

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Тульский государственный университет»**

**В.М. Степанов,
В.С. Косырихин**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ**

Учебно-методическое пособие

**Тула
Издательство ТулГУ
2015**

УДК 658.26 (075.8)

Р е ц е н з е н т ы:

доктор техн. наук, профессор *Г.И. Бабокин*
(Новомосковский институт РХТУ им Д.И. Менделеева)
доктор техн. наук, профессор *Б.В. Жилин*
(Новомосковский институт РХТУ им Д.И. Менделеева)

Степанов В.М., Косырихин В.С.

Проектирование систем электроснабжения объектов: учеб.-метод. пособие для вузов.
Тула: Изд-во ТулГУ, 2015. 372 с.: ил.

ISBN 978-5-7679-3146-0

Содержатся основные положения и рекомендации, необходимые для выполнения курсового и дипломного проектов по системам электроснабжения и электрическим сетям объектов. Определяются электрические нагрузки, не превышающие мощность, потребляемую предприятием, схемы систем внешнего и внутреннего электроснабжения, устойчивость электрических аппаратов токам короткого замыкания, технико-экономическая целесообразность применяемых решений.

Для студентов вузов направления 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Табл. 95. Библиогр. 21 назв.

Печатается по решению библиотечно-издательского Совета
Тульского государственного университета.

ISBN 978-5-7679-3146-0

© В.М. Степанов, В.С. Косырихин, 2015
© Издательство ТулГУ, 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее учебно-методическое пособие, разработка которого вызвана отсутствием в литературе соответствующего комплексного материала, составлено на основе учебной программы и дисциплины по электроснабжению промышленных предприятий с учётом опыта курсового и дипломного проектирования, выполняемого студентами по направлению 13.03.02, 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» на кафедре «Электроэнергетики» ТулГУ.

В объём методического пособия включены вопросы систем электроснабжения объектов (корпусов, отделений, участков) промышленных предприятий и заводов различных отраслей промышленности, как присутствующие в электротехнических программах направления 13.03.02, 13.04.02.

Учебно-методическим пособием детально разработаны основные положения дипломного проекта на тему «Электроснабжение объекта (корпуса, отделения, участка, промышленного предприятия)», начиная с первых его стадий – производственной и преддипломной практик, проводящихся в ТулГУ, в основном на одном из промышленных предприятий, производственные условия которого служат основанием выполнения дипломного проекта.

В учебно-методическом пособии содержатся справочные данные для комплексного проектирования электрических сетей и электрооборудования электроустановок объектов промышленных предприятий. Приведены технические решения по применению оборудования, новые конструктивные решения по канализации электроэнергии с применением пакетных шинопроводов напряжением до 1 кВ. Даны рекомендации по проектированию систем электроснабжения, электрических сетей и электрооборудования.

Методическое пособие предполагает широкое использование при проектировании официальных источников в виде ПТБ, ПУЭ и РТМ, знакомство с которыми является обязательным условием.

Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по системам электроснабжения разработано на базе сквозного курсового проектирования по дисциплинам специализации учебного плана направления 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения городского хозяйства и промышленных предприятий состоят из электрических сетей напряжением до и выше 1 кВ. Они включают трансформаторные и преобразовательные подстанции, служат для обеспечения городов и предприятий электроэнергией в необходимом количестве и соответствующего качества [1-5].

Электроэнергетическое хозяйство современных городов и промышленных предприятий представляет собой сложный электроэнергетический комплекс, состоящий из большого числа разных по числу и мощности потребителей электроэнергии.

Установленная оптимальная структура и рационально выполненная современная система электроснабжения городов и промышленных предприятий должна удовлетворять ряду требований: экономичности и надёжности, безопасности и удобстве эксплуатации, обеспечению надлежащего качества электроэнергии.

Снижение потерь электрической энергии, повышение надёжности её распределения и качества - основные критерии электроэффективности.

Дипломное проектирование является важным и ответственным этапом подготовки бакалавров и магистров по направлению 13.03.02, 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника», завершающим процесс обучения студентов в вузе с присвоением квалификации бакалавр и магистр по профилю «Электроснабжение»

Студенты, обучающиеся по направлению 13.03.02, 13.04.02 должны самостоятельно выполнить анализ и обобщение существующих методов расчёта и технических решений, теоретические и экспериментальные исследования задач проблематического характера, знать состояние отечественной и зарубежной техники и проводить оценку их эффективности, умело использовать в разработках новейшие достижения науки и техники, применять ПЭВМ и микропроцессорные системы.

По профилю «Электроснабжение» готовятся специалисты широкого профиля, способные быстро ориентироваться в условиях быстрого научно-технического и социального прогресса, сочетающие теоретические знания с умением решать практические вопросы, способные самостоятельно разрабатывать устройства и системы электроснабжения, внедрять законченные разработки в производство, уметь обосновывать основные технические данные их конструкций с учётом эксплуатационных и экономических требований.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов-дипломников, руководителей дипломного проектирования, кураторов и рецензентов дипломных проектов, а также членов государственных экзаменационных комиссий по профилю «Электроснабжение». Оно определяет основные требования к содержанию и оформлению дипломного проекта в целом и отдельных его разделов, включая задание на проектирование. В нём содержатся рекомендации и требования к организации дипломного

проектирования, включая рецензирование, представление и защиту дипломного проекта перед государственной экзаменационной комиссией, оценку и оформление результатов защиты. Методические указания составлены на основе «Инструкции по подготовке дипломных проектов (работ) в высших учебных заведениях».

1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Выполнение дипломного проекта имеет своей целью систематизацию, закрепление и расширение его теоретических и практических знаний по специальности 100400 - Электроснабжение, развитие у студентов навыков применения полученных знаний для решения реальных инженерных и научно-исследовательских задач, позволяющих оценить степень подготовленности студента и самостоятельность инженерной деятельности.

Дипломное проектирование занимает в учебном процессе особое место, в ходе которого выявляется комплекс знаний, навыков и умений, приобретённых студентом в вузе. Поэтому качество дипломного проекта в значительной мере является показателем качества подготовки выпускаемого специалиста.

При исследовании, проектировании и эксплуатации системы электроснабжения городского хозяйства и промышленных предприятий должны решаться следующие основные задачи: оптимизация структуры и параметров схемы путём правильного выбора напряжений; определение электрических нагрузок и выполнение требований к бесперебойности электроснабжения;

рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций городских и промышленных сетей; определение эффективных средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения.

При дипломном проектировании системы электроснабжения городского хозяйства и промышленного предприятия студенты специальности 100400 – «Электроснабжение» решают следующие задачи:

- определение расчетных электрических нагрузок по подразделениям и в целом для городского хозяйства и промышленного предприятия;
- выбор рационального варианта выполнения внутрихозяйственной сети напряжением выше 1 кВ, включая трансформаторы главной понижающей и участковой подстанций, с учётом компенсации реактивной мощности;
- выбор рационального варианта электроснабжения внутрицеховой сети напряжением до 1 кВ, а также электрооборудования этой сети.

Дипломный проект является выпускной квалификационной работой студента, на основе которой государственная экзаменационная комиссия решает вопрос о присуждении ему квалификации инженера-электрика.

1.2 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Подготовка к выполнению дипломного проекта начинается с конструкторско-технологической практики, в процессе которой определяются темы дипломных проектов на следующий год. Сводный перечень тем дипломных проектов рассматривается кафедрой. Студентам предоставляется право выбора темы дипломного проекта из предусмотренного перечня тем, а также возможность предлагать свою тему. В последнем случае это

определяется письменным заявлением студента на имя заведующего кафедрой с обоснованием предлагаемой темы и её целесообразности. Замена дипломного проекта дипломной работой допускается только с разрешения ректора и декана факультета. При этом дипломная работа должна носить научно-исследовательский характер, а также иметь расчетно-графическую часть.

Для выполнения конструкторско-технологической практики необходимо ознакомиться с промышленным предприятием и собрать необходимый материал для выполнения дипломного проекта по разработке систем электроснабжения промышленного предприятия, характеристика технологического процесса производства и источник питания которого является одним из исходных данных для проектирования.

Ниже приведен краткий перечень вопросов и указания по сбору материалов для выполнения дипломного проекта (прил. П.3.).

Примерный образец расчетно-пояснительной записки дипломного проекта приведен в приложении П.4.

1.3 ТЕМАТИКА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Дипломный проект по специальности 140211 «Электроснабжение» включает в себя решение вопросов, связанных с производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии, для систем электроснабжения промышленных предприятий и установок, городов и населенных пунктов, а также проектирование систем электроснабжения промышленных объектов и городов.

Тематика дипломного проектирования должны соответствовать профилю специальности, определяться требованиями учебного плана подготовки специалистов и учитывать реальные нужды промышленного производства.

Темы дипломных проектов должны быть ориентированы на современные промышленные предприятия с прогрессивной и высокопроизводительной технологией, учитывать экологические вопросы электроэнергии проектируемых выбранных объектов.

Тематика дипломного проектирования охватывает широкий круг вопросов, обусловленных учебными программами изучаемых дисциплин.

Конкретную тематику дипломных проектов разрабатывает кафедра Электроэнергетики с учетом дифференцированного обучения студентов. При индивидуальных планах обучения и подготовке специалистов по прямым договорам с предприятиями и учреждениями рекомендуются прикладные темы дипломного проектирования с учетом возможного использования результатов проектирования на промышленных объектах.

Большими достоинствами дипломных проектов являются изготовление студентами действующих моделей, а также оригинальные схемные, конструктивные и технологические разработки по отдельным частям проекта, разработка программ САПР для систем электроснабжения.

Рекомендуется в дипломном проекте выполнять детальную разработку

систем электроснабжения промышленного объекта (завода, предприятия, населенного пункта).

Тема дипломного проекта утверждается приказом по университету.

Примерный перечень тем дипломных проектов приведен ниже.

1. Система электроснабжения тракторного завода.
2. Система электроснабжения группы цехов (корпусов, отделений, участков) металлургического завода (сталелитейный, прокатный, компрессорная станция, насосная станция, доменный цех).
3. Система электроснабжения группы цехов (корпусов, отделений, участков) металлургического завода (сталелитейный, прокатный, компрессорная станция, насосная станция, доменный цех).
4. Система электроснабжения ремонтно-механического завода.
5. Система электроснабжения машиностроительного завода.
6. Система электроснабжения промышленного предприятия (завода) небольшой мощности.
7. Система электроснабжения группы городских потребителей.
8. Воздушная линия электропередачи (ВЛ) 6-35 кВ для электроснабжения группы потребителей.
9. ВЛ 35-330 кВ для электроснабжения промышленного предприятия.
10. Система электроснабжения предприятия по заправке огнетушителей.
11. Система электроснабжения хлебопекарни.
12. Система электроснабжения завода радиоэлектронной аппаратуры.
13. Система электроснабжения хлебозавода.
14. Система электроснабжения завода по производству технических изделий.
15. Система электроснабжения кирпичного завода.
16. Система электроснабжения завода железобетонных изделий.
17. Главная понизительная подстанция промышленного предприятия (завода).
18. Система электроснабжения автомобильного завода.
19. Система электроснабжения шамотного завода.
20. Система электроснабжения завода металлических конструкций.
21. Система электроснабжения промышленного предприятия по производству спецфургонов.
22. Реконструкция районной понизительной подстанции 330/220/110/35 кВ.
23. Понизительная трансформаторная подстанция 110/35/6 кВ для питания районной энергосистемы.
24. Система электроснабжения котельной населенного пункта.
25. Система электроснабжения промышленного предприятия по розливу газированных напитков.
26. Районная понизительная трансформаторная подстанция 500/220 кВ.
27. Понизительная трансформаторная подстанция 35/10 кВ.
28. Система электроснабжения промышленного предприятия по производству продуктов быстрого приготовления.

29. Система электроснабжения завода железнодорожного машиностроения.

В зависимости от специализации задаются различные темы дипломных проектов.

Студент может самостоятельно выбрать тему дипломного проекта с соответствующим обоснованием целесообразности ее выполнения. После выполнения конструкторско-технологической практики на соответствующем промышленном предприятии уточняется тематика дипломного проектирования и даются точные названия тем дипломных проектов.

1.4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Для облегчения проектирования в прил. 1 дан краткий перечень вопросов и указания по сбору материалов для выполнения проекта по электроэнергетике промышленного предприятия, характеристика технологического процесса производства и источник электроснабжения которого являются исходными данными для проектирования системы электроэнергетики выбранного объекта.

Исходные данные для проектирования подбираются руководителем проекта, назначаемым кафедрой, согласно настоящим методическим указаниям и должны содержать реальные данные промышленного объекта: его местоположение, сведения об электрических нагрузках и др. Они должны давать возможность студенту ориентироваться на современные системы электроэнергетики и не противоречить требованиям нормативных и руководящих документов (ПУЭ, СНиП, ГОСТ).

Для выполнения дипломного проекта необходимы следующие исходные данные:

1. Генеральный план предприятия, на котором обозначены места расположения цехов, пути внутризаводского транспорта, зеленые насаждения и другие объекты и сооружения.

2. Характеристика технологического процесса производства предприятия и отдельных цехов, технологическая взаимосвязь цехов.

3. Оценка влияния внезапных перерывов электроснабжения на технологический процесс.

4. Сведения о характере окружающей среды в цехе (степень возгораемости строительных материалов и конструкций, влажность среды помещения, наличие химически активных веществ и т.д.).

5. План расположения оборудования в цехе.

6. Характеристика потребителей электроэнергии и их влияние на качество электроэнергии.

7. Сведения об источниках электроснабжения промышленного предприятия (цеха):

а) схема существующего питания с указанием мощности источников питания (генераторов или силовых трансформаторов) или сведения о возможных источниках питания (ИП) и их мощности;

б) реактивное сопротивление ИП или мощность КЗ на шинах ИП; если

эти данные отсутствуют, необходимо знать отключающую мощность выключателя ИП;

в) расстояние от ИП до промышленного предприятия;

г) напряжение на сборных шинах ИП;

д) мощности которые могут быть получены от ИП (электростанции, энергосистемы) при проектировании электроснабжения данного предприятия;

8. Значения реактивных мощностей, которые могут быть переданы из энергосистемы в сеть промышленного предприятия в режиме ее наибольшей и наименьшей активной нагрузки.

9. Электрические нагрузки по цехам предприятия в виде установленной мощности. Для цеха, электроснабжение которого надо разработать подробно - паспортные данные отдельных приемников электроэнергии (ЭП) цеха ($P_{ном}$, $\cos \varphi$, η , $U_{ном}$, для ЭП с повторно-кратковременным режимом работы, дополнительно - ПВ %).

10. Графики активных и реактивных нагрузок промышленного предприятия в целом и отдельных его цехов за характерные летние и зимние сутки.

11. Перспективы роста электрических нагрузок отдельных цехов и предприятия в целом (за счет реконструкции, ввода новых мощностей и т.д.).

12. Дополнительные сведения о помещении, если подробно рассматривается освещение данного цеха: разрез освещаемого помещения с указанием размеров световых проемов и характера окружающей поверхности стен, потолка, рабочей поверхности или пола (например, побеленный потолок, бетонные стены с окнами и т.п.).

13. При выполнении проектов по реконструкции систем электроснабжения промышленных предприятий дополнительно к указанным выше материалам необходимо иметь существующую схему электроснабжения предприятия, типы установленного силового оборудования, марки и сечения проводов, жил кабелей, токопроводов.

Объем исходных данных определяется темой проекта - разрабатывается система электроснабжения цеха или предприятия малой мощности. В первом случае необходимы исходные данные по п. 1-7. Во втором случае принимают исходные данные п. 1-13 и уточняют их в зависимости от объема рассматриваемых задач в проекте.

Исходные данные для проектирования приводятся руководителем в задании, утвержденном кафедрой.

1.5 ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

В задание на проектирование входят следующие элементы:

1) тема проекта;

2) исходные материалы, необходимые для выполнения проекта;

3) перечень вопросов, подлежащих разработке при проектировании;

4) содержание графической части (число и наименование необходимых чертежей);

5) перечень рекомендуемой для выполнения проекта литературы. Задание на проектирование обычно имеет комплексный характер. Оно состоит из нескольких частей, каждая из которых является естественным продолжением предыдущей. В зависимости от специализации задаются различные темы квалификационных проектов.

В задании на проектирование системы электроэнергетики, указываются следующие основные данные:

- 1) электрические нагрузки цехов предприятия;
- 2) источники электроснабжения промышленного предприятия;
- 3) электрические параметры энергосистемы и ее удаленность от предприятия (для расчета токов КЗ и выбора аппаратов);
- 4) исходные данные по генеральному плану предприятия;
- 5) исходные данные по планировке цеха (корпуса), для которого намечается разработка силовой и осветительной сети.

Задание на проектирование составляется руководителем проекта и содержит название темы, развернутое ее содержание (основные разделы; вопросы, подлежащие проработке и т.д.), количество и содержание чертежей.

Форма бланка-задания на выполнение дипломного проекта приведена в прил. 3.

1.6 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Проект представляется к защите в виде пояснительной записки и чертежей, отражающих его основное содержание. Расчетно-пояснительная записка должна включать в себя: титульный лист; задание на проектирование и исходные данные; оглавление; аннотация; введение; главы с изложением результатов работы; заключение; список литературы; приложение.

Пояснительная записка представляется или в рукописном виде, или печатается на принтере (гарнитура "Times", размер шрифта - 14 пт), или на пишущей машинке. Текст представляется на листах писчей бумаги формата А4 (210x297 мм). Для больших таблиц и рисунков допускается формат А3 (297x420мм). Текст печатается через 1,5 интервала на одной стороне листа и имеет поля следующих размеров: верхние и нижние - 25; правые - 10; левые - 25 мм. Отступ первой строки абзаца 1,2 см. Заголовки разделов и подразделов отделяются от текста сверху тремя интервалами, снизу одним интервалом. Прописными буквами печатаются названия глав, слова «ВВЕДЕНИЕ» и «ЗАКЛЮЧЕНИЕ», а также аббревиатуры. В тексте должна быть соблюдена соподчиненность глав, параграфов и пунктов. Нумерация глав и параграфов выполняется арабскими цифрами, которые отделяются от названий точкой. Каждая глава начинается с новой страницы. На титульном листе, задании на проектирование, исходных данных номера страниц не проставляются, но учитываются при нумерации остальных разделов. Нумерация страниц выполняется арабскими цифрами в верхнем колонтитуле посередине. Ориентировочный объем пояснительной записки в среднем составляет: для курсового проектирования 40 страниц (без приложений); для дипломного

проектирования 100 страниц (без приложений). Пояснительная записка должна быть переплетена или заключена в папку. Расчетные формулы принято рассматривать как составную часть предложения, которое они поясняют. Формула обычно занимает отдельную строку, номер формулы ставится в конце строки. Знаки препинания ставят сразу после формулы. Рисунки (включая графики, схемы) могут быть выполнены на отдельных листах или включены в текст. Каждый рисунок должен иметь номер и подпись, которые располагаются под ним. Графики должны иметь на осях обозначения величин с размерностью и несколько цифр, определяющих масштаб. Таблицы должны иметь номер и название, располагаемые над таблицей. На рисунки и таблицы должна быть ссылка в тексте. Список литературы и ссылки на нее оформляются в пояснительной записке согласно действующему стандарту.

Содержание чертежей:

1. Генеральный план промышленного предприятия (в масштабе) с трассами электрических сетей напряжением до 1 кВ и выше, местоположением ГПП (ГРП), цеховых трансформаторных подстанций и распределительных пунктов низшего напряжения (при отсутствии в цехе ТП) с указанием номеров подстанций. Здесь же приводится таблица с указанием номера подразделения и его названием. Нумерацию подстанций рекомендуется производить одно или двухзначными цифрами, причем первая соответствует номеру подразделения на генплане, а вторая - номеру подстанции в этом подразделении.

2. Скелетная схема межцеховой сети высшего и низшего напряжений, на которой изображаются все подстанции (ГПП, ТП, РП до 1 кВ и выше) с электрическими аппаратами; линии, батареи конденсаторов. На скелетной схеме обозначаются номинальные напряжения шин, номера подстанций, марки трансформаторов, мощности батарей конденсаторов, марки выключателей и кабелей.

3. План цеха (в масштабе) с размещением оборудования, ТП, РП, ККУ, трасс шинопроводов, кабельных линий напряжением до 1 кВ и выше.

4. Схема электроснабжения отделения цеха, на которой приводятся трансформаторная подстанция, автоматические выключатели, шинопроводы, кабели, предохранители. Приводятся марки выбранного оборудования. Чертежи проекта рекомендуется выполнять на листах формата А1 (размер 840x594 мм). При большом объеме чертежа он выполняется на полутора или двух листах того же формата. Чертежи выполняются карандашом, тушью или фломастером. Основную надпись (штамп) располагают в правом нижнем углу чертежа. В левом верхнем углу чертежа располагается дополнительная графа.

