие объекта проектирования и охватывает другие «узкие» функциональные дисциплины и их углубленное освоение. Однако при этом учтен также инновационный подход, обеспечивающий как синтез инженерных решений на уровне лучших отечественных и мировых достижений, так и новых образовательных технологий в подготовке выпускников для воплощения этих решений [18].

Бизнес-проектирование СЭС в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2015 «Системы менеджмента качества» осуществляется на основе концепции «процессного подхода» - деятельности, использующей ресурсы и средства управления с целью преобразования входов (исходных данных) в выходы (проектную продукцию) [24, 25]. Преимущество процессного подхода состоит в непрерывности управления, которое он обеспечивает на стыке отдельных процессов (стадий, этапов и процедур проектирования), а также при их комбинации и взаимодействии. Такой подход актуален как для выполнения и последующей защиты учебных проектов, так и в современных условиях конкуренции, разработки и продвижения реальных проектов [18].

В соответствии с анализируемой системой формирования необходимых компетенций учебно-методические задачи проектирования рассматриваются в контексте современного представления о проектном производстве, которое направлено на обеспечение управления процессами качественной и конкурентоспособной рабочей документации для сооружаемых объектов, формирование технологических процессов (рабочих процедур) проектного производства в рамках соответствующей системы качества, принятой в конкретной проектной организации [3].

Методика типового проектирования СЭС направлена на обеспечение участников инвестиционного процесса организаци-

онно-методическими материалами, которые позволяют на единой методологической и терминологической основе [3, 4, 5, 12, 26] разрабатывать и применять технологические процессы проектирования, обеспечивающие качество и конкурентоспособность объектов инвестиций в рамках системы качества на основе ИСО 9001:2015.

Осуществляемое проектирование СЭС – это бизнес-процесс создания информационной модели объекта (СЭС АПК), которая представляется в виде учебной проектной документации установленной формы [3].

Технология курсового проектирования СЭС АПК в целом представляет собой совокупность проектных решений – процессов, правил, навыков и других компонентов проектного производства, предназначенных для получения и переработки существующей информации, генерации новой информации и ее представления в виде соответствующей учебной документации – пояснительной записки и графической части. Главной особенностью технологии проектирования является значительная доля самостоятельного и творческого труда обучающихся.

Под проектным решением понимается результат переработки исходных данных для проектирования и иной информации в новую информацию путем последовательного решения проектных задач. Совокупность таких проектных решений позволяет сформировать информационную модель проектируемого объекта. Выполнение функции по принятию проектных решений является одним из основных видов проектной деятельности. Виды проектных решений определяются предлагаемой в учебном пособии степенью их детализации в объекте проектирования.

Элементные проектные решения отражают технические, технологические, конструктивные и другие аспекты каждого проектируемого элемента, множество которых определяет одну из функциональных частей проектируемого объекта: районную трансформаторную подстанцию; батареи конденсаторных компенсирующих устройств; питающие и радиальные электрические сети; основное коммутационное высоковольтной оборудование; релейную защиту.

Организация курсового проектирования. Курсовые проекты являются одной из форм отчета обучающихся за определенный этап обучения и призваны закрепить общепрофессиональные и профессиональные компетенции на основе полученных знаний и самостоятельного решения конкретных практических задач. Курсовым проектированием на разных уровнях руководят деканат факультета, кафедра и ведущий преподава-

тель. Кафедры, проводящие курсовое проектирование, разрабатывают и издают методические указания, в которых излагаются конкретные задачи учебного проектирования, характер исходных данных, объем и содержание отдельных частей работы, порядок ее выполнения. Руководитель проекта организует и обеспечивает процесс проектирования, полноту решения поставленных перед студентом задач, ритмичность работы и своевременность завершения этапов, соответствие предлагаемых решений уровню развития и современному состоянию отраслевой науки и техники.

Курсовой проект выполняется обучающимися в соответствии с графиком проектирования. Трудоемкость каждого этапа оценивается в процентах от общего объема работ. Ход курсового проектирования отражается на графиках текущей успеваемости, доступных для ознакомления деканату, преподавателям кафедры и обучающимся.

Заведующие выпускающими кафедрами периодически проверяют ход работы, контролируют направленность и методику работы руководителей, заслушивая и обсуждая их отчеты на заседаниях кафедры.

Тематика курсовых проектов определяется и утверждается решением кафедры. Разнообразие тематики в пределах каждой дисциплины отражает новейшие достижения и тенденции в развитии соответствующих направлений производства. Тематика работ по системам электроснабжения согласовывается с содержанием научных работ, проводимых на кафедре, и тематикой последующего выпускного проектирования. Тема курсового проекта по сравнению с выпускной квалификационной работой охватывает меньший круг вопросов, обусловленных учебной программой дисциплины «Проектирование систем электроснабжения АПК». Выпускающие кафедры обеспечивают преемственность курсовых и выпускных тематик, осуществляя процесс «сквозного» проектирования.

Основными учебными целями курсового проектирования в формировании соответствующих общепрофессиональных и профессиональных компетенций являются:

- систематизация, углубление и закрепление теоретических и практических знаний, полученных в процессе аудиторных занятий;
- развитие умений и навыков самостоятельной творческой деятельности;

- расширение базовых теоретических знаний по выбранной теме в процессе изучения специальной научной, методической и справочной литературы, нормативной и технической документации;

- приобретение навыков в области решения квазипрофессиональных производственных задач и ситуаций;

- овладение основами методологии научного исследования при решении специальных вопросов.

В соответствии с поставленными целями в процессе курсового проектирования обучающийся должен:

- обосновать актуальность выбранной темы, ее практическую и при необходимости научную ценность;

- изучить инвестиционные, материально-технические, социально-экономические условия и характер их влияния на управление и изменение проектируемых показателей объекта проектирования;

- выбрать метод предпроектного исследования и собрать необходимые дополнительные данные для начала реализации проектных этапов и необходимых процедур;

- проанализировать исходные и дополнительные данные, используя соответствующие методы обработки и анализа информации;

- раскрыть в необходимом объеме все этапы инвестиционного проектирования;

- изложить свою точку зрения и привести доказательства по относящимся к теме многовариантным решениям;

- на основе проведенного предпроектного и дальнейшего проектного исследования сделать собственные выводы и наметить рекомендации по повышению эффективности работы проектируемого объекта;

- выполнить технико-экономические расчеты, связанные с возможным внедрением предлагаемых мероприятий;

- оформить курсовой проект в соответствии с методическими указаниями и предъявляемыми нормативными требованиями [3].

Типовое задание для выполнения курсового проекта по теме «Проектирование системы электроснабжения АПК» приведено в пп. 1.2, 1.3 и в приложении А.

Оценка курсового проекта во многом зависит как от качества выполненного задания, так и от умения обучающегося раскрыть и показать уровень своих теоретических и практических знаний при защите выполненной работы (см. гл. 7).

1.2 Перечень основных вопросов курсового проекта

В соответствии с исходными данными в курсовом проекте необходимо выполнить проектное задание и решить следующие основные проектные вопросы:

1) проектирование части районной подстанции напряжением 35–110/6–10 кВ:

- определение расчётной нагрузки районной подстанции;
- компенсацию реактивной мощности на шинах низшего напряжения ПС. По предписанию энергосистемы задается нормируемое значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{норм} = 0,35$ (что соответствует $\cos\varphi_{норм} = 0,94$), который необходимо поддерживать на шинах ПС [23];

2) выбор рациональных сечений проводов питающих воздушных линий (ВЛ) напряжением 35–110 кВ;

3) выбор рациональных сечений проводов отходящих радиальных воздушных линий (ВЛ) напряжением 6–10 кВ;

4) выбор рациональных сечений жил отходящих радиальных кабельных линий (КЛ) напряжением 6–10 кВ;

5) определение токов короткого замыкания (КЗ) в расчетных точках:

- составление схемы замещения и её упрощение;
- определение сопротивлений элементов схемы замещения;
- расчёт токов трёхфазного короткого замыкания;
- расчёт токов двухфазного короткого замыкания;
- определение мощности КЗ в каждой расчётной точке;
- проверку кабельной линии на термическую стойкость при коротком замыкании;

6) выбор и проверку основного коммутационного электрооборудования системы электроснабжения:

- выбор выключателей на напряжение 35–110 кВ;
- выбор разъединителей на напряжение 35–110 кВ;
- выбор выключателей на напряжение 6–10 кВ;
- проверку выбранных электрических аппаратов на термическую и электродинамическую стойкость, а также отключающую способность при КЗ;

7) выбор релейной защиты отходящих к объектам электроснабжения ВЛ и КЛ напряжением 6–10 кВ.

1.3 Исходные данные к курсовому проекту

Объектом проектирования является основная часть системы внешнего электроснабжения агропромышленного района с заданными нагрузками районной подстанции (ПС) и потребительских трансформаторных подстанций (ТП), питаемых от воздушных и кабельных линий.

Характеристика объекта электроснабжения. Объектом внешнего электроснабжения являются агропромышленные потребительские ТП напряжением 6–10/0,4 кВ, относящиеся к третьей категории по надежности электроснабжения.

Электроснабжение ТП осуществляется по радиальным воздушным и кабельным линиям. ВЛ и КЛ подключены к районной ПС напряжением $U1/U2$ 35–110/6–10 кВ (рис 1.1). Основные параметры СЭС в соответствии с вариантом, задаваемым преподавателем, приведены в табл. А1 Приложения А.

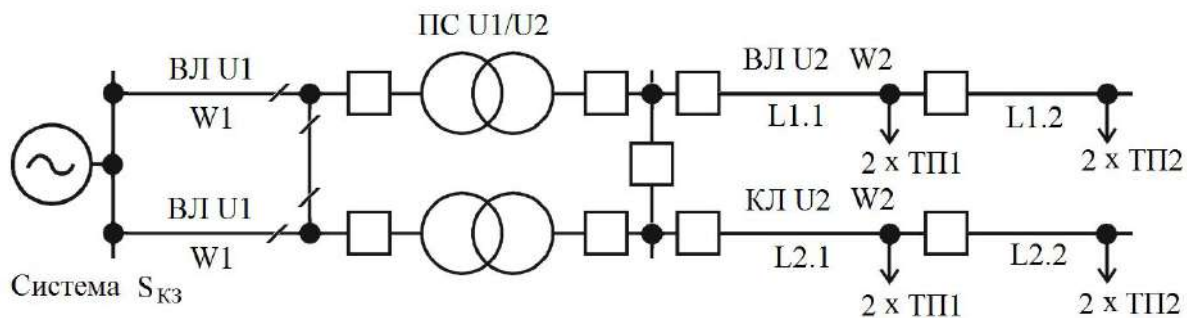


Рисунок 1.1 – Принципиальная расчетная схема системы электроснабжения

Характеристика районной подстанции. На районной ПС (рис. 1.1, 1.2) установлено два резервируемых силовых трансформатора. Электроснабжение ПС организовано по двум питающим ВЛ напряжением $U1$ 35–110 кВ с ремонтной перемычкой, что позволяет обеспечить режимную надежность электроснабжения потребителей ПС второй–третьей категории.

Характеристика источника питания. Районная ПС присоединена к электроэнергетической системе (системе, эквивалентному генератору), в токе присоединения к которой задана мощность короткого замыкания $S_{кз}$.

Характеристика окружающей среды и климатических условий. При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия – ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия

окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов, вибрация.

Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определено на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет (нормативные значения).



Рисунок 1.2 – Районная подстанция напряжением 35/10 кВ

Нормативное ветровое давление W_0 , соответствующее 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра (v_0), на высоте 10 м над поверхностью земли и принимается по табл. 2.5.1 Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [12] в соответствии с картой районирования территории России по ветровому давлению.

Район по ветру – III–IV: нормативное ветровое давление $W_0 = 650\text{--}800$ Па, скорость ветра $v_0 = 32\text{--}36$ м/с.

Нормативная толщина стенки гололеда b_9 , плотностью $0,9$ г/см³ принята по табл. 2.5.3 ПУЭ [12] в соответствии с картой районирования территории России по толщине стенки гололеда.

Район по гололеду – III–IV: толщина стенки гололеда $b_9 = 20\text{--}25$ мм.

Температуры воздуха – среднегодовая; низшая, которая принимается за абсолютно минимальную; высшая, которая принимается за абсолютно максимальную, – определяются по

строительным нормам и правилам и по данным наблюдений с округлением до значений, кратных пяти.

Температуру воздуха при нормативном ветровом давлении W_0 следует принимать равной минус 5 °С.

Согласно ПУЭ [12] защищать от вибрации рекомендуется сталеалюминевые провода ВЛ площадью сечения алюминиевой части до 70 мм².

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Какие компетенции непосредственно связаны с умением обучающегося применять знания в профессиональной деятельности?

2. С чем связаны профессиональные компетенции обучающегося осуществлять предусмотренные образовательным стандартом виды профессиональной деятельности?

3. На каком этапе обучения происходит соединение общепрофессиональных и профессиональных компетенций?

4. Что создает междисциплинарная интеграция для облегчения условий многократного применения знаний по каждой дисциплине за рамками самой дисциплины?

5. Что такое «процессный подход» в проектировании СЭС?

6. В чем состоит преимущество процессного подхода в бизнес-проектировании СЭС?

7. Чем характеризуется технология проектирования?

8. Чем являются курсовые проекты согласно учебно-методическому аспекту?

9. Что является основными учебными целями курсового проектирования в формировании соответствующих общепрофессиональных и профессиональных компетенций?

10. Что должен выполнить обучающийся в соответствии с поставленными целями в процессе курсового проектирования?

11. От чего во многом зависит оценка выполненного курсового проекта?

12. Что является заключительной фазой в формировании профессиональных компетенций выпускников?

13. Что является объектом курсового проектирования?

14. Чем характеризуется объект электроснабжения?

15. Каковы основные характеристики районной подстанции 35–110/6–10 кВ?

16. Какова характеристика источника питания СЭС?

17. Каков перечень основных характеристик окружающей среды и климатических условий при проектировании СЭС?

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110/6–10 кВ

2.1 Определение расчетной нагрузки подстанции

Расчетной считается такая нагрузка районной подстанции (рис. 1.1, 1.2), по которой выбирают номинальную мощность и пропускную способность элементов СЭС, – требуемые по допустимому нагреву сечения проводников, номинальную мощность трансформаторов и других ее элементов [14, 21].

При суммировании нагрузок необходимо учитывать, что максимумы складываемых нагрузок обычно не совпадают во времени и их арифметическая сумма превышает фактическую результирующую максимальную нагрузку. Это обстоятельство учитывают при помощи коэффициентов разновременности. Коэффициент разновременности активных нагрузок находится в пределах 0,9–1. Графики реактивных нагрузок обычно более равномерны, и коэффициент их разновременности составляет 0,95–1. Следовательно, расчетную нагрузку узла системы электроснабжения, содержащего группы приемников электроэнергии с различными режимами работы, определяют с учетом коэффициентов разновременности максимумов нагрузки

$$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А, МВ}\cdot\text{А}, \quad (2.1)$$

где $K_{рм}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок; $S_{расч}$ – полная расчетная мощность на шинах вторичного напряжения; $P_{расч}$ – активная расчетная мощность, кВт, МВт; $Q_{расч}$ – реактивная расчетная мощность, квар, Мвар.

Значение $K_{рм}$ с учетом потерь мощности электроприемников приближенно принимают равным 0,9–1.

Таким образом, расчет электрических нагрузок также сводится к определению расчетных параметров $P_{расч}$, $Q_{расч}$ и $S_{расч}$.

Коэффициент мощности ПС определяется по формуле:

$$\cos \varphi_{расч} = \frac{P_{расч}}{S_{расч}}, \quad (2.2)$$

Коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi_{расч} = \frac{Q_{расч}}{P_{расч}}. \quad (2.3)$$

2.2 Компенсация реактивной мощности на шинах 6–10 кВ ПС

По предписанию энергосистемы может быть задано нормируемое значение коэффициента реактивной мощности $tg \varphi_{норм}$, которое необходимо поддерживать на шинах ПС. В этом случае суммарная расчетная мощность компенсирующих устройств (КУ), подключенных к шинам низшего напряжения ПС, находится по выражению [23]:

$$Q_{КУ} = P_{расч}^{ПС} (tg \varphi_{расч} - tg \varphi_{норм}), \text{ квар, Мвар,} \quad (2.4)$$

где $P_{расч}^{ПС}$ – расчетная мощность на шинах ПС, кВт, МВт; $tg \varphi_{расч}$ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности на шинах ПС; $tg \varphi_{норм} = 0,35$ – нормируемое энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности.

При положительном значении $Q_{КУ}$ необходима компенсация реактивной мощности. Для компенсации реактивной мощности используются высоковольтные батареи статической компенсации типа БСК 6–10 кВ (рис. 2.1) (см. приложение Б).



Рисунок 2.1 – Батареи статической компенсации типа БСК

Суммарная реактивная нагрузка высоковольтных батарей конденсаторов $Q_{КУ}$ распределяется между сборными шинами ПС пропорционально их некомпенсированной нагрузке

$$Q_{КУ(n)} = Q_{КУ} / n, \text{ Мвар, квар,} \quad (2.5)$$

где $Q_{КУ(n)}$ – расчетная мощность одного компенсирующего устройства (высоковольтных батарей конденсаторов).

Затем полученная мощность округляется до стандартного ближайшего значения комплектных конденсаторных установок (высоковольтных батарей конденсаторов)

$$n \cdot Q_{КУном(n)} \geq n \cdot Q_{КУ(n)}, \text{ Мвар, квар,} \quad (2.6)$$

где $Q_{КУ(n)}$ – расчетная мощность одного компенсирующего устройства (высоковольтных батарей конденсаторов); $Q_{ном КУ}$ – номинальная мощность компенсирующего устройства (одной батареи конденсаторов); n – количество однотипных КУ, устанавливаемых на шинах ПС.

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС

Мощность силовых трансформаторов (СТ) (рис. 2.2) для районной подстанции выбирается такой, чтобы при отключении одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и при необходимости возможного временного отключения потребителей 3 категории.



Рисунок 2.2 – Силовой трансформатор типа ТМН на ПС 110/10 кВ

В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов рекомендуется выбирать из условия допустимой их перегрузки в послеаварийных режимах на время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток [2].

Алгоритм и результаты проведенных расчетов сводятся в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет мощности силового трансформатора
ПС 35–110/6–10 кВ

Показатель	Обозначение, условие	Числовое значение
Исходные данные		
Расчетная активная мощность, МВт	$P_{расч}$	
Расчетная реактивная мощность, Мвар	$Q_{расч}$	
Компенсация реактивной мощности на шинах ПС 6–10 кВ		
Расчетная мощность конденсаторных установок, Мвар	$Q_{КУ} = P_{расч}^{ПС} (tg \varphi_{расч} - tg \varphi_{норм})$	
Расчетное значение коэффициента реактивной мощности	$tg \varphi_{расч}$	
Нормативное значение коэффициента реактивной мощности	$tg \varphi_{норм}$	
Номинальная мощность КУ УКРМ или БСК, Мвар	$Q_{ном КУ} \geq Q_{КУ} / n$	
Расчетная нагрузка до КРМ, МВ·А	$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$	
Коэффициент одновременности максимумов нагрузок	$K_{рм}$	
Расчетная нагрузка после КРМ, МВ·А	$S_{расч}^{КУ} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - n \cdot Q_{КУном})^2}$	
Выбор мощности силовых трансформаторов ПС		
Количество силовых трансформаторов	n	
Расчетный коэффициент загрузки СТ в нормальном режиме	$K_{зп}$	
Номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А	$S_{ном} \geq S_{расч}^{КУ}$	
Резерв развития нагрузок, %.	$100(S_{ном} - S_p^{КУ}) / S_{ном}$	

Поскольку на ПС предусмотрена компенсация реактивной мощности (КРМ), то расчетная мощность силовых трансформа-

торов выбирается с учетом установленных компенсирующих устройств $n \cdot Q_{КУном(n)}$

$$S_{расч}^{КУ} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - n \cdot Q_{КУном(n)})^2}, \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (2.7)$$

Номинальная мощность силовых трансформаторов ПС $S_{ном}$ выбирается из табл. В1 по условию

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}^{КУ}}{n \cdot K_{зн}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (2.8)$$

где $S_{расч}^{КУ}$ – расчетная мощность СТ (выбирается с учетом установленных КУ); n – количество СТ ПС; $K_{зн}$ – расчетный коэффициент загрузки СТ ПС в нормальном режиме.

Выбранная мощность СТ, как правило, должна иметь перспективный резерв развития нагрузок

$$S_{резерв} = \frac{S_{ном} - S_{расч}^{КУ}}{S_{ном}} \cdot 100, \%. \quad (2.9)$$

Выбор трансформаторов выполняется на расчетный период, включая резерв территории, и с учетом возможности развития ПС в последующие пять лет.

2.4 Пример расчетов проектируемой районной подстанции

По исходным данным проектируемой районной подстанции: $P_{расч} = 11$ МВт; $Q_{расч} = 8,3$ Мвар; $U1/U2 = 110/10$ кВ осуществить выбор силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности на шинах ПС напряжением 10 кВ.

В соответствии с исходными данными определяется расчетная нагрузка узла системы электроснабжения по формуле (2.1), принимая $K_{рм} = 0,9$

$$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} = 0,9 \sqrt{11^2 + 8,3^2} = 14,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент мощности ПС определяется по формуле (2.2)

$$\cos \varphi_{расч} = \frac{P_{расч}}{S_{расч}} = \frac{11}{14,2} = 0,77 .$$

Коэффициент реактивной мощности по формуле (2.3)

$$\operatorname{tg} \varphi_{расч} = \frac{Q_{расч}}{P_{расч}} = \frac{8,3}{11} = 0,755 .$$

Суммарная расчетная мощность компенсирующих устройств, подключенных к шинам низшего напряжения ПС, находится по выражению (2.4)

$$Q_{КУ} = P_{ПС}^{расч} (\operatorname{tg} \varphi_{расч} - \operatorname{tg} \varphi_{норм}) = 11(0,755 - 0,35) = 4,46 \text{ Мвар.}$$

Номинальная мощность компенсирующих устройств, – высоковольтных батарей конденсаторов, распределяется между сборными шинами ПС пропорционально их некомпенсированной нагрузке по выражению (2.5)

$$Q_{КУ(n)} \geq Q_{КУ} / n = 4460 / 2 = 2230 \text{ квар.}$$

Мощность КУ выбирается по табл. Б1.

Выбираются две КУ типа УКРМ-10,5-2250-450 (2,25 Мвар) фиксированной 3×450 квар и регулируемой 2×450 квар мощностью.

Выбранная мощность КУ проверяется по условию (2.6)

$$n \cdot Q_{КУном(n)} \geq n \cdot Q_{КУ(n)} = 2 \cdot 2250 > 2 \cdot 2230, \text{ квар.}$$

Условие выполняется.

Поскольку на ПС предусмотрена компенсация реактивной мощности, то уточняется мощность силовых трансформаторов с учетом выбранных компенсирующих устройств $Q_{КУ}$ по формуле (2.8)

$$\begin{aligned} S_{расч}^{КУ} &= K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - n \cdot Q_{КУном(n)})^2} = \\ &= 0,9 \sqrt{11^2 + (8,3 - 2 \cdot 2,25)^2} = 11,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \end{aligned}$$

Номинальная мощность силовых трансформаторов ПС $S_{ном}$ выбирается из табл. В1 по условию (2.8)

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}^{КУ}}{n \cdot K_{зн}} = \frac{11,6}{2 \cdot 0,7} = 10 > 8,29 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По табл. В1 выбирается силовой трансформатор ТДН-10000/110 со следующими параметрами: $\Delta P_{xx} = 14$ кВт; $\Delta P_{кз} = 58$ кВт; $U_k = 10,5 \%$; $I_{xx} = 0,9 \%$.

Выбранная мощность СТ $S_{ном} = 10$ МВ·А имеет перспективный резерв развития нагрузок согласно выражению (2.9)

$$S_{резерв} = \frac{S_{ном} - S_{расч}^{KY}}{S_{ном}} \cdot 100 = \frac{10 - 8,29}{10} = 17,1 \%$$

Результаты проведенных расчетов сводятся в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет мощности силового трансформатора ПС 110/10 кВ

Показатель	Обозначение, условие	Числовое значение
Исходные данные		
Расчетная активная мощность, МВт	$P_{расч}$	11
Расчетная реактивная мощность, Мвар	$Q_{расч}$	8,3
Напряжения ступеней, кВ	U1/U2	110/10
Компенсация реактивной мощности на шинах ПС 10 кВ		
Расчетная мощность конденсаторных установок, Мвар	$Q_{КУ} = P_{расч}^{ПС} (tg \varphi_{расч} - tg \varphi_{норм})$	4,46
Расчетное значение коэффициента реактивной мощности	$tg \varphi_{расч}$	0,755
Нормативное значение коэффициента реактивной мощности	$tg \varphi_{норм}$	0,35
Номинальная мощность конденсаторных установок УКРМ-10,5-2250-450, Мвар	$Q_{КУ(n)} \geq Q_{КУ} / n$	2,25
Расчетная нагрузка до КРМ, МВ·А	$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$	14,2
Коэффициент разновременности максимумов нагрузок	$K_{рм}$	0,9
Расчетная нагрузка после КРМ, МВ·А	$S_{расч}^{KY} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - n \cdot Q_{КУном(n)})^2}$	8,29
Выбор мощности силовых трансформаторов ПС		
Количество силовых трансформаторов	n	2
Расчетный коэффициент загрузки СТ в нормальном режиме	$K_{зн}$	0,7
Номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А	$S_{ном} \geq S_{расч}^{KY}$	$10 \geq 8,29$
Резерв развития нагрузок, %.	$\frac{S_{ном} - S_{расч}^{KY}}{S_{ном}} \cdot 100$	17,1

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. С учетом каких особенностей ведется проектирование системы электроснабжения?
2. По каким условиям выбирается электрооборудование в проектируемом варианте СЭС?
3. Как определяется расчетная нагрузка в проектируемом варианте СЭС?
4. Какой нормативный параметр может быть задан энергосистемой для поддержания реактивной мощности на шинах районной подстанции?
5. Какие основные исходные данные необходимы для выбора средств компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения?
6. О чем свидетельствует положительное значение $Q_{КУ}$ при расчете нормируемой реактивной мощности?
7. О чем свидетельствует отрицательное значение $Q_{КУ}$ при расчете нормируемой реактивной мощности?
8. Какие установки предполагается использовать в качестве средств компенсации реактивной мощности на ПС?
9. Какими данными необходимо располагать для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов ПС?
10. На какой расчетный период выполняется выбор мощности трансформаторов районной ПС?
11. Какой должна быть мощность трансформаторов ПС с учетом отключения одного из них?
12. Какая существует практика проектирования мощности трансформаторов ПС из условия допустимой их перегрузки в послеаварийных режимах?
13. Каков срок расчетного периода при выборе мощности районной ПС?
14. Какие факторы учитываются при выборе мощности трансформаторов ПС на расчетный период?

3. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВЛ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ КЛ

3.1. Основные положения выбора рациональных сечений

Сечения проводов воздушных линий и жил кабелей кабельных линий выбирают по номинальным параметрам в зависимости от ряда технико-экономических факторов. Проверка осуществляется для условий аварийных и послеаварийных режимов. Окончательное решение принимается на основе сравнения вариантов [11, 12, 19].

К основным факторам, влияющим на выбор сечений линий электропередачи, относят:

- 1) нагрев длительным расчетным или рабочим током;
- 2) экономический фактор, влияющий на выбор сечения, – экономическая плотность тока в функции материала проводов ВЛ, материала жил и изоляции кабелей КЛ, а также числа часов использования максимальной нагрузки;
- 3) нагрев кратковременным током короткого замыкания – термическую стойкость;
- 4) механическую прочность;
- 5) коронирование и радиопомехи – факторы, зависящие от применяемого напряжения, сечения провода и состояния окружающей среды;
- 6) допустимые потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Влияние и учет перечисленных факторов при выборе ВЛ и КЛ неодинаковы и имеют определенную специфику.

При выборе стандартного сечения исходят из следующих положений:

- 1) проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможного неравномерного распределения токов между фазами и линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети. Определяя сечения по нагреву, выбирают ближайшее большее сечение. Во всех случаях не следует стремиться повышать сечение без достаточных на то оснований;

- 2) после того как определено допустимое сечение провода по техническим условиям, его сравнивают с экономически целесообразным сечением.

Выбор экономически целесообразного сечения $F_{ЭК}$ производят по экономической плотности тока в соответствии с выражением:

$$F_{ЭК} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \text{ мм}^2, \quad (3.1)$$

где I_p – расчетный ток, А; $j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока, А/мм², определяется для заданных условий работы, по табл. 3.1 [12].

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до стандартного ближайшего сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается;

3) проектируя сечения жил КЛ по термической стойкости к токам КЗ, выбирают меньшее ближайшее сечение. Основанием для этого является завышение, заложенное в методе расчета. При эскизном (курсовом) проектировании расчет сечения проводов ВЛ по термической стойкости не проводят;

Таблица 3.1 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год T_u		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
• медные	2,5	2,1	1,8
• алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
• медными	3,0	2,5	2,0
• алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
• медными	3,5	3,1	2,7
• алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

4) выбор сечения по механической прочности для КЛ не проводится. Кабели выпускают с условием того, что сечение любого кабеля является механически стойким. Для воздушных линий выбирают ближайшее большее стандартное сечение;

5) по условиям короны и радиопомех для проводов ВЛ выбирают ближайшее большее сечение. Для КЛ этот вопрос решен конструктивно для каждого стандартного напряжения;

6) по потерям напряжения выбирают ближайшее большее сечение. Однако в некоторых случаях, когда расчетное сечение близко к стандартному, можно принять и меньшее. Это решение принято на основании данных о достоверности электрических нагрузок, положенных в основу расчета.