5. Однолинейная схема коммутации ГПП предприятия с указанием мест установки АВР и АПВ.

6. Схемы АВР и АПВ.

7. План и разрезы ГПП.

8. Однолинейные схемы коммутации цеховых ТП с планами и разрезами.

9. Конструкция распределительного устройства.

10. Схемы защиты и автоматики системы электроснабжения.

11. План сети освещения цеха.

12. Принципиальная электрическая схема освещения объекта.
 13. Схемы и графики моделирования переходных процессов.
 14. Техничко-экономические показатели предприятия.
- Содержание задания и исходных данных изложено в приложении 1.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании элементов системы электроснабжения служит основой для рационального решения всего комплекса вопросов по электроснабжению промышленного предприятия.

Электрические нагрузки рассчитываются в связи с необходимостью выбора количества и мощности трансформаторов, проверки токоведущих элементов по нагреву и потере напряжения, правильного выбора защитных устройств и компенсирующих установок.

Результаты расчетов нагрузок являются исходными материалами для всего последующего проектирования. Для определения расчетных нагрузок групп приемников необходимо знать установленную мощность (сумма номинальных мощностей всех электроприемников (ЭП) группы) и характер технологического процесса.

Расчетная нагрузка определяется для смены с наибольшим потреблением энергии данной группы ЭП, цехом или предприятием в целом для характерных суток. Обычно наиболее загруженной сменой считается смена, в которой используется наибольшее количество агрегатов (дневная).

"Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения" (РТМ 36.18.32.0.1.-89) /8/ допускают применение следующих методов определения расчетных нагрузок.

I. По удельным расходам электроэнергии и плотностям нагрузки:

а) при наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $\omega_{уд}$ и выпускаемой продукции M по формуле

$$P_{расч} = \frac{\omega_{уд} M}{T_M}, \quad (2.1)$$

где T_M - годовое число часов использования максимума активной мощности;

б) при наличии данных об удельных плотностях максимальной нагрузки на квадратный метр площади цеха $p_{уд}$ и заданной величине этой площади $F_{ц}$ по формуле

$$P_{расч} = p_{уд} F_{ц}. \quad (2.2)$$

II. По коэффициенту спроса K_C .

При отсутствии данных о количестве электроприемников и их мощности, об удельном потреблении электроэнергии на единицу продукции или удельной плотности нагрузок на 1 м площади цеха допускается (на стадии проектного

задания и при других ориентировочных расчетах) определять нагрузку предприятия в целом по средним величинам коэффициента спроса по формуле

$$P_{РАСЧ} = K_C P_{НОМ} . \quad (2.3)$$

Значения коэффициента спроса зависят от технологии производства и приводятся в отраслевых инструкциях и справочниках, например, в /1,2/.

III. По коэффициенту расчетной активной мощности K_P при наличии данных о количестве ЭП, их мощности и режиме работы для определения нагрузки на всех ступенях распределительных и питающих сетей (включая трансформаторы и преобразователи).

2.2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО КОЭФФИЦИЕНТУ РАСЧЕТНОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчетный максимум нагрузки $P_{РАСЧ.Н.Н}$ элемента системы электроснабжения, питающего нагрузку напряжением до 1 кВ (кабель, провод, шинопровод, трансформатор, аппарат и т.д.) определяется по коэффициенту расчетной активной мощности [8]:

$$P_{РАСЧ.Н.Н} = K_P \sum_1^m P_{Cj} , \quad (2.4)$$

где K_P - расчетный коэффициент активной мощности;

j - подгруппа ЭП группы, имеющих одинаковый тип работы, то есть одинаковую величину индивидуального коэффициента использования $k_{иj}$,

m - число подгрупп ЭП, имеющих одинаковый тип работы;

P_{Cj} - средняя мощность рабочих ЭП j -й подгруппы.

Средняя мощность P_{Cj} , силовых ЭП одинакового режима работы определяется путем умножения установленных мощностей ЭП $p_{ном.j}$ на значения коэффициентов использования $k_{иj}$, выявляемых из материалов обследования действующих предприятий:

$$P_{Cj} = \sum k_{иi} p_{номi} . \quad (2.5)$$

Средняя реактивная нагрузка

$$Q_{Cj} = \sum k_{иi} p_{номi} tg \varphi_i , \quad (2.6)$$

где $tg \varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности $cos \varphi_i$, характерному для i -го ЭП данного режима работы.

Расчетный коэффициент активной мощности K_P находится по данным,

приведенным в приложении, в зависимости от величины группового коэффициента использования K_u , эффективного числа ЭП в группе n , и постоянной времени нагрева T_o выбираемого элемента сети.

Групповой коэффициент использования K_u активной мощности определяется по формуле

$$K_H = \frac{\left(\sum_1^n P_{Ci} \right)}{\left(\sum_1^n p_{ном.i} \right)}. \quad (2.7)$$

Эффективное число ЭП группы из n электроприемников

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum p_{НОМ.i} \right)^2}{\left(\sum p_{ном.i} \right)^2}, \quad (2.8)$$

где $p_{ном.i}$ - номинальная мощность отдельных ЭП.

При определении $n_{\text{Э}}$ для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если среди этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один ЭП с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

Допускается определение эффективного числа приемников всего цеха по упрощенной формуле

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \left(\sum P_{НОМ.i} \right)}{P_{H.МАКС}}, \quad (2.9)$$

где $P_{H.МАКС}$ - номинальная мощность наиболее мощного ЭП цеха.

Принимаются следующие постоянные времени нагрева:

- $T_o = 10$ мин. - для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные пункты и шинопроводы, сборки, щиты. Значения расчетного коэффициента активной мощности K_p для этих сетей принимаются по таблице П1 приложения;

- $T_o = 2,5$ ч - для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов значения $K_p=1$;

- $T_o \geq 30$ мин - для кабелей напряжением 6-10 кВ, питающих цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники. При этом расчетная мощность принимается равной средней, то есть $K_p = 1$.

Расчетная активная мощность узлов нагрузки определяется по средней активной мощности узла $\sum P_c$ и соответствующему значению K_p .

$$P_{PACЧ.Н.Н.} = k_p \sum P_c . \quad (2.10)$$

Расчетная реактивная нагрузка находится следующим образом:

$$Q_{PACЧ.Н.Н.} = L_p \sum Q_c , \quad (2.11)$$

где $\sum Q_c$ - средняя реактивная мощность узла нагрузки;

L_p - расчетный коэффициент для реактивной нагрузки принимается:

• питающие сети напряжением до 1 кВ:

$$L_p = 1,1 \text{ при } n_э \leq 10,$$

$$L_p = 1,0 \text{ при } n_э > 10,$$

• магистральные шинопроводы и цеховые трансформатор: $L_n = 1$;

• кабели напряжением 6-10 кВ, питающие цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники:

$$L_p = 1.$$

Полная расчетная мощность силовой нагрузки низшего напряжения:

$$S_{PACЧ.Н.Н.} = \sqrt{(P_{PACЧ.Н.Н.})^2 + (Q_{PACЧ.Н.Н.})^2} . \quad (2.12)$$

2.3 РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

Расчетная нагрузка электроприемников напряжением выше 1 кВ (высокого напряжения ВН), подключенных к распределительной подстанции напряжением 6-10 кВ, принимается равной средней мощности.

Тогда расчетная нагрузка (активная $P_{расч.в.н}$ и реактивная $Q_{расч.в.н}$) группы из G силовых приемников цеха определяется из соотношений

$$P_{PACЧ.В.Н.} = \sum_1^G k_{и.г} P_{НОМ.г} .$$

$$Q_{PACЧ.В.Н.} = \sum_1^G k_{и.г} P_{НОМ.г} tg \varphi , \quad (2.13)$$

где $p_{ном.г}$ - активная установленная (номинальная) мощность $г$ -го электроприемника высшего напряжения, принимаемая по исходным данным;

$tg \varphi_g$ - соответствует характерному для приемников данной группы средневзвешенному значению коэффициента мощности;

$k_{и.г}$ - коэффициент использования $г$ -го электроприемника напряжением выше 1 кВ.

Активная нагрузка синхронного двигателя (СД) и асинхронного двигателя (АД), а также реактивная нагрузка АД определяется по (3.13).

Для СД определяется максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, которую можно получить от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{K_{\text{зQСД}} P_{\text{НОМ}} \sum_{\text{СД}} \text{tg} \varphi_{\text{СД}}}{\eta_{\text{СД}}}, \quad (2.14)$$

где $P_{\text{НОМ}\Sigma\text{СД}}$ - суммарная установленная мощность группы СД;

$\text{tg} \varphi_{\text{СД}}$ - номинальные параметры СД: коэффициент реактивной мощности и КПД;

$K_{\text{зQСД}}$ - коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности [4].

При расчете суммарной реактивной нагрузки потребителей для СД, работающих с "опережающим" коэффициентом мощности, значение $Q_{\text{СД}}$ берется со знаком минус.

2.4 РАСЧЕТ ПИКОВОГО ТОКА

Кратковременный ток в элементе цеховой сети (пиковый ток $I_{\text{пик}}$) /1-5/ можно найти как:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{ПУСК.НБ}} + (I_{\text{РАБ.МАХ}} - k_{\text{И}} I_{\text{НОМ.ДВ.НБ}}), \quad (2.15)$$

где $I_{\text{ПУСК.НБ}}$ - наибольший пусковой ток двигателя в группе; $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ - расчетный максимальный ток всех электроприемников, питающихся от данного элемента, $I_{\text{НОМ.ДВ.НБ}}$ - номинальный ток (3.41) двигателя с наибольшим пусковым током; $k_{\text{И}}$ - коэффициент использования для графика нагрузки этого двигателя.

При отсутствии заводских данных пусковой ток может быть принят равным 5-кратному номинальному.

2.5 РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

В качестве источников электрического света на промышленном предприятии используются газоразрядные лампы и лампы накаливания - осветительная нагрузка (о.н).

Активная расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется

по удельной нагрузке и коэффициенту спроса

$$P_{\text{РАСЧ.О.Н.}} = K_{\text{С.О.Н.}} P_{\text{УД.О.Н.}} F_{\text{Ц}}, \quad (2.16)$$

где $P_{уд.о.н.}$ - удельная нагрузка осветительных приемников (ламп);

$F_{ц}$ - площадь пола цеха, определяемая по генплану;

$K_{с.о.н.}$ - коэффициент спроса осветительной нагрузки /1 - 5/.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg \varphi_{л.н.} = 0$.

Газоразрядные лампы на предприятии используются как основные источники света (составляют примерно 75 % общей мощности осветительной нагрузки), обеспечивающие нормальную работу производства, для них реактивная мощность определяется по формуле

$$Q_{расч.о.н.} = 0,75 * P_{расч.о.н.} tg \varphi_{о.н.}, \quad (2.17)$$

где $tg \varphi_{о.н.} = 0,33$.

2.6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчетные полная $S_{расч.п.п.}$, активная $P_{расч.п.п.}$ и реактивная $Q_{расч.п.п.}$ мощности промышленного предприятия, отнесенные к шинам вторичного напряжения главной понижающей подстанции (ГПП), вычисляются по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым - до 1 кВ и выше) - $P_{расч.н.н.}$, $P_{расч.в.н.}$, $Q_{расч.н.н.}$, $Q_{расч.в.н.}$ так и осветительным - $P_{расч.о.н.}$, $Q_{расч.о.н.}$ с учётом потерь мощности - $\Delta P_{ц}$, $\Delta Q_{ц}$ - в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях напряжением до 1 кВ и коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки $K_{о.м.}$:

$$\begin{aligned} P_{расч.п.п.} &= (\sum P_{расч.н.н.} + \sum P_{расч.в.н.}) K_{о.м.} + \sum P_{расч.о.н.} + \Delta P_{ц}; \\ Q_{расч.п.п.} &= (\sum Q_{расч.н.н.} + \sum Q_{расч.в.н.} - Q_{сд}) K_{о.м.} + \sum Q_{расч.о.н.} + \Delta Q_{ц}; \\ S_{расч.п.п.} &= \sqrt{(P_{расч.п.п.})^2 + (Q_{расч.п.п.})^2} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях до 1 кВ приближенно принимаются равными соответственно 3 и 10% полной трансформируемой мощности $S_{расч} \Sigma_H$ /1-5/:

$$\Delta P_{ц} = 0,03 S_{расч} \Sigma_H; \quad \Delta Q_{ц} = 0,1 S_{расч} \Sigma_H \quad (2.19)$$

где $S_{расч} \Sigma_H = \sqrt{(P_{расч} \Sigma_H)^2 + (Q_{расч} \Sigma_H)^2}$;

$$\begin{aligned} P_{расч} \Sigma_H &= \sum P_{расч.н.н.} + \sum P_{расч.о.н.}; \\ Q_{расч} \Sigma_H &= \sum Q_{расч.н.н.} + \sum Q_{расч.о.н.} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Потери активной и реактивной мощностей в кабелях высшего напряжения в предварительных расчетах не учитываются вследствие их малой значимости.

Коэффициент одновременности максимумов для шин ГПП $K_{О.М}$ выбирается по табл. П2 в зависимости от величины средневзвешенного коэффициента использования $K_{и}$ всей группы ЭП, подключенной к шинам ГПП.

Реактивная мощность $Q_{СИСТ}$, поступающая от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения ГПП, определяется, исходя из условий задания на проект и вычисленной выше $P_{расч.п.п.}$:

$$Q_{СИСТ} = P_{расч.п.п.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{СИСТ} \quad (2.21)$$

Расчетная нагрузка, по которой определяется мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{расч.гпп} = \sqrt{(P_{расч.п.п.})^2 + (Q_{СИСТ})^2}; \quad (2.22)$$

В системе электроснабжения предприятий должны устанавливаться компенсирующие устройства (КУ) с реактивной мощностью

$$Q_{К.У} = Q_{расч.п.п.} - Q_{СИСТ} \quad (2.23)$$

2.7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА РАЗЛИЧНЫХ СТУПЕНЯХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приемников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

На рис. 2.1 приведена обобщенная схема электроснабжения предприятия. Рассмотрим особенности определения нагрузок в обозначенных на схеме цифрами точках, переходя от низших ступеней к высшим.

1. Расчетную нагрузку, создаваемую одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ и выше), принимают равной номинальной мощности приемника (для приемников с ПКР паспортная мощность приводится к $P_B = 1$).

По этой нагрузке выбирают сечение питающей линии и коммутационно-защитную аппаратуру.

2. Расчетную нагрузку, создаваемую группой приемников, определяют по принятому методу расчета с учетом осветительной нагрузки и установленной мощности компенсирующих устройств (см. гл. 9 и 10).

Например, для ШРА-3 (рис. 2.1) полная расчетная мощность S_{p2} определяется по выражению

защитную аппаратуру на стороне НН.

4. Расчетную нагрузку на стороне ВН цеховой ТП определяют по формуле

$$S_{p4} = \sqrt{(P_{cp.m3} + \Delta P_T)^2 + (Q_{cp.m3} + \Delta Q_T)^2}, \quad (2.25)$$

где $P_{cp.m3}$, $Q_{cp.m3}$ — средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену на стороне НН цеховой ТП; ΔP_T , ΔQ_T — потерн активной и реактивной мощности в цеховом трансформаторе (при ориентировочных расчетах, когда неизвестен тип силового трансформатора, можно принимать

$$\Delta P_T = 0,02 S_{CP.M3}; \quad \Delta Q_T = 0,1 S_{CP.M3}; \quad S_{CP.M3} = \sqrt{(P_{cp.m3}^2 + Q_{cp.m3}^2)}.$$

По мощности S_{p4} выбирают сечения линий, питающих цеховые ТП, и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий.

5. Для выбора сечения шин и питающих линий ГРП и коммутационно-защитной аппаратуры со стороны ГПП определяют нагрузку на каждой секции шин ГПП.

Расчетную полную мощность определяют по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов, включая расчетную мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, расчетную мощность, потребляемую на освещение территории завода, и установленную мощность компенсирующих устройств.

Расчетную активную мощность на шинах ГРП определяют по формуле

$$P_{p5} = (\sum P_{p4} + \sum P_{p.c5}) K_{p.m} + P_{p.o.t} + \Delta P_{ky}, \quad (2.26)$$

где $\sum P_{p.c5}$ — суммарная расчетная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание с шин ГРП;

$P_{p.o.t}$ — расчетная мощность, потребляемая на освещение территории завода с шин ГРП;

$$\Delta P_{ky} = \Delta P_{уд} Q_{ky5};$$

ΔP_{ky} — потери активной мощности в компенсирующих устройствах (КУ) напряжением выше 1 кВ;

Q_{ky5} — установленная мощность КУ на шинах ГРП;

$\Delta P_{уд}$ — удельные потери активной мощности в КУ;

$K_{p.m}$ — коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки.

Расчетную реактивную мощность на шинах ГРП определяют из выражения

$$Q_{p5} = (\sum Q_{p4} + \sum Q_{p.c5}) K_{p.m} + Q_{p.o.t} + \Delta Q_{ky5}, \quad (2.27)$$

где $\sum Q_{p.c5}$ — суммарная расчетная реактивная мощность силовых приемников,

получающих питание с шин ГРП;

$Q_{p.o.t}$ — расчетная реактивная мощность, потребляемая на освещение территории завода.

Полная расчетная мощность на шинах ГРП составит

$$S_{p.5} = \sqrt{(P_{p.5}^2 + Q_{p.5}^2)}. \quad (2.28)$$

По расчетной мощности S_{p5} определяют сечение питающих ГРП линий, сечение сборных шин ГРП и выбирают коммутационно-защитную аппаратуру питающих линий.

5. Расчетную нагрузку на шинах ГПП определяют по значению расчетных нагрузок отходящих линий $\sum S'_{pб.i}$ с учетом коэффициента разновременности максимума нагрузок $K_{p.м}$

$$S_{p6} = \sum S'_{pб.i} K_{p.м}. \quad (2.29)$$

Знание этой нагрузки необходимо для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и коммутационно-защитной аппаратуры ГПП.

6. Выбор сечения линий, питающих ГПП, осуществляется по расчетной мощности S_{p7} , определяемой на стороне ВН ГПП:

$$S_{p7} = \sqrt{(P_{p6} + \Delta P_T)^2 + (Q_{p6} + \Delta Q_T)^2}, \quad (2.30)$$

где $\Delta P_T, \Delta Q_T$ — потери активной и реактивной мощности в силовом трансформаторе ГПП.

2.8 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ИХ РАСЧЕТ

2.8.1 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Повышение напряжения в кабельных сетях, т.е. перевод сетей, например, с 6 на 10 кВ, с одной стороны, приводит к существенному снижению потерь электроэнергии, а, с другой — требует особого внимания к уровню и качеству изоляции.

В действующих цеховых сетях при их реконструкции и наличии значительной плотности нагрузки целесообразно применение напряжения 0,66 кВ вместо 0,38 кВ, так как оно имеет следующие преимущества:

1) снижаются в 3 раза потери электроэнергии и уменьшается расход цветных металлов в сетях НН;

2) уменьшается число цеховых подстанций, увеличивается почти в 2 раза

экономический радиус их действия и возрастает единичная мощность цеховых трансформаторов до 2500 кВА;

3) сокращается количество оборудования напряжением выше 1 кВ;

так, например, имеется значительное число электродвигателей средней мощности (200—700 кВт), допускающих переход с напряжения 6 на 0,66 кВ с одновременной заменой сетевого напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ [10];

4) увеличивается в $\sqrt{3}$ раз пропускная способность сети;

5) снижаются ΔP_X и ΔP_K с увеличением единичной мощности цеховых трансформаторов.

Уменьшить потери электроэнергии в кабельных сетях можно также за счет уменьшения неравномерности нагрузки по фазам и, в первую очередь, — за счет правильного распределения по фазам однофазных и двухфазных приемников электроэнергии.

Важным мероприятием по экономии электроэнергии является также повышение уровня эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования (проведение плановых ремонтов и осмотров оборудования, замена или отключение незагруженного оборудования и т.д.).

Несоответствие показателей качества электроэнергии нормативным значениям вызывает дополнительные (по отношению к номинальному режиму) потери электроэнергии. Из всех показателей качества наибольшие потери электроэнергии вызывают отклонения напряжения от номинального. Так, при снижении напряжения потери возрастают, увеличение же напряжения сказывается на приемниках электроэнергии по-разному [21]. Для АД потери электроэнергии зависят от k_3 и при $k_3=0,85-1,0$ имеют минимальное значение при напряжении, немного большим номинального.

Дополнительные потери электроэнергии имеют место и при несимметричной нагрузке. При коэффициенте несимметрии в пределах его нормативного значения потери электроэнергии для АД составляют 2,4 % , для трансформаторов — 4 % , для СД — 4,2 % номинальных значений. Примерно такой же уровень (2-4 %) имеют потери электроэнергии при несинусоидальном напряжении в трансформаторах, двигателях, генераторах, кабельных линиях.

Хотя потери электроэнергии от снижения ее качества составляют 2 — 6 % номинальных значений, они напрямую связаны с перегревом оборудования, а, следовательно, ведут к интенсивному старению изоляции и к преждевременному выходу ее из строя. Это относится и к несинусоидальности, и к несимметрии напряжения. Так, например, при несимметрии напряжения, равной 4 %, срок службы полностью загруженного АД сокращается в 2 раза; при несимметрии напряжения, равной 5%, располагаемая мощность двигателя уменьшается на 5—10 %; при несимметрии, равной 10 % — на 20—50 % в зависимости от исполнения двигателей. На силовые трансформаторы несимметрия оказывает такое же влияние, как и на АД, т.е. вызывает дополнительный нагрев обмоток и снижение срока службы трансформаторов.

В то же время на работу кабельных линий несимметрия не оказывает существенного влияния. При несинусоидальном напряжении сети происходит ускоренное старение изоляции силовых кабелей.

Если электродвигатели и другие электроприемники имеют продолжительность работы на холостом ходу 40—60 % всего времени эксплуатации, то их целесообразно снабжать ограничителями холостого хода [5]. Ограничитель включают в цепь катушки управления магнитным пускателем, и он отключает электроприемник при отсутствии нагрузки. Таким образом, снижается потребление электроэнергии.

Для выявления резервов экономии электроэнергии на промышленных предприятиях необходимо составлять и анализировать электробалансы для отдельных энергоемких агрегатов и установок, переходя затем к цехам и предприятию в целом. Электробалансы состоят из приходной и расходной частей, численно равных друг другу. В приходную часть электробаланса включают электроэнергию, полученную от энергосистемы и выработанную собственными источниками (например, ТЭЦ), расходная часть включает следующие основные статьи:

- 1) прямые затраты электроэнергии агрегатами и установками на основной технологический процесс с выделением постоянных и нагрузочных потерь в технологическом и электрическом оборудовании;
- 2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс, вследствие его несовершенства или плохого качества сырья (высокая влажность, загрязненность и т.п.);
- 3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (освещение, вентиляция, цеховой электротранспорт и т.п.);
- 4) потери электроэнергии в элементах систем электроснабжения (линиях, трансформаторах, электродвигателях, преобразовательных установках);
- 5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям в порядке ее перепродажи (поселкам, городскому транспорту и т.п.).

Расходная часть может не содержать статей 2 и 5. Более подробные сведения с примерами расчетов электробаланса приведены в [22].

Работа по рациональному использованию электроэнергии на действующих промышленных предприятиях только тогда является эффективной, когда налажен учет и контроль расхода электроэнергии, нормирование электропотребления с учетом специфических особенностей предприятия.

Значительную экономию электроэнергии можно получить от внедрения автоматизированных систем управления (АСУ) на базе компьютерной техники. Экономия достигается за счет точности и скорости отработки отклонений от рациональных режимов, расширения функциональных возможностей, динамического прогнозирования с определением направления и темпа изменения процессов. Начало АСУ закладывается в системах

учета и контроля за электропотреблением. Кроме непосредственной информации об электропотреблении, необходимо иметь данные о режимах работы электроприемников, определяющих в основном характер электропотребления [21,22,23,24].

2.8.2 РАСЧЕТ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Известно, что большая часть потерь активной мощности падает на распределение сети 0,22-10 кВ, несмотря на то, что в эти сети вкладывается значительно больше цветного металла, чем в сети 35-110 кВ (табл. 2.1).

Таблица 2.1 - Потери активной мощности и расход цветного металла в сетях разных напряжений

Напряжение сетей, кВ	Потери активной мощности, % потребляемой	Расход цветного металла, %
110	25	14
35	10	6
0,22-10	65	80

Из табл. 2.1. видно, что наиболее действенными мероприятиями по снижению потерь мощности и электроэнергии являются те, которые снижают эти потери в сетях 0,22-10 кВ.

Расчет потерь активной мощности осуществляет по формуле:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{1,1 \rho_{\text{л}} P_{\text{л}}^2}{S_{\text{л}} U_{\text{л.ном}}^2 \cos^2 \varphi}, \text{ откуда следует, что экономить электроэнергию в кабельных}$$

линиях можно за счет:

1. повышения $\cos \varphi$ электроустановок,
2. увеличения сечений линий до экономически целесообразных значений, определяемых технико-экономическими расчетами (при включении под нагрузку резервной линии потери электроэнергии снизятся в 2 раза, если длина, сечение проводов и нагрузка основной и резервной линии равны, а схемы одинаковы.).
3. сокращения длины линий, например, от цехового трансформатора до приемника электроэнергии;
4. увеличения напряжения сети.

Сокращение длины кабельных линий осуществляется за счет: рационального распределения приемников электроэнергии между подстанциями с учетом технологических особенностей производства; более глубокого подвода ВН к цехам, где устанавливают понижающие подстанции; рационального выбора мест размещения подстанций.

Особенно резко уменьшаются потери активной мощности и энергии при увеличении напряжения, так как эти потери обратно пропорциональны квадрату напряжения.

Так, если к цехам подвести напряжение 6(10) кВ вместо 0,38 кВ, то потери снизятся в:

$$n_{6/0,38} = \frac{\Delta P_6}{\Delta P_{0,38}} = \frac{6^2}{0,38^2} = 250 \text{ раз}; \quad (2.31)$$

$$n_{10/0,38} = \frac{\Delta P_{10}}{\Delta P_{0,38}} = \frac{10^2}{0,38^2} = 700 \text{ раз}. \quad (2.32)$$

Ниже рассмотрены методы расчета ожидаемой экономии энергии.

Потери активной мощности в линиях и сетях определяются их технологическими параметрами и током нагрузки, кВт,

$$\Delta P_{\text{л}} = 1,1n\rho I_{\text{л}}^2 \frac{l_{\text{л}}}{S_{\text{л}}} 10^{-3}, \quad (2.33)$$

где 1,1- коэффициент, учитывающий сопротивление переходных контактов, скрутку жил и способ прокладки линий; n-число фаз линий; $l_{\text{л}}$ -длина линий, м; $S_{\text{л}}$ -сечение провода, мм²; ρ -удельное сопротивление материала провода при 20°C; $I_{\text{л}}$ -среднее значение тока нагрузки, А.

Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение, кВт*ч,

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \rho l_{\text{с}} t_{\text{р}} \left(\frac{I_1^2}{S_1} - \frac{I_2^2}{S_2} \right), \quad (2.34)$$

где $l_{\text{с}}$ -длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м; I_1 и I_2 -средние значения токов в каждом проводе сети соответственно при НН и ВН, А;

S_1 и S_2 – сечения проводов сети при НН и ВН, мм² (при проведении мероприятий без замены проводов $S_1=S_2$); $t_{\text{р}}$ - расчетный период времени, ч.

При проведении реконструкций сетей (замене сечения проводов, их материала, сокращении длины без изменения напряжения) экономия электроэнергии, кВт*ч, составит:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 I^2 \left(\frac{\rho_1 l_1}{S_1} - \frac{\rho_2 l_2}{S_2} \right) t_{\text{р}}, \quad (2.35)$$

где I – среднеквадратичное значение тока нагрузки одной фазы, А; l_1 , ρ_1 , S_1 и l_2 , ρ_2 , S_2 – длина, м, удельное сопротивление материала, Ом*мм²/м, сечение, мм², данного участка сети до и после реконструкции соответственно.

Известно, что потери электроэнергии в сетях пропорциональны активному сопротивлению проводов. Следовательно, при включении под нагрузку резервной линии потери электроэнергии снизятся в 2 раза, если длина, сечение проводов и нагрузка основной и резервной линии равны, а схемы одинаковы.

В таблице 2.1 приведены годовые потери электроэнергии по некоторым объектам. Из таблицы видно, что потери электроэнергии уменьшаются в связи с повышением cosφ.

2.8.3 РАСЧЁТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ НЕСИММЕТРИЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

В условиях несимметрии токов и напряжений в элементах систем электроснабжения возникают дополнительные потери мощности и электроэнергии, обусловленные системой токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей. В любом элементе трехфазной сети без нулевого провода дополнительные потери рассчитывают по выражению

$$\Delta \mathcal{E}_{нсм} = \sum_i T_i \Delta P_{2i}, \quad (2.36)$$

где ΔP_{2i} - потери активной мощности в элементе i системы электроснабжения, обусловленные токами обратной последовательности; T_i - время работы i -го вида оборудования за учетный период.

При расчете потерь различают несколько возможных режимов несимметричной работы промышленной сети электроснабжения. Ниже приведена методика расчета потерь ΔP_2 для различных элементов системы электроснабжения. Расчет ведется в функции коэффициента несимметрии напряжения в узле подключения нагрузки.

Асинхронные двигатели (АД). Дополнительные потери активной мощности при питании АД несимметричным напряжением можно определить по следующей формуле:

$$\Delta P_{2АД} = 2,41 \Delta P_{м,ном} I_n^2 K_{нсм,U}^2, \quad (2.37)$$

где $\Delta P_{м,ном}$ - потери в меди статора при номинальном токе основной частоты; I_n - кратность пускового тока при номинальном напряжении основной частоты.

Применение формулы (2.37) для расчета результирующих дополнительных потерь активной мощности в системах электроснабжения с большим количеством АД связано с трудностями. В связи с этим получено более простое выражение для таких расчетов

$$\Delta P_{2АД} = 2,41 k_{АД} P_{ном} K_{нсм,U}^2. \quad (2.38)$$

Значения коэффициента $k_{АД}$ для двигателей с номинальной мощностью до 5 кВт находятся в диапазоне 3 - 4,5, для двигателей мощностью 5 - 100 кВт - в диапазоне 1 - 3, а для двигателей мощностью более 100 кВт - в диапазоне 0,4 - 1. Первые значения относятся к более мощным двигателям. Значение коэффициента $k_{АД}$ для АД мощностью $P_{ном}$ можно определить по следующей формуле:

$$k_{AD} = k_{AD}^n + \frac{(k_{AD}^6 - k_{AD}^n)(P_{ном}^6 - P_{ном}^n)}{P_{ном}^6 - P_{ном}^n}, \quad (2.39)$$

где k_{AD}^n и k_{AD}^6 - соответственно нижняя и верхняя границы диапазона k_{AD} ;

$P_{ном}^n$ и $P_{ном}^6$ - соответственно нижняя и верхняя границы диапазона номинальных мощностей АД.

Приведенные ниже выражения позволяют рассчитать k_{AD} для АД различной мощности

$$\begin{aligned} k_{AD} &= 3 + 0,3(5 - P); P < 5 \text{ кВт}; \\ k_{AD} &= 1,0 + 0,021(100 - P); P = 5 \div 100 \text{ кВт}; \\ k_{AD} &= 0,4 + 0,0067(1000 - P); P > 1000 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

При большом количестве АД (несколько сотен) с различной номинальной мощностью коэффициент k_{AD} рекомендуется определять в следующем порядке:

- шкалу номинальных мощностей АД делят на несколько диапазонов;
- для каждого диапазона определяют суммарную номинальную мощность АД;
- для каждого диапазона определяют среднее значение коэффициента k_{AD} ;
- определяют значение коэффициента k_{AD} для суммарной номинальной мощности всех АД

$$k_{AD,\Sigma} = k_{AD1} \frac{P_{ном,1}}{P_{ном,\Sigma}} + k_{AD2} \frac{P_{ном,2}}{P_{ном,\Sigma}} + \dots + k_{AD,n} \frac{P_{ном,n}}{P_{ном,\Sigma}}, \quad (2.40)$$

где n - число диапазонов на которые разбита шкала номинальных мощностей АД.

В табл. 2.2 приведены значения $k_{AD,\Sigma}$, рассчитанные для различных отраслей промышленности.

Таблица 2.2 - Расчетные значения коэффициентов $k_{AD,\Sigma}$ для различных отраслей промышленности

Отрасли промышленности	$k_{AD,\Sigma}$	$2,41k_{AD,\Sigma}$
Чёрная металлургия	1,7	4,1
Химическая	1,68	4,05
Нефтеперерабатывающая	1,18	2,84
Цветная металлургия	1,7	4,1
Энергетика	1,18	2,84
Угольная	1,07	2,58
Машиностроение и металлообработка	2,29	5,52
Лёгкая	2,91	7,01
Пищевая	2,6	6,27
Строительных материалов	2,1	5,06
Вся промышленность в целом	1,85	4,46

Синхронные машины (СМ). Дополнительные потери активной мощности в роторе СМ, обусловлены протеканием тока обратной последовательности, определяют по формуле

$$\Delta P_{2CM} = \Delta P_{\partial n} \frac{I_2^2}{I_{ном}^2}, \quad (2.41)$$

где $\Delta P_{\partial n}$ — дополнительные потери при токе обратной последовательности равном номинальному; I_2 - ток обратной последовательности в СМ; $I_{ном}$ - ток номинальный в СМ.

Получено выражение для расчета в зависимости от коэффициента несимметрии

$$\Delta P_{2CM} = k_{см} P_{ном} k_{ув,U}^2, \quad (2.42)$$

где $k_{см}$ - расчетный коэффициент для раз личных типов СМ, полученный по усредненным данным (табл. 2.3).

Таблица 2.3 - Расчетные значения коэффициентов $k_{см}$ для синхронных машин

Турбогенераторы	Явнополюсные генераторы и двигатели		Синхронные компенсаторы
	с успокоительной обмоткой	без успокоительной обмотки	
1,856	0,681	0,273	1,31

Трансформаторы. Выражение для расчета дополнительных потерь активной мощности в двухобмоточном трансформаторе связи с энергосистемой имеет вид

$$\Delta P_{2T} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{\left(u_{\kappa} + \frac{S_{ном}}{S_{\kappa}}\right)^2} K_{нсм,U}^2, \quad (2.43)$$

где P_{κ} - потери в меди трансформатора в опыте КЗ; u_{κ} - напряжение КЗ трансформатора, относительно единицы; $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора; S_{κ} - мощность КЗ на шинах высокого напряжения трансформатора.

При $S_{\kappa} \gg S_{ном}$

$$\Delta P_{2T} \approx \frac{\Delta P_{\kappa}}{u_{\kappa}^2} K_{нсм,U}^2, \quad (2.44)$$

Дополнительные потери активной мощности в цеховых трансформаторах рассчитывают по формуле

$$\Delta P_{2ЦТ} = 6,4 \Delta P_{\kappa} K_{нсм, U}^2, \quad (2.45)$$

Если учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанций до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления дополнительной реактивной мощности, обусловленной протеканием токов обратной последовательности, то приведенные дополнительные потери

$$\Delta P_{2T, n} = \Delta P_{2T} + \frac{k_{и, n} u_{\kappa}}{\left(u_{\kappa} + \frac{S_{ном}}{S_{\kappa}} \right)^2} S_{ном} K_{ном, и}^2, \quad (2.46)$$

где $k_{и, n}$ - коэффициент изменения потерь, задаваемый энергосистемой.

Конденсаторные батареи. Наиболее распространенной схемой соединения конденсаторной установки в электрических распределительных сетях является треугольник, вследствие чего токи нулевой последовательности в этом случае отсутствуют. Если конденсаторная установка питается от системы несимметричных напряжений, то потери в ней при условии, что электрическая ёмкость и тангенс угла потерь конденсатора не зависят от частоты и температуры, определяют по формуле

$$\Delta P_{2КБ} = Q_{ном} \operatorname{tg} \delta K_{нсм, и}^2, \quad (2.47)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность КБ; $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь конденсатора на основной частоте.

Реакторы. Дополнительные потери активной мощности в реакторе подсчитывают по формуле

$$\Delta P_{2P} = 3 \Delta P_{ном} \frac{I_2^2}{I_{ном}^2}, \quad (2.48)$$

где $\Delta P_{ном}$ - потери активной мощности в одной фазе реактора при номинальной нагрузке; I_2 - ток обратной последовательности реактора.

Дополнительные потери ΔP_{2P} зависят от места подключения реактора; выраженные через коэффициент несимметрии. напряжения могут принимать разные значения:

для реактора, подключенного к трансформатору,

$$\Delta P_{2P} = 3 \Delta P_{ном} \frac{1}{u_{\kappa}^2} K_{нсм, U}^2, \quad (2.49)$$

где u_{κ} - напряжение КЗ трансформатора, относительно единицы;

в остальных случаях можно принять

$$\Delta P_{2P} = 3\Delta P_{ном} K_{нсм,и}^2. \quad (2.50)$$

Электрическая сеть. Для неразветвленной линии с сосредоточенной нагрузкой на конце потери в сети определяют по формуле

$$\Delta P_{2C} = K_{ном,U}^2 \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta P_i}{X_{2АД,i}} + \sum_{j=1}^n \frac{\Delta P_j}{X_{2СМ,j}} + \sum_{k=1}^i \Delta P_k \right), \quad (2.51)$$

где $\Delta P_i, \Delta P_j, \Delta P_k$ - активные потери в линии при симметричном режиме и номинальной нагрузке i -го АД, j -й СМ, k -й статической линейной нагрузки; $X_{2АД}, X_{2СМ}$ - сопротивления обратной последовательности АД и СМ относительно единицы.

При отсутствии каталожных данных можно допустить $X_{2СМ} = 0,24$ и $X_{2АД} = \frac{1}{k_n}$, где k_n - кратность пускового тока АД.

Таблица 2. - Параметры электрооборудования участка схемы электроснабжения предприятия

Электрооборудование	Количество	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность $P_{ном} (S_{ном})$, кВт (кВА)	Время работы T_z , тыс. ч/год	Дополнительные параметры
Трансформаторы связи энергосистемой	1	110/6	80000	8,5	$\Delta P_{\kappa} = 310$ $u_{\kappa} = 10,5\%$
Цеховые трансформаторы	12	6/0,4	1600	8	$\Delta P_{\kappa} = 18 \text{ кВт}$ $u_{\kappa} = 5,5\%$
	2	6/0,4	2500	8	$\Delta P_{\kappa} = 25 \text{ кВт}$ $u_{\kappa} = 5,5\%$
Синхронные машины	4	6	2500	8	-
Асинхронные электродвигатели	15	6	1000	7	-
Батареи конденсаторов	90	6	5400	8,7	$\text{tg } \delta = 0,0035$

Пример 2.1. Рассчитать дополнительные потери электроэнергии при несимметрии напряжений $K_{нсм,U} = 0,04$ для участка схемы электроснабжения предприятия с электрооборудованием, параметры которого представлены в табл. 5. Мощность КЗ электрической системы $S_{\kappa} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

В соответствии с приведённым находят дополнительные потери электроэнергии:

в трансформаторах связи

$$\Delta \mathcal{E}_{2T} = \frac{8500 \cdot 310 (0,04)^2}{\left(\frac{0,105 + 80}{1000} \right)^2} = 123184 \text{ кВт};$$

в цеховых трансформаторах

$$\Delta \mathcal{E}_{2ЦТ} = 8000 \cdot 12 \cdot 18 (0,04)^2 \cdot 6,4 + 8000 \cdot 2 \cdot 25 (0,04)^2 \cdot 6,4 = 21792 \text{ кВт};$$

в синхронных машинах

$$\Delta \mathcal{E}_{2СМ} = 8000 \cdot 4 \cdot 0,681 \cdot 2500 (0,04)^2 = 87168 \text{ кВт};$$

в асинхронных двигателях

$$\Delta \mathcal{E}_{2АД} = 7000 \cdot 1,5 \cdot 2,41 \cdot 0,4 \cdot 1000 (0,04)^2 = 161952 \text{ кВт};$$

в батареях конденсаторов

$$\Delta \mathcal{E}_{2КБ} = 8700 \cdot 5400 \cdot 0,0035 (0,04)^2 = 263 \text{ кВт}.$$

Расчет потерь электроэнергии, обусловленных несимметрией напряжения, также приведен в таблице 2.4.

2.8.4 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТЫ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Частота - один из основных показателей качества электроэнергии. Допустимые изменения частоты в различных режимах регламентируются ГОСТ 13109-67* «Нормы качества электрической энергии у ее приёмников, присоединяемых к электрическим сетям общего назначения», «Правилами устройства электроустановок, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей». Жесткие требования к показателям качества частоты, изложенные в регламентирующей литературе, вызваны значительным влиянием частоты на режим работы электрооборудования, ход технологических процессов производства и как следствие - на технико-экономические показатели работы промышленных предприятий.