3.2 Выбор рациональных сечений проводов воздушных линий

1. Нагрев длительным расчетным или рабочим током

$F_{дон} = F_1^{ВЛ}$. Допустимая температура нагрева ограничена механической прочностью материала проводов ВЛ. Сечения выбирают по таблицам ПУЭ (см. Приложение Г), которые учитывают допустимую температуру нагрева. Выбираемое сечение должно быть не меньше расчетного – по таблицам выбирают сечение, допускающее больший ближайший или одинаковый ток по сравнению с расчетным.

Выбор сечений по нагреву осуществляется по расчетному току. Для независимых параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимают ток послеаварийного режима, когда питание ПС осуществляется по одной линии. По справочным данным (табл. Г1) в зависимости от расчетного тока определяют стандартное ближайшее сечение $F_1^{ВЛ}$, когда выполняется условие:

$$I_{дон} \geq I_p^{ВЛ} \rightarrow F_1^{ВЛ}, \quad (3.2)$$

где $I_{дон}$ – допустимый длительный ток стандартного сечения провода, А; $I_p^{ВЛ}$ – расчетный ток ВЛ, А.

Поскольку провода ВЛ допускают пятидесятипроцентную перегрузку, то в послеаварийном режиме при отключении на ПС одного из трансформаторов или одной из питающих линий будет выполняться условие:

$$1,5 \cdot I_p^{ВЛ} > 1,4 \cdot I_{ном}^{ПС}, \quad (3.3)$$

$$I_{НОМ}^{СТ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (3.4)$$

где $I_{НОМ}^{СТ}$ – номинальный ток одного силового трансформатора ПС, А; $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность СТ ПС, кВ·А; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

Следовательно, в качестве расчетного тока ВЛ $I_p^{ВЛ}$ можно принять номинальный ток одного СТ ПС $I_{НОМ}^{ПС} = I_{НОМ}^{СТ}$.

2. Выбор экономически целесообразного сечения

$F_{ЭК} = F_2^{ВЛ}$ производят по экономической плотности тока по формуле (3.1).

3. Нагрев кратковременным током КЗ (термическая стойкость) $F_m = F_3^{ВЛ}$. Сечение проводов ВЛ по термической стойкости в большинстве случаев не выбирают.

4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{ВЛ}$. Сечение проводов ВЛ по механической прочности выбирают в зависимости от длины пролета, марки провода, собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе.

Расчет ВЛ по нормальному режиму работы необходимо производить для следующих сочетаний климатических условий [12]:

- 1) высшая температура: ветер и гололед отсутствуют;
- 2) низшая температура: ветер и гололед отсутствуют;
- 3) среднегодовая температура: ветер и гололед отсутствуют;
- 4) провода и тросы покрыты гололедом, температура минус 5 °С, ветер отсутствует;
- 5) максимальный нормативный скоростной напор ветра, температура минус 5 °С, гололед отсутствует;
- 6) провода и тросы покрыты гололедом (рис. 3.1), температура минус 5 °С, скоростной напор ветра $0,25 \cdot q_{\max}$ (скорость ветра $0,5 \cdot v_{\max}$).

Расчет ВЛ по аварийному режиму работы необходимо производить для следующих сочетаний климатических условий:

- 1) среднегодовая температура: ветер и гололед отсутствуют;
- 2) низшая температура: ветер и гололед отсутствуют;
- 3) провода и тросы покрыты гололедом (рис. 3.1), температура минус 5 °С, ветер отсутствует.

Полная методика расчета ВЛ по условиям механической прочности приведена в [11]. Для инженерных расчетов в курсо-

вом проекте можно воспользоваться данными ПУЭ о минимальных допустимых сечениях проводов ВЛ.

Согласно ПУЭ [12] минимально допустимые сечения для сталеалюминиевых проводов (алюминий/сталь) по условиям механической прочности для ВЛ без пересечений в III–IV районах по гололеду составляют 50/8 мм².



Рисунок 3.1 – Гололед на проводах ВЛ

5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{БЛ}$. Коронный разряд происходит в резко неоднородном поле и начинается у электрода с малым радиусом кривизны провода при напряженности поля, равной критической. Коронный разряд является источником радиопомех. Увеличение радиуса кривизны провода приводит к снижению напряженности поля и предотвращению коронирования.

По условиям короны при отметках до 1000 м над уровнем моря рекомендуется применять на ВЛ 110 кВ (фаза с одиночными проводами) провода диаметром не менее 11,4 мм (АС 70/11) [12, 27].

Провода ВЛ напряжением ниже 110 кВ на коронирование и радиопомехи не проверяются.

6. Потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах $F_{\Delta U} = F_6^{BL}$. Выбранное на предыдущих этапах наибольшее сечение F_{\max}^{BL} проверяют на потерю напряжения ΔU и сравнивают с допустимой потерей напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{\text{доп. норм}}$

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп. норм}}, \quad (3.5)$$

Согласно ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [6] в электрических сетях среднего и высокого напряжений (6–10–35–110 кВ) принимают согласованное напряжение электропитания. Отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю, поэтому можно принять $\Delta U_{\text{норм}} = \pm 5\%$, следовательно: $\Delta U_{\text{доп. норм}} = 10\%$.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p^{BL} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}}, \%, \quad (3.6)$$

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп. норм}},$$

где $I_p^{BL} = I_{\text{ном}}^{СТ}$ – расчетный ток ВЛ (номинальный ток одного СТ ПС), А; r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления проводника (определяемые по табл. Г1 и табл. Г2 приложения Г), Ом/км; $L_{ВЛ}$ – длина ВЛ, км; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В; $\Delta U_{\text{доп. норм}} = 10\%$ – допустимая потеря напряжения по длине ВЛ в нормальном режиме; $\Delta U_{\text{доп. нав}} = 20\%$ – допустимая потеря напряжения по длине ВЛ в послеаварийном режиме.

Окончательное решение о выборе сечения проводов ВЛ принимается на основе сравнения всех вариантов влияния технико-экономических факторов. Результаты расчетов ВЛ напряжением 35–110 кВ сводятся в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты выбора и проверки ВЛ 35–110 кВ

Наименование	Условие	Расчетные данные
1. Нагрев расчётным током $F_{доп} = F_1^{ВЛ}$	$I_{доп}^{ВЛ} \geq I_{расч.} \rightarrow F^{ВЛ}, \text{ мм}^2$	
2. По экономической плотности тока $F_{эк} = F_2^{ВЛ}$	$F_{эк} \geq \frac{I_{расч.}^{ВЛ}}{j_{эк}}, \text{ мм}^2$	
3. Термическая стойкость $F_m = F_3^{ВЛ}$	Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают	
4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{ВЛ}$	Минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) для ВЛ без пересечений по ПУЭ, мм ²	
5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{ВЛ}$	По условиям короны при отметках до 1000 м над уровнем моря по ПУЭ для ВЛ 110 кВ, мм ²	
6. По потере напряжения, %: - в нормальном режиме; - в послеаварийном $F_{\Delta U} = F_6^{ВЛ}$	$\Delta U^{ВЛ} = \sqrt{3} \cdot I_{расч.}^{ВЛ} \cdot (r_0^{ВЛ} \cdot \cos \varphi + x_0^{ВЛ} \cdot \sin \varphi) \cdot L^{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном}(В)}, \%$	$\Delta U \leq \Delta U_{доп.норм}$ $\Delta U \leq \Delta U_{доп.пав}$
7. Окончательное сечение ВЛ	$F_{оконч}^{ВЛ} = F_{max}, \text{ мм}^2$	

Результаты расчетов воздушных линий напряжением 6–10 кВ сводятся в аналогичную таблицу.

3.3 Выбор рациональных сечений жил кабельных линий

Проектирование сечений КЛ проводится методами, аналогичными для ВЛ и изложенными в п. 3.2. Однако имеется некоторая специфика, приведенная ниже.

1. Нагрев длительным расчетным или рабочим током $F_{доп} = F_1^{КЛ}$. Для КЛ напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ), несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка 1,05–1,35 на время – 0,5 часа.

На период ликвидации послеаварийного режима для КЛ с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10%, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией до 15% номинальной на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной.

На период ликвидации послеаварийного режима для КЛ напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течение 5 суток в пределах 1,1–1,5 длительностью от 6 до 1 часа.

Перегрузка КЛ напряжением 20–35 кВ не допускается.

При выборе сечения жил КЛ, питающих секционированные распределительные пункты (РП), в силу ограниченности перегрузочной способности, следует сразу учитывать послеаварийный режим – питание секций РП по одной КЛ.

Если расчетное сечение КЛ F_1^{KL} оказывается большим максимального табличного сечения кабеля 240–300 мм² (на напряжение 6–10 кВ), то кабельная линия выполняется из нескольких параллельных кабелей по условию:

$$n \cdot F_{cm} \geq F_1^{KL}, \quad (3.7)$$

где n – число параллельных кабелей в линии; F_{cm} – стандартное сечение одного кабеля в параллельной линии.

Конструкция КЛ и марка кабеля. Кабели с пластмассовой изоляцией активно замещают кабели с бумажной изоляцией в классах среднего и высокого напряжения. Среди пластмассовых изолирующих материалов сегодня наиболее предпочтительным является сшитый полиэтилен (СПЭ) ввиду его хороших диэлектрических свойств и большого запаса термической стойкости (см. Приложение Д).

Высокие термические и механические свойства достигаются изменением молекулярной структуры обычного полиэтилена путем создания новых молекулярных связей. Процесс вулканизации производится радиальной сшивкой. Сшивание молекулярных связей ведет к получению СПЭ с эластично-резиновыми свойствами и с температурой размягчения выше, чем у обычного полиэтилена. Полимерные материалы, которые используются для изоляции и оболочки кабеля обладают большим диапазоном рабочих температур, малой гигроскопичностью, прочностью, легкостью за счет чего достигается значительное улучшение характеристик, как в эксплуатации, так и при прокладке. Эти качества обусловили преимущественное применение кабеля с изо-

ляцией из сшитого полиэтилена в развитых странах Европы и Америки. Так в США и Канаде данный кабель занимает 80–85 % всего рынка силовых кабелей, Германии и Дании – 95%, а во Франции, Финляндии и Швеции – 100%.

Основными преимуществами кабеля с СПЭ изоляцией являются:

- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры на жиле. Допустимые токи нагрузки примерно на 20–30% больше (табл. Д1 приложения Д), чем для кабеля с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ), благодаря повышению длительно-допустимой температуры на жиле. При размещении одножильного кабеля в плоскости его нагрузочная способность возрастает еще на 5–10%;

- высокий ток термической стойкости при КЗ;

- низкий вес, меньший диаметр и, соответственно, радиус изгиба, и, вследствие этого, легкость прокладки, как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах;

- использование полимерных материалов для изоляции и оболочки позволяет вести прокладку кабеля при температуре до минус 20 °С без предварительного подогрева;

- практика применения этого кабеля в Западной Европе и США показывает, что повреждаемость кабеля с СПЭ изоляцией в 3–50 раз ниже, чем кабеля с БПИ. Учитывая также, что основным видом повреждений на одножильном кабеле будет однофазное замыкание, можно утверждать, что затраты на ремонт значительно сократятся;

- твердая изоляция дает огромные преимущества при прокладке на местности с большими наклонами, возвышенностями и на пересеченной местности, т.е. на трассах с большой разницей уровней, в вертикальных и наклонных коллекторах;

- отсутствие жидких компонентов и масел для усиления диэлектрических свойств изоляции и, как следствие, упрощение монтажа и снижение его стоимости;

- большие строительные длины до 2000–4000 м при использовании однофазного кабеля.

На отечественном рынке представлены кабели с СПЭ изоляцией марки ПвП и АПвВнг на напряжения 10–35 и 110–220 кВ.

2. Выбор экономически целесообразного сечения

$F_{ЭК} = F_2^{KL}$ осуществляется по формуле (3.1). Для питания секционированных распределительных пунктов (РП) сечение жил также рассчитывают в послеаварийном режиме – при электропитании секций РП по одной линии по формуле (3.7).

3. Нагрев кратковременным током КЗ (термическую стойкость) $F_m = F_3^{KL}$. Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечения КЛ, защищаемых релейной защитой. Кабели, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя составляет примерно 0,01 с и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

Термически стойкое к токам КЗ сечение $F_m = F_3^{KL}$ определяется следующей по методике.

Выбор (проверка) проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ ϑ_k не превышает предельно допустимую температуру нагрева соответствующего проводника при КЗ $\vartheta_{k\text{ доп}}$, когда выполняется условие:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k\text{ доп}}. \quad (3.8)$$

Допускается выбор (проверка) проводников на термическую стойкость при КЗ производить также путем сравнения термически эквивалентной плотности ТКЗ $J_{m\text{ эк}}$ с допустимой в течение расчетной продолжительности КЗ плотностью тока $J_{m\text{ доп}}$. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости при КЗ, если выполняется соотношение:

$$J_{m\text{ эк}} \leq J_{m\text{ доп}}, \text{ А/мм}^2. \quad (3.9)$$

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, проверку этого проводника на термическую стойкость при КЗ допускается производить, используя соотношение:

$$J_{\text{тер.эк}} \leq \frac{C_m}{\sqrt{t_{\text{откл}}}}, \text{ А/мм}^2. \quad (3.10)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля $F_m = F_3^{KL}$ допускается определять по формуле

$$F_m = \frac{I_k^{(3)} \sqrt{t_n}}{C_m}, \text{ мм}^2, \quad (3.11)$$

где $I_K^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ, А; t_n – приведенное время КЗ, с; C_m – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$ (табл. 3.3).

Приведенное время t_n определяют суммированием периодической $t_{n,n}$ и аperiodической $t_{n,a}$ составляющих времени КЗ

$$t_n = t_{n,n} + t_{n,a}. \quad (3.12)$$

При питании КЛ от шин ПС время периодической составляющей $t_{n,n}$ принимается равным времени отключения КЗ релейной защитой $t_{n,n} = t_{откл}$.

При длительности срабатывания релейной защиты более 1 с аperiodическая составляющая $t_{n,a}$ не учитывается.

Таблица 3.3 – Значение параметра C_T для кабелей

Характеристика кабелей	Значение C_T , $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$
Кабели до 10 кВ:	
• с медными жилами	140
• с алюминиевыми жилами	90

4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{KL}$. Механическая прочность жил кабеля определяется механической нагрузкой на жилы и оболочку кабеля от полной собственной массы КЛ при прокладке, протяжке и подвеске кабеля. Нагрузку учитывают при проектировании прокладки кабеля; она определяет минимально допустимое сечение жил кабеля для изготовления его на каждом напряжении. По этой причине в справочных таблицах на каждом напряжении сечение кабелей начинается с допустимого по механической прочности.

5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{KL}$. Существование коронного разряда в изоляции кабелей недопустимо, поскольку оно приводит к разложению ее изоляции и в дальнейшем к ее пробою. Поэтому кабели конструктивно защищены от коронирования – минимальное табличное сечение КЛ обеспечивает отсутствие коронного разряда.

6. Потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах $F_{\Delta U} = F_6^{KL}$. Из-за ограниченности перегрузочной способности кабелей, питающих секционированные РП, следует сразу рассчитывать послеаварийный режим по формулам (3.5) –

(3.6) и данным табл. Д2 – питание потребителей осуществляется по одной кабельной линии.

Окончательное решение о выборе сечения жил КЛ принимается на основе сравнения всех вариантов влияния технико-экономических факторов.

Результаты расчетов КЛ напряжением 6–10 кВ сводятся в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты выбора и проверки КЛ 6–10 кВ

Наименование	Условие	Расчетные данные
1. Нагрев расчётным током $F_{дон} = F_1^{КЛ}$	$I_{дон}^{КЛ} \geq I_{расч.} \rightarrow F^{КЛ}, \text{ мм}^2$	
2. По экономической плотности тока $F_{эк} = F_2^{КЛ}$	$F_{эк} \geq \frac{I_{расч}^{КЛ}}{j_{эк}}, \text{ мм}^2$	
3. На термическую стойкость при КЗ $F_m = F_3^{КЛ}$	$F_m = \frac{I_k^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C_m} \cdot 10^3, \text{ мм}^2$	
4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{КЛ}$	Гарантируется допустимой механической прочностью выбранного значения кабеля	
5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{КЛ}$	Конструктивно обеспечивается отсутствие коронного разряда	
6. По потере напряжения, $F_{\Delta U} = F_6^{КЛ}$	$\Delta U^{КЛ} = \sqrt{3} \cdot I_{расч}^{КЛ} \cdot (r_0^{КЛ} \cdot \cos \varphi + x_0^{КЛ} \cdot \sin \varphi) \cdot L^{КЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном}(В)}$	$\Delta U \leq \Delta U_{дон.нав}$
7. Окончательное сечение кабеля	$F_{оконч}^{КЛ} = F_{max}, \text{ мм}^2$	

3.4 Пример расчета сечений проводов питающей воздушной линии 110 кВ

По исходным данным для питания районной подстанции используется воздушная линия напряжением $U_1 = 110$ кВ (рис. 1.1). Длина линии электропередачи W_1 составляет 80 км.

Необходимо выбрать марку и сечений проводов питающей ВЛ. При проектировании использовать данные, полученные в предыдущем примере расчета (п. 2.4).

Выбор рациональных сечений проводов ВЛ осуществляется в соответствии с рассмотренной выше методикой. Сечения

проводов ВЛ выбирают по номинальным параметрам в зависимости от ряда технико-экономических факторов. Проверка осуществляется для условий аварийных и послеаварийных режимов. Окончательное решение принимается на основе сравнения вариантов.

1. Нагрев длительным расчетным или рабочим током

$F_{\text{дон}} = F_1^{BЛ}$. Поскольку провода ВЛ допускают пятидесятипроцентную перегрузку, то в послеаварийном режиме при отключении на ПС одного из трансформаторов или одной из питающих линий будет выполняться условие (3.3).

$$1,5 \cdot I_p^{BЛ} > 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{ПС}$$

Следовательно, в качестве расчетного тока ВЛ $I_p^{BЛ}$ можно принять номинальный ток одного силового трансформатора ПС $I_p^{BЛ} = I_{\text{ном}}^{СТ}$ по формуле (3.4).

$$I_p^{BЛ} = I_{\text{ном}}^{СТ} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном1}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.}$$

По справочным данным (табл. Г1) в зависимости от расчетного тока определяется стандартное ближайшее сечение $F_1^{BЛ}$, когда выполняется условие (3.2). Для сталеалюминевых проводов ВЛ марки АС $I_{\text{дон}} = 84 \text{ А}$, следовательно:

$$I_{\text{дон}} \geq I_p^{BЛ} \rightarrow F_1^{BЛ} = 84 > 52,5 \rightarrow 10 \text{ мм}^2; \quad F_1^{BЛ} \geq F_{\text{дон}} = 10 \text{ мм}^2.$$

2. Выбор экономически целесообразного сечения

$F_{\text{эк}} = F_2^{BЛ}$ производят по экономической плотности тока по формуле (3.1) и табл. 3.1.

Поскольку число часов использования максимума нагрузки в год не задано в исходных данных, то принимаем $T_u = 4500 \text{ час}$. (одно из характерных значений для сельскохозяйственных потребителей).

По табл. 3.1 для $T_u = 4500 \text{ час}$. и для неизолированных алюминиевых проводов находится экономическая плотность тока $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. В соответствии с формулой (3.1)

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{52,5}{1,1} = 47,7 \text{ мм}^2.$$

Округляя до стандартного ближайшего сечения, получим

$$F_2^{BJL} \geq F_{\text{ЭК}} = 50 \text{ мм}^2.$$

3. Нагрев кратковременным током КЗ (термическая стойкость) $F_m = F_3^{BJL}$. Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают.

4. Механическая прочность $F_{\text{мех}} = F_4^{BJL}$. Сечение проводов ВЛ по механической прочности выбирают в зависимости от длины пролета, марки провода, собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе.

Согласно ПУЭ [12] минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) по условиям механической прочности для ВЛ без пересечений в III–IV районах по гололеду составляют 50/8 мм².

$$F_4^{BJL} = F_{\text{мех}} = 50/8 \text{ мм}^2.$$

5. Коронирование и радиопомехи $F_{\text{кр}} = F_5^{BJL}$. По условиям короны при отметках до 1000 м над уровнем моря рекомендуется применять на ВЛ 110 кВ (фаза с одиночными проводами) провода диаметром не менее 11,4 мм (АС 70/11) [12].

$$F_5^{BJL} = F_{\text{кр}} = 70/11 \text{ мм}^2.$$

6. Потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах $F_{\Delta U} = F_6^{BJL}$. Выбранное на предыдущих этапах наибольшее сечение F_{max}^{BJL} проверяют на потерю напряжения ΔU и сравнивают с допустимой потерей напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{\text{доп.норм}}$ по условию (3.5). Исходя из полученных в расчетах результатов, $F_{\text{max}}^{BJL} = F_5^{BJL} = F_{\text{кр}} = 70 \text{ мм}^2$.

Согласно ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в электрических сетях среднего и высокого напряжений $\Delta U_{\text{доп.норм}} = 10\%$ [6].

Для расчета потери напряжения ВЛ напряжением 110 кВ сечением $F_{\text{max}}^{BJL} = F_5^{BJL} = F_{\text{кр}} = 70 \text{ мм}^2$ по табл. Г2 необходимо оп-ределить численные составляющие формулы (3.6):

$$- r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,444 \text{ Ом/км};$$

- $\cos \varphi = 0,94$ (по предписанию энергосистемы нормируемое значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,35$, что соответствует $\cos \varphi_{\text{норм}} = 0,94$ [23]);

- $\sin \varphi = 0,34$;

- $L_{ВЛ} = 80$ км (по заданию).

Потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p^{ВЛ} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном1}} = \sqrt{3} \cdot 52,5(0,428 \cdot 0,94 + 0,444 \cdot 0,34) \cdot 80 \frac{100}{110000} = 3,66 < 10 \%$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Потери напряжения в послеаварийном режиме (отключен один СТ на ПС, по ВЛ протекает ток $1,4 I_p^{ВЛ}$):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 1,4 \cdot 52,5(0,428 \cdot 0,94 + 0,444 \cdot 0,34) \cdot 80 \frac{100}{110000} = 5,12 < 20 \%$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Полученные результаты расчетов сведены в табл. 3.5.

3.5 Пример расчетов сечений проводов ВЛ и жил КЛ напряжением 10 кВ

По исходным данным для ВЛ и КЛ напряжением $U_2 = 10$ кВ проектируемой СЭС (рис. 1.1) длина каждой линии электропередачи W_2 составляет 10 км.

Линии электропередачи W_2 (ВЛ и КЛ) разделены на два равных участка $L_{1.1}$, $L_{1.2}$ и $L_{2.1}$, $L_{2.2}$. В конце каждого из участков подключены по две ТП соответственно $2 \times S_{ТП1} = 2 \times 250$ кВ·А и $2 \times S_{ТП2} = 2 \times 400$ кВ·А.

Необходимо выбрать марку и сечений проводов ВЛ и жил КЛ. При проектировании использовать данные, полученные в предыдущих примерах расчета (п. 2.4 и 3.4).

Таблица 3.5 – Результаты выбора и проверки ВЛ 110 кВ

Наименование	Условие	Расчетные данные
1. Нагрев расчётным током $F_{дон} = F_1^{ВЛ}$	$I_{дон}^{ВЛ} \geq I_{расч.} \rightarrow F^{ВЛ}, \text{ мм}^2$	10
2. По экономической плотности тока $F_{эк} = F_2^{ВЛ}$	$F_{эк} \geq \frac{I_{расч}^{ВЛ}}{j_{эк}}, \text{ мм}^2$	50
3. Термическая стойкость $F_m = F_3^{ВЛ}$	Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают	-
4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{ВЛ}$	Минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) для ВЛ без пересечений по ПУЭ, мм ²	50/8
5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{ВЛ}$	По условиям короны при отметках до 1000 м над уровнем моря по ПУЭ для ВЛ 110 кВ, мм ²	70/11
6. По потере напряжения, %: - в нормальном режиме; - в послеаварийном $F_{\Delta U} = F_6^{ВЛ}$	$\Delta U^{ВЛ} = \sqrt{3} \cdot I_{расч}^{ВЛ} \cdot (r_0^{ВЛ} \cdot \cos \varphi + x_0^{ВЛ} \cdot \sin \varphi) \cdot L^{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном1}(B)}, \%$	3,66 < 10; 5,12 < 20
7. Окончательное сечение ВЛ	$F_{оконч}^{ВЛ} = F_{max}, \text{ мм}^2$	70/11

Выбор рациональных сечений проводов воздушных линий напряжением 10 кВ осуществляется в соответствии с рассмотренной выше методикой для каждого участка.

1. Нагрев длительным расчетным или рабочим током $F_{дон} = F_1^{ВЛ}$. По справочным данным (табл. Г1) в зависимости от расчетного тока определяется стандартное ближайшее сечение $F_1^{ВЛ}$, когда выполняется условие (3.2).

Для головного участка L1.1 расчетный ток определяется суммой мощностей всех ТП $S_{ТП1}$ и $S_{ТП2}$. На участке L1.2 расчетный ток зависит от нагрузки $2 \times S_{ТП2}$. Поскольку в исходных данных не заданы значения коэффициентов мощности ТП, то принимаем $\cos \varphi_{расч} = 0,8$ (среднее значение коэффициента мощности для агропромышленных предприятий). Тогда

$$I_p^{BЛ} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}}.$$

Расчетный ток на головном участке ВЛ L1.1

$$I_{p1.1}^{BЛ} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}} = \frac{2(S_{ном1} + S_{ном2})}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{2(250 + 400)}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток на втором участке ВЛ L1.2

$$I_{p1.2}^{BЛ} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}} = \frac{2 \times S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{2 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,2 \text{ А.}$$

По справочным данным (табл. Г1) в зависимости от расчетного тока определяется стандартное ближайшее сечение $F_1^{BЛ}$, когда выполняется условие (3.2). Для сталеалюминевых проводов ВЛ марки АС $I_{дон} = 84 \text{ А}$, следовательно:

$$I_{дон} \geq I_{p1.1}^{BЛ} \rightarrow F_{1(1.1)}^{BЛ} = 84 \geq 75,1 \rightarrow 10 \text{ мм}^2; \quad F_{1(1.1)}^{BЛ} \geq F_{дон} = 10 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} \geq I_{p1.2}^{BЛ} \rightarrow F_{1(1.2)}^{BЛ} = 84 \geq 46,2 \rightarrow 10 \text{ мм}^2; \quad F_{1(1.2)}^{BЛ} \geq F_{дон} = 10 \text{ мм}^2.$$

2. Выбор экономически целесообразного сечения

$F_{ЭК} = F_2^{BЛ}$ производят по экономической плотности тока по формуле (3.1) и табл. 3.1.

Поскольку число часов использования максимума нагрузки в год не задано в исходных данных, то принимаем $T_u = 4500 \text{ час}$. (одно из характерных значений для сельскохозяйственных потребителей).

По табл. 3.1 для $T_u = 4500 \text{ час}$. и для неизолированных алюминиевых проводов находится экономическая плотность тока $j_{ЭК} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. В соответствии с формулой (3.1)

$$F_{ЭК1.1} = \frac{I_{p1.1}}{j_{ЭК}} = \frac{75,1}{1,1} = 68,3 \text{ мм}^2.$$

Округляя до стандартного ближайшего сечения, получим

$$F_{2(1.1)}^{BЛ} \geq F_{ЭК(1.1)} = 70 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{эк}1.2} = \frac{I_{p1.1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{46,2}{1,1} = 42 \text{ мм}^2.$$

Округляя до стандартного ближайшего сечения, получим

$$F_{2(1.2)}^{BЛ} \geq F_{\text{эк}(1.2)} = 50 \text{ мм}^2.$$

3. Нагрев кратковременным током КЗ (термическая стойкость) $F_m = F_3^{BЛ}$. Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают.

4. Механическая прочность $F_{\text{мех}} = F_4^{BЛ}$. Сечение проводов ВЛ по механической прочности выбирают в зависимости от длины пролета, марки провода, собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе.

Согласно ПУЭ [12] минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) по условиям механической прочности для ВЛ без пересечений в III–IV районах по гололеду составляют 50/8 мм².

$$F_4^{BЛ} = F_{\text{мех}} = 50/8 \text{ мм}^2.$$

5. Коронирование и радиопомехи $F_{\text{кр}} = F_5^{BЛ}$. По условиям короны ВЛ напряжением до 110 кВ не проверяются.

6. Потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах $F_{\Delta U} = F_6^{BЛ}$. Выбранное на предыдущих этапах наибольшее сечение $F_{\text{max}}^{BЛ}$ проверяют на потерю напряжения ΔU и сравнивают с допустимой потерей напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{\text{доп.норм}}$ по условию (3.5). Исходя из полученных в расчетах результатов,

$$F_{\text{max}1.1}^{BЛ} = F_{5(1.1)}^{BЛ} = F_{\text{эк}1.1} = 70 \text{ мм}^2 \text{ (АС 70/11)};$$

$$F_{\text{max}1.2}^{BЛ} = F_{4(1.2)}^{BЛ} = F_{\text{эк}1.2} = F_{\text{мех}1.2} = 50 \text{ мм}^2 \text{ (АС 50/8)}.$$

Согласно ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в электрических сетях среднего и высокого напряжений $\Delta U_{\text{доп.норм}} = 10\%$ [6].