Опережающие темпы роста установленной мощности по отношению к росту производства электроэнергии привели к снижению резерва мощности на электростанциях и снижению качества электроэнергии по частоте. Это вызывает экономический ущерб, который складывается из электромагнитной и технологической составляющих. Электромагнитная составляющая ущерба вызвана увеличением потерь активной мощности и изменением потребления активной и реактивной мощностей в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий. Потери играют значительную роль в общем электробалансе каждого предприятия и образуют его отдельную статью расхода; их учет способствует определению действительных удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции и выявляет возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии. Ниже приведена методика определения потерь электроэнергии, обусловленных изменением частоты питающего напряжения. Потери электроэнергии в элементах систем

электрооборудования при изменении частоты питающего напряжения в общем виде можно представить выражением

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{50} + \Delta \mathcal{E}_f, \quad (2.52)$$

где $\Delta \mathcal{E}_f$ - потери электроэнергии, вызванные изменением частоты.

$$\Delta \mathcal{E}_f = 3T_{p,f} K_{\phi,f}^2 (I_{cp,f} - I_{cp,ном})^2 R_s, \quad (2.53)$$

где $T_{p,f}$ - число рабочих часов с частотой сети, не равно $f_{ном}$; $K_{\phi,f}$ - коэффициент формы графика при $f \neq f_{ном}$; $I_{cp,f}$ - среднее значение тока линии при $f \neq f_{ном}$; $I_{cp,ном}$ - среднее значение тока линии при $f = f_{ном}$; R_s - эквивалентное активное сопротивление линии без учета эффекта вытеснения тока; его рассчитывают по общей методике.

Потери активной мощности в АД от изменения частоты сети определяют по формуле

$$\Delta P_{f,АД} = \Delta P_{f,ст} + \Delta P_{f,м}, \quad (2.54)$$

где $\Delta P_{f,ст}$ - изменение потерь в стали АД при изменении частоты; $\Delta P_{f,м}$ - изменение потерь в металле (меди) обмоток АД при изменении частоты.

Изменение удельных потерь в стали АД определяют из выражения

$$\Delta P_{f,ст} = \Delta P_{ст,ном} (0,61 + 0,39 K_f) \frac{k_U^2}{k_f}, \quad (2.55)$$

где $\Delta P_{ст,ном}$ - удельные потери в стали АД при $f = f_{ном}$; их рассчитывают по формуле

$$\Delta P_{ст,ном} = \left[\delta_z \frac{f}{100} + \delta_{с,м} \left(\frac{f}{100} \right)^2 \right] \left(\frac{B}{1000} \right)^2; \quad (2.56)$$

B - индукция, Гн; δ_z и $\delta_{с,м}$ - удельные потери в стали на гистерезис и вихревые токи.

При номинальной частоте $f = 50$ Гц для стали толщиной 0,5 мм $\delta_z = 4,4$ Гц и $\delta_{с,м} = 5,6$ Вт/кг; $k_U = U/U_{ном}$ - коэффициент относительного напряжения; $k_f = f/f_{ном}$ - коэффициент относительной частоты.

Потери в обмотках статора и ротора АД, если пренебречь намагничивающим током, при моменте m_c и изменении частоты равны

$$\Delta P_{f,m} \cong \Delta P_{m,ном} \frac{m_c k_f^2}{k_u^2}, \quad (2.57)$$

где $\Delta P_{m,ном}$ - потери в обмотках статора и ротора АД при $f = f_{ном}$; m_c - момент сопротивления механизма; для механизмов с постоянным моментом на валу он равен электромагнитному моменту АД и определяется из выражения

$$m_c = \frac{k_z^2 - k_{u0}^2}{1 - k_{u0}^2}, \quad (2.58)$$

где $k_z = I_1 / I_{1ном}$ - коэффициент загрузки по току; $k_{u0} = I_0 / I_{ном}$ - кратность тока ХХ в долях номинального тока статора.

Изменение потерь активной мощности в СМ при изменении частоты питающего напряжения определяется в основном изменением потребляемой реактивной мощности. Реактивная мощность СД складывается из реактивной мощности рассеяния Q_s и реактивной мощности намагничивания Q_μ , которые зависят от частоты,

$$Q_{f,s} = I^2 X_{s,f} f / f_{ном} = C_1 S f^2 / f_{ном}; \quad (2.59)$$

$$Q_{f,\mu} = \frac{U_f^2}{X_{\mu,f} f / f_{ном}}, \quad (2.60)$$

где $X_{s,f}$ и $X_{\mu,f}$ - сопротивления рассеяния и намагничивания при номинальной частоте; $I = C_2 f / f_{ном}$ - ток СД; U - напряжение, приложенное к СД при $f \neq f_{ном}$; C_1 и C_2 - постоянные коэффициенты.

Соотношение этих составляющих таково, что изменение суммарной реактивной мощности $Q_f = Q_{f,s} + Q_{f,\mu}$ определяется первой составляющей при росте частоты и второй составляющей при снижении частоты.

Изменение потерь активной мощности в СМ при $f \neq f_{ном}$ определяют выражением

$$\Delta P_{f,CM} = \Delta P_{f,\theta,XX} + \Delta P_{f,a} + \Delta P_{f,p}, \quad (2.61)$$

где $\Delta P_{f,\theta,XX}$ - потери в обмотке возбуждения при токе ХХ при $f \neq f_{ном}$; $\Delta P_{f,a}$ и $\Delta P_{f,p}$ - потери активной мощности, пропорциональные квадратам токов цепей возбуждения и статора, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностью при $f \neq f_{ном}$.

Изменение потерь активной мощности и электроэнергии при изменении частоты в остальных элементах систем электроснабжения промышленных предприятий с достаточной точностью рассчитывается по (3.101).

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания.

Системы электроснабжения промышленных предприятий должны обеспечивать следующее:

- экономичность;
- надежность электроснабжения;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- качество электрической энергии;
- гибкость системы (возможность дальнейшего развития);
- максимальное приближение источников питания к электроустановкам потребителей.

Выбор системы электроснабжения промышленного предприятия должен осуществляться на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов,

При создании системы электроснабжения необходимо учитывать категорию приемников электроэнергии. При определении категории следует руководствоваться требованиями ПУЭ. При этом надо избегать необоснованного отнесения электроприемников к более высокой категории. Электроприемники и отделения цехов разной категории рассматриваются как объекты с разными условиями резервирования.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается требуемой степенью резервирования. Электроприемники первой и второй категорий должны иметь резервные источники питания. Резервирование необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме. Питание электроприемников третьей категории не требует резервирования.

В соответствии с ПУЭ для электроприемников первой категории должны предусматриваться два независимых взаимно резервируемых источника питания.

В ряде электроприемников первой категории необходимо выявлять наиболее ответственные (особая группа приемников). Для них предусматривается третий независимый источник питания. В качестве третьего источника питания для особой группы и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы собственные электростанции или электростанции энергосистемы (в частности, шины генераторного напряжения), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п. Назначение третьего независимого источника питания — обеспечение безаварийного останова производства. Завышение мощности третьего источника в целях использования его для продолжения работы производства при отключении двух основных

независимых источников питания может быть допущено только при выполнении в проекте технико-экономического обоснования.

Схема электроснабжения электроприемников особой группы первой категории должна обеспечивать:

- постоянную готовность третьего независимого источника к включению и автоматическое его включение при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания;
- перевод независимого источника питания в режим горячего резерва при выходе из строя одного из двух основных источников питания (в обоснованных случаях может быть допущено ручное включение третьего независимого источника питания).

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Ко второй категории следует относить только такое технологическое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

Для правильного решения вопросов надежности необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы работы. Систему электроснабжения следует строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений: Мощности независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются по степени резервирования системы. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования.

Схема электроснабжения должна обеспечивать необходимое качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109—97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». На промышленных предприятиях могут быть установлены электроприемники с резкопеременными графиками нагрузок (приводы прокатных станов, дуговые электрические печи), однофазные электроприемники (электротермические и сварочные установки, освещение), электроприемники, нарушающие синусоидальность токов и напряжений (преобразователи всех типов, дуговые электрические печи и т. п.). Это приводит к возникновению колебаний напряжения, к нарушению симметрии токов и напряжений, к появлению высших гармонических составляющих токов и напряжений. Снижение качества электрической энергии приводит к дополнительным потерям энергии, уменьшает пропускную способность электрических сетей, приводит к сокращению срока службы электрооборудования, электрических машин, конденсаторных установок и т. д.

Качество электрической энергии может быть достигнуто:

- применением повышенных напряжений в питающих и распределительных сетях и приближением источников питания к электроприемникам (для электроприемников с резкопеременной нагрузкой);
- уменьшением реактивного сопротивления элементов схемы от

источников питания до электроприемников с резкопеременной нагрузкой;

- включением на параллельную работу вторичных обмоток трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку;
- применением глубоких вводов напряжением 35 кВ и выше для питания крупных дуговых электропечей, главных электроприводов прокатных станов, преобразовательных установок большой мощности и т. д. или питания таких электроприемников от отдельных линий непосредственно от энергосистемы, ГПП или ПГВ;
- применением симметрирующих устройств, фильтров высших гармоник, быстродействующих синхронных компенсаторов для выравнивания графиков электрических нагрузок и осуществлением других мероприятий, уменьшающих вредное воздействие электроприемников на системы электроснабжения.

Трансформаторные и распределительные подстанции следует максимально приближать к электроустановкам потребителей электроэнергии, сокращая число ступеней трансформации путем внедрения глубоких вводов, повышенных напряжений питающих и распределительных сетей, дальнейшего развития принципа разукрупнения подстанций, внедрения магистральных токопроводов.

3.2 ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ И ПУНКТОВ ПРИЁМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Основными источниками питания большинства предприятий являются электростанции (в том числе шины генераторного напряжения), собственные ТЭЦ и районные подстанции энергосистем. Выбор независимых источников питания осуществляет энергоснабжающая организация, которая в технических условиях на присоединение указывает их характеристики.

С начала 90-х годов в энергосистемах наметилась тенденция питания потребителей с шин районных подстанций на напряжениях 110—220 кВ. Это диктуется стремлением гальванически развязать сети генераторов и потребителей для исключения влияния различного рода повреждений в сети потребителя на работу генераторов. На многих строящихся электростанциях вообще не предусматриваются распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ, предназначенные для потребителей электроэнергии, вся мощность передается на напряжениях 110 и 220 кВ к ближайшим районным подстанциям. Строительство собственных ТЭЦ на предприятиях также считается невыгодным. Такие решения экономически оправданы для энергокомпаний, но могут существенно снизить надежность электроснабжения потребителей.

В соответствии с нормативными требованиями, определенными в ПУЭ, питание потребителей первой категории допускается производить от двух секций или систем шин одной районной подстанции. В настоящее время это широко используется при проектировании многих промышленных предприятий, но является недостаточно надежным. Разработчику проекта электроснабжения следует обратить особое внимание на следующие факторы, определяющие бесперебойность питания

электроприемников при аварийном отключении одного из независимых источников питания:

- установившееся значение напряжения на оставшемся источнике питания в послеаварийном режиме должно быть не менее 0,9 номинального напряжения;
- при аварийном отключении одного из источников питания и действии релейной защиты и автоматики на оставшемся источнике питания может иметь место кратковременное снижение напряжения.

Если значение провала напряжения и его продолжительность таковы, что вызывают отключение электроприемников на оставшемся источнике питания, то эти источники питания не могут считаться независимыми. Значение оставшегося напряжения на резервирующем источнике питания должно быть не менее 0,7 номинального напряжения.

Для повышения надежности электроснабжения предприятий с потребителями первой категории большой мощности необходимо предусматривать два территориально независимых источника питания.

Число независимых источников питания, обеспечивающих электроснабжение предприятия с электроприемниками первой и второй категорий, может быть больше двух (при обосновании), например, при протяженных линиях электропередачи, прокладываемых в неблагоприятных условиях, при недостаточной надежности одного из независимых источников питания и т. д.

Сооружение собственных электростанций (ТЭЦ, ТЭС) целесообразно при следующих обстоятельствах:

- при значительной потребности предприятия в паре и горячей воде;
- при наличии на предприятии отходного топлива (газа и т. п.) и возможности его использования для электростанции;
- при значительной удаленности или недостаточной мощности энергосистемы;
- при наличии особых групп электроприемников с повышенными требованиями к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования электроснабжения.

Мощность собственного источника питания зависит от его назначения и может колебаться в очень широких пределах. Размещение собственной электростанции определяется общей схемой электроснабжения и теплоснабжения предприятия. Неудачное ее расположение может привести к удлинению и удорожанию электрических и тепловых сетей. Электростанция, используемая в качестве собственного источника питания, должна быть электрически связана с ближайшими электрическими сетями энергосистемы. Связь может осуществляться либо непосредственно на генераторном напряжении, либо на повышенном напряжении через трансформаторы связи.

От источника питания электроэнергия поступает на **пункт приема электроэнергии** — электроустановку, служащую для приема электроэнергии от источника питания и распределяющую (или преобразующую и распределяющую) ее между отдельными цехами и потребителями электроэнергии. Число пунктов приема и их вид зависят от мощности предприятия, территориального

расположения нагрузок, требований надежности электроснабжения, очередности строительства предприятия и других факторов.

На промышленных предприятиях пунктами приема электроэнергии могут быть:

- узловые распределительные подстанции напряжением 110 кВ и выше, предназначенные для распределения электроэнергии на крупных предприятиях между подстанциями глубокого ввода;
- главные понизительные подстанции напряжением 35 кВ и выше (одна или несколько);
- подстанции глубокого ввода 35 кВ и выше в случаях, когда их питание осуществляется от подстанций энергосистемы;
- центральные распределительные подстанции или распределительные подстанции при одинаковом напряжении питающей и распределительной сетей предприятия;
- трансформаторные подстанции (ТП) напряжением 6—20 кВ на предприятиях с небольшой электрической нагрузкой.

Условно все предприятия в зависимости от суммарной установленной мощности электроприемников можно разделить на три группы :

- крупные — установленная мощность более 75 МВт;
- средние — установленная мощность от 5 до 75 МВт;
- малые — установленная мощность до 5 МВт.

Для крупных энергоемких предприятий с электрической нагрузкой порядка 100—150 МВт и выше в качестве пунктов приема электроэнергии могут быть использованы узловые распределительные подстанции напряжением 110—500 кВ. Целесообразность, сооружения УРП рассматривается совместно с энергоснабжающей организацией в случаях, когда на проектируемом предприятии намечается сооружение нескольких ГПП или ПГВ. При этом учитывается возможность питания от узловых распределительных подстанций других промышленных предприятий и прочих объектов, размещаемых в данном районе. В большинстве случаев узловые распределительные подстанции напряжением 220—500 кВ совмещаются с трансформаторными подстанциями 220—500/110—220 кВ. УРП осуществляют прием и распределение электроэнергии на напряжениях 220—500 кВ, а трансформаторная подстанция — частичную трансформацию электроэнергии и распределение ее по промышленному предприятию и другим потребителям напряжением 110—220 кВ.

При напряжении питающей сети энергосистемы 110 или 220 кВ и целесообразности сооружения узловых распределительных подстанций для питания нескольких ГПП или ПГВ, функции УРП — прием и распределение электроэнергии на напряжении 110—220 кВ без ее трансформации.

Узловые распределительные подстанции чаще всего находятся в ведении энергоснабжающей организации, поэтому они размещаются, как правило, вне площадки промышленного предприятия, но, в непосредственной близости от него. В тех случаях, когда узловые распределительные подстанции предназначаются для питания нескольких подстанций глубокого ввода одного

предприятия, может быть рассмотрена возможность размещения узловых распределительных подстанций на территории предприятия. В этом случае эксплуатация должна осуществляться персоналом промышленного предприятия.

Для предприятий с электрической нагрузкой, составляющей десятки мегаватт, пунктами приема электроэнергии могут быть главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, распределительные подстанции 10(6) кВ.

Число пунктов приёма электроэнергии на промышленном предприятии определяется рядом факторов. Системы электроснабжения с одним приемным пунктом следует применять, как правило, при отсутствии специальных требований к надежности питания и при компактном расположении нагрузок.

Системы электроснабжения с двумя пунктами приема следует применять:

- при повышенных требованиях к надежности питания электроприемников первой категории;
- при наличии на объекте двух или более относительно мощных и обособленных групп потребителей;
- при поэтапном развитии предприятия в тех случаях, когда для питания нагрузок второй очереди целесообразно сооружение отдельного приемного пункта электроэнергии;
- при экономической целесообразности.

Системы электроснабжения с тремя и более приемными пунктами требуют технико-экономического обоснования.

3.3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Выбор напряжения питающих сетей зависит от напряжений сетей энергосистемы в данном районе, от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, числа и мощности электроприемников (электродвигателей, электропечей, преобразователей и пр.). При неоднозначности выбора величины напряжения следует проводить технико-экономическое сравнение различных вариантов. При равенстве или незначительной разнице затрат (5—10 %) предпочтение следует отдавать варианту с более высоким напряжением.

Напряжения участков электрической сети промышленного предприятия выбираются вследствие технико-экономического сравнения вариантов. При выборе окончательного проектного решения, принимаемого на основе сравнения вариантов, необходимо отдавать предпочтение варианту с более высоким напряжением. В большинстве случаев проектировщик определяет напряжения в пределах двух ближайших по шкале номинальных значений напряжения, для которых и сравниваются варианты. В ряде случаев исходные данные для проектирования приводят к однозначному выбору номинального напряжения без детальных технико-экономических расчетов.

При учебном проектировании намечается один из возможных вариантов

номинальных напряжений на трех участках системы электроснабжения - внешнем, внутреннем и внутрицеховом без экономических сравнений с другими вариантами на основании следующих соображений.

При выборе номинального напряжения внешнего участка сети принимаются во внимание существующие напряжения возможных источников питания энергосистемы, расстояние от этих источников до предприятия и нагрузка предприятия в целом.

В питающих и распределительных (межцеховых) сетях небольших и средних предприятий применяются номинальные напряжения 6 и 10 кВ. Как правило, следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное. Напряжение 6 кВ используется при преобладании на проектируемом предприятии ЭП с напряжением 6 кВ. В ряде случаев электроснабжение ЭП с напряжением 6 кВ осуществляется по питающим линиям напряжением 10 кВ с последующей трансформацией на 6 кВ непосредственно для данных ЭП.

3.3.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Питание крупных энергоемких предприятий от сетей энергосистемы следует осуществлять на напряжении 110, 220 или 330 кВ. Напряжение 110 кВ — при потребляемой мощности 10—150 МВА, напряжение 220 кВ и выше целесообразно применять при потребляемой мощности более 120—150 МВА. Напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВ-А. Его применение целесообразно для удаленных насосных станций водозаборных сооружений промышленных предприятий, для распределения электроэнергии на предприятиях указанной мощности с помощью глубоких вводов в виде магистралей, к которым присоединяются трансформаторы 35/0,4 кВ или 35/10(6) кВ, а также для питания мощных электроприемников на предприятиях большой мощности.

Напряжение 10(6) кВ может быть использовано при питании предприятия от собственной электростанции, а также при небольшой потребляемой мощности и небольших расстояниях от предприятия до подстанции энергосистемы.

3.3.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПРЯЖЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Распределительную сеть энергоемкого производства при сооружении нескольких подстанций глубокого ввода и питании их от УРП рекомендуется выполнять следующим образом:

- первая ступень распределения электроэнергии на напряжении 110 кВ;
- вторая ступень распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ.

Напряжение 35 кВ в качестве распределительного может быть применено на энергоемком предприятии с мощными специфическими электроприемниками (электроды, преобразовательные установки и др.), для которых целесообразно

создание локальной сети 35 кВ, не являющейся сетью общего назначения. Питание этой сети осуществляется либо от трехобмоточных трансформаторов ГПП с обмоткой среднего напряжения 35 кВ, либо от специальных трансформаторов 110(330)/35 кВ.

Напряжение 10 кВ рекомендуется в качестве основного для распределения электроэнергии по территории предприятия.

Использование напряжения в 6 кВ следует ограничивать и применять при следующих обстоятельствах:

- при питании предприятия от собственной электростанции на генераторном напряжении;
- при большом числе электродвигателей небольшой мощности (до 500 кВт);
- при реконструкции или расширении действующего предприятия, ранее запроектированного на данное напряжение.

При наличии на предприятии большого числа двигателей напряжением 6 кВ (более 20 % суммарной потребляемой мощности) целесообразна установка на главной понизительной подстанции трансформаторов с расщепленной обмоткой 110/10(6) кВ. В этом случае на территории предприятия выполняются сети двух напряжений:

- 10 кВ — для питания трансформаторов 10/0,4 кВ;
- 6 кВ — для питания электродвигателей.

Если электродвигатели напряжением 6 кВ составляют менее 20 % общего числа электродвигателей, целесообразна групповая установка трансформаторов 10/6 кВ. Использование в этом случае трансформаторов 110/10/6 кВ приведет к значительному завышению мощности трансформаторов, так как соотношение номинальных мощностей обмоток 100/50/50%. Если доля двигателей напряжением 6 кВ превышает 80 % суммарной потребляемой мощности, то от выполнения сети 10 кВ можно отказаться.

В начале 60-х годов ГОСТом было введено напряжение 20 кВ. Применение этого напряжения во многих случаях может быть экономически оправданным для питающих и распределительных сетей предприятия, так как позволяет увеличить радиус обслуживания подстанций, уменьшить потери мощности, энергии, напряжения, сократить расход цветных металлов, в ряде случаев сократить число трансформаций напряжения. При проектировании напряжение 20 кВ, как правило, не рассматривается, так как фактически не налажен выпуск электрооборудования на это напряжение.

3.4 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

Схемы внешнего электроснабжения в значительной степени зависят от характеристик источников питания, числа приемных пунктов, их размещения на

территории предприятия, наличия собственной электростанции, мощных электроприемников с резкопеременными, нелинейными, несимметричными нагрузками. Электроснабжение потребителей при имеющейся собственной ТЭЦ достаточной мощности чаще всего осуществляется от шин генераторного напряжения 6 или 10 кВ. В некоторых случаях в схемах внешнего электроснабжения предусматриваются связи источников питания с потребителями на генераторном напряжении 10(6) кВ, особенно для предприятий большой мощности с потребителями первой и второй категорий. Это позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей. Для того чтобы исключить влияние различных повреждений на работу генераторов, следует шире применять современные микропроцессорные системы релейной защиты и автоматики, обеспечивающие высокочувствительную многофункциональную диагностику повреждений, локализацию повреждений на отдельных участках сети и предотвращение перерастания локальных аварий в системные.

На промышленных предприятиях с потребителями первой и второй категорий, значительно удаленных от ТЭЦ, целесообразно сооружение собственного независимого источника питания. До последнего времени считалось, что создание собственных источников питания на предприятиях экономически нецелесообразно, за исключением источников питания для потребителей особой группы электроприемников первой категории. Но в условиях рыночной экономики, при постоянном росте тарифов на электроэнергию, собственные источники питания — оправданное решение, позволяющее существенно повысить надежность электроснабжения потребителей первой и второй категорий.

Схемы внешнего электроснабжения могут быть кольцевыми, магистральными с односторонним и двухсторонним питанием и радиальными.

Кольцевые питающие сети применяются для крупных металлургических заводов, нефтеперерабатывающих предприятий и др. На рис. 3.1 представлена схема кольцевой питающей сети 110 кВ, к которой присоединяются приемные пункты электроэнергии — узловые распределительные подстанции УРП1—УРП4, которые получают питание от двух территориально независимых источников питания: от ТЭЦ и подстанции энергосистемы по линиям 110 кВ. С шин 110 кВ УРП получают питание подстанции глубокого ввода.

На рис. 3.2 приведена схема электроснабжения крупного предприятия цветной металлургии, которое получает питание от двух территориально независимых источников питания: подстанции энергосистемы и ТЭЦ по линиям 110 кВ. Пунктами приема электроэнергии являются главная понизительная подстанция предприятия и подстанция электролиза. При построении схемы учитывают то, что преобразовательная подстанция электролиза является источником высших гармоник тока и напряжения. Ее питание осуществляется по отдельной линии 110 кВ от подстанции энергосистемы по схеме глубокого ввода. Для повышения надежности электроснабжения электролиза предусмотрена связь подстанции электролиза с ТЭЦ и ГПП по двухцепному токопроводу 10 кВ.

На рис. 3.3 представлена схема питания крупного химического комбината. Источником электрической и тепловой энергии предприятия служит собственная ТЭЦ. Недостающая электроэнергия передается от подстанции энергосистемы по радиальным линиям 220 кВ на приемный пункт — ГПП с автотрансформаторами напряжением 220/110/10 кВ. Для повышения надежности электроснабжения предусмотрена связь ГПП по магистральным линиям 110 кВ с другой подстанцией энергосистемы. Распределение электрической энергии по территории предприятия производится от ГПП на двух напряжениях — 110; и 10 кВ. По радиальным линиям глубокого ввода с шин 110 кВ ГПП получают питание мощные потребители химкомбината: стройбаза, фабрика, завод, остальные потребители получают питание с шин РУ 10 кВ ГПП.

Для предприятий средней мощности применяются радиальные и магистральные схемы питания с одним и более приемными пунктами. В схемах, представленных на рис. 3.4, питание предприятия осуществляется радиальными линиями от подстанции энергосистемы и собственной ТЭЦ. Если подстанция энергосистемы расположена на значительном расстоянии от предприятия, то используется схема, в которой питающая сеть выполняется на напряжениях 35, 110 или 220 кВ, а приемным пунктом электроэнергии служит главная понизительная подстанция предприятия (рис. 3.4, а). При небольшом расстоянии от подстанции энергосистемы питающая сеть может быть выполнена на напряжение 10(6) кВ, в этом случае приемным пунктом служит центральная распределительная

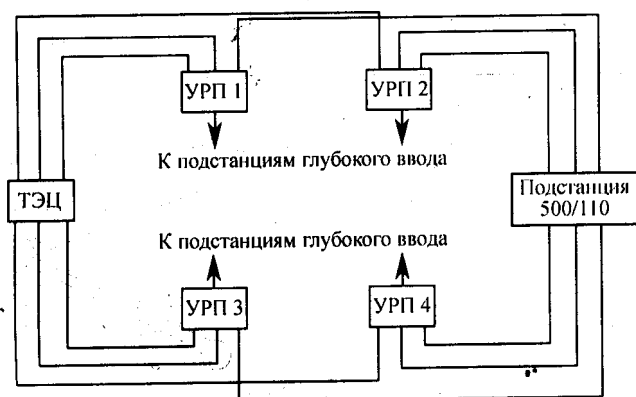


Рисунок 3.1 - Схема внешнего электроснабжения крупного металлургического завода

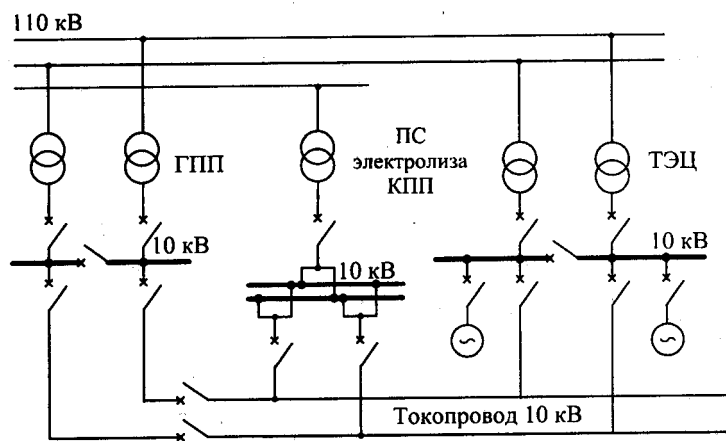


Рисунок 3.2 - Схема внешнего электроснабжения крупного предприятия цветной металлургии

подстанция предприятия (рис. 3.4, б). На рис. 3.5 представлены схемы внешнего электроснабжения предприятия при питании его от разных систем (секций) шин районной подстанции энергосистемы с приемными пунктами: главная понизительная подстанция (рис. 3.5, а); центральная распределительная подстанция (рис. 3.5, б) и подстанции глубокого ввода (рис. 3.5, в). При наличии на предприятии электроприемников первой, второй категорий пункты приема электроэнергии должны иметь два трансформатора; две секций шин, запитываемые не менее чем по двум линиям от разных систем (секций) шин подстанции энергосистемы. Предпочтительным является вариант, когда линии

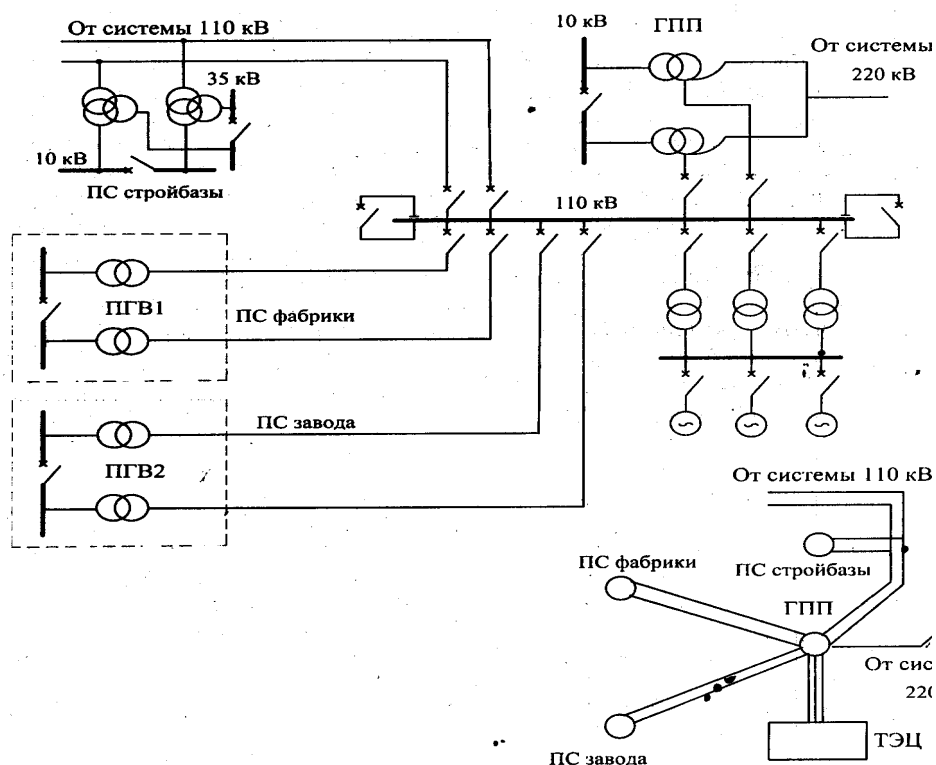


Рисунок 3.3 - Схема внешнего электроснабжения крупного химического комбината

выполняются на отдельных опорах и идут по разным трассам.

Выбор пропускной способности питающих линий производится таким образом, чтобы при выходе одной из линий оставшиеся обеспечивали питание электроприемников первой и второй категорий.

Решение о питании промышленного предприятия от сетей энергосистемы напряжением 35 кВ следует принимать при невозможности питания предприятия на других напряжениях. В зависимости от потребляемой мощности и состава электроприемников в качестве приемных пунктов могут быть применены: трансформаторная подстанция 35/10(6) кВ с трансформаторами мощностью 1,6—10 МВА и (или) трансформаторные подстанции 35/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 2,5 МВА. Пример выполнения питающей сети по схеме глубокого ввода напряжением 35 кВ приведен на рис. 3.6.

Электроснабжение предприятий малой мощности осуществляется, как правило, от сетей энергосистемы напряжением 10(6) кВ. в качестве приемных пунктов могут быть применены: распределительная, распределительно-трансформаторная или трансформаторная подстанции. Питание указанных подстанций осуществляется кабельными или воздушными линиями 6 или 10 кВ по радиальной или магистральной схемам.

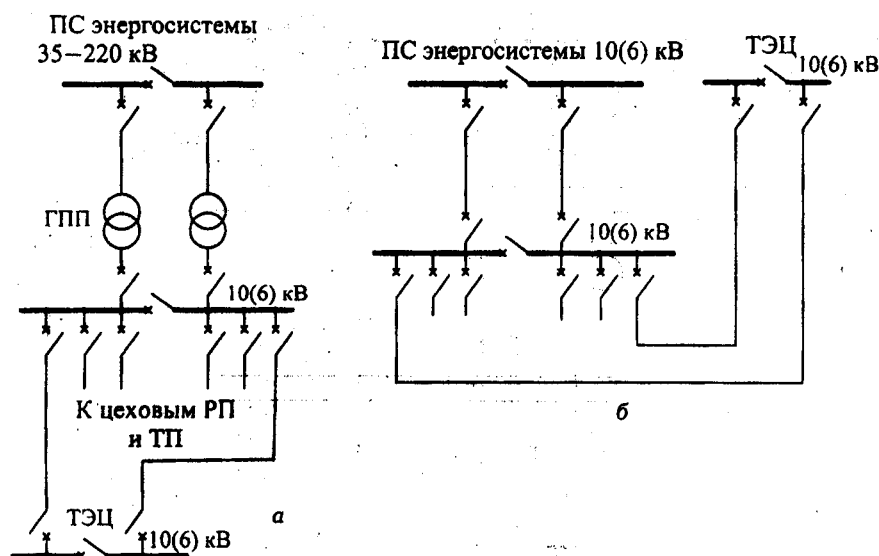


Рисунок 3.4 - Схемы внешнего электроснабжения предприятий средней мощности с приемным пунктом электроэнергии: а — ГПП; б — ЦРП

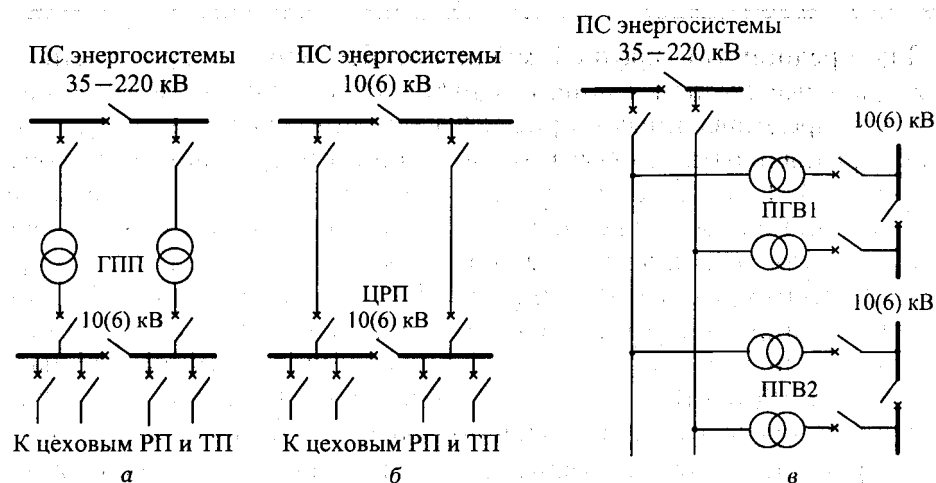


Рисунок 3.5 - Схемы внешнего электроснабжения предприятий средней мощности с приемным пунктом электроэнергетики: *а* — ГПП; *б* — ЦРП; *в* — ПГВ

3.5 ГЛУБОКИЕ ВВОДЫ 35—220 кВ

Глубокие вводы широко применяются в схемах внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий и считаются наиболее прогрессивными схемами электроснабжения. Их применение позволяет:

7

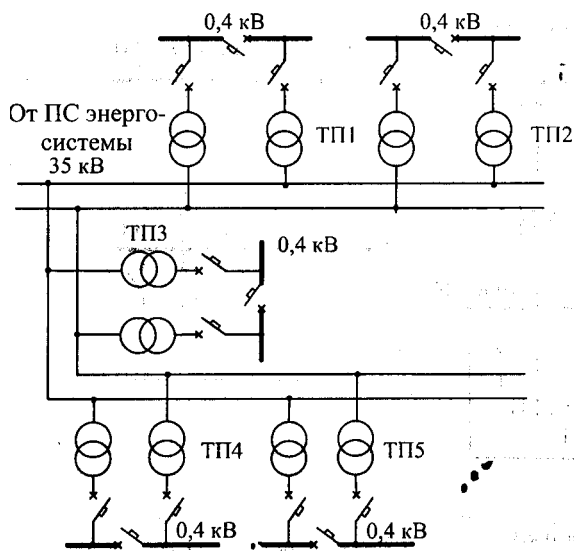


Рисунок 3.6 - Схема глубокого ввода напряжением 35 кВ

- расположить подстанции глубокого ввода в крупных узлах потребления электроэнергии (электролизные установки, прокатные станы, азотно-кислородные станции и т. д.);
- исключить промежуточные РП, так как их функции выполняют РУ вторичного напряжения подстанций глубокого ввода;

- использовать упрощенные схемы первичной коммутации ПГВ;
- резко сократить протяженность электрических сетей напряжением 10(6) кВ, а следовательно, уменьшить потери мощности, энергии, напряжения в этих сетях, протяженность кабельных эстакад; число используемой коммутационной и защитной аппаратуры;
- уменьшить емкостные токи в сетях 10(6) кВ, что позволяет во многих случаях обойтись без установок компенсации емкостных токов;
- осуществить питание характерных групп электроприемников с нелинейными, резкопеременными, ударными нагрузками отдельными линиями непосредственно от подстанций глубокого ввода, что позволяет значительно уменьшить влияние данных нагрузок на систему электроснабжения и повысить качество электрической энергии;
- повысить надежность электроснабжения и уменьшить капитальные затраты и эксплуатационные издержки на систему электроснабжения.

Схемы глубоких вводов напряжением 110—220 кВ выполняются: воздушными или кабельными линиями, схемы глубоких вводов 330 кВ и выше — воздушными линиями.

Применение воздушных линий целесообразно при невысокой плотности застройки промышленной площадки. В целях снижения отчуждаемой под воздушную линию площади допускается прохождение линий над всеми несгораемыми зданиями и сооружениями, за исключением взрывоопасных установок. При выборе высоты опор воздушной линии должна учитываться возможность прокладки под проводами воздушных линий трубопроводов, транспортных и других коммуникаций. В обоснованных случаях может оказаться целесообразным применение специальных опор для увеличения длины пролетов.

Все большее применение в системах электроснабжения предприятий находят кабельные линии напряжением 110—220 кВ. Разработка новых конструкций кабелей и совершенствование технических решений по прокладке кабельных линий способствует их широкому применению.

Маслонаполненные кабельные линии низкого давления требуют повышенного внимания со стороны обслуживающего персонала, так как имеют маслосистему, а в отдельных случаях и систему охлаждения, которые считаются ненадежными звеньями кабельных линий. Прокладка данных линий осуществляется в лотках, земле, траншеях, каналах и ниже зоны промерзания, а также с устройством специальных колодцев для муфт. Прокладка маслонаполненных кабелей в тоннелях не рекомендуется из-за значительной стоимости.

Кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-изоляцией) имеют более высокие технико-экономические показатели по сравнению с маслонаполненными кабельными линиями. Это позволило рекомендовать их в качестве основных для применения в сетях 110—220 кВ промышленных предприятий при высокой плотности застройки предприятия. Прокладка кабелей с СПЭ-изоляцией осуществляется в открытых кабельных сооружениях (на технологических и кабельных эстакадах, кабельных галереях). Следует отметить, что передача электрической энергии по кабельным линиям с СПЭ-изоляцией в настоящее время обходится в 7—20 раз дороже, чем по воздушным линиям напряжением 110—220 кВ. При увеличении напряжения разница в стоимости увеличивается. Вместе с тем для прохождения воздушной линии требуется

полоса, свободная от застройки и коммуникаций, шириной более 20 м для линий напряжением 110 кВ и более 30 м для линий напряжением 220 кВ, что в условиях промышленного предприятия не всегда допустимо. Применение кабельных линий для питания подстанций глубокого ввода позволяет выполнять распределительные устройства 110—220 кВ подстанций по схеме «линия—трансформатор» без коммутационных аппаратов.

По мере освоения промышленностью производства токопроводов напряжением до 330 кВ с элегазовой изоляцией увеличивается их применение для схем глубоких вводов при высокой плотности застройки промышленной площадки и наличии агрессивной окружающей среды.

Радиальные схемы глубоких вводов 110—220 кВ позволяют использовать простейшие схемы первичной коммутации подстанций глубокого ввода — схемы «линия—трансформатор»: без коммутационных аппаратов (глухого присоединения) с разъединителем, предохранителем, выключателем. Примеры выполнения радиальных схем глубоких вводов подстанций ПГВ1 и ПГВ2 показаны на рис. 3.3.

При магистральных схемах глубоких вводов отключение магистрали приводит к потере питания всех трансформаторов, подключенных к магистрали. Поэтому используются схемы, позволяющие отключать поврежденный трансформатор на самой подстанции и повторно включать магистраль устройством АПВ. Примеры выполнения магистральных схем глубокого ввода приведены на рис. 3.5, в и 3.6.

3.6 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Передачу электроэнергии от источника питания до приемного пункта промышленного предприятия осуществляют воздушными или кабельными линиями. Сечения проводов и жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия выбора заключаются в определении сечения линии, приведенные затраты на сооружение которой будут минимальными.

3.6.1 ВЫБОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 кВ

Сечение воздушных линий выбирается по следующим условиям:

- 1) экономической плотности тока;
- 2) нагреву расчетным током;
- 3) короне;
- 4) механической прочности.
- 5) потерям напряжения

Выбор по экономической плотности тока:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{p1}}}{j_{\text{ЭК}}}; \quad (3.1)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ - экономическая плотность тока.

I_{p1} - определяется по выражению:

$$I_{\text{p1}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot k_{\text{ЗТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.2)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ - номинальная мощность трансформатора ГПП;

$k_{\text{ЗТ}}$ - коэффициент загрузки трансформатора.