Для расчета потери напряжения ВЛ напряжением 10 кВ сечением по табл. Г2 необходимо определить численные составляющие формулы (3.6):

1) на участке $L_{1.1}$:

- $r_0 = 0,428$ Ом/км;

- x_0 в таблице Г2 не приведено, принимаем $x_0 = 0,4$ Ом/км;

- $\cos \varphi = 0,8$;

- $\sin \varphi = 0,75$;

- $L_{ВЛ1.1} = 10 / 2 = 5$ км (по заданию);

2) на участке $L_{1.2}$:

- r_0 для проводов сечением 50 мм² в таблице Г2 не приведено, поэтому сделаем пересчет, используя известное сопротивление для проводов сечением 70 мм²

$$r_0 = 0,428 \frac{70}{50} = 0,6 \text{ Ом/км};$$

- $x_0 = 0,4$ Ом/км;

- $\cos \varphi = 0,8$;

- $\sin \varphi = 0,75$;

- $L_{ВЛ1.1} = 10 / 2 = 5$ км (по заданию).

Потери напряжения в нормальном режиме на участке $L_{1.1}$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{1.1} = \sqrt{3} \cdot I_{p1.1}^{ВЛ} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{1.1} \cdot \frac{100}{U_{ном}} = \sqrt{3} \cdot 75,1 (0,428 \cdot 0,8 + \\ + 0,4 \cdot 0,75) \cdot 5 \frac{100}{10000} = 4,18 < 10 \% . \end{aligned}$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Потери напряжения в нормальном режиме на участке ВЛ $L_{1.2}$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{1.2} = \sqrt{3} \cdot I_{p1.2}^{ВЛ} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{1.1} \cdot \frac{100}{U_{ном}} = \sqrt{3} \cdot 46,2 (0,6 \cdot 0,8 + \\ + 0,4 \cdot 0,75) \cdot 5 \frac{100}{10000} = 3,12 < 10 \% . \end{aligned}$$

Потери напряжения в нормальном режиме на линии ВЛ L_1 :

$$\Delta U_1 = \Delta U_{1.1} + \Delta U_{1.2} = 4,18 + 3,12 = 7,3 < 10 \% .$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Потери напряжения в послеаварийном режиме не определяются, поскольку для электроустановок третьей категории по надежности электроснабжения (по заданию) допускается перерыв в электроснабжении до 24 часов:

Полученные результаты сведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты выбора и проверки ВЛ 10 кВ

Наименование	Условие	Расчетные данные на участках ВЛ	
		L1.1	L1.2
1. Нагрев расчётным током $F_{дон} = F_1^{ВЛ}$	$I_{дон}^{ВЛ} \geq I_{расч.} \rightarrow F^{ВЛ}$, мм ²	10	10
2. По экономической плотности тока $F_{эк} = F_2^{ВЛ}$	$F_{эк} \geq \frac{I_{расч.}^{ВЛ}}{j_{эк}}$, мм ²	70	50
3. Термическая стойкость $F_m = F_3^{ВЛ}$	Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают	-	-
4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{ВЛ}$	Минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) для ВЛ без пересечений по ПУЭ, мм ²	50/8	50/8
5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{ВЛ}$	По условиям короны ВЛ напряжением до 110 кВ не проверяются	-	-
6. По потере напряжения, %: - в нормальном режиме; - в послеаварийном $F_{\Delta U} = F_6^{ВЛ}$	$\Delta U^{ВЛ} = \sqrt{3} \cdot I_{расч.}^{ВЛ} \cdot (r_0^{ВЛ} \cdot \cos \varphi + x_0^{ВЛ} \cdot \sin \varphi) \cdot L^{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном}(В)}$, %	4,18	3,12
7. Окончательное сечение ВЛ марки АС	$F_{оконч.}^{ВЛ} = F_{max}$, мм ²	70/11	50/8

Выбор рациональных сечений жил кабельных линий выполняется на основе полученных данных при расчете ВЛ 10 кВ, но при учете особенностей проектирования КЛ.

1. Нагрев длительным расчетным или рабочим током

$$F_{дон} = F_1^{КЛ}$$

Расчетный ток на головном участке КЛ L2.1

$$I_{p2.1}^{KL} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}} = \frac{2(S_{ном1} + S_{ном2})}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{2(250 + 400)}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток на втором участке КЛ L1.2

$$I_{p2.2}^{KL} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}} = \frac{2 \times S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{2 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,2 \text{ А.}$$

По приложение Д выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП (с алюминиевой токопроводящей жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена с наружной изоляцией из полиэтилена [8]).

По справочным данным (табл. Д1) в зависимости от расчетного тока определяется стандартное ближайшее сечение F_1^{KL} , когда выполняется условие (3.2). Для КЛ марки АПвП (прокладка в земле):

$$I_{дон} \geq I_{p2.1}^{KL} \rightarrow F_{1(2.1)}^{KL} = 95 \geq 75,1 \rightarrow 25 \text{ мм}^2; \quad F_{1(2.1)}^{KL} \geq F_{дон} = 25 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} \geq I_{p2.2}^{KL} \rightarrow F_{1(2.2)}^{KL} = 74 \geq 46,2 \rightarrow 16 \text{ мм}^2; \quad F_{1(2.2)}^{KL} \geq F_{дон} = 16 \text{ мм}^2.$$

2. Выбор экономически целесообразного сечения КЛ
 $F_{эк} = F_2^{KL}$ производят по экономической плотности тока по формуле (3.1) и табл. 3.1.

По табл. 3.1 для $T_u = 4500$ час. и для кабелей с пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами $j_{эк} = 1,7$ А/мм². В соответствии с формулой (3.1)

$$F_{эк2.1} = \frac{I_{p2.1}}{j_{эк}} = \frac{75,1}{1,7} = 44,2 \text{ мм}^2.$$

Округляя до стандартного ближайшего сечения, получим

$$F_{2(2.1)}^{KL} \geq F_{эк(2.1)} = 50 \text{ мм}^2. \quad F_{эк2.2} = \frac{I_{p2.2}}{j_{эк}} = \frac{46,2}{1,7} = 27,2 \text{ мм}^2.$$

Округляя до стандартного ближайшего сечения, получим

$$F_{2(2.2)}^{KL} \geq F_{эк(2.2)} = 35 \text{ мм}^2.$$

3. Нагрев кратковременным током КЗ (термическая стойкость) $F_m = F_3^{KL}$. Сечение жил КЛ по термической стойкости

будет проверено в следующем примере после расчета токов короткого замыкания.

4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{КЛ}$. Сечение жил КЛ по механической прочности не выбирают.

5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{КЛ}$. По условиям короны КЛ не проверяются.

6. Потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах $F_{\Delta U} = F_6^{КЛ}$. Выбранное на предыдущих этапах наибольшее сечение $F_{max}^{КЛ}$ проверяют на потерю напряжения ΔU и сравнивают с допустимой потерей напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{доп.норм}$ по условию (3.5). Исходя из полученных в расчетах результатов,

$$F_{max 2.1}^{КЛ} = F_{эк2.1} = 50 \text{ мм}^2; \quad F_{max 2.2}^{КЛ} = F_{эк2.2} = 35 \text{ мм}^2.$$

Согласно ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в электрических сетях среднего и высокого напряжений $\Delta U_{доп.норм} = 10\%$ [6].

Для расчета потери напряжения КЛ напряжением 10 кВ сечением 50 мм² по табл. Д4 необходимо определить численные составляющие формулы (3.6):

1) на участке L2.1:

- $r_0 = 0,625 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,09 \text{ Ом/км};$

- $\cos \varphi = 0,8; \quad \sin \varphi = 0,75;$

- $L_{ВЛ1.1} = 10 / 2 = 5 \text{ км (по заданию);}$

2) на участке L2.2:

- r_0 для проводов сечением 35 мм²:

- $r_0 = 0,894 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,095 \text{ Ом/км};$

- $\cos \varphi = 0,8; \quad \sin \varphi = 0,75;$

- $L_{ВЛ1.1} = 10 / 2 = 5 \text{ км (по заданию).}$

Потери напряжения в нормальном режиме на участке КЛ L2.1:

$$\Delta U_{2.1} = \sqrt{3} \cdot I_{p1.1}^{КЛ} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{2.1} \cdot \frac{100}{U_{ном2}} = \sqrt{3} \cdot 75,1 (0,625 \cdot 0,8 + 0,09 \cdot 0,75) \cdot 5 \cdot \frac{100}{10000} = 3,69 < 10 \%.$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Потери напряжения в нормальном режиме на участке КЛ L2.2:

$$\Delta U_{2.2} = \sqrt{3} \cdot I_{p2.2}^{KL} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{2.2} \cdot \frac{100}{U_{ном2}} = \sqrt{3} \cdot 46,2 (0,894 \cdot 0,8 + 0,095 \cdot 0,75) \cdot 5 \cdot \frac{100}{10000} = 3,14 < 10 \%$$

Потери напряжения в нормальном режиме на КЛ L2:

$$\Delta U_2 = \Delta U_{2.1} + \Delta U_{2.2} = 3,69 + 3,14 = 6,83 < 10\%$$

Соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013 [6].

Потери напряжения в послеаварийном режиме не определяются, поскольку для электроустановок третьей категории по надежности электроснабжения (по заданию) допускается пере-рыв в электроснабжении до 24 часов:

Полученные результаты сведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7 –Результаты выбора и проверки КЛ 10 кВ

Наименование	Условие	Расчетные данные на участках	
		L2.1	L2.2
1. Нагрев расчётным током $F_{дон} = F_1^{KL}$	$I_{дон}^{KL} \geq I_{расч.} \rightarrow F^{KL}, \text{ мм}^2$	25	16
2. По экономической плотности тока $F_{эк} = F_2^{KL}$	$F_{эк} \geq \frac{I_{расч}^{KL}}{j_{эк}}, \text{ мм}^2$	50	35
3. Термическая стойкость $F_m = F_3^{KL}$	Сечение проводов КЛ по термической стойкости будет определено после расчета ТКЗ	-	-
4. Механическая прочность $F_{мех} = F_4^{KL}$	Сечение жил КЛ по механической прочности не выбирают.	-	-
5. Коронирование и радиопомехи $F_{кр} = F_5^{KL}$	По условиям короны КЛ не проверяются.	-	-
6. По потере напряжения, %: - в нормальном режиме; - в послеаварийном $F_{\Delta U} = F_6^{KL}$	$\Delta U^{KL} = \sqrt{3} \cdot I_{расч}^{KL} \cdot (r_0^{KL} \cdot \cos \varphi + x_0^{KL} \cdot \sin \varphi) \cdot L^{KL} \cdot \frac{100}{U_{ном2}(B)}, \%$	3,69	3,14
7. Окончательное сечение КЛ марки АПВП	$F_{оконч}^{KL} = F_{max}, \text{ мм}^2$	50	35

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. По каким параметрам в зависимости от ряда технико-экономических факторов выбирают сечения проводов ВЛ и жил кабелей КЛ?

2. В функции каких параметров определяется экономический фактор, влияющий на выбор сечения проводов ВЛ и жил кабелей КЛ?

3. Что определяет термическую стойкость проводов ВЛ и жил кабелей КЛ?

4. От каких параметров зависит фактор коронирования и радиопомех линий электропередачи?

5. Как проводят выбор сечения жил КЛ по механической прочности?

6. Какое ближайшее сечение проводов ВЛ выбирают, определяя сечения по механической прочности?

7. Какое ближайшее сечение проводов ВЛ выбирают, определяя сечения по условиям короны и радиопомех?

8. Как для КЛ решен вопрос выбора сечения по условиям короны и радиопомех для каждого стандартного напряжения?

9. Какое ближайшее сечение проводов ВЛ и жил кабелей КЛ выбирают, определяя сечения по потере напряжения?

10. Для каких сочетаний климатических условий выбирают сечение проводов ВЛ в нормальном и аварийном режимах?

11. Как принимается окончательное решение о выборе сечения проводов ВЛ?

12. Какой величины допускается кратковременная перегрузка кабелей напряжением 6–10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных?

13. На какое время допускается кратковременная перегрузка кабелей напряжением до 6–10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных?

14. На какую величину допускается перегрузка кабелей с СПЭ изоляцией в период ликвидации послеаварийного режима?

15. На какую величину допускается перегрузка кабелей с СПЭ изоляцией в период ликвидации послеаварийного режима?

16. Каковы основные преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена?

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Требования и допущения к расчетам токов короткого замыкания

Основные требования. При проектировании систем электроснабжения расчеты токов короткого замыкания (ТКЗ) [5] необходимы для решения следующих задач [7, 12, 13, 17]:

- 1) сопоставления, оценки и выбора схемы СЭС;
- 2) прогнозирования условий работы электроприемников при аварийных и послеаварийных режимах;
- 3) проверки выбранных коммутационных аппаратов и проводников ВЛ и КЛ по условиям работы при КЗ.

Расчеты ТКЗ как одного из наиболее тяжелых видов переходных процессов необходимы для решения вопросов, включающих:

- 1) обоснование экономически целесообразных систем передачи, распределения и потребления электроэнергии;
- 2) определение продолжительности переходного процесса и его влияние на изменение параметров элементов СЭС;
- 3) создание таких условий в СЭС, при которых переходный процесс заканчивался бы благополучным желательным установившимся режимом.

В зависимости от решаемой задачи необходимо рассчитать следующие виды КЗ:

- *трехфазное КЗ* – для проверки электрических аппаратов и жестких проводников с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость; для проверки электрических аппаратов на термическую и коммутационную стойкость;
- *двухфазное КЗ* – для проверки гибких проводников на электродинамическую стойкость при тяжении, опасном сближении и схлестывании; при проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций;
- *однофазное КЗ* – при проверке выключателей и для проектирования заземляющих устройств и выбора уставок релейной защиты (для сетей напряжением 110 кВ и выше).

Расчетная схема для определения токов КЗ (рис. 1.1) выполняется в однолинейном исполнении, в которую введены элементы СЭС, оказывающие влияние на ток КЗ и, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ. При составлении рас-

четной схемы для выбора электрических аппаратов и проводников и определения при этом токов КЗ следует исходить из предусматриваемых условий длительной ее работы.

Схема замещения составляется по расчетной схеме, в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники энергии – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к основной ступени напряжения сети. В практических расчетах за основную удобно принимать ступень, где определяются токи КЗ.

Допущения, используемые при расчете токов КЗ. Выбор методики расчета ТКЗ зависит от требований, предъявляемых к получаемым результатам. Для выбора и проверки электрических аппаратов точность расчета может быть ниже, чем для решения других задач. При выборе средств релейной защиты и автоматики точность расчета должна быть выше. В этом случае необходимо определить наибольшее и наименьшее значение аварийных токов и напряжений, возможный сдвиг между ними в отдельных фазах, либо между их симметричными составляющими.

При эскизном (курсовом) проектировании достаточно знания приближенных данных о ТКЗ. Для выбора и проверки электрооборудования допустимы приближенные и ориентировочные расчеты, погрешность которых не превышает 5–10%. В практических задачах вводятся такие допущения, которые упрощают расчеты, обеспечивая приемлемую точность [7, 12, 13, 17, 27]:

1) КЗ наступает в такой момент, при котором ток КЗ максимален;

2) все элементы короткозамкнутой цепи симметричны. Нарушение симметрии может происходить только в месте КЗ;

3) расчетное напряжение каждой ступени трансформации принимается на 5% выше номинального напряжения сети потребителя;

4) не учитывается насыщение магнитных систем силовых трансформаторов, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

5) не учитываются намагничивающие токи силовых трансформаторов;

6) не учитывается влияние на токи подпитки статических электроприемников и емкостных батарей параллельной компенсации;

7) в схемах электроустановок напряжением выше 1 кВ при $x/r > 3$ активным сопротивлением можно пренебречь;

8) сопротивление места КЗ принимается равным нулю, КЗ считается металлическим.

4.2 Порядок расчета токов при симметричном коротком замыкании

В соответствии с ГОСТ Р 52735–2007 [7] и Указаниями по расчету токов короткого замыкания [13], а также с основными требованиями и допущениями принят следующий порядок расчета токов при симметричном коротком замыкании.

1. На расчетной схеме (рис. 4.1), составленной по заданной схеме СЭС (рис. 1.1), намечаются точки КЗ. В соответствии с расчетной схемой и исходными данными (табл. 4.1) составляется схема замещения (рис. 4.2).

Таблица 4.1 – Исходные и расчетные данные для расчета токов КЗ

Исходные данные		Расчетные данные	
Параметр, обозначение	Значение	Параметр, обозначение	Значение
Мощность КЗ, S_{K3} , МВ·А		Базисная мощность, S_{σ} , МВ·А	
Номинальное напряжение 1, $U_{ном1}$, кВ		Базисное напряжение 1, $U_{\sigma 1} = 1,05 U_{ном1}$	
Номинальное напряжение 2, $U_{ном2}$, кВ		Базисное напряжение 2, $U_{\sigma 2} = 1,05 U_{ном2}$, кВ	

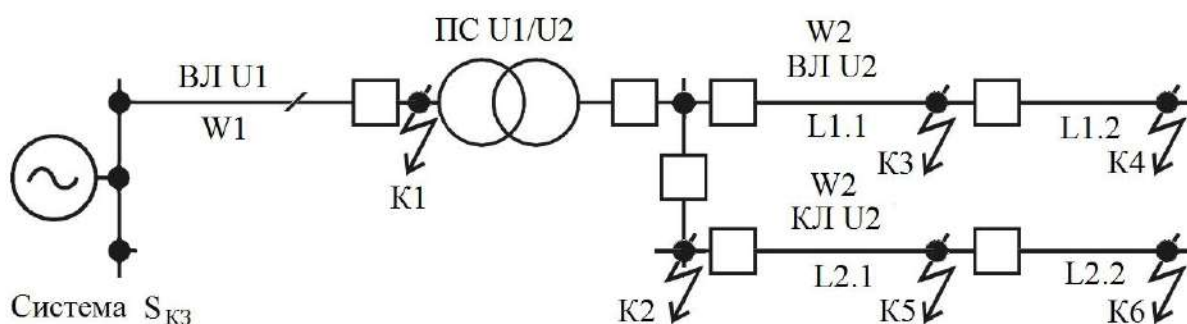


Рисунок 4.1 – Расчетная схема СЭС для определения токов КЗ

Схема участка сети, непосредственно примыкающего к месту КЗ, рассматривается в таком виде, когда по защищаемому

коммутационным аппаратом элементу проходит максимальный ток КЗ. Наиболее опасным будет ТКЗ на шинах 6–10 кВ после того, когда один из силовых трансформаторов ПС отключен действием релейной защиты и автоматики или выведен в ремонт. Наибольший ТКЗ проходит по оставшейся в работе линии и силовому трансформатору ПС.

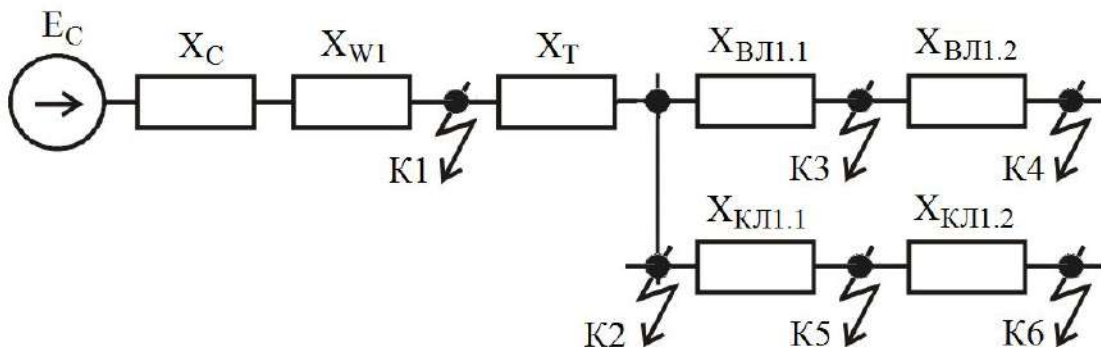


Рисунок 4.2 – Схема замещения СЭС для определения токов КЗ

При проверке кабелей на термическую стойкость расчетной точкой КЗ является начало КЛ; для параллельно включенных кабелей – начало каждого кабеля.

2. Схема замещения приводится к наиболее простому – эквивалентному виду (рис. 4.3). Система (эквивалентный генератор), характеризующаяся значением ЭДС, должна быть связана с точкой короткого замыкания одним эквивалентным (результатирующим) сопротивлением.

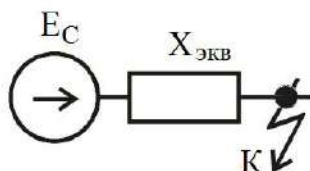


Рисунок 4.3 – Эквивалентная схема замещения СЭС

Согласно принятым допущениям в схемах замещения для сетей напряжением выше 1 кВ оставляются только реактивные сопротивления.

При упрощении схемы замещения следует придерживаться определенной последовательности операций. Преобразование схемы замещения выполняется в направлении от источника питания к месту КЗ. Каждому сопротивлению схемы замещения присваивается определенный номер и/или индекс, которые сохраняются до конца расчета.

Преобразование схемы замещения к наиболее простому виду сводится к тому, чтобы каждый источник питания был связан с местом КЗ через одно результирующее сопротивление.

3. По закону Ома определить периодическую составляющую ТКЗ, затем ударный ток КЗ.

4. Представление параметров элементов схем замещения в относительных единицах (ОЕ). Расчет параметров режима и системы в относительных единицах позволяет в случаях, когда точки КЗ находятся на разных ступенях трансформации существенно упростить сложные аналитические преобразования, придать им общий характер и большую наглядность, быстрее сориентироваться в порядке определяемых значений. Поэтому согласно ГОСТ Р 52735-2007 [7] расчеты ТКЗ в электроустановках напряжением выше 1 кВ удобно проводить в ОЕ.

Относительным значением параметра называется его отношение к другому одноименному параметру, выбранному за единицу измерения. Для того чтобы выразить параметры в ОЕ, нужно установить базисные единицы или условия. Для СЭС такими условиями являются базисные мощность S_{δ} , напряжение U_{δ} , ток I_{δ} и сопротивление x_{δ} . Поскольку четыре базисных единицы связаны между собой аналитическими выражениями

$$\begin{cases} S_{\delta} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{\delta}, \\ x_{\delta} = U_{\delta} / (\sqrt{3} \cdot I_{\delta}), \end{cases} \quad (4.1)$$

то только два базисных условия могут быть выбраны произвольно. Другие получаются из соотношений (4.1). Обычно задаются базисной мощностью S_{δ} и базисным напряжением U_{δ} . Выбранные базисные величины служат для измерения не только полных значений параметров, но и их индуктивных (при необходимости и активных) составляющих.

Для практических расчетов следует выбирать такие значения базисных условий, чтобы вычислительная работа была проще, а порядок числовых параметров достаточно удобен. За базисную мощность S_{δ} можно принять значение 1000 МВ·А (соизмеримое с данными мощности КЗ $S_{кз}$ энергосистемы). За базисное напряжение U_{δ} принимается среднее напряжение U_{cp} в точке КЗ по принятой шкале: 6,3; 10,5; 37 и 115 кВ.

Хотя выбор базисных условий в общем случае достаточно субъективен и один и тот же параметр может принимать различные числовые значения, окончательный результат расчета ТКЗ не зависит от выбора базисных условий.

После выбора базисных величин определяются относительные значения других параметров, которые приобретают индекс * (звездочка), означающий выражение параметра в ОЕ.

Базисный ток определяется из выражения

$$I_{\sigma} = S_{\sigma} / (\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}). \quad (4.2)$$

Для последующего расчета ТКЗ необходимо все ЭДС и сопротивления выразить в ОЕ при выбранных базисных условиях.

Расчет сопротивлений для соответствующих схем замещения осуществляется по формулам табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов параметров элементов схемы замещения

Исходные данные	Расчетные данные	
	Параметр, единица измерения	Значение
Базисный ток 1, $I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} U_{\sigma 1}}$		
Базисный ток 2, $I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} U_{\sigma 2}}$		
Сопротивление системы, $X_{c*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{КЗ}}$		
Сопротивление ВЛ 35–110 кВ, $X_{ВЛ*} = X_{y\sigma} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.1}^2}$		
Сопротивление силового трансформатора 35–110/6–10 кВ, $X_{T*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}}$		
Сопротивление ВЛ 6–10 кВ, $X_{ВЛ*} = X_{y\sigma} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.2}^2}$		
Сопротивление КЛ 6–10 кВ, $X_{КЛ*} = X_{y\sigma} \cdot L_{КЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.2}^2}$		

4.3 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

Начальное значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ $I_{n0} = I_K^{(3)}$ – сверхпереходный ток определяется отдельно для каждой точки КЗ k схемы замещения по формуле

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{c*}}{x_{i*}} \cdot I_{\sigma} \text{ кА}, \quad (4.3)$$

где E_{c^*} – ЭДС системы ($E_{c^*} = 1$), ОЕ; x_{i^*} – индуктивное сопротивление i -й генерирующей ветви, ОЕ; I_{σ} – базисный ток, кА.

Ударный ток КЗ i_{yK} в точке k определяется по выражению:

$$i_{yK} = k_{yK} \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (4.4)$$

где k_{yK} – ударный коэффициент ТКЗ в точке K .

При расчете ударного тока КЗ учитывается, что:

- а) ударный ток наступает через 0,01с после начала КЗ;
- б) амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент $t = 0,01$ с равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

С учетом этих допущений ударный коэффициент определяется по формуле

$$k_{yK} = 1 + \exp(-0,01/T_{aK}) \quad (4.5)$$

где T_{aK} – постоянная времени затухания апериодической составляющей (находится по табл. 4.2 [13]).

Ударный коэффициент k_y можно вычислить по формуле (2.25) или задаться его средним значением по табл. 4.3.

Таблица 4.3 – Средние значения T_a и k_y
для характерных точек КЗ

Место КЗ	T_a, c	k_y
Система (шины)	0,1–0,2	1,95
Система (за ВЛ 35–110 кВ)	0,1	1,9
Шины ПС 6–10 кВ	0,06	1,85
За ВЛ 6–10 кВ	0,01	1,8
За КЛ 6–10 кВ	0,01	1,4

Кроме ТКЗ необходимо вычислить мощность КЗ S_K в точках КЗ с индексом k для каждой ступени трансформации

$$S_K = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)} \cdot U_{ном k}, \text{ МВ}\cdot\text{А}, \quad (4.6)$$

где $U_{ном k}$ – номинальное напряжение для каждой ступени трансформации.

Мощность КЗ является условной величиной, необходимой для проверки спроектированного или установленного оборудования СЭС.

4.4 Расчет токов несимметричных КЗ

В трехфазных сетях СЭС наиболее часто возникают несимметричные КЗ. Токи в поврежденных фазах превосходят значения токов неповрежденных фаз, а в ряде случаев даже превышают трехфазные ТКЗ. При однофазных, двухфазных и других несимметричных КЗ трехфазная система теряет симметричность, что приводит к необходимости проведения более сложных расчетов для каждой фазы.

С целью упрощения вычисления токов при несимметричных КЗ применяется метод симметричных составляющих. К принятым ранее допущениям и требованиям добавляются новые [13]:

- 1) несимметрия возникает только в одном месте схемы, другая часть схемы остается симметричной;
- 2) анализируются и определяются только основные (первые) гармоники тока и напряжения.

В соответствии с принятым методом симметричных составляющих трехфазная несимметричная система, представляемая совокупностью трех векторов, выражается в виде трех симметричных подсистем прямой, обратной и нулевой последовательностей. Физические явления в фазах для каждой из этих подсистем подобны, поэтому можно воспользоваться однолинейными схемами этих последовательностей и осуществлять расчет только для одной фазы.

В симметричной подсистеме прямой последовательности порядок чередования фаз А, В, С. Векторы токов в этой подсистеме в дальнейшем снабжаются индексом прямой последовательности «1».

Подсистема обратной последовательности также является уравновешенной, но с другим порядком чередования фаз – А, С, В. Индекс векторов – «2».

Векторы подсистемы нулевой последовательности совпадают между собой по направлению и имеют индекс «0». Подсистема является симметричной, но не уравновешенной.

Составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей позволяют анализировать и синтезировать любую несимметричную трехфазную систему. При анализе процесса несимметричного КЗ выделяют одну из фаз, называемую особой,

поскольку условия в ней отличаются от условий других фаз. Для упрощения математического анализа составляющих несимметричных КЗ наряду с принятыми выше допущениями считают, что:

- токи симметричных составляющих связаны с одноименными симметричными составляющими напряжений;
- токи и напряжения симметричных составляющих различных последовательностей в соответствии с принципом суперпозиции не взаимодействуют друг с другом;
- каждый элемент системы электроснабжения обладает своим специфическим сопротивлением прохождению токов различных последовательностей.

В этом случае элементы цепи считаются симметричными, обладающими симметричными составляющими тока КЗ (например, для фазы А): прямой I_{A1} , обратной I_{A2} и нулевой I_{A0} последовательности.

ЭДС симметричного трехфазного источника питания образуют симметричную уравновешенную систему векторов. При симметричной схеме короткозамкнутой цепи такая система ЭДС может вызвать только ток прямой последовательности, поскольку напряжения или ЭДС других последовательностей согласно принятым допущениям отсутствуют.

Нарушение симметрии в системе вызывает появление несимметричных напряжений и токов. Токи всех симметричных последовательностей образуют в генераторе источника питания соответствующие магнитные потоки, которые вызывают в обмотках составляющие ЭДС этих последовательностей. ЭДС обратной и нулевой последовательностей можно учесть величиной падения напряжения в индуктивном сопротивлении генератора. Поэтому возможно допустить, что при любом режиме генератор вырабатывает ЭДС только прямой последовательности. Тогда ЭДС обратной и нулевой последовательности генератора источника питания принимаются равными нулю. Следовательно, несимметричные КЗ в СЭС можно анализировать по эквивалентным однолинейным схемам замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Протекание токов обратной и нулевой последовательностей следует рассматривать как результат возникновения в точке КЗ напряжений обратной и нулевой последовательностей.

Периодическая составляющая несимметричного ТКЗ рассчитывается по следующей формуле

$$I_k^{(n)} = \frac{m^{(n)} E_{\text{экв}}}{x_{\text{экв}1} + \Delta x^{(n)}} \cdot I_{\sigma}, \text{ кА}, \quad (4.7)$$

где n – вид несимметричного КЗ; $m^{(n)}$ – коэффициент вида несимметричного КЗ; $E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС прямой последовательности ($E_{\text{экв}^*} = E_{c^*} = 1$); $x_{\text{экв}1}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности; $\Delta x^{(n)}$ – дополнительное сопротивление ($\Delta x^{(n)} = f(x_{\text{экв}2}, x_{\text{экв}0})$).

Выражения и числовые значения параметров для расчета несимметричных ТКЗ, входящие в формулу (4.7), определяются по табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Значения составляющих формулы для расчета токов несимметричных КЗ

Расчетная величина	Вид КЗ	
	Двухфазное, $n = 2$	Однофазное, $n = 1$
$m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	3
$\Delta x^{(n)}$	$x_{\text{экв}2} = x_{\text{экв}1}$	$x_{\text{экв}2} + x_{\text{экв}0}$

Полученные параметры ТКЗ каждой точки КЗ для сравнения и удобства использования целесообразно свести в итоговую таблицу (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА	S_{K3} , МВ·А
К1				
К2				
К3				
К4				
К5				
К6				

4.5 Пример расчета токов короткого замыкания в системе электроснабжения

Рассчитать токи короткого замыкания в рассматриваемой системе электроснабжения (рис. 1.1), используя исходные и рас-

четные данные примеров (п. 2.4, 3.4 и 3.5). Принять мощность короткого замыкания системы $S_{K3} = 3000$ МВ·А.

Исходные и расчетные данные сводятся в табл. 4.6.

Таблица 4.6 – Исходные и расчетные данные для расчета токов КЗ

Исходные данные		Расчетные данные	
Параметр, обозначение	Значение	Параметр, обозначение	Значение
Мощность КЗ, S_{K3} , МВ·А	3000	Базисная мощность, S_{δ} , МВ·А	1000
Номинальное напряжение 1, $U_{ном1}$, кВ	110	Базисное напряжение 1, $U_{\delta1} = 1,05 U_{ном1}$	115
Номинальное напряжение 2, $U_{ном2}$, кВ	10	Базисное напряжение 2, $U_{\delta2} = 1,05 U_{ном2}$, кВ	10,5

Расчет ТКЗ в схеме электроснабжения. В соответствии с Указаниями по расчету токов короткого замыкания [13] и основными требованиями и допущениями используется следующий порядок расчета токов при симметричном КЗ.

1. На основе схемы электроснабжения (рис. 1.1) составить расчетную схему (рис. 4.1) и схему замещения (рис. 4.2).

2. Схема замещения для каждой точки КЗ приводится к наиболее простому – эквивалентному виду (рис. 4.3). Система (эквивалентный генератор), характеризующаяся значением ЭДС, должна быть связана с точкой КЗ одним эквивалентным (результатирующим) сопротивлением.

3. На основе принятых базисных условий $U_{\delta1} = 115$ кВ и $U_{\delta2} = 10,5$ кВ рассчитать соответствующие базисные токи по формуле (4.2)

$$I_{\delta1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad I_{\delta2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

4. Вычислить сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах.

Сопротивление системы

$$X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} = \frac{1000}{3000} = 0,333.$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ

$$X_{ВЛ110*} = X_{y\partial} \cdot L_{ВЛ110} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.1}^2},$$

где $U_{cp1} = U_{\delta1} = 115$ кВ, $X_{y\partial} = 0,444$ Ом/км (табл. Г2);

$L_{ВЛ110} = 80$ км.

$$X_{ВЛ110*} = 0,444 \cdot 80 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,69.$$

Сопротивление силового трансформатора 110/10 кВ

$$X_{T*} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}},$$

где $U_K = 10,5 \%$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора (по табл. В1).

$$X_{T*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5.$$

Сопротивление ВЛ 10 кВ

$$X_{ВЛ10*} = X_{y\partial} \cdot L_{ВЛ10} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.2}^2},$$

где $U_{cp.2} = U_{\sigma 2} = 10,5$ кВ; $X_{y\partial} = 0,4$ Ом/км.

На участке L1.1

$$X_{L1.1*} = X_{y\partial} \cdot L_{1.1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.2}^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 18,1.$$

В связи с одинаковыми удельным индуктивным сопротивлением $X_{y\partial}$ и длиной участков ВЛ L1.1 и L1.2 $X_{L1.1*} = X_{L1.2*} = 18,1$.

Сопротивление КЛ 10 кВ. Поскольку отношение сопротивлений $X_{y\partial КЛ} / R_{y\partial КЛ} < 3$ (см. табл. Д4), то при расчете токов КЗ нельзя пренебрегать активным сопротивлением КЛ, а в расчетах следует использовать полное сопротивление $Z_{y\partial КЛ}$

$$X_{КЛ10*} = Z_{y\partial КЛ} \cdot L_{КЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.2}^2}.$$

На участке L2.1 ($X_{y\partial L2.1} = x_0 = 0,09$ Ом/км; $R_{y\partial L2.1} = r_0 = 0,625$

Ом/км (см. табл. Д4), следовательно

$$Z_{y\partial КЛ2.1} = \sqrt{0,09^2 + 0,625^2} = 0,631 \text{ Ом/км};$$

$$X_{L2.1*} = 0,631 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 28,6.$$

На участке L2.2 ($X_{y\partial L2.2} = x_0 = 0,095$ Ом/км;

$R_{y\partial L2.2} = r_0 = 0,894$ Ом/км (см. табл. Д4)

$$X_{L2.2*} = 0,894 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 40,5.$$

Результаты расчета свести в табл. 4.7.

5. Рассчитать токи трехфазного КЗ по формуле (4.3):

а) в точке К1

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{c*}}{X_{C*} + X_{ВЛ110*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1,0}{0,333 + 2,69} \cdot 5,02 = 1,66 \text{ кА},$$

где $E_{C*} = 1,0$ – ЭДС на шинах «Системы» в ОЕ;

Таблица 4.7 – Результаты расчетов параметров элементов схемы замещения

Исходные данные		Расчетные данные	
Параметр, обозначение	Параметр, единица измерения	Значение	
Базисный ток 1, $I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 1}}$	$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115}$, кА	5,02	
Базисный ток 2, $I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 2}}$	$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$, кА	55	
Сопротивление системы, $X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}$	$X_{c*} = \frac{1000}{3000}$	0,333	
Сопротивление ВЛ 110 кВ, $X_{ВЛ110*} = X_{y\delta} \cdot L_{ВЛ110} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.1}^2}$	$X_{ВЛ110*} = 0,444 \cdot 80 \cdot \frac{1000}{115^2}$	2,69	
Сопротивление силового трансформатора 35–110/6–10 кВ, $X_{T*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}$	$X_{T*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10}$	10,5	
Сопротивление ВЛ 10 кВ, $X_{ВЛ*} = X_{y\delta} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$	$X_{L1.1*} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$; $X_{L1.1*} = X_{L1.2*}$	18,1	
Сопротивление КЛ 6–10 кВ, $X_{КЛ*} = X_{y\delta} \cdot L_{КЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$	На участке L2.1 $X_{L2.1*} = 0,09 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$; На участке L2.2 $X_{L2.1*} = 0,095 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$	$X_{L2.1*} = 28,6$ $X_{L2.2*} = 40,5$	

б) в точке К2

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_{c^*}}{X_{C^*} + X_{BЛ110^*} + X_{T^*}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,0}{0,333 + 2,69 + 10,5} \cdot 55 = 4,07 \text{ кА};$$

в) в точке К3

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_{c^*}}{X_{C^*} + X_{BЛ110^*} + X_{T^*} + X_{L1.1^*}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,0}{0,333 + 2,69 + 10,5 + 18,1} \cdot 55 = 1,74 \text{ кА};$$

г) в точке К4

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{E_{c^*}}{X_{C^*} + X_{BЛ110^*} + X_{T^*} + X_{L1.1^*} + X_{L1.2^*}} \cdot I_{\delta 2} = \text{кА};$$
$$= \frac{1,0}{0,333 + 2,69 + 10,5 + 18,1 + 18,1} \cdot 55 = 1,11$$

в) в точке К5

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{E_{c^*}}{X_{C^*} + X_{BЛ110^*} + X_{T^*} + X_{L2.1^*}} \cdot I_{\delta 2} = \text{кА};$$
$$= \frac{1,0}{0,333 + 2,69 + 10,5 + 28,6} \cdot 55 = 1,31$$

г) в точке К6

$$I_{K6}^{(3)} = \frac{E_{c^*}}{X_{C^*} + X_{BЛ110^*} + X_{T^*} + X_{L2.1^*} + X_{L2.2^*}} \cdot I_{\delta 2} = \text{кА.}$$
$$= \frac{1,0}{0,333 + 2,69 + 10,5 + 28,6 + 40,5} \cdot 55 = 0,666$$

6. Рассчитать ударный ток КЗ по формуле (4.4), для чего необходимо задаться средним значением ударного коэффициента k_y по таблице 4.2.

а) в точке К1

$$i_{y K1} = k_{y K1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,95 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,66 = 4,58 \text{ кА};$$

б) в точке К2

$$i_{y K2} = k_{y K2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,07 = 10,7 \text{ кА};$$

в) в точке К3

$$i_{y K3} = k_{y K3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,74 = 4,43 \text{ кА};$$

в) в точке К4

$$i_{yK4} = k_{yK4} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K4}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,11 = 2,83 \text{ кА};$$

в) в точке К5

$$i_{yK5} = k_{yK5} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K5}^{(3)} = 1,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,31 = 2,59 \text{ кА};$$

в) в точке К6

$$i_{yK6} = k_{yK6} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K6}^{(3)} = 1,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,666 = 1,04 \text{ кА}.$$

6. Рассчитать ток двухфазного КЗ по формуле (4.7) с учетом значений по табл. 4.4:

а) в точке К1 $I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,66 = 1,44 \text{ кА}$

б) в точке К2 $I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,07 = 3,52 \text{ кА};$

в) в точке К3 $I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,74 = 1,51 \text{ кА};$

г) в точке К4 $I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,11 = 0,961 \text{ кА};$

в) в точке К5 $I_{K5}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,31 = 1,13 \text{ кА};$

г) в точке К6 $I_{K6}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,666 = 0,577 \text{ кА}.$

7. Рассчитать мощность КЗ по формуле (4.6):

а) в точке К1

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot U_{ном1} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,66 = 316 \text{ МВ·А};$$

б) в точке К2

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4,07 = 70,4 \text{ МВ·А};$$

в) в точке К3

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1,74 = 30,1 \text{ МВ·А};$$

г) в точке К4

$$S_{K4} = \sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot I_{K4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1,11 = 19,2 \text{ МВ·А};$$

д) в точке К5

$$S_{K5} = \sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot I_{K5}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1,31 = 22,7 \text{ МВ·А};$$

г) в точке К6

$$S_{K6} = \sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot I_{K6}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,666 = 11,5 \text{ МВ·А}.$$

Результаты расчета свести в табл. 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$S_{КЗ}$, МВ·А
К1	1,66	4,58	1,44	316
К2	4,07	10,7	3,52	70,4
К3	1,74	4,43	1,51	30,1
К4	1,11	2,83	0,961	19,2
К5	1,31	2,59	1,13	22,7
К6	0,666	1,04	0,577	11,5

4.6 Пример проверки кабельной линии на термическую стойкость при коротком замыкании

Проверка проводников выбранной КЛ 10 кВ (см. п. 3.5, табл. 3.5) заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой при КЗ по условию (3.8) [13].

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, проверку этого проводника допускается проводить, используя соотношение (3.10) по определению термически эквивалентной плотности тока КЗ. На этом основании термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля $F_m = F_3^{KЛ}$ определяется по формуле (3.11).

Термический (температурный) коэффициент C_m , учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, находится по табл. 3.3.

Для выбранных кабелей марки АПвП с алюминиевыми жилами $C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Кабель на участке КЛ L2.1 согласно табл. 3.5 имеет максимальное расчетное сечение жилы $F_{\text{max} 2.1} = 50 \text{ мм}^2$ и должен проверяться на максимальный ток КЗ в начале этого участка в точке К2. По табл. 4.7 $I_{К2}^{(3)} = 4070 \text{ А}$.

При питании КЛ от шин ПС приведенное время t_n принимается равным времени отключения КЗ токовой отсечкой релейной защиты. Принимаем $t_n = 0,1 \text{ с}$.

Тогда по формуле (3.11) определим термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля

$$F_{m 2.1} = \frac{I_{К2}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C_m} = \frac{4070 \cdot \sqrt{0,1}}{90} = 14,3 \text{ мм}^2.$$

$$F_{m2.1} < F_{расч}^{КЛ} = 14,3 < 50 \text{ мм}^2,$$

следовательно, выбранное сечение $F_{расч}^{КЛ} = 50 \text{ мм}^2$ является термически стойким к ТКЗ.

Проверки КЛ на участке L2.2 выполняется аналогично:

$$C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2; F_{\max 2.2} = 35 \text{ мм}^2; I_{К5}^{(3)} = 1310 \text{ А}; t_n = 0,1 \text{ с.}$$

$$F_{m2.2} = \frac{I_{К5}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C_m} = \frac{1310 \cdot \sqrt{0,1}}{90} = 4,6 \text{ мм}^2.$$

$$F_{m2.2} < F_{расч}^{КЛ} = 4,6 < 35 \text{ мм}^2,$$

следовательно, выбранное сечение $F_{расч}^{КЛ} = 35 \text{ мм}^2$ является термически стойким к ТКЗ.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Для решения каких задач и вопросов необходимы расчеты токов короткого замыкания?
2. Как составляются расчетная схема и схема замещения для определения токов КЗ?
3. Какая степень напряжения сети обычно принимается за основную в практических расчетах?
4. Какие требования предъявляются к получаемым результатам расчета токов КЗ?
5. Какие вводятся допущения, которые упрощают расчеты токов КЗ, обеспечивая приемлемую точность?
6. Каков порядок расчета токов при симметричном коротком замыкании?
7. Что называется относительным значением параметра элемента схемы замещения?
8. Какие базисные условия устанавливаются для схем СЭС?
9. Какие значения базисных условий следует выбирать для практических расчетов?
10. Как зависит окончательный результат расчета ТКЗ от выбора базисных условий?
11. Что учитывается при расчете ударного тока КЗ?
12. Какой метод лежит в основе расчетов токов несимметричных КЗ?
13. Какие допущения используются для упрощения математического анализа составляющих несимметричных токов КЗ?
14. Для чего необходим расчет мощности КЗ?

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО КОММУТАЦИОННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Условия выбора и проверки коммутационного электрооборудования напряжением 110–35–10–6 кВ

Условия выбора высоковольтных выключателей на напряжение 35–110 и 10 (6) кВ основаны на сравнении паспортных характеристик коммутационного аппарата с номинальными (расчетными) значениями режимов [12, 13]:

$$U_{ном} \geq U_{сети ном}; \quad (5.1)$$

$$U_{макс р} \geq U_{расч}; \quad (5.2)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном расч}; \quad (5.3)$$

$$K_{пг} \cdot I_{ном} \geq I_{п расч}, \quad (5.4)$$

где $U_{ном}$ – номинальное (паспортное) напряжение выключателя, кВ; $U_{сети ном}$ – номинальное напряжение сети установки выключателя, кВ; $U_{макс р}$ – максимальное рабочее напряжение выключателя, кВ; $U_{расч}$ – расчетное напряжение выключателя, кВ; $I_{ном}$ – номинальный (паспортный) ток выключателя, А; $K_{пг}$ – коэффициент перегрузки; $I_{п расч}$ – ток продолжительного режима выключателя, расчетный, А.

Условия работы высоковольтных выключателей на ПС связаны также с выбором типа и его конструктивных особенностей.

Проверка электрооборудования осуществляется по аварийным и послеаварийным режимам.

Проверка электрического аппарата на термическую стойкость при КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля B_k с его допустимым для проверяемого аппарата значением $B_{тер доп}$. Электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости, если выполняется условие

$$B_k \leq B_{тер доп}. \quad (5.5)$$

Для коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей) допустимое значение интеграла Джоуля зависит не только от указываемого заводом-изготовителем нормированного тока термической стойкости $I_{тер.норм}$, но и от соотношения

между расчетной продолжительностью КЗ $t_{откл}$ и предельно допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости $t_{тер.норм}$ также указываемого заводом-изготовителем.

Условием термической стойкости коммутационного аппарата является выполнение соотношения

$$B_k \leq I_{тер.норм}^2 \cdot t_{откл}. \quad (5.6)$$

Электродинамическая стойкость электрических аппаратов в зависимости от типа и конструкции характеризуется их предельными сквозными токами $i_{пр скв}$ и $I_{пр скв}$, а также номинальными токами электродинамической стойкости $i_{дин}$ и $I_{дин}$ или кратностью тока электродинамической стойкости

$$K_{дин} = i_{дин} / (\sqrt{2} \cdot I_{ном}). \quad (5.7)$$

Электродинамическая стойкость электрического аппарата обеспечена, если выполняются условия:

$$\sqrt{2} K_{дин} \cdot I_{n0} \geq i_y, \quad (5.8)$$

где $I_{n0} = I_K^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей расчетного тока КЗ; i_y – ударный ток КЗ.

Проверка электрических аппаратов на коммутационную способность. Коммутационные аппараты должны быть способны включать и отключать соответствующие цепи в продолжительных и в кратковременных аварийных режимах, в том числе в режиме КЗ. Они могут также использоваться для работы в циклах АПВ и АВР. Специфическими режимами являются режим включения на КЗ, режим несинхронного включения в условиях противофазы и режим включения при рассогласовании фаз. Во включенном положении коммутационные аппараты должны быть способны пропускать сквозной ток КЗ.

Полную проверку высоковольтных выключателей производится по условиям:

$$I_{вкл норм} \geq I_{n0}; \quad (5.9)$$

$$i_{вкл норм} \geq i_y; \quad (5.10)$$

$$I_{пр скв} \geq I_{n0}; \quad (5.11)$$

$$i_{пр скв} \geq i_y \quad (5.12)$$

при

$$t_{откл} \geq t_{тер}, \quad (5.13)$$

где $I_{вкл\ норм}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя, кА; $i_{вкл\ норм}$ – нормированное мгновенное значение периодической составляющей тока включения выключателя, кА; $I_{пр\ скв}$ – действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА; $i_{пр\ скв}$ – мгновенное значение сквозного тока КЗ, кА; $t_{откл}$ – время отключения КЗ, с; $t_{тер}$ – время термической стойкости выключателя, с.

5.2 Выбор типа выключателя на напряжение 35–110 кВ

В настоящее время в эксплуатации находятся высоковольтные выключатели различных типов: воздушные, масляные и элегазовые, различающиеся по используемому диэлектрику в гашении электрической дуги между контактами.

При проектировании новых электроустановок, реконструкции и модернизации существующих подстанций предпочтение отдается элегазовым выключателям напряжением 35–110 кВ.

Основными достоинствами элегазовых выключателей является повышенное 2–2,5 раза напряжение пробоя по сравнению с воздушными выключателями, пожаро- и взрывобезопасность, высокая химическая стабильность и быстрое гашение дуги.

Дугогасящая способность элегаза (SF_6) наиболее эффективна при большой скорости его струи относительно горячей дуги. В настоящее время широко применяется способ с автопневматическим дутьем. Дугогасительное устройство с автопневматическим принудительным дутьем (рис. 5.1) располагается в герметичной камере или баке с давлением элегаза 0,2–0,28 МПа. При отключении дуга возникает между неподвижным 1 и подвижным 2 контактами. Вместе с подвижным контактом 2 при отключении перемещаются сопло 3 из фторопласта, перегородка 5 и цилиндр 6. Так как поршень 4 при этом неподвижен, элегаз сжимается и его поток, проходя через сопло, продольно омывает дугу и обеспечивает ее эффективное гашение.

Элегазовые колонковые выключатели (рис. 5.2). Дугогасительная камера расположена в изоляторе из фарфора или из комбинированного материала и находится под высоким напряжением, уровень которого определяет длина изолятора и требуемая для камеры.

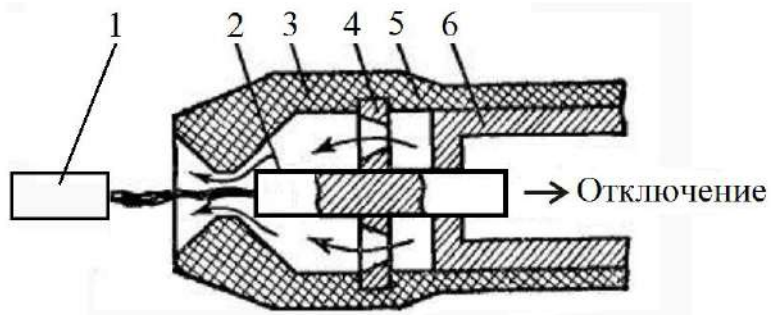


Рисунок 5.1 – Дугогасительная камера элегазового выключателя

Для улучшения изоляционной конструкции напряжением 110 кВ несколько дугогасительных камер соединяются последовательно и монтируются также на опорном изоляционном агрегате.



Рисунок 5.2 – Конструкция колонкового выключателя серии ВГТ 35

Трансформаторы тока устанавливаются отдельно, перед или за элегазовым колонковым выключателем. Возможность подобной установки трансформаторов тока позволяет выполнить схе-

му защит на данном выключателе в более экономичном исполнении. Кроме того, так относительно проще производить монтаж и замену трансформатора тока. Высокое качество исключает необходимость проведения ремонта измерительных приборов в результате влияния окружающей среды и погодных условий с самого начала работы выключателей.

Еще одним отличительным свойством элегазовых колонковых выключателей является наличие сравнительно маленькой газовой камеры. Преимущество камер с малым объемом газа приводит к сокращению объема работ по техническому обслуживанию. Чтобы обеспечить безопасную работу элегазовых колонковых выключателей в сейсмических зонах, выключатели могут быть укреплены на антифрикционной установке.

Основанная на принципе автокомпрессии дугогасительная система оптимально использует энергию электрической дуги для ее гашения, до минимума снижая тем самым использование энергии привода. Самосмазывающиеся приводные механизмы и испытанные на практике контактные системы обеспечивают бесперебойную работу и длительный срок службы даже при высокой частоте переключений.

Выключатели перевозятся в полностью собранном и испытанном состоянии или в виде собранных, испытанных на заводе и готовых к перевозке блоков, что снижает транспортные расходы и обеспечивает надежность эксплуатации. Это относится и к монтажным работам и расходам на них, которые составляют минимум затрат благодаря малому числу блоков.

Технические данные элегазовых колонковых выключателей приведены в приложении Е (табл. Е1).

Элегазовые баковые выключатели (рис. 5.3). Дугогасительная камера расположена в заземленном металлическом корпусе. Благодаря такой конструкции, имеющийся внутри элегаз изолирует все токоведущие части контактной группы от корпуса. Подключение к высокому напряжению происходит через ввод, также заполненным элегазом.

Трансформаторы тока укрепляются непосредственно на вводном изоляторе, благодаря чему отпадает необходимость в их отдельной установке, что имеет преимущества в том случае, если для защиты конструкции требуется применение нескольких трансформаторов тока на один полюс выключателя. Баковые элегазовые выключатели особенно устойчивы к землетрясениям, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести.



Рисунок 5.3 – Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-110

Выключатель состоит из трех полюсов с общим приводом. Полюса крепятся на металлической раме. Полюс выключателя представляет собой герметичный резервуар, выполненный из алюминия, в котором размещено разрывное автокомпрессионное дугогасительное устройство. На патрубки резервуара выключателя установлены трансформаторы тока. Внутренние полости выключателя и трансформатора тока заполнены элегазом под одним избыточным давлением, служащим изоляционной и дугогасительной средой.

Все части элегазового выключателя находятся внутри герметизированной оболочки. Выключатели на 110 кВ имеют один разрыв. Дугогасительное устройство состоит из подвижной и неподвижной частей, закрепленной на изоляционном цилиндре.

Подвижная часть состоит из блока направляющих корпусов и главного подвижного контакта и неподвижного цилиндра, фторопластового сопла и дугогасительного контакта. Все эти де-

тали закреплены на полой штоке, который соединен с изоляционной тягой.

Переход тока с подвижного контакта на цилиндр осуществляется скользящими контактами.

Дугогасительное устройство представляет собой автокомпрессионную камеру, в которой создается необходимое давление элегаза за счет движения контакт поршня в неподвижном цилиндре. В начале отключения прохождение тока осуществляется через контакт-поршень и неподвижный контакт, а далее через главный контакт и дугогасительный. При этом в цилиндре создается автокомпрессионное давление газа. После размыкания дугогасительных контактов между ними возникает дуга, которая гасится при прохождении тока через нуль за счет обдува элегазом под действием автокомпрессионного сжатия и авгогенерации за счет дуги. Технические данные баковых элегазовых выключателей приведены в приложении Е (табл. Е1).

5.3 Выбор разъединителей на напряжение 35–110 кВ

Высоковольтные разъединители (рис. 5.4) предназначены для создания видимого разрыва, отключения и включения обесточенных участков электрических цепей, а так же заземления отключенных участков при помощи заземлителей – заземляющих ножей.

Разъединители могут также применяться для отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю; отключения и включения измерительных трансформаторов напряжения; отключения и включения обходных выключателей в схемах распределительных устройств с обходной секцией шин, если шунтируемый разъединителем выключатель включен.

Разъединители выпускаются в нескольких вариантах конструктивного исполнения с одним–двумя заземляющими ножами и поставляются для монтажа однополюсных или трехполюсных (состоящих из одного ведущего и двух ведомых полюсов) установок. Все трехполюсные установки управляются одним приводом. Полюс разъединителя имеет двухколонковую конструкцию, при которой главные ножи разворачиваются в горизонтальной плоскости, и состоит из рамы, изоляционных колонн, токоведущей системы, заземлителей и привода. Привод может быть ручной или дистанционный. Разъединители изготавливаются с нормальной или с усиленной изоляцией.

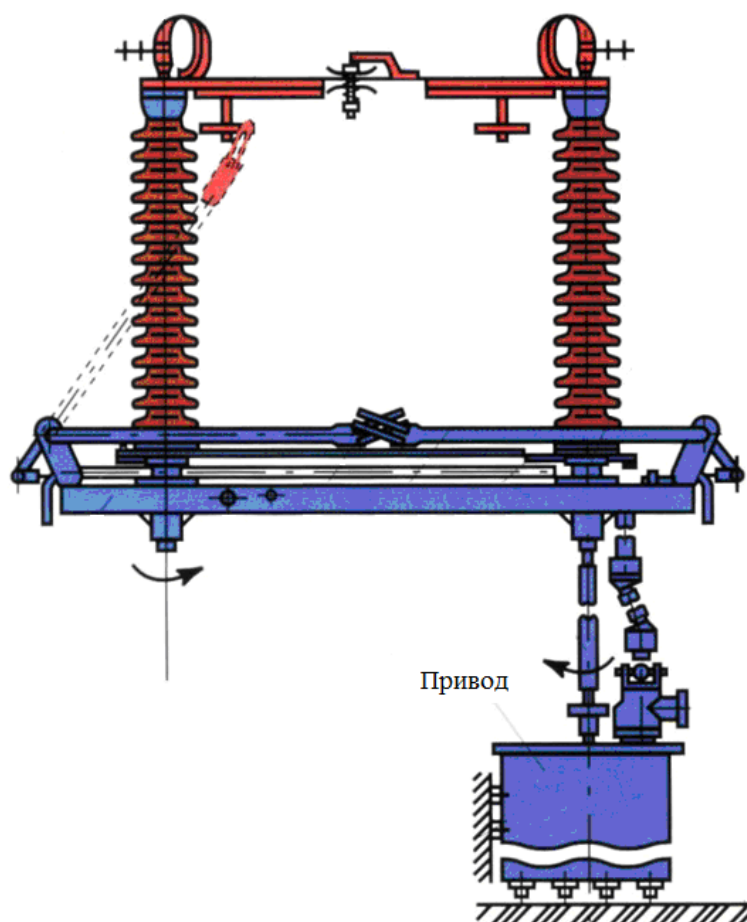


Рисунок 5.4 – Конструкция разъединителя серии РНД-110

Разъединители выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме короткого замыкания проверяют на электродинамическую и термическую стойкость к току КЗ.

Разъединители должны выбираться также по роду установки и конструктивному исполнению. Технические данные разъединителей приведены в приложении Е (табл. Е3).

5.4 Выбор выключателей на напряжение 6–10 кВ

Высоковольтные выключатели на напряжение 6–10 кВ выбираются по основным условиям п. 5.1.

Выключатели всех типов (маломасляные, элегазовые, вакуумные) напряжением 6–10 кВ располагаются внутри комплектных распределительных устройств (КРУ), которые предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 6–10 кВ и комплектования трансформаторных подстанций и распределительных пунктов промышленных и сельскохозяйственных

объектов. Наиболее перспективными являются малогабаритные комплектные распределительные устройства серии К-63, КСО-2СЭЩ, КСО-3СЭЩ.

Количество ячеек, присоединенных к секции шин ПС, должно быть выбрано исходя из следующих потребностей: по одной ячейке на каждое проектируемое присоединение 6–10 кВ; по одной резервной ячейке на каждой секции шин; ячейка с межсекционным выключателем; ячейка с измерительным трансформатором напряжения на каждой секции шин; ячейка с вводным выключателем.

Основные технические параметры малогабаритных КРУ соответствуют данным, приведенным в таблице Е2.

Комплектные распределительные устройства 6–10 кВ внутренней установки серии К-63 (рис. 5.5).



Рисунок 5.5 – Комплектное распределительное устройство серии К-63

Шкафы КРУ предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ и ТЗ). Шкаф КРУ представляет собой жесткую металлическую сборно-сварную конструкцию, в которую встроены аппараты и приборы совместно с их несущими соединениями, токоведущие части, защитные шторки, заземляющие и электрические контакты главной цепи.