Выбор по нагреву:

Условие выбора

$$I_{\text{p}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.3)$$

$$\text{где } I_{\text{p}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.4)$$

$I_{\text{доп}}$ - допустимый по нагреву ток (принимается по таблице А.12 приложения А)

Для ВЛ-110 кВ сечение по короне должно быть не менее 70 мм², а по механической прочности не менее 35 мм².

Из 4 условий выбираем наибольшее сечение.

3.6.2 ВЫБОР СПОСОБА ПРОКЛАДКИ И СЕЧЕНИЯ СЕТЕЙ 6(10) кВ

На промышленных предприятиях сети 6(10) кВ выполняют в основном кабелями. Большое распространение получили два способа прокладки кабелей: В траншеях при числе кабелей до 6 и на эстакадах при числе кабелей более 6.

Сечение кабельных линий напряжением выше 1000 В выбирают:

- 1) по нагреву;
- 2) по экономической плотности тока;
- 3) по термической устойчивости.

Выбор по нагреву:

Для кабелей с бумажной изоляцией допускается перегрузка в 1,3 раза в течение 6 часов в сутки, а для кабелей с пластмассовой изоляцией в 1,1 раза, поэтому условия выбора по нагреву будут:

$$I_{\text{pmax}} \leq 1,3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{pmax}} \leq 1,1 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (3.6)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый по нагреву ток (принимается по таблице А.7 и А.8 приложения А);

$I_{p\max}$ - расчетный ток протекающий по кабельной линии в аварийном режиме.

Выбор по экономической плотности

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}; \quad (3.7)$$

где I_p - расчетный ток протекающий по кабельной линии в нормальном режиме;
 $j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (принимается по таблице А.10 приложения А).

Выбор по термической стойкости:

Определяется минимальное сечение:

$$F_{\min} \geq \sqrt{\frac{B_T}{C}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}, \quad (3.8)$$

где B_T - тепловой импульс;

C - коэффициент зависящий от марки кабеля, вида его жил и напряжения;

α - расчетный коэффициент ($\alpha=12$ для кабелей с алюминиевыми жилами, $\alpha=7$ для кабелей с медными жилами);

I_{∞} - установившийся ток короткого замыкания, кА;

$t_{\text{п}}$ - время прохождения ткз через кабель, с

$$t_{\text{п}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (2.60)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$ - время отключения выключателя, с.

Из трех значений сечения кабеля за окончательное сечение выбирается наибольшее.

3.7 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Местоположение, тип, мощность и другие параметры ГПП в основном обуславливаются величиной и характером электрических нагрузок, размещением их на генеральном плане, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями. Важно, чтобы ГПП находилась, возможно, ближе к центру питаемых от нее нагрузок. Это сокращает протяженность, а, следовательно, стоимость и потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения предприятия.

Намеченное место уточняется по условиям планировки предприятия, ориентировочных габаритов и типа (отдельно стоящая, пристроенная, внутренняя, закрытая, комплектная) подстанции, возможности подвода линий от места ввода ЛЭП от энергосистемы к ГПП. При выборе места расположения подстанции следует учитывать продолжительность работы ЭП. Очевидно, что

при одинаковой расчетной нагрузке, но различном числе часов работы подразделений завода подстанция должна быть ближе к группе потребителей с большей продолжительностью работы (с большим коэффициентом использования).

Допускается смещение подстанций на некоторое расстояние от геометрического центра питаемых ею нагрузок в сторону ввода от энергосистемы.

ГПП выполняется двухтрансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой предприятия и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей III категории. В соответствии с существующей практикой проектирования номинальную мощность трансформаторов на ГПП $S_{ном.т.гпп}$ рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 60-70%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток, т.е. по условию

$$S_{ном.т.гпп} \geq \frac{S_{расч.гпп}}{1,6-1,7} . \quad (3.9)$$

Масляные трансформаторы в большинстве случаев устанавливаются открыто, а РУ-10 кВ - внутри помещения подразделения или может быть пристроено к стене цеха. При разработке схем коммутации ГПП предприятий

средней мощности следует стремиться к их максимальному упрощению и использованию минимума коммутационных аппаратов. На вторичном напряжении ГПП для предприятий средней мощности применяется одна секционированная выключателем система шин.

3.8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Основными условиями проектирования рациональной системы электроснабжения (СЭ) являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в электрической сети.

Экономичность определяется приведенными затратами на СЭ. Надежность СЭ зависит от категории потребителей электроэнергии и особенностей технологического процесса, неправильная оценка которых может привести как к снижению надежности СЭ, так и к неоправданным затратам на излишнее резервирование.

При проектировании, как правило, разрабатывается несколько вариантов СЭ, наиболее целесообразный из которых определяют в результате технико-экономического сопоставления различных вариантов.

Разработка проекта ГПП включает в себя выбор схемы и компоновку ее конкретными типовыми конструкциями КРУ.

3.8.1 ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ГПП

Схему ГПП выбирают с учетом установленной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности, характера нагрузок и размещением их на генплане предприятия, а также производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требований [15].

В общем случае схема ГПП включает в себя один или несколько понизительных трансформаторов и РУ высшего, среднего и низшего напряжений.

Наиболее простыми и экономичными являются схемы подстанций без сборных шин на ВН. Такие схемы основаны на блочном принципе и рекомендуются к применению на все напряжения. Вместо дорогостоящих выключателей, для подключения нагрузок используются более простые аппараты (разъединители, короткозамыкатели, отделители, и др.).

Схемы с одной системой шин на первичном напряжении 110-220 кВ ГПП применяют только при невозможности использовать блочные схемы без выключателей и без сборных шин. При этом следует применить одну секционированную схему шин и предусматривать АВР потребителей I категории.

Схемы с двумя системами сборных шин на ВН применяют в редких случаях на очень мощных ответственных подстанциях, имеющих большое число присоединений, включая транзитные линии. РУ с двумя системами шин дороги, сложны в эксплуатации и требуют сложных блокировок.

Для РУ 6, 10 и 35 кВ широко используют схему с одной секционированной системой шин. Число секций зависит от числа подключений и принятой схемы внутривозовского распределения электроэнергии. В большинстве случаев число секций не превышает двух. Каждая секция работает отдельно и получает питание от отдельной линии или трансформатора. В нормальном режиме работы секционный аппарат (разъединитель или выключатель) отключен. Применение секционного выключателя обеспечивает АВР, что позволяет использовать такую схему для потребителей любой категории надежности.

Наиболее простыми и дешевыми являются системы с несекционированной системой шин. Однако они пригодны только для потребителей третьей категории, так как в случае КЗ на шинах или при ремонте шин все подключенные потребители теряют питание на длительное время до устранения повреждения.

3.8.2 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

При размещении оборудования и компоновке РУ и подстанций руководствуются положениями гл.4 ПУЭ.

Компоновку электрооборудования, конструктивное его выполнение, монтаж токоведущих частей, ошиновку и установку изоляторов, несущие

конструкции выбирают в проекте электрической части подстанции таким образом, чтобы обеспечивать безопасное обслуживание оборудования, удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах и т.п.

Заземляющие устройства являются составной частью всех ЭУ и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания. Заземляющие устройства подстанции с большим током замыкания на землю должны иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом.

3.8.3 ВЫБОР КОНСТРУКТИВНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Конструктивное выполнение ГПП определяется принятой их главной схемой и условиями окружающей среды. При нормальной окружающей среде РУ 35-220 кВ выполняют открытыми. Однако в ряде случаев, при небольших токах КЗ, наиболее целесообразной может быть установка закрытых РУ 35 кВ за счет применения более дешевой аппаратуры.

Силовые трансформаторы ГПП всегда устанавливаются открыто, на предприятиях с загрязненной атмосферой – с усиленной изоляцией.

ГПП напряжением 35-220 кВ размещают рядом с обслуживаемым или производственными корпусами, а их РУ 6-10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса.

Для устройства РУ 6-10 кВ используют КРУ двух исполнений: выкатные и стационарные серий К-61М, К-63, КСО-96 (ОАО Самарский завод «Электроштит») и др. В КРУ серии КСО-96 основной коммутационный аппарат: выключатель нагрузки типа ВНА-10-630/20 или вакуумный выключатель типа ВВ/Tel-10 на 630-1000А и ток отключения 12,5; 16,0 и 20,0 кА.

КРУ выбирают с учетом номинальных параметров установленного электрооборудования, которые должны быть не меньше расчетных значений. Одновременно следует принимать во внимание способ установки и обслуживания КРУ, а также климатические условия, в которых они будут работать. Маломощные линии предварительно группируют, а затем присоединяют к одному выключателю, что обеспечивает более рациональное использование ячеек КРУ.

3.8.4 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

КТП для ГПП выполняют с трансформаторами мощностью 4 - 40 МВА на напряжение 35-220/6-10 кВ.

Для подстанций наружной установки характерны упрощенные схемы со стороны питания. Они комплектуются коммутационно-защитной аппаратурой, силовыми масляными трансформаторами (одним или двумя) и камерами КРУ с кабельными или воздушными вводами.

В сетях применяют унифицированные комплектные подстанции блочного

исполнения типа КТПБ 35-220 кВ, для наружной установки на напряжения 35/6-10 и 110-220/6-10 кВ с двухобмоточными трансформаторами и на 110-220/6-10 кВ с трехобмоточными трансформаторами.

ГПП обычно выполняют по упрощенным схемам с применением короткозамыкателей и отделителей на стороне ВН и открытой установкой трансформаторов и аппаратуры 35-220 кВ. Если по условиям окружающей среды или генплана предприятия требуется защита от окружающей среды, то применяется закрытая установка трансформаторов на 35-220 кВ.

3.9 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Задачей технико-экономических расчетов (ТЭР) является выбор оптимального варианта передачи, преобразования и распределения электроэнергии от источников питания до потребителей. Критерием оптимального варианта ТЭР служат приведенные годовые затраты, определяемые в соответствии с «Методикой технико-экономических расчетов в энергетике»:

$$Z = p_{\text{норм}} K + C_{\text{год}} = p_{\text{норм}} K + (C_{\text{п}} + C_{\text{а}} + C_{\text{о}}),$$

где $p_{\text{норм}}$ — нормативный коэффициент стоимости капитальных затрат K ;
 $C_{\text{год}} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}} + C_{\text{о}}$ — суммарные годовые эксплуатационные расходы;
 $C_{\text{п}}$ — стоимость потерь электроэнергии по действующему тарифу;
 $C_{\text{а}}$ — стоимость амортизационных отчислений;
 $C_{\text{о}}$ — стоимость обслуживания.

Для выбора оптимального варианта сравнивают два-три возможных варианта элементов системы электроснабжения. Оптимальным считается вариант с минимумом приведенных годовых затрат. При этом каждый из рассматриваемых вариантов должен соответствовать требованиям предъявляемым к системе электроснабжения, которые даны в ПУЭ и других директивных материалах по вопросам электроснабжения промышленных предприятий.

Рассматривая отдельные элементы, входящие в систему электроснабжения (сети внешнего и внутреннего электроснабжения, распределительные устройства (РУ), и трансформаторные подстанции различных назначений, питательные и распределительные сети отдельных цехов и установок), можно по ТЭР выбрать их основные параметры и конструктивное выполнение, обеспечивающие оптимальный вариант электроснабжения объекта или отдельных его элементов.

Руководствуясь «Методикой технико-экономических расчётов в энергетике» и практикой проектирования, можно произвести технико-экономические расчеты с целью выбора:

- напряжения для сети внешнего и внутреннего электроснабжения объекта или отдельных цехов и установок;

- схемы электроснабжения и способа питания цеховых комплектных трансформаторных подстанций (КТП);
- мощности трансформаторов и компенсирующих устройств;
- компенсирующих устройств на высшем и низшем напряжении КТП;
- числа и мощности трансформаторных подстанций;
- схемы электроснабжения цеха;
- способов прокладки, монтажа и защиты цеховых электросетей.

Технико-экономические расчеты по вышеуказанным элементам системы электроснабжения приведены в соответствующих главах.

Во всех ТЭР наиболее целесообразным и экономичным считается вариант, имеющий наименьшие приведенные затраты, высокие качественные показатели и отвечающий техническим требованиям. При выборе вариантов электроснабжения следует учитывать меньшие потери и колебания напряжения, более низкий уровень высших гармоник тока в сети, более благоприятные условия монтажа, удобство эксплуатации и возможность дальнейшего расширения или реконструкции проектируемого объекта электроснабжения.

При ТЭР применяют такие методы выбора наиболее рационального варианта, которые позволяют вести проектирование с помощью ЭВМ. Следует подчеркнуть, что выбор оптимальных вариантов отдельных элементов системы электроснабжения, перечисленных выше, должен производиться с учетом надежности сравниваемых вариантов, а также ущерба при отключении питания потребителей электроэнергии. Указанный ущерб является одной из составляющих

приведенных затрат сравниваемых вариантов и, естественно, влияет на окончательный выбор отдельных элементов электроснабжения.

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИЛОВЫМ ТРАНСФОРМАТОРНЫМ ПОДСТАНЦИЯМ

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных и цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных). Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов. Желательна, где это осуществимо, установка трансформаторов одинаковой мощности.

В целях удешевления ГПП напряжением 35—220 кВ следует отдавать предпочтение схемам без выключателей на стороне высшего напряжения.

Цеховые трансформаторные подстанции, как правило, не должны иметь распределительного устройства на стороне высшего напряжения. Следует широко применять непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах питания и присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания. При номинальной мощности трансформатора 1000 кВ·А и выше вместо разъединителя необходимо устанавливать выключатель нагрузки, так как при напряжении 6-20 кВ разъединителем можно отключать ток холостого хода трансформатора мощностью не более 630 кВА.

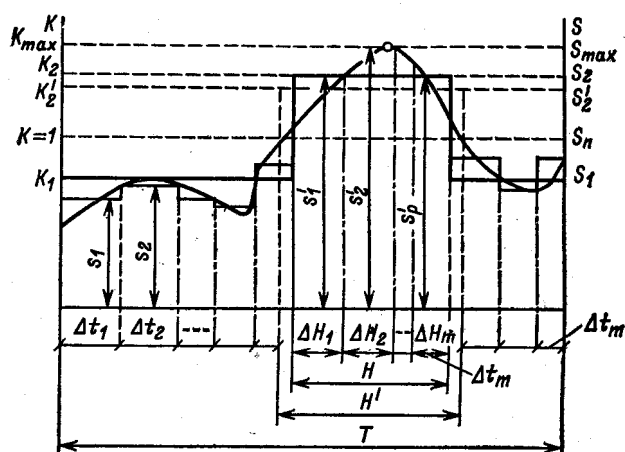
При сооружении цеховых трансформаторных подстанций предпочтение следует отдавать комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), полностью изготовленным на заводах.

4.2 ДОПУСТИМЫЕ СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ И АВАРИЙНЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Важной характеристикой силовых трансформаторов является их нагрузочная способность, представляющая собой совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Силовые трансформаторы выпускаются с номинальной мощностью, которую они могут длительно пропускать при номинальных условиях: номинальном напряжении, номинальной частоте, номинальной температуре окружающей среды. В этом случае превышения температуры масла и обмоток над температурой

Величину и продолжительность допустимых перегрузок, а также термический износ изоляции обмоток при перегрузках определяют для прямоугольных двухступенчатых или многоступенчатых графиков нагрузки, в которые необходимо преобразовать заданные или реальные графики нагрузки.



Преобразование заданного или реального графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный график. В соответствии с рис. 4.1 исходный график нагрузки преобразуют в эквивалентный прямоугольный таким образом:

- на исходном графике проводят линию номинальной мощности трансформатора $S_{\text{НОМ. Т}}$;
- пересечение линии номинальной мощности с исходным графиком продолжительности T позволяет выделить участок наибольшей продолжительности H' ;
- оставшуюся часть исходного графика нагрузки разбивают на m интервалов

59

исходя из удобства проведения средней линии нагрузки в каждом интервале, а затем по графику определяют средние значения $S_{H1}, S_{H2}, \dots, S_{Hm}$.

- вычисляют начальную загрузку K_{31} эквивалентного графика по формуле

$$K_{31} = \frac{S_{H1}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{1}{S_{НОМ.Т}} \sqrt{\frac{S_{H1}\Delta t_1 + S_{H2}\Delta t_2 + \dots + S_{Hm}\Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (4.1)$$

где S_{H1} — начальная нагрузка, кВА (МВА);

$S_{НОМ.Т}$ — номинальная нагрузка, кВ • А (МВ • А);

- участок H' на исходном графике разбивают на n интервалов ΔH , исходя из удобства проведения средней линии нагрузки в каждом интервале, а затем

по

графику определяют средние значения $s'_{H1}, s'_{H2}, \dots, s'_{Hn}$;

- предварительно определяют перегрузку $K'_п$ эквивалентного графика

$$K'_п = \frac{s'_{H2}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{1}{S_{НОМ.Т}} \sqrt{\frac{(s'_{H1})^2 \Delta H_1 + (s'_{H2})^2 \Delta H_2 + \dots + (s'_{Hn})^2 \Delta H_n}{\Delta H_1 + \Delta H_2 + \dots + \Delta H_n}}, \quad (4.2)$$

где s'_{H2} — перегрузка, кВА (МВ•А);

- полученное значение $K'_п$ сравнивают с K_{max} (рис. 4.1) исходного графика нагрузки: если $K'_п \geq 0,9K_{max}$, то следует принимать $K_n = K'_п$; если $K'_п < 0,9K_{max}$, то следует принять $K_n = 0,9K_{max}$. Продолжительность перегрузки H в последнем случае должна быть скорректирована по формуле

$$H = \frac{(K'_п)^2 H'}{(0,9K_{max})^2} \quad (4.3)$$

По найденным значениям H и K_{31} по таблицам систематических суточных перегрузок, составленным при различных значениях температуры окружающей среды с учетом допустимой температуры наиболее нагретой точки обмотки, равной 140 °С, и равенства относительного термического износа изоляции единице при превышении средней температуры масла над температурой окружающей среды на 6 °С, определяют коэффициент $K_{п,доп}$. Если окажется, что $K_{п,доп} \geq K_{п}$, то трансформатор может систематически перегружаться по данному графику нагрузки. В противном случае должны быть приняты меры по снижению нагрузки трансформатора.

Кроме указанной систематической перегрузки трансформатора, за счет суточной неравномерности графика нагрузки допускается перегрузка за счет сезонных изменений нагрузки. Если в летнее время (июнь, июль, август) максимум типового графика нагрузки меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь, декабрь, январь, февраль) допускается дополнительная перегрузка трансформатора с масляным охлаждением на 1 % на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Независимо от системы охлаждения для указанных трансформаторов возможна одновременно перегрузка за счет суточной и сезонной неравномерности графика. Однако суммарная перегрузка не должна превышать 50 % номинальной мощности трансформатора.

Допустимые аварийные перегрузки для двухступенчатого графика нагрузки приводятся в справочных таблицах в зависимости от значений $K_{Э1}$, H и температуры охлаждающей среды. В этих же таблицах указывается и относительный термический износ изоляции, представляющий собой отношение износа изоляции при температуре наиболее нагретой точки обмотки за принятый промежуток времени к износу изоляции при базовой температуре за тот же промежуток времени. Наряду с определением допустимых аварийных перегрузок по таблицам разрешается согласно ПУЭ для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц перегрузка 1,4 номинальной мощности трансформатора не более 5 сут подряд на время максимума нагрузки с общей продолжительностью не более 6 ч в сутки. При этом коэффициент начальной загрузки не должен превышать 0,93. На время перегрузки должны быть приняты меры по усилению охлаждения трансформатора (включены вентиляторы дутья, резервные охладители и т. д.).

Выбор номинальной мощности силового трансформатора по заданному графику нагрузки. Если в качестве исходных данных для выбора номинальной мощности силового трансформатора задан график нагрузки, то его необходимо предварительно преобразовать в эквивалентный двухступенчатый. Учитывая, что мощность трансформатора неизвестна, для преобразования графика используют следующий приближенный подход. Определяется средняя нагрузка по графику

$$S_{CP} = \frac{\int_0^{24}(t)dt}{24}. \quad (4.4)$$

Выделяется пиковая часть графика. Аналогично рассмотренному ранее случаю определяется коэффициент $K_{Э1}$ и продолжительность перегрузки H . По полученным значениям $K_{Э1}$ и H определяются из табл. допустимое значение $K_{п.доп.}$

Номинальная мощность силового трансформатора находится из выражения

$$S'_{H2} = \sqrt{\frac{(S'_{H1})^2 \Delta H_1 + (S'_{H2})^2 \Delta H_2 + \dots + (S'_{Hn})^2 \Delta H_n}{\Delta H_1 + \Delta H_2 + \dots + \Delta H_n}}, \quad (4.5)$$

4.3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Наиболее часто ГПП (ПГВ) промышленных предприятий выполняют двухтрансформаторными. Однотрансформаторные ГПП допустимы только при наличии централизованного резерва трансформаторов и при поэтапном строительстве ГПП. Установка более двух трансформаторов возможна в исключительных случаях: когда требуется выделить резкопеременные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора, при реконструкции ГПП, если установка третьего трансформатора экономически целесообразна.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном

режиме (при отключении одного трансформатора) для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.