В ячейках КРУ применяются **вакуумные выключатели** ВВЭ, ВВПВ, ВБКЭ, ВВ/ТЕЛ, ВБУЭ, ВБТЭ (рис. 5.6) и **элегазовые выключатели** LF-1 и LF-2 с электромагнитными и пружинно-моторными приводами на постоянном и переменном оперативном токе (см. табл. Е2).

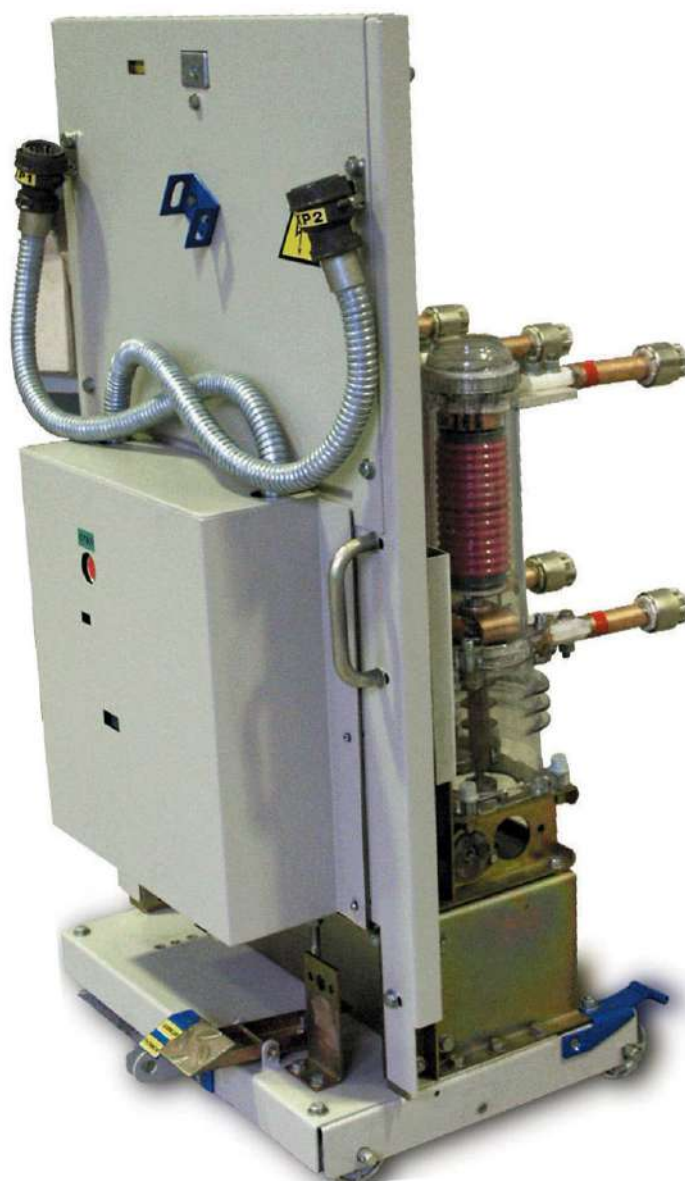


Рисунок 5.6 – Выкатная тележка с вакуумным выключателем ВБУЭ-10

Состав КРУ определяется конкретным заказом. В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами сты-

ковки ячеек в распределительное устройство. По требованию заказчика КРУ поставляются транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей. В состав КРУ могут входить: шинные мосты между двумя рядами ячеек; шинные вводы; кабельные блоки для ввода силовых кабелей; кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей; блоки панелей для размещения общей подстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей; переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий.

Комплектные распределительные устройства серии КСО-2СЭЩ могут поставляться либо отдельными шкафами для встраивания в капитальные здания, либо в модульные конструкции заводского изготовления по 10 ячеек в модуле. Модули комплектных распределительных устройств легко стыкуются друг с другом, образуя законченное распределительное устройство. В качестве ограждающих конструкций модулей (стены, крыша, основание) используются негорючие панели.

По желанию заказчика, шкафы КРУ, наряду с устройствами релейной защиты и автоматики на электромеханических реле, могут комплектоваться микропроцессорными устройствами серии: SPACOM, БМРЗ, MICOM, Сириус, SEPAM и др.

5.5 Пример выбора и проверки основного коммутационного электрооборудования системы электроснабжения

В соответствии с исходными данными и расчетами, приведенными в предыдущих примерах, необходимо выбрать выключатели и разъединители напряжением 110 кВ для установки на проектируемой районной ПС 110/10 кВ. Также необходим выбор выключателей для отходящих от районной подстанции ВЛ и КЛ напряжением 10 кВ.

Для проектируемой ПС выключатели выбираются по номинальному току, номинальному напряжению, типу и роду установки, проверяются по термической и электродинамической стойкости, а также по отключающей способности в режиме КЗ.

Выбор выключателя на напряжение 110 кВ осуществляется по приложению Е.

Выбираем предусмотренные к установке выключатели серии ВГТ 110 кВ (табл. Е1). Структура условного обозначения выключателя: В – выключатель; Г – элегазовый; Т – трехполюсный; кон-

структивное исполнение предназначено для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным, холодным и тропическим климатом.

Условия выбора:

1. По номинальному напряжению (5.1). Выключатели рассчитаны на номинальное напряжения источника питания, которое больше на 5% номинального напряжения сети

$$U_{ном} \geq U_{сети\ ном} = 115 > 110 \text{ кВ.}$$

2. По наибольшему напряжению (5.2)

$$U_{макс\ p} \geq U_{расч} = 126 > 115 \text{ кВ.}$$

3. По номинальному току (5.3)

$$I_{ном} \geq I_{расч}.$$

В качестве расчетного тока принимается номинальный ток отключаемого силового трансформатора $S_{ном} = 10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

$$I_{ном}^{СТ} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А;}$$

$$I_{ном} \geq I_{расч} = 2500 > 52,5 \text{ А.}$$

Условия проверки:

1. По току термической стойкости (5.6) при трехфазном КЗ в точке К1 (см. табл. 4.8)

$$I_{терм} = I_{К1}^{(3)} = 1,66 \text{ кА.}$$

Время отключения КЗ максимальной токовой защитой можно принять $t_{откл} \leq 1 \text{ с.}$

Интеграл Джоуля

$$B_k = I_{мс} \cdot t_{мс}, \text{ кА}^2\cdot\text{с,}$$

где $I_{мс}$ – ток термической стойкости, кА; время протекания тока термической стойкости $t_{мс}$, с.

Тогда по данным табл. Е1:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k = 20 \cdot 3 > 1,66 \cdot 1, \text{ кА}^2\cdot\text{с.}$$

2. По току динамической стойкости (5.8) ($i_{yК1} = 4,58 \text{ кА}$ – см. табл. 4.8)

$$I_{дин} \geq i_y = 102 > 4,58 \text{ кА.}$$

3. По току отключения ($I_{расч}^{(3)} = I_{K1}^{(3)}$)

$$I_{откл} \geq I_{расч}^{(3)} = 20 > 1,66 \text{ кА.}$$

4. По мощности отключения

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{откл} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20 = 3980 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{откл} \geq S_{K3} = 3980 > 316 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Параметры по выбору и проверке ВГТ 110-20 сводятся в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Технические и расчетные характеристики выключателя ВГТ 110

Параметр	Условия выбора	Величина	
		завода-изготовителя	расчётная
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{сети\ ном},$ кВ	115	110
Наибольшее напряжение, кВ	$U_{макс\ p} \geq U_{расч}$	126	115
Номинальный ток, $I_{ном},$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$	2500	52,5
Ток термической стойкости, $\text{кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	$20^2 \cdot 3$	$2,01^2 \cdot 1$
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин} \geq i_y$	102	5,4
Ток отключения, $I_{откл},$ кА	$I_{откл} \geq I_{расч}^{(3)}$	20	1,66
Мощность, $S_{откл},$ МВ·А	$S_{откл} \geq S_{K3}$	3980	316

Выбранный выключатель ВГТ 110 удовлетворяет условиям проверки.

Выбор разъединителей на напряжение 110 кВ осуществляется по приложению Е. Высоковольтные разъединители предназначены для создания видимого разрыва, отключения и включения обесточенных участков электрических цепей, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей – заземляющих ножей.

Разъединители выбираются по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме короткого замыкания проверяют на термическую и электродинамическую стойкость к току КЗ. Разъединители должны выбираться также по роду установки и конструктивному исполнению. Технические данные разъединителей приведены в табл. ЕЗ.

Для проектируемой ПС выбирается разъединитель двухколонковый наружной установки с заземляющими ножами РНДЗ 110.

Поскольку необходимые данные для выбора и проверки высоковольтных разъединителей аналогичны рассчитанным ранее, то дальнейшая проектная процедура осуществляется в табличной форме. Параметры по выбору и проверке РНДЗ 110 сводятся в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Технические и расчетные характеристики разъединителя РНДЗ 110

Параметр	Условия выбора	Величина	
		завода-изготовителя	расчётная
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$, кВ	115	110
Наибольшее напряжение, кВ	$U_{макс\ p} \geq U_{расч}$	126	115
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	$I_{ном} \geq I_{расч}$	1000	52,5
Ток термической стойкости, $кА^2 \cdot с$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	$31,5^2 \cdot 3$	$2,01^2 \cdot 1$
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин} \geq i_y$	80	5,4

Выбранный разъединитель РНДЗ 110 удовлетворяет условиям проверки.

Выбор выключателей на напряжение 10 кВ осуществляется по приложению Е. Выбираем предусмотренные к установке выключатели серии ВБУ 10 кВ (табл. Е2). Структура условного обозначения выключателя: В – выключатель; Б – вакуумный; У – унифицированный; предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 10 кВ.

Условия выбора:

1. По номинальному напряжению (5.1). Выключатели рассчитаны на номинальное напряжения источника питания, которое больше на 5% номинального напряжения сети

$$U_{ном} \geq U_{сети\ ном} = 10,5 > 10 \text{ кВ.}$$

2. По наибольшему напряжению (5.2)

$$U_{макс\ p} \geq U_{расч} = 12 > 10,5 \text{ кВ.}$$

3. По номинальному току (5.3)

$$I_{ном} \geq I_{расч}.$$

В качестве расчетного тока принимается номинальный ток отключаемой ВЛ или КЛ $W2$.

Согласно данным, приведенным в примере (п. 3.5) расчетный ток на головном участке ВЛ $L1.1$ (КЛ $L2.1$) составляет

$$I_{p1.1}^{ВЛ} = \frac{\sum_{i=1}^4 S_{ном i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}} = \frac{2(S_{ном1} + S_{ном2})}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{2(250 + 400)}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,1 \text{ А};$$

$$I_{ном} \geq I_{расч} = 1000 > 75,1 \text{ А}.$$

Условия проверки:

1. По току термической стойкости (5.6) при трехфазном КЗ в точке К2 (см. табл. 4.7)

$$I_{терм} = I_{K2}^{(3)} = 4,07 \text{ кА}.$$

Время отключения КЗ максимальной токовой защитой можно принять $t_{откл} \leq 1 \text{ с}$.

Интеграл Джоуля

$$B_k = I_{мс} \cdot t_{мс}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{мс}$ – ток термической стойкости, кА; время протекания тока термической стойкости $t_{мс}$, с.

Тогда по данным табл. Е1:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k = 20 \cdot 3 > 4,07 \cdot 1, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2. По току динамической стойкости (5.8) ($i_{yK2} = 10,7 \text{ кА}$ – см. табл. 4.7)

$$I_{дин} \geq i_y = 52 > 10,7 \text{ кА}.$$

3. По току отключения ($I_{расч}^{(3)} = I_{K1}^{(3)}$)

$$I_{откл} \geq I_{расч}^{(3)} = 20 > 4,07 \text{ кА}.$$

4. По мощности отключения

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{откл} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 = 363 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{откл} \geq S_{K3} = 363 > 70,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Параметры по выбору и проверке ВБУ 10-1000-20 сводятся в табл. 5.3.

Таблица 5.3 – Технические и расчетные характеристики выключателя ВБУ 10-1000-20

Параметр	Условия выбора	Величина	
		завода-изготовителя	расчётная
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$, кВ	10,5	10
Наибольшее напряжение, кВ	$U_{макс\ p} \geq U_{расч}$	12	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	$I_{ном} \geq I_{расч}$	1000	75,1
Ток термической стойкости, $кА^2 \cdot с$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	20 ² ·3	4,07 ² ·1
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин} \geq i_y$	52	10,7
Ток отключения, $I_{откл}$, кА	$I_{откл} \geq I_{расч}^{(3)}$	20	4,07
Мощность, $S_{откл}$, МВ·А	$S_{откл} \geq S_{КЗ}$	363	70,7

Выбранный выключатель ВБУ 10 удовлетворяет условиям проверки.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. По каким основным условиям должны выбираться и проверяться высоковольтные выключатели?
2. Каковы основные достоинства высоковольтных элегазовых выключателей?
3. Каковы отличительные свойства элегазовых колонковых и баковых выключателей?
4. Для каких целей предназначены высоковольтные разъединители?
5. В каких вариантах конструктивного исполнения выпускаются высоковольтные разъединители?
6. Какие конструктивные особенности имеет двухколонковый полюс разъединителя?
7. Каким типом привода могут быть снабжены высоковольтные разъединители?
8. Каковы основные достоинства высоковольтных вакуумных выключателей?
9. Для каких целей предназначены комплектные распределительные устройства?

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ

6.1 Общие сведения о релейной защите отходящих линий

На подстанциях 35–110/6–10 кВ для защиты отходящих линий напряжением 6–10 кВ от междуфазных КЗ и двойных замыканий на землю предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ) [1, 10, 27]. В курсовом проекте рассматривается двухфазная схема – неполная «звезда» с применением микропроцессорных реле РСТ-40 (рис. 6.1) и РСТ-80 – аналогов электромеханических реле типа РТ-40 и РТ-80 с дешунтированием отключения выключателя [26] (см. Приложение Ж).

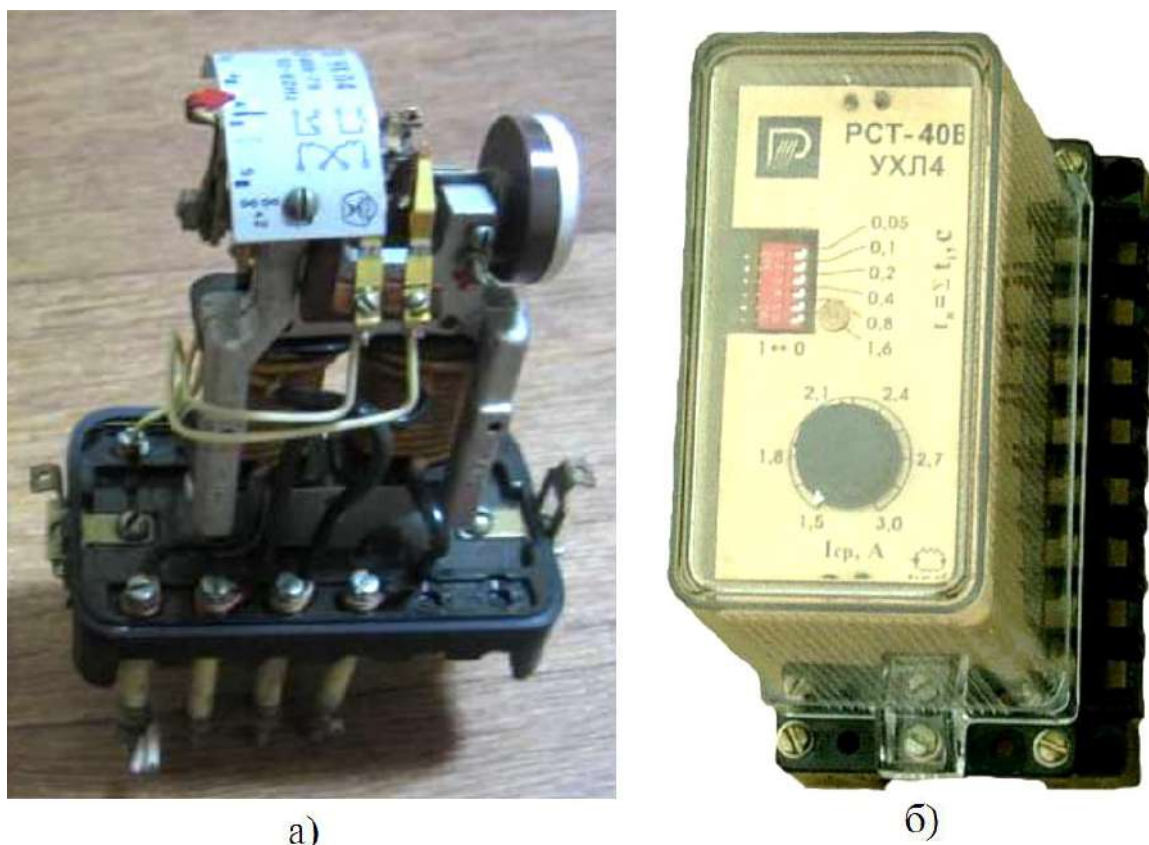


Рисунок 6.1 – Электромеханическое реле РТ-40 (а) и его микропроцессорный аналог РСТ-40 (б)

С целью ускорения действия защиты должны применяться токовые отсечки (ТО) во всех случаях, когда их применение эффективно.

Схема размещения МТЗ и ТО на отходящих от ПС линиях ВЛ и КЛ $W2$ приведена на рис. 6.2.

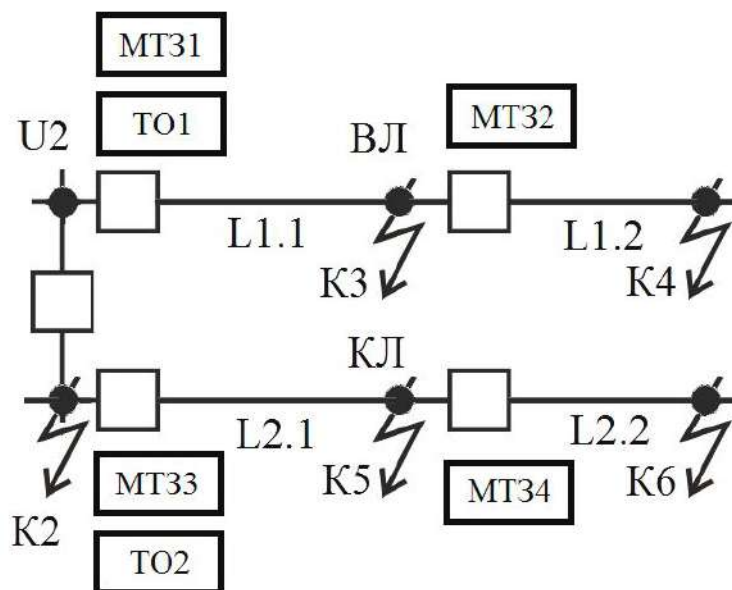


Рисунок 6.1 – Схема размещения максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях

Для защиты ВЛ на участках $L1.1$ и $L1.2$ используется МТЗ1 и МТЗ2. Аналогично для защиты КЛ на участках $L2.1$ и $L2.2$ используется МТЗ3 и МТЗ4.

МТЗ1 и МТЗ3 выполнена на микропроцессорных реле серии РСТ-80.

МТЗ2 и МТЗ4 выполнена на микропроцессорных реле серии РСТ-40.

Для ускорения действия МТЗ на участках $L1.1$ и $L2.1$ применяются токовые отсечки без выдержки времени ТО1 и ТО2. ТО выполнена на микропроцессорных реле РСТ-40.

Для защиты электрических сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6–10 кВ применяется двухфазная двухрелейная схема (рис. 6.2). Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 (рис. Жб) устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах «А» и «С»), а вторичные обмотки трансформаторов тока и катушки реле КА1 и КА2 соединяются по схеме «неполная звезда/неполная звезда» (рис. 6.2, б). В этом случае коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Назначение блок-контакта SQ (рис. 6.2, в) заключается в своевременном разрыве цепи питания катушки отключения YAT выключателя Q после его отключения, вызванного срабатыванием защиты. Тем самым исключается возможность обгорания контактов промежуточного реле KL под действием дуги. Для оповещения персонала о срабатывании защиты в схеме (рис. 6.2, в) использовано сигнальное реле KH .

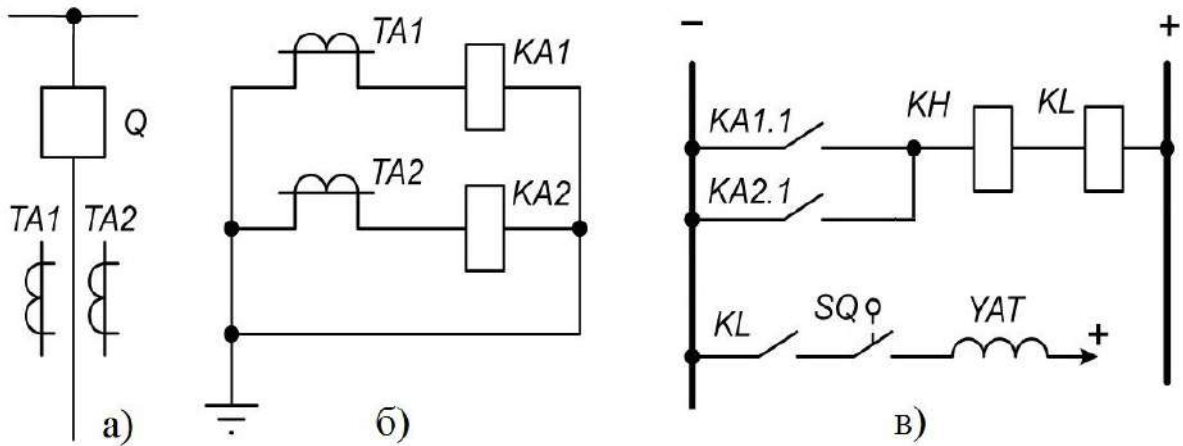


Рисунок 6.2 – Схемы максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях: а – включение первичных обмоток ТА; б – соединение измерительных органов – вторичных обмоток ТА и катушек реле КА; в – цепи оперативного тока, коммутации и сигнализации

6.2 Максимальная токовая защита отходящих линий

Расчет МТЗ. При использовании реле РСТ-40–80 (рис. 6.3) ток срабатывания защиты

$$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{p \max}, \quad (6.1)$$

где $I_{p \max}$ – рабочий (расчётный) максимальный ток защищаемой линии (участка); $k_n = 1,2$ – коэффициент надёжности, учитывающий погрешности реле; $k_\epsilon = 0,8-0,85$ – коэффициент возврата; $k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска, который зависит от параметров нагрузки, от схемы и параметров питающей сети. Для сельских сетей $k_{сзн} = 1,2-1,3$.

Рабочий (расчётный) максимальный ток защищаемой линии

$$I_{p \max} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}}, \quad (6.2)$$

где $S_{расч}$ – мощность ТП, подключенных к защищаемой линии (участку).

Ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} \cdot I_{с.з}. \quad (6.3)$$

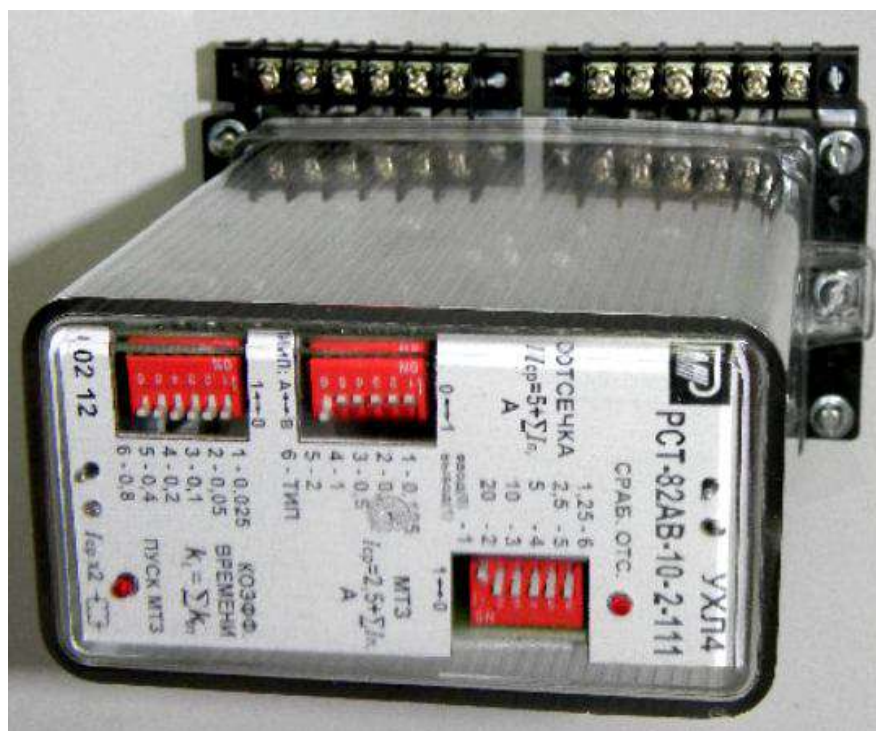


Рисунок 6.3 – Микропроцессорное реле серии PCT-80

Проверка чувствительности МТЗ. Чувствительность МТЗ определяется коэффициентом чувствительности при минимальное значениях тока короткого замыкания

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. min}}^{(2)}}{n_{\text{T}} \cdot I_{\text{ср}}} > 1,5, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{к. min}}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемой линии (участка); n_{T} – коэффициент трансформации трансформатора тока (см. Приложение Ж).

Согласование временных характеристик МТЗ. Для обеспечения селективности действия последовательно включенных МТЗ1 и МТЗ2 на участках $L1.1$ и $L1.2$, а также МТЗ3 и МТЗ4 на участках $L2.1$ и $L2.2$ необходимо задать (определить) соответствующее время срабатывания каждой из защит, используя данные приложения Ж.

МТЗ1 и МТЗ3 выполняется с ограниченно зависимой характеристикой времени срабатывания (реле PCT-80).

МТЗ2 и МТЗ4 выполняется с независимой характеристикой времени срабатывания (реле PCT-40).

И в том, и в другом случае селективность защиты можно обеспечить, если время срабатывания t_1 МТЗ1 (МТЗ3), расположенной у шин ПС, при коротком замыкании в точке К4 на

смежном участке в зоне действия защиты МТЗ2 (МТЗ4) больше максимальной выдержки времени t_2 защиты МТЗ2 (МТЗ4) на ступень селективности $\Delta t = 0,3 - 0,5$ с.

Выдержки времени у МТЗ выбирают по ступенчатому принципу: начинают выбор с наиболее удаленного от источника питания элемента и, по мере приближения к источнику питания, увеличивают ее таким образом, что защита последующего участка имеет выдержку времени на ступень селективности больше, чем максимальная выдержка времени защиты предыдущего участка.

Время срабатывания защиты МТЗ2 (МТЗ4) можно принять, например при выполнении защиты на реле РСТ-40, $t_2 = 0,1$ с.

Далее следует найти кратность токов для МТЗ1 (МТЗ3)

$$k_1 = I_{K4}^{(3)} / I_{c31}, \quad (6.5)$$

где $I_{K4}^{(3)}$ – ТКЗ в точке К4.

При этом время срабатывания защиты МТЗ1 (МТЗ3) должно быть

$$t_{cp1} = t_2 + \Delta t \rightarrow t_{x1}, \quad (6.6)$$

где t_{x1} – время соответствующей характеристики реле.

По значениям k_1 и t_{cp1} выбирается соответствующая характеристика t_x реле РСТ-80 (рис. 6.3).

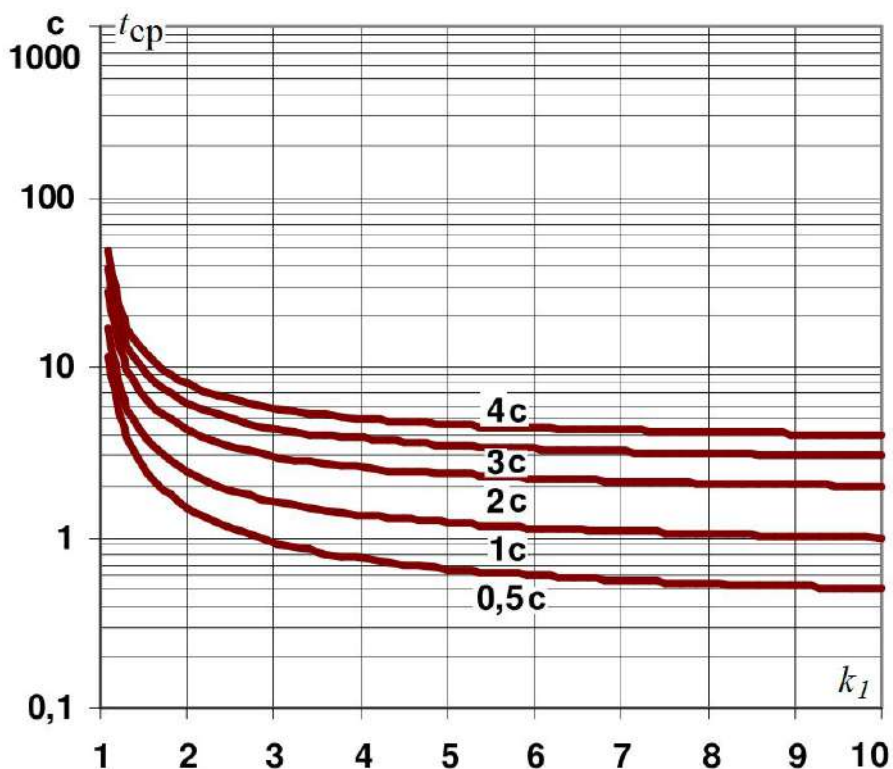


Рисунок 6.3 – Характеристика реле РСТ-80 для диапазона $t_{x1} = 0,5-4$ с.

Результаты расчета МТЗ сводятся в табл. 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение
Ток срабатывания РЗ, А	$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\theta} \cdot I_{p\max}$	
Ток срабатывания реле, А	$I_{ср} = \frac{k_{сх}^{(3)}}{n_T} \cdot I_{сз}$	
Коэффициент чувствительности РЗ	$k_\chi = \frac{I_{кз.\min}^{(2)}}{n_T \cdot I_{ср}}$	
Кратность токов	$k_1 = I_K^{(3)} / I_{сз}$	
Время срабатывания защиты, с	$t_{ср} = t_2 + \Delta t$	
Характеристика реле, с	t_x	

6.3 Токовая отсечка отходящих линий

Токовая отсечка, как правило, действует со своим естественным временем отключения и не имеет искусственной задержки. Поэтому появившийся сигнал на первой ступени защиты сразу действует на отключение выключателя соответствующего присоединения.

Токовая отсечка выбирается так, чтобы эта ступень не отключалась при трехфазном КЗ $I_K^{(3)}$ в конце линии – в точке К4 (К6). Зона действия этой ступени не доходит до конца линии L1 (L2), а действует на участке линии L1.1 (L2.1).

Ток срабатывания ТО $I_{ср\ TO}$ определяется из следующих условий:

$$I_{ср\ TO} = k_{отс} \cdot I_K^{(3)}, \quad (6.7)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки или запаса ($k_{отс} = 1,15-1,25$); $I_K^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии – в точке К4 (К6).

Эффективность ТО сводится к проверке чувствительности при двухфазном КЗ $I_K^{(2)}$ в точке К2 (начало линии):

$$k_\chi = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{ср\ TO}} \geq 1,2, \quad (6.8)$$

где $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности ТО; $I_K^{(2)}$ – КЗ в точке К2.
 Результаты расчета ТО сводятся в табл. 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет токовой отсечки ВЛ6–10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение
Ток срабатывания	$I_{\text{ср ТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_K^{(3)}$	
Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{\text{ср ТО}}} \geq 1,2$	

Зона действия токовой отсечки линии определяется графически по точке пересечения кривой изменения тока КЗ и горизонтальной линии, соответствующей уставке реле.

6.4 Пример расчета релейной защиты отходящих линий

В соответствии со схемой размещения релейных защит (рис. 6.1) и данными отходящих от ПС линий (на основе расчетов из предыдущих примеров) выполнить расчет максимальных токовых защит и токовых отсечек для ВЛ и КЛ напряжением 10 кВ.

Расчет максимальной токовой защиты. МТ31 и МТ33 выполняется на микропроцессорных реле серии РСТ-80; МТ32 и МТ34 выполняется на микропроцессорных реле серии РСТ-40 (приложение Ж).

Для защиты электрических сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 10 кВ применяется двухфазная двухрелейная схема (рис. 6.2). Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 (рис. Жб) устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах «А» и «С»), а вторичные обмотки трансформаторов тока и катушки реле КА1 и КА2 соединяются по схеме «неполная звезда/неполная звезда» (рис. 6.2, б). В этом случае коэффициент схемы $k_{\text{сх}} = 1$.

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (6.1).

Для МТ31 (МТ33) на головном участке линии $L1.1$ ($L2.1$) расчетный ток $I_{p \text{ max}} = 75,1$ А (см. пример 3.5)

$$I_{\text{сз1}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{е}}} \cdot I_{p \text{ max}} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} 75,1 = 141 \text{ А.}$$

Для МТЗ 2 (МТ34) втором участке $L1.2$ ($L2.2$)

$$I_{c32} \geq \frac{k_n \cdot k_{c3n}}{k_e} \cdot I_{p \max} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} 46,2 = 86,6 \text{ А.}$$

Для схемы МТЗ1 (МТЗ3) на головном участке линии L1.1 (L2.1) выбираются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные ТЛК-10-150/5 (приложение Ж).

Для схемы МТЗ2 (МТЗ4) на втором участке линии L1.2 (L2.2) выбираются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные ТЛК-10-100/5 (приложение Ж).

Ток срабатывания реле РСТ-80 (РСТ-40) определяется по формуле (6.3).

$$I_{cp1} = \frac{k_{cx}}{n_{T1}} \cdot I_{c.31} = \frac{1}{150/5} 141 = 4,7 \text{ А.}$$

$$I_{cp2} = \frac{k_{cx}}{n_{T1}} \cdot I_{c.32} = \frac{1}{100/5} 86,6 = 4,33 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ. Для МТЗ1 на головном участке ВЛ L1.1 минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемого участка $I_{K3}^{(2)} = 1,31$ кА (из табл. 4.7).

Для МТЗ3 на головном участке КЛ L2.1 минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемого участка $I_{K5}^{(2)} = 1,13$ кА (из табл. 4.7).

Чувствительность МТЗ определяется коэффициентом чувствительности по (6.4)

$$\text{Для МТЗ1 на участке L1.1 } k_{ч1.1} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}} = \frac{1310}{150/5 \cdot 4,7} = 9,29 > 1,5.$$

$$\text{Для МТЗ3 на участке L2.1 } k_{ч2.2} = \frac{I_{K5}^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}} = \frac{1130}{150/5 \cdot 4,7} = 8,01 > 1,5.$$

Для МТЗ2 на втором участке ВЛ L1.2 минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемого участка $I_{K4}^{(2)} = 0,961$ кА (из табл. 4.7).

Для МТЗ4 на втором участке КЛ L2.2 минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемого участка $I_{K6}^{(2)} = 0,577$ кА (из табл. 4.7).

$$\text{Для МТЗ2 на участке L1.2 } k_{ч1.2} = \frac{I_4^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}} = \frac{961}{100/5 \cdot 4,33} = 11,1 > 1,5.$$

$$\text{Для МТЗ3 на участке L2.1 } k_{ч2.2} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}} = \frac{577}{100/5 \cdot 4,33} = 6,66 > 1,5.$$

Выбранные МТЗ проходит по чувствительности.

Согласование временных характеристик МТЗ. Для обеспечения селективности действия последовательно включенных МТЗ1 и МТЗ2 на участках L1.1 и L1.2, а также МТЗ3 и МТЗ4 на участках L2.1 и L2.2 необходимо задать (определить) соответствующее время срабатывания каждой из защит.

МТЗ1 и МТЗ3 выполняется с ограниченно зависимой характеристикой времени срабатывания (реле РСТ-80).

МТЗ2 и МТЗ4 выполняется с независимой характеристикой времени срабатывания (реле РСТ-40).

И в том, и в другом случае селективность защиты можно обеспечить, если время срабатывания t_1 МТЗ1 (МТЗ3), расположенной у шин ПС, при коротком замыкании в точке К4 на смежном участке в зоне действия защиты МТЗ2 (МТЗ4) больше максимальной выдержки времени t_2 защиты МТЗ2 (МТЗ4) на ступень селективности $\Delta t = 0,3 - 0,5$ с.

Выдержки времени у МТЗ выбирают по ступенчатому принципу: начинают выбор с наиболее удаленного от источника питания элемента и, по мере приближения к источнику питания, увеличивают ее таким образом, что защита последующего участка имеет выдержку времени на ступень селективности больше, чем максимальная выдержка времени защиты предыдущего участка.

Время срабатывания защиты МТЗ2 (МТЗ4) можно принять (при выполнении защиты на реле РСТ-40) $t_2 = 0,1$ с.

Далее следует найти кратность токов для МТЗ1 (МТЗ3) по (6.5) и табл. (4.7)

$$k_1 = I_{K4}^{(3)} / I_{c31} = 1110 / 141 = 7,93; \quad k_3 = I_{K6}^{(3)} / I_{c31} = 666 / 141 = 4,72.$$

При этом время срабатывания защиты МТЗ1 (МТЗ3) должно быть по (6.6)

$$t_{cp1} = t_{cp3} = t_2 + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с.}$$

По кривым (рис. 6.3) в функции значений k_1 и t_{cp1} выбирается соответствующая характеристика t_x реле РСТ-80. Ближайшей характеристикой является

$$(k_1, t_{cp1}) \rightarrow t_{x1} = 0,5 \text{ с}; (k_3, t_{cp3}) \rightarrow t_{x3} = 0,5 \text{ с.}$$

Результаты расчета МТЗ сводятся в табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет максимальной токовой защиты ВЛ и КЛ 10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение	
		МТЗ1 (МТЗ3)	МТЗ2 (МТЗ4)
Ток срабатывания РЗ, А	$I_{c3} \geq \frac{k_n \cdot k_{c3n}}{k_\theta} \cdot I_{p \max}$	141	86,6
Ток срабатывания реле, А	$I_{cp} = \frac{k_{cx}^{(3)}}{n_T} \cdot I_{c.3}$	4,7	4,33
Коэффициент чувствительности РЗ	$k_\theta = \frac{I_{кз. \min}^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}}$	9,29 (19,2)	31,2 (20,1)
Кратность токов	$k = I_K^{(3)} / I_{c3}$	7,93 (4,72)	-
Время срабатывания защиты, с	$t_{cp} = t_2 + \Delta t$	0,4	0,1
Характеристика реле, с	t_x	0,5	-

Токовая отсечка выбирается так, чтобы эта ступень не отключалась при трехфазном КЗ $I_K^{(3)}$ в конце линии – в точке К4 (К6). Зона действия этой ступени не доходит до конца линии L1 (L2), а действует на участке линии L1.1 (L2.1).

Ток срабатывания ТО $I_{c \text{ ТО}}$ определяется из условий (6.7) и табл. 4.7:

$$I_{cp \text{ ТО1}} = k_{отс} \cdot I_{K3}^{(3)} = 1,15 \cdot 1,74 = 2 \text{ кА};$$

$$I_{cp \text{ ТО2}} = k_{отс} \cdot I_{K5}^{(3)} = 1,15 \cdot 1,31 = 1,47 \text{ кА.}$$

Эффективность ТО сводится к проверке чувствительности при двухфазном КЗ $I_K^{(2)}$ в точке К2 по (6.8)

$$k_{ч1} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{ср\ TO1}} = \frac{3,52}{2} = 1,76 \geq 1,2; \quad k_{ч1} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{ср\ TO2}} = \frac{3,52}{1,47} = 2,39 \geq 1,2.$$

Чувствительность рассчитанных ТО обеспечена.

Результаты расчета ТО сводятся в табл. 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет токовой отсечки ВЛ 6–10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение	
		ТО1	ТО2
Ток срабатывания, кА	$I_{ср\ ТО} = k_{отс} \cdot I_K^{(3)}$	2	1,47
Коэффициент чувствительности	$k_{ч} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{ср\ ТО}} \geq 1,2$	1,76	2,39

Зоны действия токовой отсечки определяется графически, как показано на рис. 6.4. Для этого вычисляются токи КЗ, проходящие по линии при КЗ в начале и конце линии, а также на расстояниях 0,25, 0,5 и 0,75 длины от начала. При вычислении токов КЗ по длине линии удобно воспользоваться табл. 6.5, исходные данные для которой приведены в п. 4.5.

Таблица 6.5 – Расчет параметров для определения зон действия токовой отсечки

Параметр	Расчетная точка				
	К2	0,25L	0,5L	0,75L	К3
L, км	0	1,25	2,50	3,75	5
$X_{L1.1*}$	0	4,53	9,05	13,6	18,1
$X_{C*} + X_{ВЛ110*} + X_{T*} + X_{L1.1*}$	13,5	18,1	22,6	27,1	31,6
$I_K^{(3)}$, кА	4,07	3,05	2,44	2,03	1,74
$I_K^{(2)}$, кА	3,52	2,64	2,11	1,76	1,51
$I_{ср\ ТО1}$, кА	2	2	2	2	2

Затем по оси ординат откладываются токи КЗ $I_{K2}^{(3)}$, $I_{K3}^{(3)}$ (максимальные) и $I_{K2}^{(2)}$, $I_{K3}^{(2)}$ (минимальные), проходящие по защищаемой линии при КЗ в начале и конце L1.1.

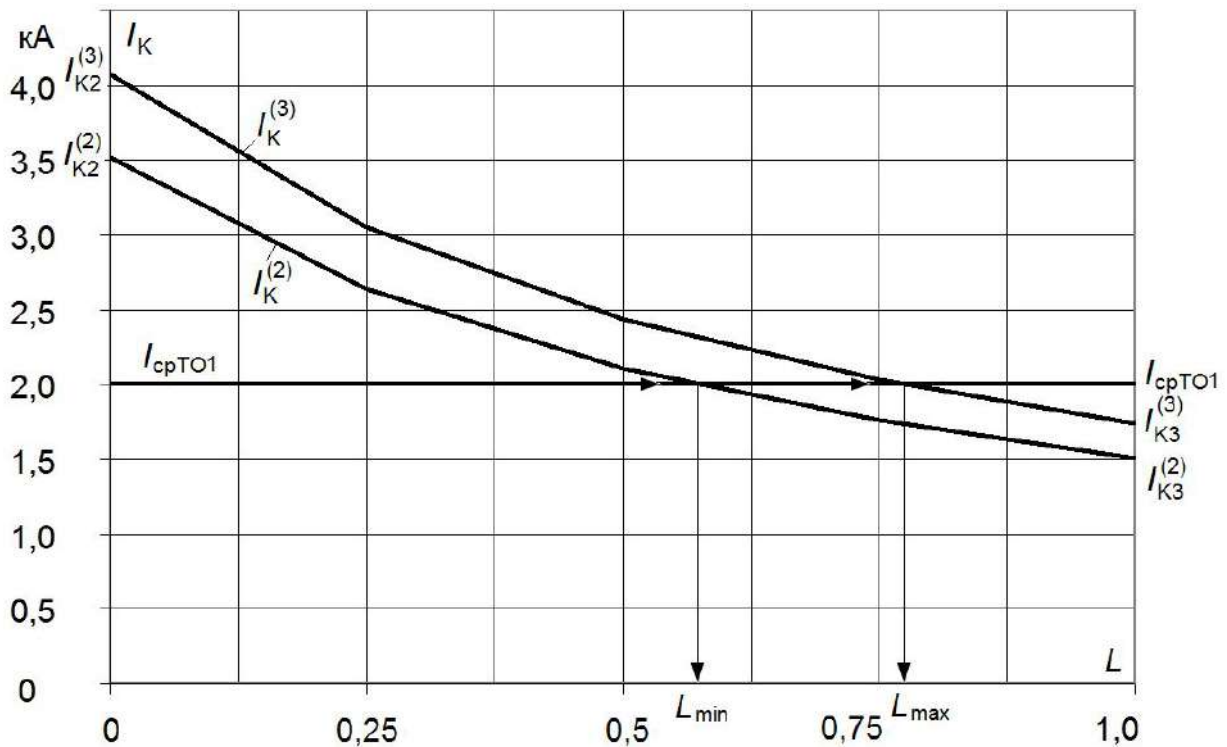


Рисунок 6.4 – Определение зоны действия токовой отсечки на линии $L1.1$

Полученные значения в соответствующих расчетных точках максимальных и минимальных ТКЗ также откладываются на графике и соединяются прямыми линиями. По оси абсцисс откладывается длина линии $L1.1$.

Из точки $I_{срТО1}$ проводится горизонтальная линия до пересечения с полученными графиками (в виде ломанных линий). Точки пересечения линий определяют максимальную (защита от трехфазных ТКЗ) и минимальную (защита от двухфазных ТКЗ) зоны L_{max} и L_{min} действия токовой отсечки. Отсечка действует в зоне, где ток КЗ превышает ток срабатывания.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Какой вид защиты предусмотрен на ПС 35–110/6–10 кВ для защиты отходящих линий напряжением 6–10 кВ от междуфазных КЗ и двойных замыканий на землю?
2. Какие защиты применяются на головных участках отходящих линий для ускорения действия релейной защиты?
3. Как обеспечивается селективность действия защит?
4. По какому принципу выбираются выдержки времени у максимальных токовых защит?

7 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

7.1 Требования к инженерным расчетам

С появлением мощных вычислительных возможностей современных компьютеров в проектировании возникла неоправданная тенденция – проводить расчеты с максимальной точностью и разрабатывать для этого более сложные формулы и методы, забывая о том, что такая точность для решения данной задачи часто совсем не нужна.

Инженерные расчеты, в том числе и по электроснабжению, являются приближенными, точность которых определяется, в первую очередь, точностью исходных данных [16]. Исходными данными расчетов могут быть номинальные паспортные данные электрооборудования или элементов электрической сети, нормативные величины и коэффициенты, данные различных измерений, эмпирические и теоретические коэффициенты, результаты предшествующих расчетов.

Точность номинальных паспортных данных электрооборудования, а также проводников, проводов, кабелей и шин определяется приведенными в справочных каталогах техническими условиями или допусками, находящимися обычно в пределах от ± 2 до $\pm 5\%$.

Относительно большие погрешности могут вноситься в расчет, когда в качестве исходных используют не номинальные, а некоторые усредненные данные: так, индуктивное сопротивление кабелей всех сечений напряжением 6–10 кВ часто принимают равным 0,08 мОм/м, хотя фактически эта величина находится округленно в пределах от 0,07 до 0,09 мОм/м. Погрешность, таким образом, составляет более $\pm 12\%$. Нормативные, опытные и другие расчетные коэффициенты задают обычно одной или двумя значащими цифрами, следовательно, они обладают погрешностью до 10%.

Таким образом, уже исходными данными в расчеты вносятся значительные погрешности и поэтому погрешность результата расчета оказывается, как правило, такой же. Это учитывается при выборе и разработке типовых методов расчета. В результате использования приближенных исходных данных и упрощенных способов расчета суммарная погрешность может находиться в пределах от ± 5 до $\pm 10\%$, причем не всегда удастся установить и знак этой погрешности.

Цель расчета при проектировании СЭС, как правило, может заключаться в выборе стандартного электрооборудования или

стандартных элементов электрической сети, в проверке выбранного оборудования на различные дополнительные условия, в определении показателей режима работы системы электропитания, в определении стоимости и сроков окупаемости электрооборудования.

При выборе стандартного электрооборудования или проводников необходимая точность расчета определяется следующими факторами:

- а) интервалами стандартного ряда значений номинальных величин;
- б) допустимой перегрузкой или другими допустимыми отклонениями от номинального режима;
- в) допустимыми отклонениями номинальных величин;
- г) коэффициентами запаса или коэффициентами перегрузки, заложенными в расчеты;
- д) возможностями изменения параметров режимов при эксплуатации.

Номинальные значения параметров электрооборудования, выбираемого из стандартной серии, обычно представляют собой геометрическую прогрессию со знаменателем от 1,2 до 3. Для однозначного выбора ближайшего к результату расчета числа из этой прогрессии достаточно, чтобы погрешность расчета не превышала от ± 5 до $\pm 30\%$. Стандартный ряд номинальных мощностей силовых трансформаторов от 100 до 10000 кВ·А: 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600, 2500, 4000, 6300, 10000. Это геометрическая прогрессия со знаменателем 1,6 [2, 20]. Следовательно, для однозначного выбора трансформатора могут использоваться расчеты с итоговой погрешностью $\pm 12\%$, при этом учитывается, что в случае предельной погрешности такого расчета трансформатор может выдержать перегрузку на 12% и перегрузка не выходит за пределы заложенного в расчет коэффициента запаса.

Подобные требования предъявляются и к выбору сечения проводов и жил кабелей из стандартного числового ряда 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 мм², близкого к геометрической прогрессии со знаменателем от 1,23 до 1,6. Допустимая погрешность расчета составляет $\pm 5\%$ [20, 27].

На основании приведенных решений можно заключить, что расчеты при проектировании систем электроснабжения достаточно проводить с точностью $\pm 5\%$, и в соответствии с этим следует записывать результаты расчетов до трех значащих цифр, например: 0,0678; 4,52; 12300. Такой способ записи содержит в себе погрешность не более $\pm 0,5\%$. Большого числа значащих

цифр записывать нет смысла, так как вероятности точности каждой из последующих цифр будут случайными. Если вычислительные средства выводят больше чисел, чем требуемые условия, то при окончательной записи результаты расчета округляются.

7.2 Требования к выполнению пояснительной записки и графической части

Оформление курсового проекта должно соответствовать требованиям, предъявляемым к работам, направляемым в печать, – государственных стандартов к представлению текстового, табличного, формульного и иллюстративного материала (ГОСТ 2.105–95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам), а также составлению списка литературных источников (ГОСТ 7.1–2003. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления).

Текст пояснительной записки выполняется согласно Правилам оформления расчетно-графической части курсовых и дипломных проектов [3] шрифтом Times New Roman размером 14 через 1,5 интервала на одной стороне стандартных листов бумаги формата А4 (210×297 мм). Рекомендуемое значение поля страницы: левое – 30 мм, правое – 15 мм, верхнее и нижние 20 мм, позиция табуляции – 12,3 мм. Расстояние от рамки формы до границы текста в начале и в конце строк – 3–5 мм. Расстояние от верхней и нижней строки текста до верхней и нижней рамки должно быть порядка 5–10 мм.

Нумерация страниц пояснительной записки – сквозная, первой страницей является титульный лист. Номер страницы представляют справа в нижнем углу рамки. На титульном листе номер не ставятся.

Графическая (иллюстративная) часть выполняется на трех листах (Приложение 3) на бумаге формата А3 (297×420 мм), которые подшиваются в конце пояснительной записки.

7.3 Требования к защите курсового проекта

Цель защиты курсового проекта – обобщение и закрепление теоретических знаний, практических умений и профессиональ-

ных компетенций обучающегося на завершающемся этапе обучения, а также подготовка к выполнению и защите выпускной квалификационной работы бакалавра.

Можно рекомендовать следующую структуру доклада, подкрепляемую демонстрацией слайдов (пояснительная записка с графической частью при защите находится у членов комиссии).

Уважаемые члены комиссии, вашему вниманию представляется курсовой проект на тему «...(назвать тему)...» по дисциплине «...(назвать дисциплину)...».

Целью курсового проекта является «...».

Основные задачи, решаемые в курсовом проекте «...(перечислите задачи по пунктам)...».

Далее содержание курсового проекта раскрывается последовательно по главам с выводами о принятии проектного решения на каждом этапе.

В заключении докладчик обращается к комиссии: «Благодарю за внимание и готов ответить на вопросы членов комиссии по содержанию курсового проекта».

Оценка комиссии определяется качеством выполненного курсового проекта, убедительностью сделанного доклада и правильностью ответов на заданные вопросы.

Для полученных проектных решений и проектной документации устанавливаются различные требования и критерии качества.

Под качеством проектных решений понимается степень их соответствия технико-экономическим показателям и качественным характеристикам, которые устанавливаются заданиями на проектирование, а также степень соответствия проектных решений требованиям законодательства, действующим стандартам, федеральным и региональным нормам и правилам.

Под качеством проектной документации понимается степень соответствия состава, содержания, объема и формы проектных документов требованиям действующих стандартов, нормативов с учетом уровня графического отображения документов.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Чем определяется точность инженерных расчетов?
2. Какими факторами определяется точность расчетов при выборе стандартного электрооборудования?
3. Что понимается под качеством проектных решений?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным направлением образовательной деятельности на заключительном этапе обучения является формирования у обучающегося профессиональных основ, потребности непрерывного обучения и самостоятельного развития предметных и личностных качеств. Наряду со знаниями, умениями и навыками особо выделяется его способность и готовность использовать приобретенную компетентность для решения профессиональных задач различной сложности с учетом индивидуальных особенностей, интересов и склонности.

Инновационный путь рассмотрения и осуществления процесса проектирования систем электроснабжения и переход от учебного к квазипрофессиональному, а затем и профессиональному инвестиционному бизнес-проектированию опирается на триаду: бизнес-идея, бизнес-модель и бизнес-план. Концепция процессного подхода, формализующего этапы проектирования систем электроснабжения в виде непрерывного потока – информационного процесса, преобразует входную информацию в выходную, учитывая управляющие воздействия и механизм реализации осуществляемых преобразований. Преимущество курсовых и выпускных тематик закрепляется в процессе «сквозного» проектирования. Таким образом, важную роль приобретают мультидисциплинарные связи, которые при условии сохранения теоретической и практической целостности каждой дисциплины осуществляют междисциплинарную интеграцию.

Важным условием успешной реализации компетентностно-ориентированного обучения становится оценка качества подготовки обучающихся, оценка качества приобретаемых общепрофессиональных и профессиональных компетенций. Инновационный подход в реализации образовательных программ предполагает использование всех форм и методов контроля, сочетание и пропорции которых зависят от содержания и практической возможности их реализации. В то же время продолжается закрепление методик тестирования, успешно используемых на различных этапах обучения, начиная от промежуточной, рубежной или итоговой оценки до определения уровня остаточных знаний для получения проектных решений на разных этапах выполнения курсового проекта.

Проектирование системы электроснабжения позволяет на завершающем этапе обучения реализовать цели и задачи Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению 13.03.2 «Электроэнергетика и

электротехника» и 35.03.06 «Агроинженерия» (уровень бакалавриата) [24, 25].

Разработка ключевого курсового проекта ведется на основе бизнес-идеи согласно требованиям бизнес-модели – с учетом особенностей технологии и перспектив развития проектируемого объекта [15, 16].

В квазипрофессиональном (курсовом) проекте осуществляется пошаговый выбор главных элементов районной подстанции с высшим напряжением 35–110 кВ, осуществляемый на основе технических условий, условий развития энергосистемы, схем внешнего электроснабжения и нагрузок агропромышленного предприятия.

В проектируемом варианте СЭС электрооборудование выбирается по расчетным нагрузкам, учитывающим число и мощность устанавливаемых электроприемников, ожидаемую их загрузку при компенсации реактивной мощности, осуществляя процессный подход. После выбора проводов и кабелей линий электропередачи выполняется расчет токов короткого замыкания и делается полная проверка выбранных проводов воздушных линий и кабелей, а также необходимого основного и коммутационного электрооборудования и релейной защиты. В результате такой курсовой проект, выполненный в виде бизнес-модели, дает упрощенное, но ясное системное видение этапов и всего проходящего процесса инвестиционного проектирования.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2006.

2. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебн. пособие. – М.: ИЦ «Академия», 2003.

3. Винников А.В., Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г., Лузан А.А. Правила оформления расчетно-графической части курсовых и дипломных проектов: Учебн. пособие. – Краснодар: КубГАУ, 2014.

4. ГОСТ 24291–90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2005.

5. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. Переиздание 2005. – М.: Стандартинформ, 2006.

6. ГОСТ Р 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2013.

7. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007.

8. Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ (РД 34.20.508). – М.: ПО «Союзтехэнерго», 2008.

9. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов вузов. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006.

10. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: КолосС, 2008.

11. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 2000.

12. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2007.

13. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: НЦ ЭНАС, 2001.

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004.

15. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Проектирование систем электроснабжения АПК. Кн. 1. Современная концепция – Краснодар: КубГАУ, 2014.
16. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Проектирование систем электроснабжения АПК. Кн. 2. Принципы и технология – Краснодар: КубГАУ, 2015.
17. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы: учебник для вузов. – Краснодар: КубГАУ. – 2014.
18. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Мусиенко А.Н. Профессионально-нормативный аспект организации учебного проектирования / Образование: традиции и инновации // Материалы VI Международной научно-практической конференции (21 октября 2014 года). – Прага, Чешская Республика: Изд. WORLD PRESS s.r.o., 2014.
19. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во ЭНАС, 2008.
20. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина. — М.: Энергоатомиздат, 2000.
21. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
22. Султанов Г.А., Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Современные технологии проектирования систем электроснабжения // Научный журнал Труды Кубанского аграрного университета, 2015. №. 1 (52).
23. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – М.: ОАО «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 2003.
24. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования по направлению подготовки 13.03.2 «Электроэнергетика и электротехника» (уровень бакалавриата). – М.: 2015.
25. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия» (уровень бакалавриата). – М.: 2015.
25. Федеральный закон № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике». – М.: 2003.
26. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
27. Электротехнический справочник: В 4 т. Электротехнические изделия и устройства / Под общей ред. В.Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А Исходные данные для проектирования системы электроснабжения

Основные параметры системы электроснабжения (рис 1.1) в соответствии с вариантом, задаваемым преподавателем, приведены в табл. А1.