В настоящее время энергоснабжающая организация задает для проектируемых и действующих предприятий значение оптимальной реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$, передаваемой из энергосистемы в сеть предприятия в период максимальных нагрузок энергосистемы. Если энергосистема не обеспечивает предприятие полностью реактивной мощностью в указанный период, то на предприятии должны быть установлены компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{\text{КУ}} = Q_P + \Delta Q_T - Q_{\Sigma 1}. \quad (4.6)$$

где Q_P — расчетная реактивная мощность предприятия;

ΔQ_T — потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП.

Выбор номинальной мощности трансформаторов ГПП в зависимости от исходных данных может осуществляться по графику нагрузок (см. § 4.2) или по полной расчетной мощности

$$S_P = \sqrt{D_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma 1}^2}, \quad (4.7)$$

где D_{Σ} — расчетная активная мощность предприятия.

Если на ГПП устанавливаются два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определяется по условию

$$S_{\text{НОМ. Т}} \geq S_P / 2 \cdot 0,7. \quad (4.8)$$

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей III категории надежности

$$1,4 S_{\text{НОМ. Т}} \geq S_P \quad (4.9)$$

Выбор мощности однитрансформаторных ГПП или ГПВ производится по средней нагрузке ($S_{\text{НОМ. Т}} \geq S_{\text{ср}}$) с проверкой перегрузочной способности трансформатора в часы максимальной нагрузки

$$S_P \leq K_{\text{п.доп}} S_{\text{НОМ. Т}} \quad (4.10)$$

где $K_{\text{п.доп}}$ определяется по табл. в зависимости от K_{31} и H , которые ориентировочно можно определить по характерным для данного вида производства типовым суточным графикам, приведенным в [2].

4.4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП (ПГВ)

Число трансформаторов (или автотрансформаторов), устанавливаемых на ГПП, часто принимается равным двум. Обычно в начальный период эксплуатации устанавливают один трансформатор, а затем второй. В дальнейшем при росте нагрузки установленные трансформаторы заменяют более мощными, для чего при проектировании предусматриваются фундаменты под трансформаторы, следующие по шкале мощностей, установленной ГОСТ. Для ГПП промышленных предприятий в основном используют трансформаторы с номинальной мощностью 10, 16, 25, 40, 63 МВА. Однако в ряде случаев может быть целесообразной установка сразу трансформаторов большей мощности.

Для решения этого вопроса выполняется технико-экономическое сравнение вариантов. Одновременно с выбором номинальной мощности трансформаторов следует предусматривать экономичные режимы их работы, которые характеризуются минимумом потерь мощности в трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанций до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \Delta P_k \quad (4.11)$$

и определяют по формуле

$$\Delta P'_T = \Delta P'_X + K_3^2 \Delta P'_k \quad (4.12)$$

где $\Delta P'_X = \Delta P_X + K_{и.п} \Delta Q_X$ — приведенные потери XX трансформатора, учитывающие потери активной мощности в самом трансформаторе, и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором;

$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{и.п} \Delta Q_k$ — приведенные потери КЗ;

ΔP_X — потери мощности XX трансформатора (в расчетах их принимают равными потерям в стали трансформатора);

ΔP_k — потери мощности КЗ (приблизительно их принимают равными потерям в меди обмоток трансформатора);

$K_{и.п}$ — коэффициент изменения потерь, принимается равным 0,02 кВт/квар для трансформаторов, присоединенных непосредственно к шинам подстанции, и $K_{и.п} = 0,1 - 0,15$ для трансформаторов напряжением 10—6/0,4 кВ, питающихся от районных сетей;

$K_3 = S_{нг} / S_{ном.т}$ — коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{НГ}}$ — фактическая или расчетная нагрузка трансформатора;

$\Delta Q_X = S_{\text{НОМ.Т}} \frac{I_x}{100}$ — реактивная мощность XX трансформатора;

$\Delta Q_K = S_{\text{НОМ.Т}} \frac{U_K}{100}$ — реактивная мощность КЗ, потребляемая трансформатором при номинальной нагрузке;

I_x — ток XX трансформатора, %;

U_K — напряжение КЗ трансформатора, %.

Кривые приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки $S_{\text{НГ}}$ показаны на рис. 4.2, из которого следует, что при нагрузке $S_{\text{НГ,А}}$, соответствующей точке А, целесообразно переходить на параллельную работу трансформаторов. При одинаковой мощности трансформаторов нагрузка в точке А определяется по

$$S_{\text{НГ,А}} = S_{\text{НОМ.Т}} \sqrt{N(N-1) \frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}, \quad (4.13)$$

где N — количество трансформаторов одинаковой мощности.

Кроме перехода на параллельную работу трансформаторов, большой экономический эффект дает снижение потерь холостого хода трансформаторов за счет отключения части их в часы минимума нагрузок (в ночные смены, выходные дни).

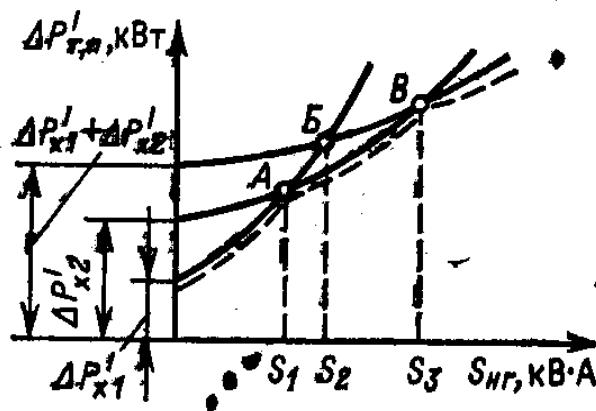


Рисунок 4.2 - Графическое определение рационального режима работы трансформаторов

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. Если N одинаковых параллельно работающих трансформаторов не отключаются при снижении нагрузки, то годовые потери холостого хода находят по числу часов их работы T_r в течение года, а нагрузочные потери — по времени наибольших потерь T_m , ч, определяемых по формуле

$$T_{\Pi} = (0,124 + T_{\text{max.н}}/10\,000)^2 \cdot 8760, \quad (4.14)$$

где $T_{\text{max.н}}$ — время использования максимума нагрузки предприятием в году, ч/год.

Годовые потери электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{а,Т}}$ кВтч, для трехфазного двухобмоточного трансформатора составляют:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{а,Т}} = N P_X T_{\text{ГМ}} + \frac{1}{N} P_{\text{к}} a \frac{S_{\text{max}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} T_{\text{П}}, \quad (4.15)$$

где S_{max} — максимальная нагрузка трансформатора по графику.

4.5 ПРИМЕНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАСЩЕПЛЕННЫМИ ОБМОТКАМИ И ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В системах промышленного электроснабжения наряду с двухобмоточными трансформаторами на ГПП устанавливают трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения и в редких случаях трехобмоточные трансформаторы.

Трансформатор с расщепленной обмоткой имеет, как правило, две вторичные обмотки одинакового напряжения, рассчитанные на 50 % номинальной мощности трансформатора каждая, или расщепленные обмотки разных напряжений (6 и 10 кВ). В последнем случае экономично решаются вопросы электроснабжения, если на предприятии имеются потребители на 6 и 10 кВ. Трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения широко применяются на предприятиях с резкопеременными нелинейными нагрузками, где относительно спокойные нагрузки подключаются к одной обмотке, а резкопеременные — к другой. Благодаря повышенному реактивному сопротивлению трансформаторов с расщепленной обмоткой применение их позволяет отказаться от реактирования.

Трехобмоточные трансформаторы устанавливаются на ГПП в тех случаях, когда необходимо иметь две ступени низшего напряжения. В этом случае преимущества трехобмоточных трансформаторов перед двухобмоточными заключаются в следующем:

- уменьшаются токи КЗ на напряжении 6—35 кВ;
- не требуется установка дополнительного трансформатора для получения напряжений 6—35 кВ, в связи с чем сокращается количество коммутационно-защитных аппаратов на стороне высшего напряжения;
- требуется меньшая площадь для сооружения подстанции.

Особенности конструктивного исполнения трехобмоточных трансформаторов сказываются на определении потерь мощности в них. Для правильного определения потерь $\Delta P_{\text{Т}}$ рекомендуется пользоваться выражением

$$\Delta P_{\text{Т}} = \Delta P_X + \Delta P_{\text{oy}} + K_{3.\text{ВН}}^2 \Delta P_{\text{К.ВН}} + K_{3.\text{СН}}^2 \Delta P_{\text{К.СН}} + K_{3.\text{НН}}^2 \Delta P_{\text{К.НН}}. \quad (4.16)$$

где ΔP_X — потери мощности холостого хода трансформатора;

P_{oy} - потребление мощности охлаждающими устройствами (учитывается при нагрузке трансформатора более 70 %, когда по режиму работы трансформатора работают охлаждающие установки);

$K_{3.\text{ВН}}$ — коэффициент загрузки обмотки высшего напряжения;

$\Delta P_{\text{к. вн}}$ — потери мощности КЗ в обмотке высшего напряжения при 100 %-ной нагрузке;

$K_{3.\text{сн}}/C_{3.\text{сн}}$ — коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения;

$P_{\text{к. сн}}$ — потери мощности КЗ в обмотке среднего напряжения при 100 %-ной нагрузке;

$K_{3.\text{нн}}$ — коэффициент загрузки обмотки низшего напряжения;

$\Delta P_{\text{к. нн}}$ — потери мощности КЗ в обмотке низшего напряжения при 100 %-ной нагрузке.

В справочных данных на трехобмоточные трансформаторы обычно задается величина $P_{\text{к. вн-нн}}$ — потери мощности в обмотках высшего и низшего напряжений. В этом случае потери КЗ каждой обмотки одинаковы и равны $0,5 P_{\text{к. вн-нн}}$.

С целью учета потерь активной мощности, обусловленных потреблением реактивной мощности, определяют приведенные потери мощности в трехобмоточном трансформаторе

$$\Delta P'_T = \Delta P'_X + \Delta P_{0.Y} + K_{3.\text{вн}}^2 \Delta P'_{\text{к.вн}} + K_{3.\text{сн}}^2 \Delta P'_{\text{к.сн}} + K_{3.\text{нн}}^2 \Delta P'_{\text{к.нн}} \quad (4.17)$$

где $\Delta P'_X$, $\Delta P'_{\text{к.вн}}$, $\Delta P'_{\text{к.сн}}$ и $\Delta P'_{\text{к.нн}}$ рассчитываются, как и для двухобмоточных трансформаторов. Напряжения КЗ обмоток трансформатора при заданных значениях $u_{\text{к.вн-нн}}$, $u_{\text{к.вн-сн}}$, $u_{\text{к.сн-нн}}$ определяются из выражений

$$u_{\text{к.в}} = 0,5 (u_{\text{к.вн-сн}} + u_{\text{к.вн-нн}} - u_{\text{к.сн-нн}});$$

$$u_{\text{к.с}} = 0,5 (u_{\text{к.вн-сн}} + u_{\text{к.сн-нн}} - u_{\text{к.вн-нн}}); \quad (4.18)$$

$$u_{\text{к.н}} = 0,5 (u_{\text{к.вн-нн}} + u_{\text{к.сн-нн}} - u_{\text{к.вн-сн}});$$

Потери электроэнергии трехобмоточного трансформатора состоят, как и у двухобмоточного трансформатора, из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. Однако нагрузочные потери определяются отдельно для обмотки каждого напряжения, поэтому формула потерь электроэнергии в трансформаторе будет иметь вид:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{э.т}} = N P'_X T_{\Gamma} + \frac{1}{N} (K_{3.\text{вн}}^2 P'_{\text{к.вн}} T_{\text{пвн}} + K_{3.\text{сн}}^2 P'_{\text{к.сн}} T_{\text{псн}} + K_{3.\text{нн}}^2 P'_{\text{к.нн}} T_{\text{пнн}}), \quad (4.19)$$

где N — количество параллельно работающих трансформаторов;

T_{Γ} — годовое число часов работы трансформатора;

$T_{\text{пвн}}$, $T_{\text{псн}}$, $T_{\text{пнн}}$ — время наибольших потерь для обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

Для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения расчеты производятся аналогично (4.17). При этом принимают $P_{\text{к.нн1}} = P_{\text{к.нн2}} = 0,5 P_{\text{к.вн-нн}}$ — двухобмоточного трансформатора той же мощности с нерасщепленной обмоткой.

Напряжения короткого замыкания обмоток определяются из выражений

$$u_{к.Н1} = u_{к.Н1} = 0,5u_{к.Н1-Н2}; \quad (4.20)$$

$$u_{к.В} = u_{к.В-Н} - 0,5u_{к.Н1-Н2};$$

где $u_{к.В-Н}$, $5u_{к.Н1-Н2}$ — напряжения КЗ между обмотками ВН-НН1 (Н2) и НН1-НН2.

4.6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов (ЦТ) возможно путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей;
- 2) компенсации реактивных нагрузок на напряжениях до 1 кВ;
- 3) перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах;
- 4) шага стандартных мощностей;
- 5) экономичных режимов трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 6—20 кВ и внутризаводские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ТП (т. е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6—20 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6—20 кВ и затраты на сети напряжением 6—20 кВ. При некотором количестве трансформаторов с номинальной мощностью $S_{ном. т}$ можно добиться минимума приведенных затрат при обеспечении заданной степени надежности электроснабжения. Такой вариант будет являться оптимальным, и его следует рассматривать как окончательный.

Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии в цехе (корпусе) приемников электроэнергии, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ТП, т. е. они допустимы для потребителей III и II категорий, а также при наличии в сети 380—660 В небольшого количества (до 20 %) потребителей I категории.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях:

- при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы;
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорные и насосные станции);
- для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5—0,7 кВА/м²).

Иногда оказывается целесообразным применение двухтрансформаторных подстанций при неравномерном суточном или годовом графике нагрузок. В этом случае можно изменять присоединенную мощность трансформаторов, используя их в более рациональных режимах работы.

Для двухтрансформаторных подстанций также необходим складской резерв для быстрого восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок. Оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать электроснабжение всех потребителей I категории на время замены поврежденного трансформатора.

Цеховые ТП с количеством трансформаторов более двух используются только при надлежащем обосновании.

В соответствии с ГОСТ 14209—85 и 11677—75 цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА. В настоящее время цеховые ТП выполняются комплектными (КТП) и во всех случаях, когда этому не препятствуют условия окружающей среды и обслуживания, устанавливаются открыто.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности σ_n нагрузки

$$\sigma_n = S_p / F, \quad (4.21)$$

где S_p — расчетная нагрузка цеха (корпуса, отделения), кВА;

F — площадь цеха (корпуса, отделения), м².

При плотности нагрузки напряжением 380 В до 0,2 кВА/м² целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 кВА включительно, при плотности 0,2 — 0,3 кВА/м² — мощностью 1600 кВА. При плотности более 0,3 кВА/м² целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 кВА или 2500 кВА должна определяться технико-экономическим расчетом.

В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов:

1) по заданному суточному графику нагрузки цеха (корпуса, отделения) за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов;

2) по расчетной мощности для тех же режимов.

Выбор цеховых трансформаторов в первом случае выполняется аналогично выбору трансформаторов ГПП или ПГВ.

Во втором случае выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. При этом минимальная мощность трансформаторов $S_{ном,т}$ определяется по средней нагрузке $S_{ср,м}$ за максимально загруженную смену

$$S_{ном,т} = S_{ср,м} / (NK_3), \quad (4.22)$$

где N — число трансформаторов; K_3 — коэффициент загрузки трансформатора.

Наивыгоднейшая загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от числа трансформаторов и способа резервирования. Рекомендуется принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

- при преобладании нагрузок I категории для двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,65—0,7$;
- при преобладании нагрузок II категории для однострансформаторных подстанции в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении $K_3 = 0,7—0,8$;
- при преобладании нагрузок II категории и наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузках III категории $K_3 = 0,9—0,95$.

В первых двух случаях значения коэффициентов загрузки трансформаторов определены из условия взаимного резервирования трансформаторов в аварийном режиме с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Принятые к установке силовые трансформаторы должны быть проверены на допустимые систематические перегрузки по условию

$$S_{ном,т} \leq S_{ср,м} K_{н.доп,Σ}. \quad (4.23)$$

На двухтрансформаторных подстанциях дополнительно проверяется перегрузка трансформаторов в аварийном режиме с учетом возможного отключения потребителей III категории

$$1,4 S_{ном,т} \geq S_{pΣ}. \quad (4.24)$$

4.7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют расчетами по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6 — 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность Q_{HK} НБК составит

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (4.25)$$

где Q_{HK1} и Q_{HK2} — суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

Реактивная мощность, найденная по (1.5), распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

4.7.1 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности $S_{ном,т}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N_{min} = P_{ср.м} / (K_3 S_{ном,т}) + \Delta N, \quad (4.26)$$

где $P_{ср.м}$ — средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену;

K_3 — рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

ΔN — добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{опт}$ определяется удельными затратами 3^* на передачу реактивной мощности и отличается от N_{min} на величину m

$$N_{опт} = N_{min} + m, \quad (4.27)$$

где m — дополнительно установленные трансформаторы;

$3^* = K_3(Z_{HK} - Z_{BK})/Z_{mn} = K_3 Z_{mn}^*$; Z_{HK} , Z_{BK} , Z_{mn} — соответственно усредненные приведенные затраты на НБК, батареи конденсаторов напряжением выше 1 кВ (ВБК) и цеховые ТП; $Z_{mn}^* = (Z_{HK} - Z_{BK})/Z_{mn}$.

При трех трансформаторах и менее их мощность выбирают по средней активной мощности за наиболее загруженную смену $P_{ср.м}$

$$S_{ном,т} \geq P_{ср.м} / (K_3 N_{опт}). \quad (4.28)$$

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1кВ, определяют по формуле

$$Q_{max,T} = \sqrt{(N_{опт} K_3 S_{ном,T})^2 - P_{ср,м}^2}, \quad (4.29)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит

$$Q_{HK1} = Q_{cp,m} - Q_{max,T}, \quad (4.30)$$

где $Q_{cp,m}$ — суммарная средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1 кВ.

Если в расчетах окажется, что $Q_{HK1} < 0$, то установка батареи конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая Q_{HK1} в (4.30) будет равна нулю).

4.7.2 ВЫБОР МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Дополнительная суммарная мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК) для данной группы трансформаторов $Q_{н.к2}$ в целях оптимального снижения потерь [2]:

$$Q_{н.к2} = Q_{cp,m} - Q_{н.к1} - \gamma N_{opt} S_{ном.Т}, \quad (4.31)$$

где γ — расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от коэффициентов K_1 и K_2 и схемы питания цеховой п/ст: для радиальной схемы по рис. 4.3; для магистральной схемы с двумя трансформаторами — по рис. 4.4; для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_1/30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП 10(6) кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности (ИРМ), $\gamma = K_1(60)$.

Значение K_1 зависит от удельных приведенных затрат на БК напряжением до 1 кВ и выше и стоимости потерь:

$$K_1 = (Z_{н.к.} - Z_{н.в.}) / (C_0 10^3), \quad (4.32)$$

где C_0 — расчетная стоимость потерь, руб/кВт, по таблице (только для расчета КРМ); $Z_{н.к.}, Z_{н.в.}$ — соответственно усредненные приведенные затраты на НБК, батареи конденсаторов напряжением выше 1 кВ.

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов K_1 рекомендуется принимать по табл. 2 [2].

Значение K_2 определяется по формуле:

$$K_2 = l S_T / F, \quad (4.33)$$

где l — длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами — длина участка до первого трансформатора), км; F — общее сечение линии, мм².

При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_2 принимать по таблице 4.1.

Если окажется, что $Q_{н.к.2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{н.к.2}$ — принимается равной нулю.