Таблица А1 – Исходные данные для проектируемой системы электроснабжения

Вариант	P_p , МВт	S_{K3} , МВ·А	Q_p , Мвар	$U1/U2$, кВ	$W1/W2$, км	$2 \times (S_{ТП1} / S_{ТП2})$, кВ·А
1	4,1	2050	3,2	110/6	82/7,2	400/630
2	6,5	2580	5,4	110/10	75/8,2	400/400
3	10,4	3070	8,1	110/10	71/9,0	400/250
4	16,2	4010	12,6	110/6	68/7,4	630/400
5	23,8	4160	21,6	110/6	66/7,6	400/250
6	24,5	4290	21,0	110/10	55/6,8	630/630
7	23,7	4110	19,6	110/10	50/8,8	400/400
8	8,7	1060	6,1	35/10	28/8,4	1000/630
9	5,15	1010	4,6	35/6	25/7,8	1000/250
10	6,6	2130	5,0	110/6	80/6,6	1000/1000
11	10,5	2890	7,6	110/10	73/7,4	250/400
12	16,1	3750	12,9	110/10	70/8,2	250/630
13	27,8	4130	19,4	110/6	69/7,8	250/1000
14	25,4	4270	19,1	110/6	56/7,4	250/250
15	24,9	4160	20,0	110/10	54/6,8	400/630
16	4,2	980	2,9	35/6	27/6,4	400/400
17	4,1	950	3,1	35/10	26/8,0	400/250
18	6,5	1060	4,7	35/10	22/7,6	400/1000
19	10,4	2190	7,8	110/6	79/6,8	630/400
20	16,4	3740	13,2	110/6	78/7,0	630/250
21	25,1	4260	19,6	110/6	72/8,2	630/630
22	16,5	3740	11,9	110/10	67/8,8	630/1000
23	5,85	1130	4,4	35/10	24/7,8	1000/400
24	14,45	1230	11,6	35/6	23/6,6	1000/630
25	6,5	860	4,7	35/6	20/6,8	1000/250
26	9,8	2370	7,1	110/10	77/8,4	1000/400
27	16,6	3340	12,5	110/10	74/7,6	250/400
28	15,9	3260	11,5	110/10	65/8,2	250/630
29	5,4	990	4,6	35/10	61/7,4	250/1000
30	5,7	1110	4,3	35/6	29/6,4	250/250

Продолжение табл. А1

Вариант	P_p , МВт	S_{K3} , МВ·А	Q_p , Мвар	$U1/U2$, кВ	$W1/W2$, км	$2 \times (S_{ТП1} / S_{ТП2})$, кВ·А
31	3,9	830	3,0	35/10	34/7,8	250/400
32	6,4	1990	5,3	110/6	85/7,2	400/630
33	10,3	2980	8,0	110/10	79/9,8	630/250
34	15,9	3460	12,3	110/10	88/7,8	630/630
35	24,1	4180	21,9	110/6	86/6,6	1000/250
36	23,5	3980	20,1	110/6	95/6,0	630/1000
37	22,7	4030	18,8	110/6	80/7,8	400/639
38	9,4	1120	8,2	35/6	34/7,4	400/630
39	6,2	1050	4,5	35/10	28/8,8	630/250
40	6,4	2410	4,8	110/10	87/8,6	400/250
41	9,7	2740	7,0	110/6	79/6,2	630/400
42	15,8	3260	12,7	110/6	84/7,2	400/630
43	26,8	4070	18,7	110/10	96/8,8	630/400
44	24,7	3890	18,5	110/10	76/8,4	630/1000
45	23,2	3750	18,6	110/6	74/6,2	400/250
46	5,8	770	4,4	35/10	29/8,4	250/400
47	4,2	710	3,4	35/6	31/7,8	250/250
48	6,1	920	4,6	35/6	28/6,6	400/250
49	10,1	2470	8,1	110/10	85/7,8	250/400
50	15,5	3260	12,8	110/10	81/8,6	400/250
51	25,3	3940	20,3	110/10	92/8,8	1000/250
52	14,6	3030	11,0	110/6	87/6,4	630/400
53	5,7	850	4,9	35/6	34/6,8	250/400
54	13,8	1180	12,2	35/10	33/8,6	250/250
55	6,2	970	4,7	35/10	32/7,8	400/250
56	9,7	2640	7,3	110/6	88/6,4	250/630
57	14,7	2830	11,8	110/6	93/6,6	400/400
58	15,9	3180	11,5	110/6	82/7,2	630/630
59	5,5	940	4,6	35/6	41/6,4	250/400
60	15,1	1180	11,3	35/10	39/7,4	400/250

Линии электропередачи $W2$ (ВЛ и КЛ) разделены на два равных участка $L1.1$, $L1.2$ и $L2.1$, $L2.2$. В конце каждого из участков подключены по две ТП соответственно $2 \times S_{ТП1}$ и $2 \times S_{ТП2}$.

Отсутствующая в задании информация определяется самостоятельно по справочной литературе.

Приложение Б

Высоковольтные конденсаторы БСК 6–10 кВ

Конденсаторы высоковольтные силовые косинусные напряжением 6,3–10,5 кВ (рис. 2.1) предназначены для изготовления различных компенсаторов реактивной мощности, в том числе высоковольтных конденсаторных установок, батарей статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств.

В конденсаторах применена технология All-Film Dielectric (единая пленочная структура), обеспечивающая по сравнению с традиционной технологией более стабильную работу в нестандартных режимах эксплуатации и более длительный срок службы, а также уменьшающая потери.

В основе технологии лежит метод построения конденсатора. На обе стороны полипропиленовой пленки наносится тонкое металлизированное покрытие (напыление), которое образует обкладки конденсатора. Обработанная таким образом пленка укладывается в цельнометаллический корпус прямоугольной формы. Для получения большей мощности и повышения надежности внутри конденсатора образуют несколько изолированных секций. Секции соединяются с помощью параллельных и последовательных соединений и защищаются (по требованию заказчика) встроенными предохранителями. В случае пробоя и выхода из строя одной из секций происходит ее отключение, но конденсатор остается в работе.

Выводы конденсатора выполняются с помощью проходных керамических изоляторов. Количество выводов может варьироваться от 1 до 3 для однофазных и трехфазных конденсаторов. В трехфазных конденсаторах внутреннее соединение между секциями фаз выполняется по схеме треугольника.

Все конденсаторы оснащаются разрядными резисторами, обеспечивающими понижение напряжения между фазами до 75 В в течение трех минут после отключения.

Конденсаторы выпускаются мощностью: 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450 и 500 квар.

Высоковольтные конденсаторные батареи БСК 6–10 кВ могут быть собраны в установки типа УК. Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ 6–10 кВ (рис. Б1) предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов.



Рисунок Б1 – Установка для компенсации реактивной мощности

УК также как отдельные батареи БСК позволяют: снизить потребляемый ток на 30–50%; уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, продлевая срок их службы; увеличить пропускную способность распределительной сети и её надёжность; снизить тепловые потери тока; снизить влияние высших гармоник; снизить несимметрию фаз, подавить сетевые помехи; минимизировать оплату за реактивную энергию.

Каждая высоковольтная конденсаторная установка состоит из: вводной ячейки; конденсаторных ячеек с медной ошиновкой, количество которых определяет мощность установки; ячейки могут быть регулируемые или фиксированными в зависимости от характера нагрузки в сети; конденсаторных батарей БСК различных ёмкостей; приборов автоматики, контроля и сигнализации.

Технические данные основных высоковольтных установок для компенсации реактивной мощности приведены в табл. Б1.

Таблица Б1 – Технические характеристики высоковольтных УКРМ*

Наименование	Мощность, квар	Шаг регулировки мощности, квар	
		Фиксированный	Регулируемый
УКРМ-(6,3–10,5)-150-50	150	1×100	1×50
УКРМ-(6,3–10,5)-450-150	450	1×300	1×150
УКРМ-(6,3–10,5)-600-300	600	1×300	1×300
УКРМ-(6,3–10,5)-900-450	900	1×450	1×450
УКРМ-(6,3–10,5)-1350-450	1350	1×450	2×450
УКРМ-(6,3–10,5)-2250-450	2250	3×450	2×450
УКРМ-(6,3–10,5)-3150-450	3150	3×450	4×450
УКРМ-(6,3–10,5)-4050-450	4050	2×450	7×450
УКРМ-(6,3–10,5)-5400-450	5400	3×450	9×450
УКРМ-(6,3–10,5)-6000-600	6000	4×600	6×600
УКРМ-(6,3–10,5)-7200-450	7200	8×450	8×450

* – мощность и шаг регулировки мощности может быть принят другим по желанию заказчика.

Приложение В

Силовые трансформаторы районных ПС 35–110/6–10 кВ

В системах электроснабжения наряду с двухобмоточными силовыми трансформаторами (типа ТМН) на ПС устанавливают трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения (типа ТРДН) (табл. В1).

Трансформатор с расщепленной обмоткой имеет две вторичные обмотки одинакового напряжения, рассчитанные на 50 % номинальной мощности трансформатора каждая, или расщепленные обмотки разных напряжений, если имеются потребители на 6 и 10 кВ.

Современные трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой выпускаются на номинальные мощности 16, 25, 32, 40 МВ·А и более.

Таблица В1 – Технические данные трехфазных масляных трансформаторов

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Потери, кВт		U_k , %	I_{xx} , %
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
Напряжение 35/6–10 кВ					
ТМН-2500/35	2,5	4,1	23,5	6,5	1
ТМН-4000/35	4	5,3	33,5	7,5	0,9
ТМН-6300/35	6,3	7,6	46,5	7,5	0,8
ТМН-10000/35	10	8,0	57,5	7,5	0,7
Напряжение 110/6–10 кВ					
ТМН-6300/110	6,3	10	44	10,5	1
ТДН-10000/110	10	14	58		0,9
ТДН-16000/110	16	18	85		0,7
ТРДН-25000/110	25	25	120		0,65
ТРДН-40000/110	40	34	170		0,55

Группу и схему соединения обмоток трансформаторов выбирают так, чтобы воспрепятствовать возникновению высших гармоник в электрических сетях, а также выравнять нагрузку между фазами первичной обмотки при несимметричной нагрузке вторичной обмотки. Для выполнения этих условий одну обмотку трансформаторов соединяют в звезду, а другую – в треугольник. На трансформаторах ПС в звезду, как правило, соединена обмотка высшего напряжения, так как это может потребоваться системой заземления нейтрали в сетях этого уровня напряжения; обмотку низшего напряжения соединяют в треугольник. Соединение первичной обмотки трансформаторов в звезду облегчает изменения напряжений путем переключения отводов системы регулирования под нагрузкой – РПН (в обозначении типа трансформатора присутствует буква Н). По этим причинам на ПС используют трансформаторы с группой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ или $Y_n/\Delta-11$.

Предельный нагрев элементов трансформатора обусловлен состоянием изоляции, срок службы которой зависит от степени нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Естественное масляное охлаждение (в обозначении типа трансформатора присутствует буква М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16 МВ·А. В таких трансформаторах

тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, а затем – окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора в соответствии с Правилами технической эксплуатации температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать +95 °С.

Масляное охлаждение с дутьем (в обозначении типа трансформатора присутствует буква Д) и естественной циркуляцией масла применяется для более мощных трансформаторов. В навесных охладителях, выполненных из радиаторных труб, помещают вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов осуществляется автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % от номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также независимо от нагрузки при отрицательных температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С.

Приложение Г

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода приведены в табл. Г1. Они приняты исходя из допустимой температуры их нагрева до 70° С при температуре окружающей среды 25° С.

Расчетные данные удельных сопротивлений ВЛ 35–110 кВ со сталеалюминевыми проводами приведены в табл. Г2.

Таблица Г1 – Длительно допустимый ток
для неизолированных проводов

Сечение, мм ²	Наружный диаметр, мм		Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток $I_{доп}$, А, для проводов марок					
	А и М	АС		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
				Вне помещений	Внутри помещений	Вне помещений		Внутри помещений	
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	–	60	–
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165
70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255
120	14,0	15,3	120/19 120/27	390 375	313 –	485	375	395	300
150	15,8	17	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365 –	570	440	465	355
185	17,5	19,1	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425 –	650	500	540	410
240	20,1	21,5	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505 –	760	590	685	490
300	22,2	24,4	300/39 300/48 300/66	710 690 680	600 585 –	880	680	740	570

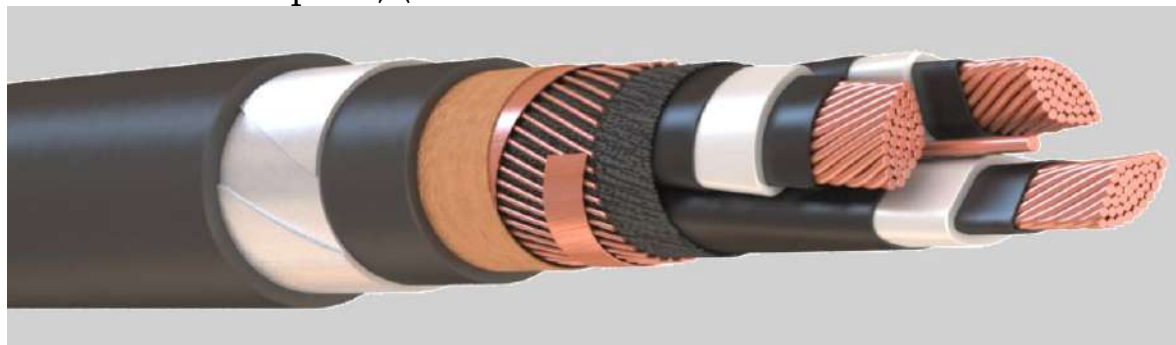
Таблица Г2 – Расчетные данные ВЛ 35–110 кВ
со сталеалюминевыми проводами

Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км при +20 °С	x_0 , Ом/км	
		35 кВ	110 кВ
70/11	0,428	0,432	0,444
95/16	0,306	0,421	0,434
120/19	0,249	0,414	0,427
150/24	0,198	0,406	0,42
185/29	0,162	0,4	0,413
240/32	0,12	0,33	0,405

Приложение Д

Кабели и кабельные линии напряжением 6–10 кВ

Марки и обозначения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) приведены на рис. Д1. Пример обозначения кабеля показан на рис. Д2.



Число кабелей	—	— один кабель, одножильный или трехжильный (без обозначения)
	Зх	— три одножильных кабеля, скрученных вместе
Токопроводящая жила	А	— алюминиевая жила
	—	— медная жила (без обозначения)
Изоляция	Пв	— изоляция из сшитого полиэтилена
Экранирование	Э	— медный экран по изолированной жиле
	Эо	— общий медный экран сердечника трехжильных кабелей
	г	— продольная герметизация экрана водонабухающими лентами
	га	— продольная и поперечная герметизация экрана водонабухающими материалами и алюмополимерной лентой
Броня	Б	— броня из стальных лент
	К	— броня из круглых стальных проволок
	Ак	— броня из алюминиевых круглых проволок
Наружная оболочка	П	— наружная оболочка из полиэтилена или сополимера полиэтилена
	Пу	— усиленная полиэтиленовая оболочка
	В	— наружная оболочка из ПВХ пластиката
	Внг	— наружная оболочка из ПВХ пластиката, не распространяющего горение
	Внгд	— наружная оболочка из ПВХ пластиката, не распространяющего горение и с низким выделением дыма и коррозионноактивных газов

Рисунок Д1 – Марки СПЭ кабелей и их обозначения

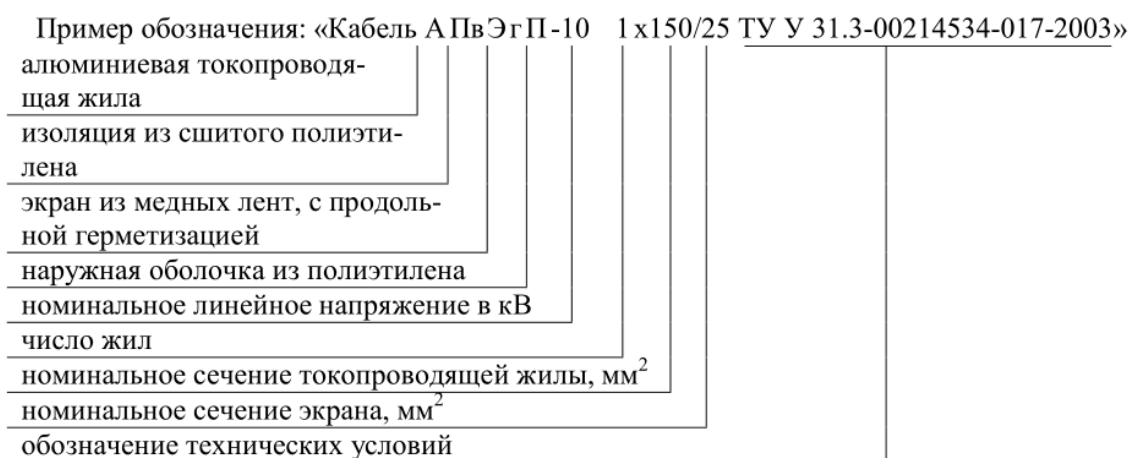


Рисунок Д2 – Пример обозначения кабеля с СПЭ изоляцией

Длительно допустимые токовые нагрузки на трехжильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) приведены в табл. Д1. Они приняты исходя из допустимой температуры их нагрева до 65° С при температуре окружающей среды +25° С.

Расчетные данные удельных сопротивлений КЛ напряжением 6–10 кВ приведены в табл. Д2.

Таблица Д1 – Длительно допустимый ток для кабелей с СПЭ изоляцией

Сечение жилы, мм ²	$I_{доп}, А$			
	Алюминиевая жила		Медная жила	
	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе
16	74	60	96	78
25	95	80	120	105
35	115	97	145	125
50	135	120	175	155
70	165	145	210	185
95	195	170	250	220
120	220	200	285	255
150	245	225	315	285
185	280	255	355	325
240	320	300	410	380
300	365	335	460	430

Таблица Д2 – Расчетные данные удельного активного сопротивления КЛ 6–10 кВ с СПЭ изоляцией

Сечение жилы, мм ²	$x_0, Ом/км$	
	Алюминиевая	Медная
25	1,2	0,727
35	0,868	0,524
50	0,641	0,387
70	0,443	0,268
95	0,320	0,193
120	0,253	0,153
150	0,206	0,124
185	0,164	0,0991
240	0,125	0,0754
300	0,1	0,0601

Длительно допустимые токовые нагрузки на трехжильные силовые кабели с бумажной изоляцией (БПИ) в алюминиевой или свинцовой оболочке (рис. Д3) приняты исходя из допустимой температуры нагрева жил кабелей при номинальном

напряжении до 6 кВ не более 65 °С и на напряжение 10 кВ не более 60 °С.

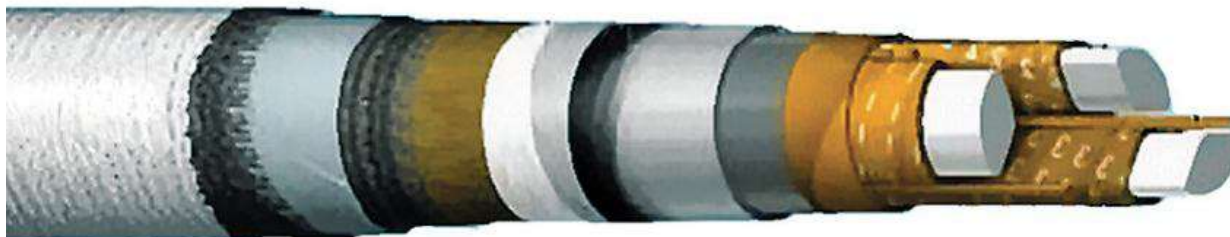


Рисунок Д3 – Кабель с БПИ изоляцией

Допустимые токовые нагрузки приведены в табл. Д3. Расчетные данные удельных сопротивлений r_0 и x_0 КЛ напряжением 6–10 кВ при температуре 30 °С приведены в табл. Д4.

Таблица Д3 – Токвая нагрузка на силовые кабели с БПИ изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

Сечение жилы, мм ²	$I_{доп}, A$			
	Медные жилы		Алюминиевые жилы	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
16	105	95	80	75
25	135	120	105	90
35	160	150	125	115
50	200	180	155	140
70	245	215	190	165
95	295	265	225	205
120	340	310	260	240
150	390	355	300	275
185	440	400	340	310
240	510	460	390	355

Таблица Д4 – Сопротивления трехжильных кабелей 6–10 кВ

Сечение жилы, мм ²	r_0 жилы, Ом/км при 30° С		x_0 , Ом/км	
	Алюминий	Медь	6 кВ	10 кВ
16	1,95	1,16	0,102	0,113
25	1,25	0,74	0,091	0,099
35	0,894	0,53	0,087	0,095
50	0,625	0,37	0,083	0,09
70	0,447	0,265	0,08	0,086
95	0,329	0,195	0,078	0,083
120	0,261	0,154	0,076	0,081
150	0,208	0,124	0,074	0,079
185	0,169	0,1	0,073	0,077
240	0,13	0,077	0,071	0,075

Приложение Е

Коммутационное электрооборудование напряжением 110–35–10–6 кВ

Выключатели высокого напряжения предназначены для отключения и включения цепей электроустановок в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках. Он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, КЗ, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и ответственной операцией является отключение токов КЗ. Четкая работа выключателя ограничивает распространение аварии в электрической установке. Отказ выключателя может привести к развитию аварии.

Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения приведена на рис. Е1.

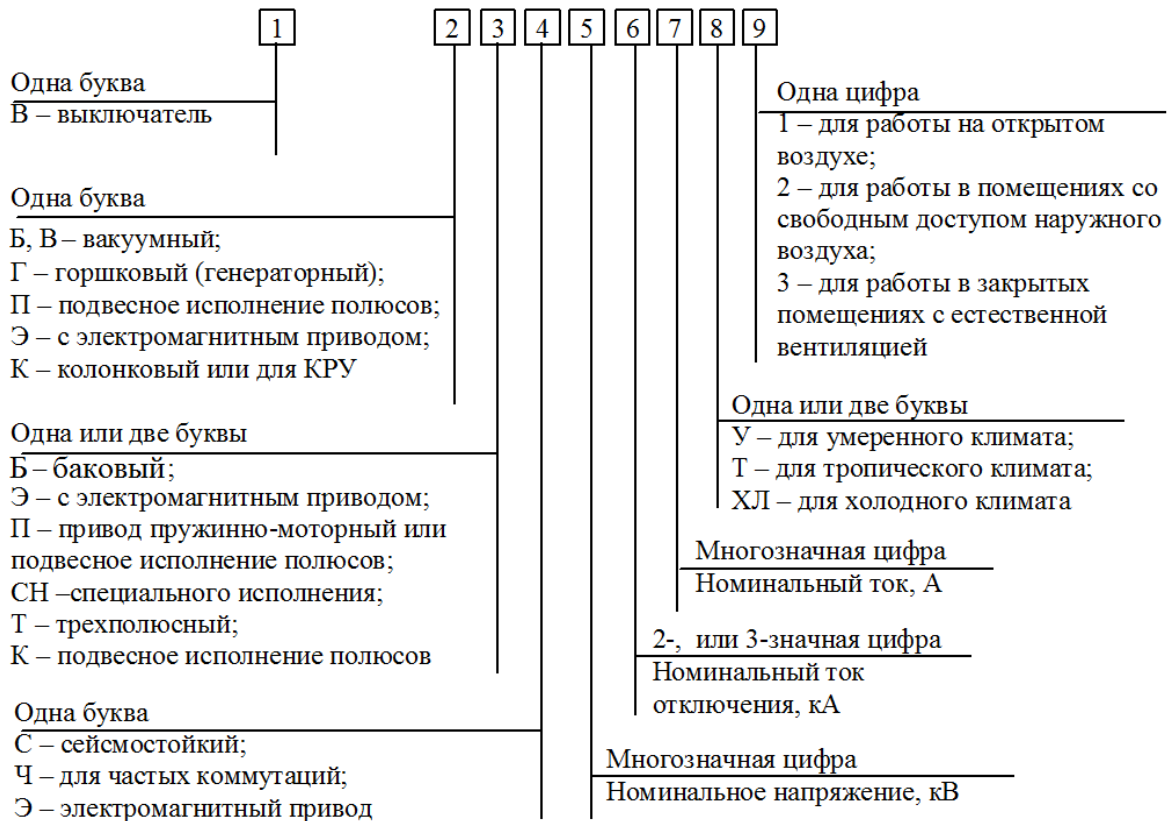


Рисунок Е1 – Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения

Выключатели элегазовые напряжением 35–110 кВ. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей

при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Основными паспортными данными элегазовых выключателей (табл. Е1) являются: номинальное напряжение $U_{ном}$; наибольшее рабочее напряжение U_{max} ; номинальный ток $I_{ном}$; наибольший пик тока короткого замыкания i_y ; номинальный ток отключения $I_{откл}$; ток термической стойкости $I_{мс}$; собственное время отключения $t_{откл}$; время протекания тока термической стойкости $t_{мс}$.

Таблица Е1 – Паспортные данные элегазовых выключателей напряжением 35–110 кВ

Тип выключателя	U_{max} , кВ	$I_{ном}$, А	i_y , кА	$I_{откл}$, $I_{мс}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{мс}$, с
Номинальное напряжение $U_{ном} = 35$ кВ						
ВГТ-35 ВГП-35	40,5	3150	127,5	50	0,06	3
Номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ						
ВГТ-110-20 ВГП-110-20	126	2500	102	20	0,035	3
ВГТ-110-40 ВГП-110-40	126	2500	102	40	0,035	3
ВЭБ-110-40	126	2500	102	40	0,035	3

Выключатели вакуумные напряжением 10 кВ (рис. Е2).

Вакуумные выключатели серии ВБУ-10 (ВБУЭЗ-10-20/1000, ВБУЭЗ-10-20/1600, ВБУПЗ-10-20/1000, ВБУПЗ-10-20/1600, ВБУЭ4-10-20/1000, ВБУЭ4-10-20/1600, ВБУП4-10-20/1000, ВБУП4-10-20/1600) предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6–10 кВ. Структура условного обозначения выключателей приведена на рис. Е3.

Основными паспортными данными вакуумных выключателей (табл. Е2) являются: номинальное напряжение $U_{ном}$; наибольшее рабочее напряжение U_{max} ; номинальный ток $I_{ном}$; наибольший пик тока короткого замыкания i_y ; номинальный ток отключения $I_{откл}$; ток термической стойкости $I_{мс}$; собственное время отключения $t_{откл}$; время протекания тока термической стойкости $t_{мс}$.



Рисунок Е2 – Фазы вакуумного выключателя

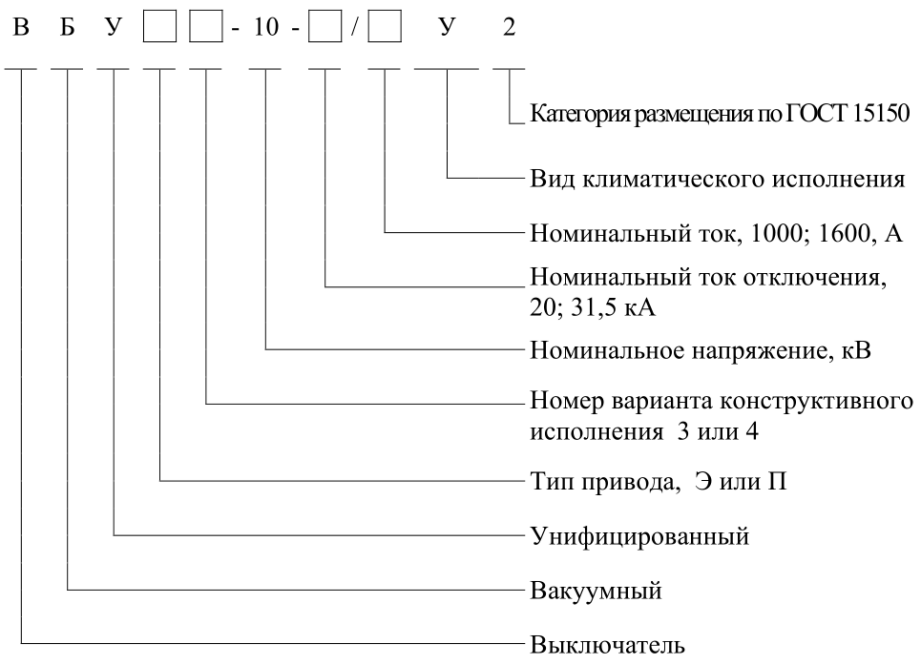


Рисунок Е3 – Структура условного обозначения вакуумных выключателей

Таблица Е2 – Паспортные данные вакуумных выключателей напряжением 10 кВ

Тип выключателя	U_{\max} , кВ	$I_{\text{ном}}$, А	i_y , кА	$I_{\text{откл}}$, $I_{\text{тс}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{тс}}$, с
ВБУ-10-1000-20	12	1000	52	20	0,03	3
ВБУ-10-1600-31,5	12	1600	52	31,5	0,03	3
ВБЭ-10-1600-31,5*	12	1600	80	31,5	0,03	3

* – со встроенным электромагнитным приводом

Разъединители напряжением 35–110 кВ – коммутационные аппараты, предназначенные для коммутации цепи без тока. Основное назначение разъединителя двухколонкового наружной установки с заземляющими ножами (РНДЗ) – создание надежного видимого разрыва цепи и обеспечение безопасного проведения ремонтных работ на заземленном оборудовании и токоведущих частях электроустановок.

Основными паспортными данными разъединителей (табл. Е3) являются: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение U_{\max} ; номинальный ток $I_{\text{ном}}$; наибольший пик тока короткого замыкания i_y ; ток термической стойкости $I_{\text{тс}}$; время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тс}}$.

Таблица Е3 – Разъединители наружной установки в однополюсном исполнении

Тип разъединителя	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_{\max} , кВ	$I_{\text{ном}}$, А	i_y , кА	$I_{\text{тс}}$, кА	$t_{\text{тс}}$, с
РНДЗ-35	35	40	1000; 2000; 3150	63	25	3
РНДЗ-110	110	126	1000; 2000	80; 100	31,5 40	3

Приложение Ж

Реле и трансформаторы тока релейной защиты

Реле максимального тока серий РСТ-40, РСТ-40В, РСТ-41В, РСТ-42, РСТ-42В применяются в цепях переменного тока релейной защиты и противоаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени, и предназначены для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям. Технические характеристики реле приведены на рис. Ж1–Ж3.

	РСТ	- 4X	- XX	- X	- УХЛ4
Реле статическое тока	1				
Порядковый номер разработки	40 – однофазное реле 42 – двухфазное реле	2			
Обозначение максимальной уставки по току:	0,6 - 0,6 А; 10 - 10 А; 100 - 100 А 02 - 2 А; 20 - 20 А; 200 - 200 А 06 - 6 А 60 - 60 А;		3		
Обозначение вида и способа присоединения внешних проводников: 1 – переднее присоединение с винтовыми зажимами; 5 – заднее присоединение с винтовыми зажимами				4	
Обозначение вида климатического исполнения по ГОСТ 15150-69					5

Рисунок Ж1 – Структура условного обозначения реле тока
серии РСТ-40, РСТ-42

	РСТ	- 40	В	- XX	- XX	- X	- УХЛ4
Реле статическое тока	1						
Порядковый номер разработки		2					
Исполнение с выдержкой времени			3				
Обозначение максимальной уставки по току:	0,6 - 0,6 А; 10 - 10 А; 100 - 100 А 02 - 2 А; 20 - 20 А; 200 - 200 А 06 - 6 А 60 - 60 А;			4			
Обозначение максимальной уставки по времени:	03 - 0,05-3,15 с; 12 - 0,2-12,6 с 06 - 0,1-6,3 с; 25 - 0,4-25,2 с				5		
Обозначение вида и способа присоединения внешних проводников: 1 - переднее присоединение с винтовыми зажимами; 5 - заднее присоединение с винтовыми зажимами						6	
Обозначение вида климатического исполнения по ГОСТ 15150-69							7

Рисунок Ж2 – Структура условного обозначения реле тока серии РСТ-40В

	РСТ	- 4X	В	- XX	- XX	- XY	- X	- УХЛ4												
Реле статическое тока	1																			
Порядковый номер разработки	41 – однофазное реле 42 – двухфазное реле	2																		
Исполнение с выдержкой времени			3																	
Обозначение максимальной уставки по току:	0,6 - 0,6 А; 10 - 10 А; 100 - 100 А 02 - 2 А; 20 - 20 А; 200 - 200 А 06 - 6 А 60 - 60 А;			4																
Обозначение максимальной уставки по времени:	03 - 0,05-3,15 с; 12 - 0,2-12,6 с 06 - 0,1-6,3 с; 25 - 0,4-25,2 с				5															
Обозначение типа выходных контактов: X – реле «пуск», Y – реле «сраб»	<table border="1"> <tr> <td>0</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>нет реле</td> <td>1з1р</td> <td>2з</td> <td>2р</td> <td>1п</td> <td>1п*</td> </tr> </table> <p>* – усиленные контакты</p>	0	1	2	3	4	5	нет реле	1з1р	2з	2р	1п	1п*					6		
0	1	2	3	4	5															
нет реле	1з1р	2з	2р	1п	1п*															
Обозначение вида и способа присоединения внешних проводников: 1 - переднее присоединение с винтовыми зажимами; 5 - заднее присоединение с винтовыми зажимами							7													
Обозначение вида климатического исполнения по ГОСТ 15150-69								8												

Рисунок Ж3 – Структура условного обозначения реле тока серии РСТ-41В, РСТ-42В

Реле серии РСТ-80 (рис. Ж4) применяются в цепях переменного тока релейной защиты и противоаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени, зависящей от кратности входного тока относительно тока срабатывания, и предназначены для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям.

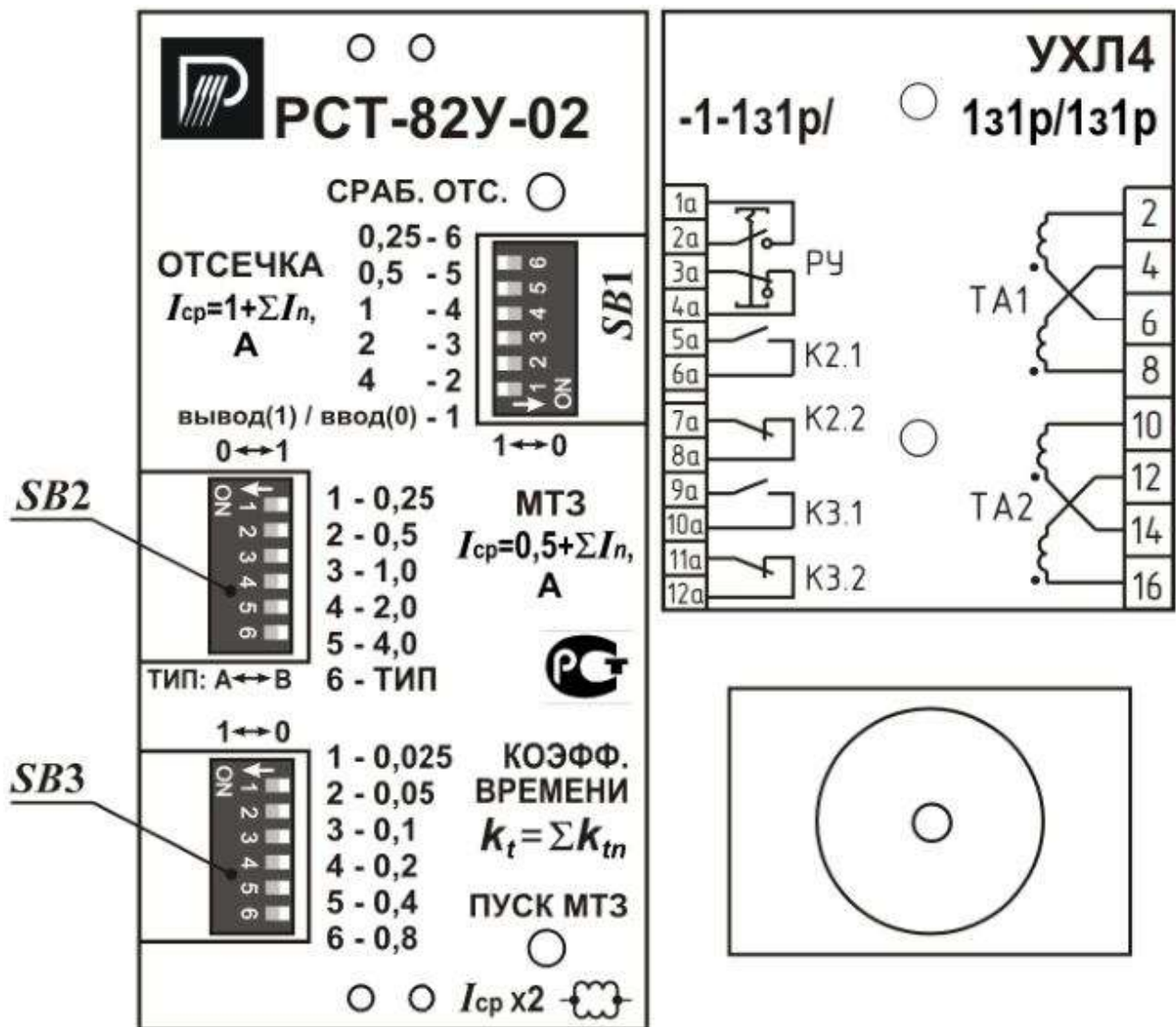


Рисунок Ж4 – Таблички реле РСТ-82: переключатель уставок SB1 (1–5 переключатели уставок по току органа отсечки; 6 – переключатель ввода-вывода органа отсечки); SB2 (1–5 переключатели по току органа зависимой выдержки времени; 6 – переключатель типа времятоковой характеристики); SB3 – переключатели уставок по коэффициенту времени k_t

Конструктивно реле выполнено из одного (РСТ-80АВ, РСТ-82АВ, РСТ-80У, РСТ-82У, РСТ-80Д, РСТ-80ДУ) или двух соединенных вместе (РСТ-82Д, РСТ-82ДУ) блоков: блока реле и блока дешунтирования.

Технические характеристики реле приведены на рис. Ж5.

Реле статическое тока

1. X – тип реле (см. таблицу 1)

2. X – Обозначение максимальной уставки МТЗ по току:
02 – 2,55 А; 06 – 7,65 А; 10 – 12,75 А; 20 – 25,5 А;

3. X – Номер варианта исполнения по функции выходов:

1) Тип реле	№	Выход 1 - А	Выход 2 - В	Выход 3 - С
80АВ, 82АВ	1	МТЗ	отсечка	—
	2	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*
	3	МТЗ+отсечка	отсечка	—
	4	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*
	5	МТЗ+отсечка	отсечка	пуск МТЗ*
	6	МТЗ+отсечка	—	—

2) Тип реле	№	Выход 1 - А	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
80У	1	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	отсечка
	3	отсечка	—	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка

3) Тип реле	№	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
82У	1	МТЗ	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	пуск МТЗ*	отсечка
	3	отсечка	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка

4) Тип реле	№	Дешунтирование	Выход 2 - В	Выход 3 - С
80Д, 82Д	1	отсечка	МТЗ	пуск МТЗ*
	2	отсечка	МТЗ+отсечка	пуск МТЗ*
	3	МТЗ+отсечка	отсечка	пуск МТЗ*
	4	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*

5) Тип реле	№	Дешунтирование	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
80ДУ, 82ДУ	1	отсечка	МТЗ	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	отсечка
	3	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка
	4	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*	МТЗ

* – с возвратом после срабатывания МТЗ

A/B/C/D – Обозначение количества и типа выходных контактов (соответственно на каждый выход, указанный в таблицах выше):

Для реле PCT -80АВ, -82АВ:

0	1	2	3	4	5	6
выход не используется	1з1р	2з	2р	1п	1п	другие типы *
	средней мощности				усиленные	

Для остальных реле:

Контакты средней мощности – 0, 1з1р, 2з, 2р, 1п, 1з, 1р;

Усиленные контакты – 1зу, 1ру, 1пу.

Примечание: 0 – выход не используется,
з – замыкающий контакт (нормально разомкнутый),
р – размыкающий контакт (нормально замкнутый),
п – переключающий контакт,
у – усиленный контакт (кроме указательного реле)

4. Вид присоединения внешних проводников:

1 – переднее присоединение с винтовыми зажимами;

5 – заднее присоединение с винтовыми зажимами

5. Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 – УХЛ4 или О4

Рисунок Ж5 – Структура условного обозначения типов реле PCT-80АВ, PCT-80У, PCT-80Д и PCT-80ДУ

Время срабатывания органа зависимой выдержки времени и диапазон изменения уставок по коэффициенту k_t (от 0,05 до 1,575 с дискретностью изменения 0,025) определяется по табл. Ж1 и времятоковым характеристикам срабатывания (рис. Ж6).

Таблица Ж1 – Время срабатывания органа зависимой выдержки времени при коэффициенте времени $k_t = 1$

Кратность входного тока (I/I_{cp})	1,5	2	3	4	5	7	10
Тип <i>A</i>	26,66 с	15,86 с	9,89 с	7,86 с	6,75 с	5,59 с	4,69 с
Тип <i>B</i>	26,34 с	13,31 с	6,77 с	4,59 с	3,47 с	2,36 с	1,64 с

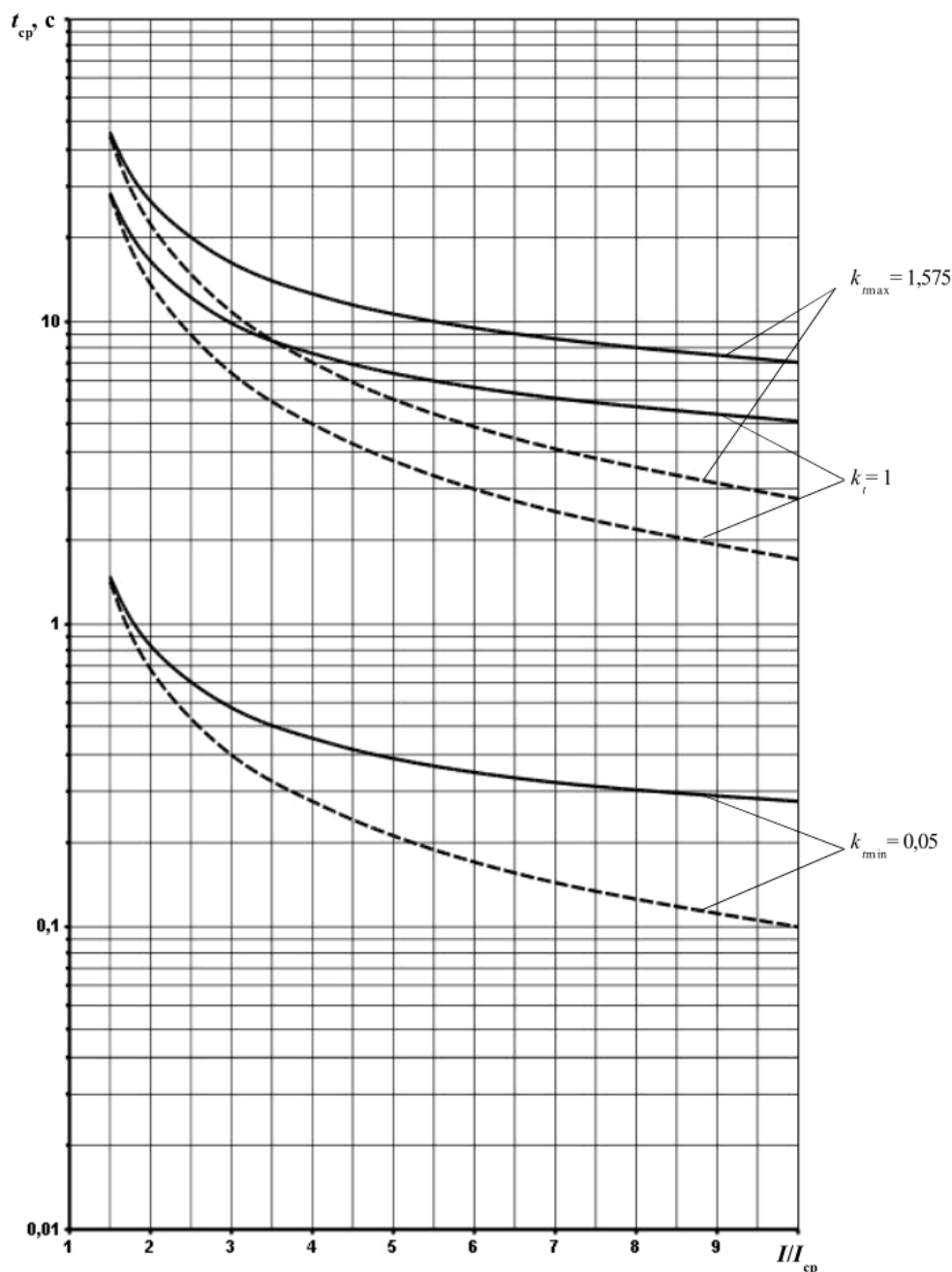


Рисунок Ж6 – Время-токовые характеристики тип А (—) и тип В (---)

Трансформаторы тока используются в качестве измерительных преобразователей для микропроцессорных блоков ре-

лейного защиты. Аппаратура вторичных цепей шкафов комплектных распределительных устройств (КРУ): аппараты управления, защиты, сигнализации, микропроцессорные блоки релейной защиты, приборы контроля и учета электроэнергии и т.п. располагается в релейном шкафу. В ячейках камер КРУ К-63 устанавливаются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные – ТЛК-10 (рис. Ж7), которые являются более совершенным аналогом трансформаторов тока: ТОЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-10 СЗТТ и ТОЛ-СВЭЛ-10.



Рисунок Ж7 – Трансформатор тока ТЛК-10

Трансформаторы тока ТЛК-10 выпускаются со следующими коэффициентами трансформации: 5/5, 10/5, 20/5, 30/5, 40/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 600/5, 800/5, 1000/5 и 1500/5.

Трансформаторы тока предназначены для питания измерительных приборов тока и токовых органов релейной защиты и автоматики.

Предварительный выбор трансформаторов тока осуществляется по напряжению установки

$$U_{\text{ном ТТ}} \geq U_{\text{уст}}$$

и по номинальному (первичному) току:

$$I_{\text{ном1 ТТ}} \geq I_{\text{расч1}}$$

Приложение 3

Примеры графической части курсового проекта

10С-610 000 200 СЦЕФ

Рисунок 1 – Принципиальная расчетная схема системы электроснабжения

Таблица 1 – Расчет мощности силового трансформатора ПС 110/10 кВ

Показатель	Обозначение, условие	Числовое значение
Расчетная активная мощность, МВт	$P_{расч}$	11
Расчетная реактивная мощность, Мвар	$Q_{расч}$	8,3
Напряжения ступеней, кВ	U1/U2	110/10
Компенсация реактивной мощности на шинах ПС 0 кВ		
Расчетная мощность конденсаторных установок, Мвар	$Q_{КУ} = P_{расч} \cdot (\tan \varphi_{расч} - \tan \varphi_{норм})$	4,46
Расчетное значение коэффициента	$\tan \varphi_{расч}$	0,755
Расчетное значение коэффициента реактивной мощности	$\tan \varphi_{норм}$	0,35
Номинальная мощность конденсаторных установок УКРМ-10,5-2250-450, Мвар	$Q_{КУ(н)} \geq Q_{расч} / n$	2,25
Расчетная нагрузка до КРМ, МВ·А	$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$	14,2
Коэффициент разноразмерности максимальных нагрузок	$K_{рм}$	0,9
Расчетная нагрузка после КРМ, МВ·А	$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - n \cdot Q_{КУ(н)})^2}$	8,29
Выбор мощности силовых трансформаторов ПС		
Количество силовых трансформаторов	n	2
Расчетный коэффициент загрузки СТ	$K_{зм}$	0,7
Номинальная мощность СТ, МВ·А	$S_{ном} \geq S_{расч} / K_{зм}$	$10 \geq 8,29$
Резерв развития нагрузок, %	$\frac{S_{ном} - S_{расч}}{S_{расч}} \cdot 100$	17,1

Рисунок 31 – Пример листа 1. Проектирование ПС 110/10 кВ и ВЛ 110 кВ

Таблица 2 – Результаты выбора и проверки ВЛ 110 кВ

Наименование	Условие	Расчетные Данные
1. Нагрев расчётным током $F_{доп} = F_{ВЛ}$	$I_{ВЛ} \geq I_{расч} \rightarrow F_{ВЛ}, \text{ мм}^2$	10
2. По экономической плотности тока $F_{ЭК} = F_{ВЛ}$	$F_{ЭК} \geq \frac{I_{расч}}{j_{ЭК}}, \text{ мм}^2$	50
3. Термическая стойкость $F_{ТМ} = F_{ВЛ}$	Сечение проводов ВЛ по термической стойкости не выбирают	-
4. Механическая прочность $F_{Мех} = F_{ВЛ}$	Минимально допустимые сечения для сталеалюминевых проводов (алюминий/сталь) для ВЛ без пересечений по ПУЭ, мм ²	50/8
5. Коронирование и радиопомехи $F_{Кр} = F_{ВЛ}$	По условиям короны при отгнетках до 1000 м над уровнем моря для ПУЭ для ВЛ 110 кВ, мм ²	70/11
6. По потере напряжения, %: - в нормальном режиме; - в послеаварийном	$\Delta U_{ВЛ} = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{100}{U_{ном}(В)}, \%$	3,66 < 10; 5,12 < 20
7. Окончательное сечение ВЛ	$F_{ВЛ} = F_{Плак}, \text{ мм}^2$	70/11

ФЭПЭ.002.000.019-ЭС1			
Лит.	Масса	Масштаб	
К	П		
Система электроснабжения АПК			
Лист 1	Листов 3		
Проектирование ПС и ВЛ 110 кВ			
КГАУ ПЭЭ 2015			

121

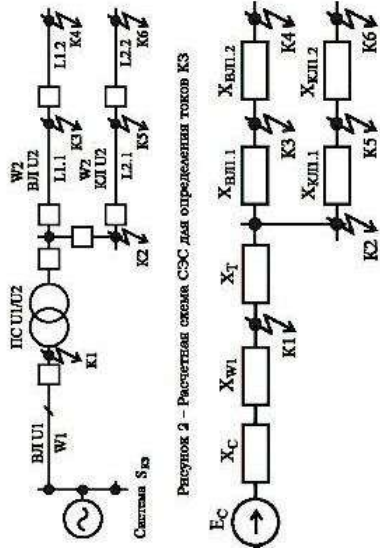


Рисунок 2 – Расчетная схема СЭС для определения токов КЗ

Рисунок 3 – Схема замещения СЭС для определения токов КЗ

Таблица 3 – Результаты расчетов параметров элементов схемы замещения

Исходные данные	Расчетные данные		
	Параметр, обозначение	Параметр, единица измерения	Значение
Вазисный ток 1, $I_{б1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{б1}}$	$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110}$, кА		5,02
Вазисный ток 2, $I_{б2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{б2}}$	$I_{б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$, кА		55
Сопротивление системы, $X_{с*} = \frac{S_6}{S_{КЗ}}$	$X_{с*} = \frac{1000}{3000}$		0,333
Сопротивление ВЛ 110 кВ, $X_{ВЛ110*} = X_{\omega} \cdot I_{ВЛ110} \cdot \frac{S_6}{U_{Ф.1}^2}$	$X_{ВЛ110*} = 0,444 \cdot 80 \cdot \frac{1000}{110^2}$		2,69
Сопротивление силового трансформатора 35-110/6-10 кВ, $X_{Т*} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}$	$X_{Т*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10}$		10,5
Сопротивление ВЛ 10 кВ, $X_{ВЛ*} = X_{\omega} \cdot I_{ВЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{Ф.2}^2}$	$X_{Л1.1*} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$ $X_{Л1.2*} = X_{Л1.1*}$		18,1
Сопротивление КА 6-10 кВ, $X_{КЛ*} = X_{\omega} \cdot I_{КЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{Ф.2}^2}$	На участке L2.1 $X_{Л2.1*} = 0,09 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$ На участке L2.2 $X_{Л2.2*} = 0,095 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2}$		$X_{Л2.1*} = 28,6$ $X_{Л2.2*} = 40,5$

Рисунок 32 – Пример листа 2. Расчет токов КЗ и выбор выключателя ВГТ 110

Таблица 4 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$S_{КЗ}$, МВ·А
K1	1,66	4,58	1,44	316
K2	4,07	10,7	3,52	70,4
K3	1,74	4,43	1,51	30,1
K4	1,11	2,83	0,961	19,2
K5	1,31	2,59	1,13	22,7
K6	0,666	1,04	0,577	11,5

Таблица 5 – Характеристики выключателя ВГТ 110

Параметр	Условия выбора	Величина	
		завода-изготовителя	расчётная
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{сети ном}$, кВ	115	110
Наибольшее напряжение, кВ	$U_{макс} \geq U_{расч}$	126	115
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	$I_{ном} \geq I_{расч}$	2500	52,5
Ток термической стойкости, $I_{терм}$, кА ² ·с	$I_{терм} \cdot t_{откл} \geq V_{к}$	20 ² ·3	2,01 ² ·1
Ток динамической стойкости, кА	$I_{дин} \geq i_y$	102	5,4
Ток отключения, $I_{откл}$, кА	$I_{откл} \geq I_{расч}$	20	1,66
Мощность, $S_{откл}$, МВ·А	$S_{откл} \geq S_{КЗ}$	3980	316

ФЭПЭ.002.000.019-ЭС1

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист		Масштаб	
					К	П	К	П
Разраб. Петров А. С.					Система электрооборудования АПК			
Руков. Савкин В.Г.					Лист 2			
Конс. Савкин В.Г.					Листов 3			
Н.сандр. Силанов Г.А.					Расчет ТКЗ и выбор выключателя ВГТ 110 кВ			
					КГАУ ПЭЭ 2016			

1:0E-610 000 200' E1E0F

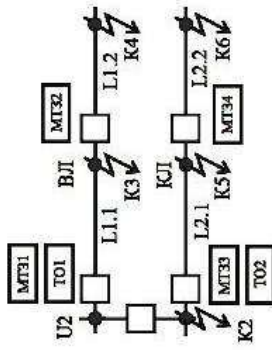


Рисунок 4 – Схема размещения максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях

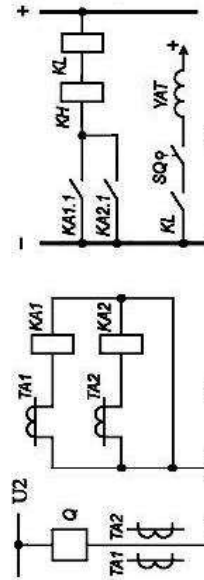


Рисунок 5 – Схемы максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях: а – включение первичных обмоток ТА; б – соединение измерительных органов – вторичных обмоток ТА и катушек реле КА; в – цепи оперативного тока, коммутации и сигнализации

Таблица 7 – Расчет токовой отсечки ВА 6–10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение	
		ТО1	ТО2
Ток срабатывания, кА	$I_{гр\ TO} = k_{отс} \cdot I_K^{(3)}$	2	1,47
Коэффициент чувствительности	$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{гр\ TO}} \geq 1,2$	1,76	2,39

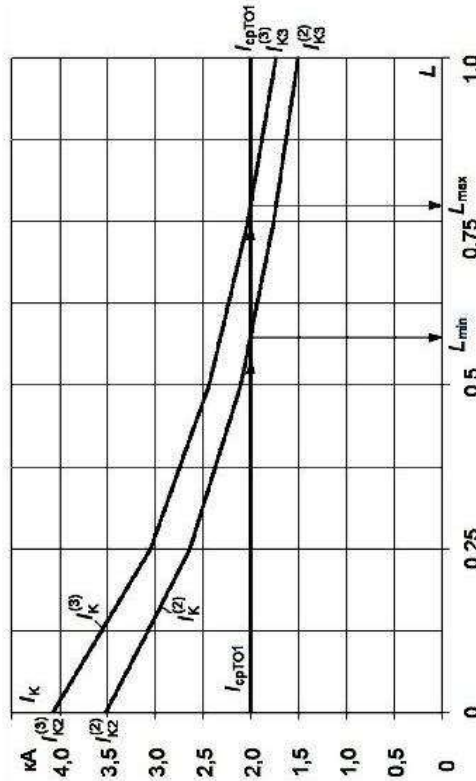


Рисунок 6 – Определение зоны действия токовой отсечки на L1.1

Таблица 6 – Расчет максимальной токовой защиты ВА и КА 10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение	
		МТЗ1 (МТЗ3)	МТЗ2 (МТЗ4)
Ток срабатывания РЗ, А	$I_{ср} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сст} \cdot I_{р\ max}}{k_q}$	141	86,6
Ток срабатывания реле, А	$I_{ср} = \frac{k_{отс}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_T}$	4,7	4,33
Коэффициент чувствительности РЗ	$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{ср} \cdot I_{гр}}$	9,29 (19,2)	31,2 (20,1)
Кратность токов	$k = I_K^{(3)} / I_{ср}$	7,93 (4,72)	-
Время срабатывания защиты, с	$t_{ср} = t_2 + \Delta t$	0,4	-
Характеристика реле, с	t_x	0,5	-

ФЭПЭ.002.000.019-ЭС1

№м Плот	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Петров А. С.		
Руков.	Савельев В. Г.		
Конс.	Савельев В. Г.		
Н.сонтр.			
Утв.	Султанов Г.А.		

Лит.	Масса	Масштаб	
		К	П
Система электроснабжения АПК			
Лист 3		Листов 3	

КГАУ ПЭЭ 2016

Проектирование релейной защиты

Рисунок 33 – Пример листа 3. Проектирование релейной защиты отходящих линий напряжением 10 кВ

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	5
1 ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	6
1.1 Аспекты курсового проектирования систем электроснабжения	6
1.2 Перечень основных вопросов курсового проекта	11
1.3 Исходные данные к курсовому проекту	12
Вопросы для самоподготовки и тестирования	14
2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110/6–10 кВ	15
2.1 Определение расчетной нагрузки подстанции	15
2.2 Компенсация реактивной мощности на шинах 6–10 кВ ПС	16
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС	17
2.4 Пример расчетов проектируемой районной подстанции	19
Вопросы для самоподготовки и тестирования	22
3. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВЛ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ КЛ	23
3.1. Основные положения выбора рациональных сечений	23
3.2 Выбор рациональных сечений проводов воздушных линий	25
3.3 Выбор рациональных сечений жил кабельных линий	29
3.4 Пример расчета сечений проводов питающей ВЛ 110 кВ	34
3.5 Пример расчетов сечений проводов ВЛ и жил КЛ напряжением 10 кВ	37
Вопросы для самоподготовки и тестирования	46
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	47
4.1 Требования и допущения к расчетам токов короткого замыкания	47
4.2 Порядок расчета токов при симметричном коротком замыкании	49
4.3 Расчет тока трехфазного короткого замыкания	52
4.4 Расчет токов несимметричных КЗ	54
4.5 Пример расчета токов короткого замыкания в системе электроснабжения	56
4.6 Пример проверки кабельной линии на термическую стойкость при коротком замыкании	62
Вопросы для самоподготовки и тестирования	63
5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО КОММУТАЦИОННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	64
5.1 Условия выбора и проверки коммутационного электрооборудования напряжением 110–35–10–6 кВ	64
5.2 Выбор типа выключателя на напряжение 35–110 кВ	66
5.3 Выбор разъединителей на напряжение 35–110 кВ	70
5.4 Выбор выключателей на напряжение 6–10 кВ	71
5.5 Пример выбора и проверки основного коммутационного электрооборудования системы электроснабжения	75
Вопросы для самоподготовки и тестирования	79
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	80
6.1 Общие сведения о релейной защите отходящих линий	80
6.2 Максимальная токовая защита отходящих линий	82
6.3 Токовая отсечка отходящих линий	85
6.4 Пример расчета релейной защиты отходящих линий	86
Вопросы для самоподготовки и тестирования	91

7 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	92
7.1 Требования к инженерным расчетам	92
7.2 Требования к выполнению пояснительной записки и графической части	94
7.3 Требования к защите курсового проекта	94
Вопросы для самоподготовки и тестирования	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	98
ПРИЛОЖЕНИЯ	100
Приложение А – Исходные данные для проектирования системы электроснабжения	100
Приложение Б – Высоковольтные конденсаторы БСК 6–10 кВ	102
Приложение В – Силовые трансформаторы районных ПС 35–110/6–10 кВ	104
Приложение Г – Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода	106
Приложение Д – Кабели и кабельные линии напряжением 6–10 кВ ...	108
Приложение Е – Коммутационное электрооборудование напряжением 110–35–10–6 кВ	111
Приложение Ж – Реле и трансформаторы тока релейной защиты	115
Приложение З – Примеры графической части курсового проекта	121

Учебное пособие

Сазыкин Василий Георгиевич
Кудряков Александр Георгиевич

**Проектирование систем электроснабжения.
Курсовое проектирование**

Электронное издание