Т а б л и ц а 4.1 - Значения коэффициента K_2

Мощность трансформатора $S_T, \text{кВА}$	Коэффициент K_2 при длине питающей линии l , км				
	до 0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	выше 2
2	4	4	7	10	17
2	7	7	10	15	27
2	7	7	10	15	27
3	10	10	17	24	40
5	16	16	26	36	50

Т а б л и ц а 4.2 - Значения удельного коэффициента потерь K_1

Объединенная энергосистема	Число рабочих мест	Расчетная стоимость потерь C_0 , руб/кВт	Удельный коэффициент потерь K_1
Цетра, Северо-Запада, Юга	1	52	24
	2	106	12
	3	112	11
Средней Волги	1	64	19
	2	93	13
	3	106	12
Урала	1	56	22
	2	91	14
	3	117	11
Северного Кавказа, Закавказья	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Казахстана	1	76	17
	2	80	16
	3	87	14
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Средней Азии	1	64	19
	2	64	19
	3	80	16
Востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

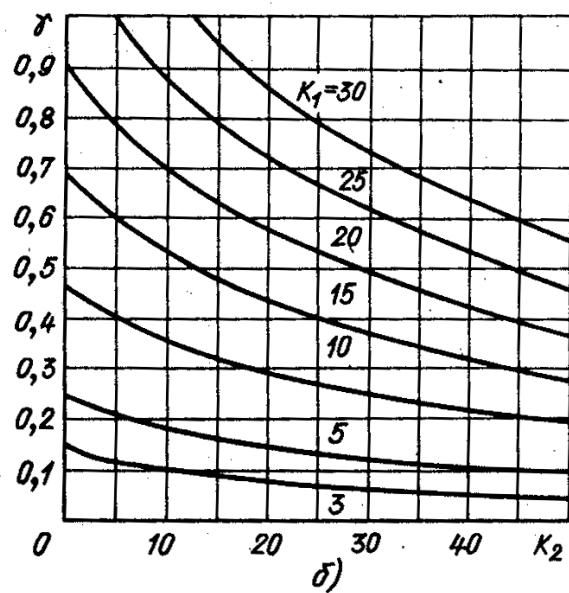
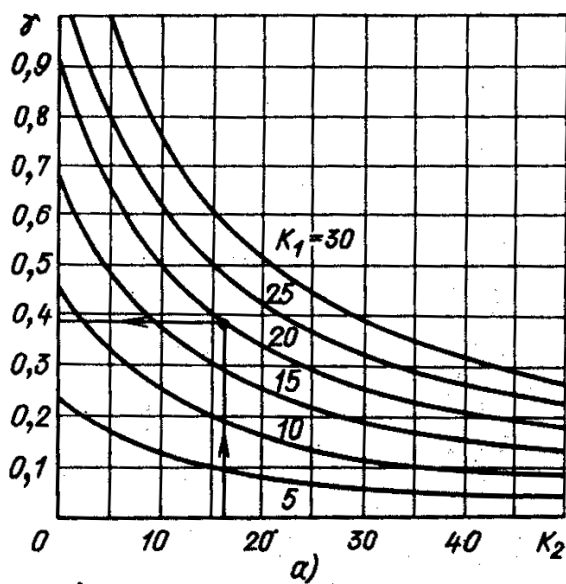


Рисунок 4.3 - Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов: а - $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; б - $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

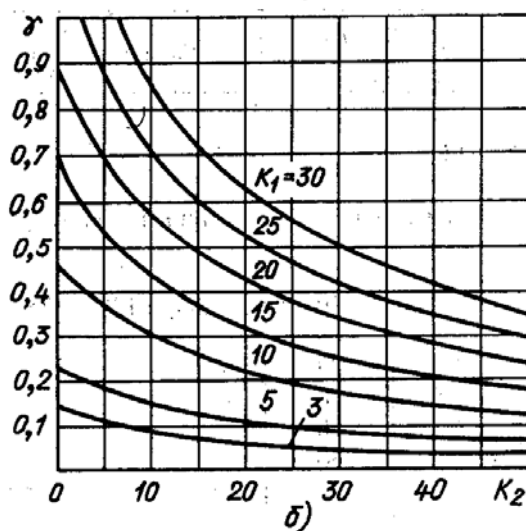
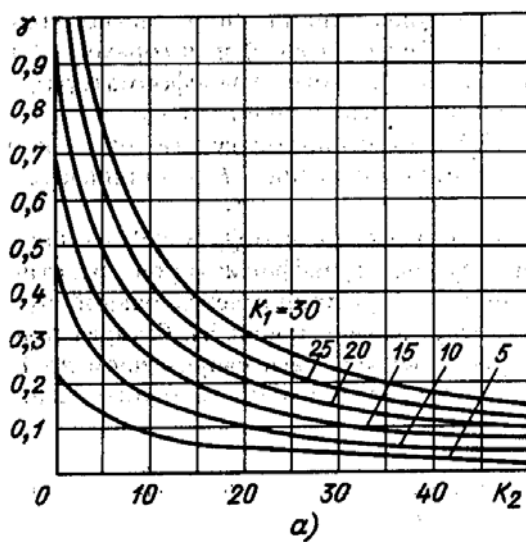


Рисунок 4.4 - Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформаторов: а - $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; б - $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Характерной особенностью схем внутризаводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения.

С целью создания рациональной схемы распределения электроэнергии требуется всесторонний учет многих факторов, таких как конструктивное исполнение сетевых узлов схемы, способ канализации электроэнергии, токи КЗ при разных вариантах и др.

При проектировании схемы важное значение приобретает правильное решение вопросов питания силовых и осветительных нагрузок в ночное время, в выходные и праздничные дни. Для взаимного резервирования рекомендуется использовать шинные и кабельные перемычки между ближайшими подстанциями, а также между концами сетей низшего напряжения, питаемых от разных трансформаторов.

В общем случае схемы внутризаводского распределения электроэнергии имеют ступенчатое построение. Считается нецелесообразным применение схем с числом ступеней более двух-трех, так как в этом случае усложняется коммутация и защита сети. На небольших по мощности предприятиях рекомендуется применять одноступенчатые схемы.

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников: подстанций, РП, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо. Для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока. В то же время взаимосвязанные технологические агрегаты должны присоединяться к одному источнику питания, чтобы при исчезновении питания все приемники электроэнергии были одновременно обесточены.

При построении общей схемы внутризаводского электроснабжения необходимо принимать варианты, обеспечивающие рациональное, использование ячеек распределительных устройств, минимальную длину распределительной сети, максимум экономии коммутационно-защитной аппаратуры.

5.2 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

В электрических сетях 10(6) кВ применяются радиальные, магистральные и смешанные схемы. Предпочтение отдается магистральным схемам, как более экономичным.

Схема распределения электроэнергии должна быть увязана с технологической схемой объекта следующим образом:

- питание электроприемников разных параллельных технологических потоков предусматривается от разных трансформаторных или распределительных подстанций, магистралей, разных секций шин одной подстанции для того, чтобы при аварии не остановились оба технологических потока;
- в пределах одного технологического потока все взаимосвязанные агрегаты присоединяются к одной подстанции, РП, магистрали, секции шин, чтобы при прекращении питания потока все входящие в его состав электроприемники были одновременно обесточены.

Схемы распределения электроэнергии в сетях 10(6) кВ могут быть одно- и двухступенчатые. Одноступенчатые схемы применяются на малых предприятиях, где распределяемая мощность и токи невелики, а также на энергоемких предприятиях с подстанциями глубокого ввода. В остальных случаях применяются, как правило, двухступенчатые схемы распределения электроэнергии. Применение схем с большим числом ступеней распределения электроэнергии должно иметь технико-экономическое обоснование.

Распределение электроэнергии может осуществляться кабельными, воздушными линиями или токопроводами. Воздушные линии электропередачи на промышленных предприятиях используются сравнительно редко, так как имеют сравнительно малую пропускную способность, что не позволяет осуществить магистральную схему распределения электроэнергии и практически невозможно в условиях промышленного предприятия выполнить несколько параллельно идущих воздушных линий.

Кабельные линии целесообразно использовать при передаче мощности в одном направлении не более 15—20 МВА при напряжении 6 кВ и не более 25—35 МВА при напряжении 10 кВ [1]. Кабельные сети следует прокладывать открыто в надземных сооружениях: на технологических и кабельных эстакадах, в кабельных частично закрытых галереях. При невозможности или нецелесообразности выполнения открытой прокладки кабелей напряжением до 35 кВ может быть осуществлена прокладка кабелей в земляных траншеях и в подземных кабельных сооружениях (блоках, каналах, тоннелях).

При передаче мощностей, превышающих 15—20 МВА, целесообразно применение токопроводов. Трассы токопроводов выбирают таким образом, чтобы они проходили через зоны размещения основных нагрузок данного предприятия. В настоящее время рекомендуется использовать открытые симметричные гибкие и жесткие токопроводы следующих конструктивных исполнений: жесткий подвесной с трубчатыми шинами и подвесными изоляторами или гибкий с расщепленными проводами.

Жесткие токопроводы следует применять при наличии агрессивной среды, так как на жесткие проводники легче нанести антикоррозийное покрытие. Токопроводы требуют меньшей полосы, свободной от застройки и подземных коммуникаций (отчуждение территории под жесткий токопровод составляет 10 м). Не рекомендуется прокладывать токопроводы в тоннелях и в

полностью закрытых галлереях из-за существенного увеличения затрат. В настоящее время разработаны токопроводы с трубчатыми шинами из алюминиевого сплава АД31 в исполнении для внутренней установки при нормальной среде и в исполнении для наружной установки для предприятий с сильно загрязненной средой.

Гибкие токопроводы выполняются из нескольких оголенных проводов, закрепленных равномерно по периметру кольца и подвешенных к опоре на подвесных изоляторах. Серьезный недостаток гибких токопроводов — большие габаритные размеры (отчуждение территории под гибкий токопровод составляет 18 м) и недостаточная стойкость к воздействию химически активной среды. Гибкие токопроводы рекомендуется использовать, если одновременно имеет место нестесненная планировка предприятия, позволяющая не учитывать стоимость отчуждаемой под гибкий токопровод территории, и минимальное число (до двух-трех на 1 км) поворотов трассы.

Токопроводы более надежны, они имеют более высокую перегрузочную способность, но характеризуются большим индуктивным сопротивлением по сравнению с линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей,

5.2.1 СХЕМЫ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ 10(6) кВ

Промежуточные распределительные пункты, получающие питание с шин ГПП, ЦРП, рекомендуется сооружать в цехах или производственных корпусах при наличии высоковольтных электроприемников и нескольких ТП 10(6)/0,4 кВ, а также для удаленных от ГПП или ЦРП потребителей (компрессорных, насосных станций и т. д.). При наличии менее восьми отходящих от распределительных пунктов линий целесообразность сооружения РП должна быть обоснована [5]. Распределительные пункты следует размещать на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков мощности.

Радиальные схемы для питания РП следует применять:

- при расположении РП в различных направлениях от ГПП, ЦРП;
- при повышенных требованиях к надежности электроснабжения электроприемников, если к РП подключаются в основном электроприемники первой категории.

В остальных случаях следует применять магистральные схемы с односторонним или двухсторонним питанием. Если все распределительные подстанции предприятия получают питание от токопроводов, то применяется схема трансформатор—токопровод без сборных шин на вторичном напряжении ГПП (рис. 5.1, а). Для ограничения токов короткого замыкания на ответвлениях от токопроводов к РП могут устанавливаться реакторы.

При наличии на предприятии большого числа двигателей напряжением 6 кВ обмотки трансформаторов ГПП могут быть выполнены на разные напряжения: 6 и 10 кВ. На напряжении 6 кВ получают питание распределительные подстанции, предназначенные для питания электродвигателей, на напряжении 10 кВ — остальные потребители.

Если по токопроводам распределяется только часть электроэнергии, то питание токопроводов выполняется от шин РУ 10(6) кВ ГПП и ПГВ (рис.5.1, б). Распределительные пункты, отдаленные от трассы токопроводов, получают питание от шин РУ 10(6) кВ ГПП или ПГВ кабельными радиальными или магистральными линиями.

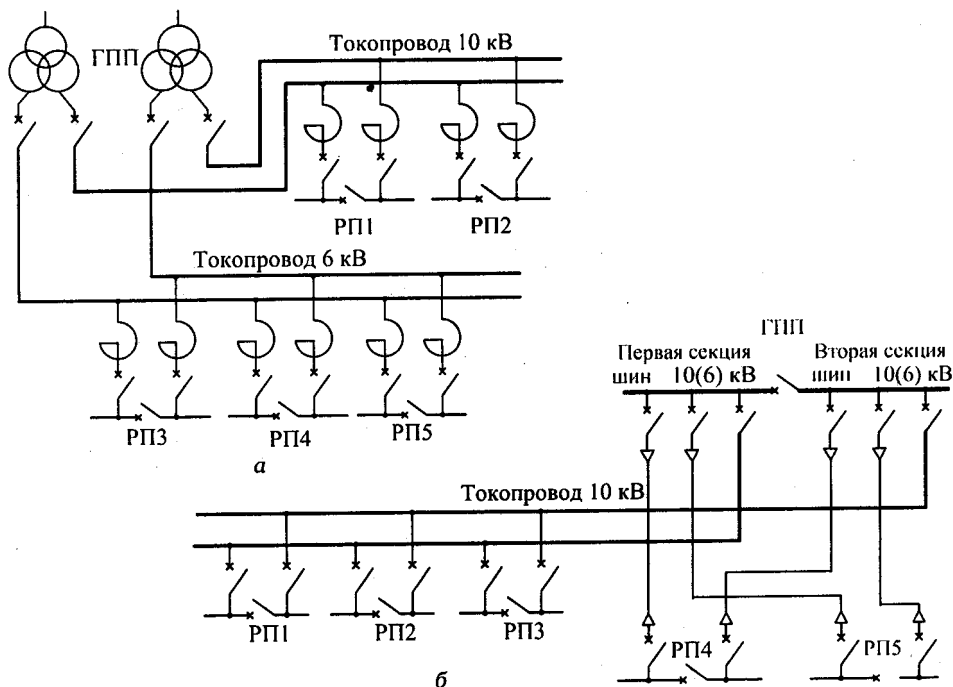


Рисунок 5.1 - Схемы распределения электроэнергии на напряжениях 6 и(или) 10 кВ, выполненные токопроводами: *а* — без сборных шин на вторичном напряжении ГПП; *б* — со сборными шинами на вторичном напряжении ГПП

5.2.2 СХЕМЫ ПИТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ НАПЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ

Трансформаторные подстанции и электроприемники могут получать питание от РУ 10(6) кВ ГПП и ПГВ или от распределительных пунктов 10(6) кВ. Для питания трансформаторных подстанций используются практически все схемы.

Радиальные схемы, выполненные кабельными линиями (рис. 5.2, *а*), применяются, когда подстанции расположены в различных направлениях от источника питания или предъявляются повышенные требования к надежности электроснабжения. Радиальные схемы используются также для питания индивидуальных приемников электроэнергии 10(6) кВ (двигателей, печей и т. п.). Трансформаторы к радиальным линиям могут подключаться без коммутационных аппаратов («глухое» присоединение) или только через разъединитель, если защита, установленная в начале радиальной линии, чувствительна при всех повреждениях в трансформаторе.

Для промышленных предприятий могут быть использованы радиальные схемы с присоединением под один выключатель 10(6) кВ двух кабельных линий,

идущих к разным подстанциям. В этом случае питание ТП должно предусматриваться не менее чем по двум линиям, отходящим от разных секций шин распределительной подстанции.

Магистральные схемы являются основными для питания трансформаторных подстанций и выполняются, как правило, кабельными линиями. К одной магистрали могут быть подключены: не более пяти трансформаторов мощностью 250—630 кВА; до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА [5].

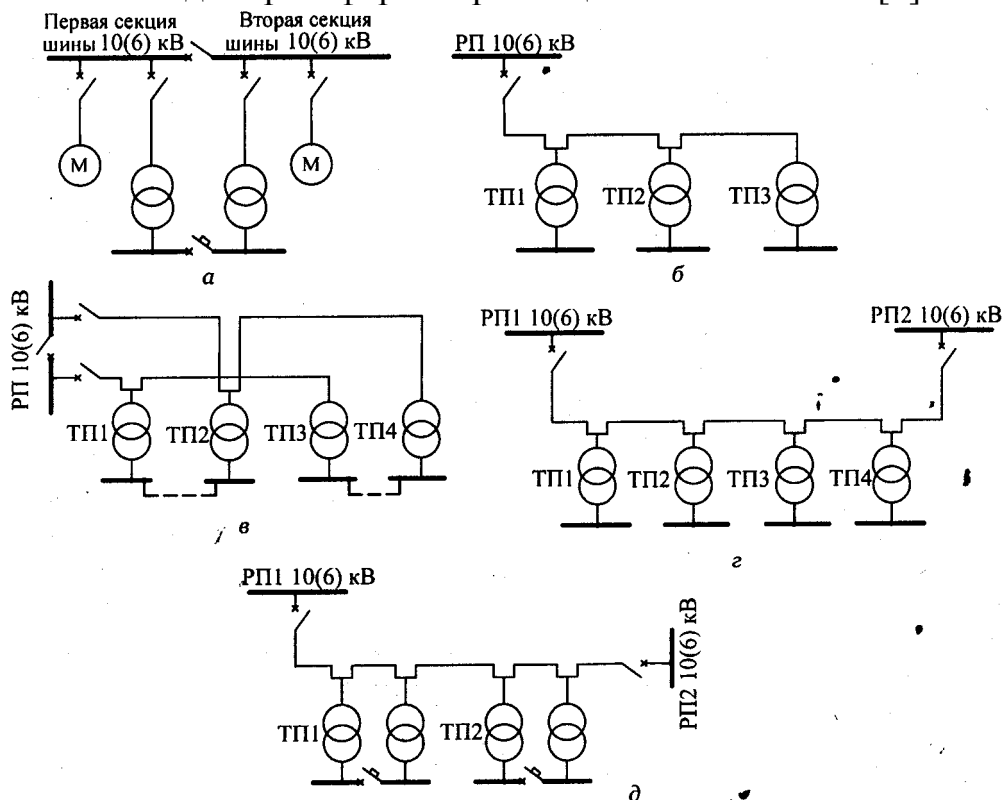


Рисунок 5.2 - Схемы питания ТП 10(6) кВ: а — радиальная; б — одиночная магистраль с односторонним питанием; в — одиночная магистраль с частичным резервированием по связям вторичного напряжения; г — петлевая для питания одното́рансформаторных ТП; д — для питания двухто́рансформаторных ТП

При магистральной схеме питания на подстанциях используются более сложные схемы первичных соединений. Для удобства обслуживания и возможности отключения участков магистрали на входе и выходе магистрали к трансформатору устанавливают шинные накладные, разъединители или выключатели нагрузки. На вводе 10(6) кВ трансформатора устанавливают разъединитель или выключатель нагрузки с предохранителями. Функции последнего — обеспечить селективную защиту трансформатора. При соответствующем обосновании могут быть установлены высоковольтные вакуумные выключатели.

Одиночные магистрали с односторонним питанием (рис. 5.2, б) применяются для питания одното́рансформаторных подстанций, когда можно допустить перерыв в электроснабжении потребителей на время, необходимое для отключения, определения места повреждения и восстановления поврежденного участка магистрали. Для повышения надежности

электроснабжения можно предусматривать связи по вторичному напряжению между ближайшими подстанциями, получающими питание от разных магистралей (рис.5.2, в, пунктирная линия). Как правило, такие магистрали прокладываются по разным трассам. При резервировании по вторичному напряжению для части потребителей подстанции (15—20% общей нагрузки) сохраняется питание при аварии на магистрали.

Одиночные магистрали с двухсторонним питанием (рис. 5.2, г, д) могут применяться для питания потребителей третьей и частично второй категорий. Данные схемы называются **петлевыми**. Возможны различные варианты работы схемы в нормальном режиме. Если один из источников питания магистрали маломощный, удаленный или неэкономичный, то он может играть роль резервного и включаться (вручную или автоматически) только при отключении магистрали от основного источника питания. Если же оба источника питания равноценны, то в нормальном режиме магистраль получает питание с двух сторон, но в точке токораздела по одной из промежуточных подстанций магистраль размыкается. В точке токораздела могут быть установлены разъединители, в том числе телеуправляемые или высоковольтные выключатели.

Кольцевые магистрали (рис. 5.3) рекомендуется применять для питания потребителей третьей, частично — второй категории при соответствующем расположении питаемых ими групп подстанций при единичной мощности трансформаторов не более 630 кВА.

Для питания двухтрансформаторных подстанций с электроприемниками первой и второй категорий применяются более надежные схемы распределения электроэнергии — с двойными магистралями. Каждая магистраль получает питание от разных секций шин РУ 10(6) кВ ГПП, ПГВ или РП, которые должны отвечать требованиям независимых источников питания. Трансформаторы на подстанциях в нормальном режиме работают отдельно, секционный автоматический выключатель на 0,4 кВ отключен, а при аварии на магистрали все потребители переключаются на магистраль, оставшуюся в работе. С этой целью автоматически или вручную обслуживающим персоналом включается секционный выключатель.

Примеры выполнения схем с двойными магистралями приведены на рис. 5.4. На рис. 5.4, а показана схема двойной сквозной магистрали с односторонним питанием, которая широко применяется в промышленных электрических сетях

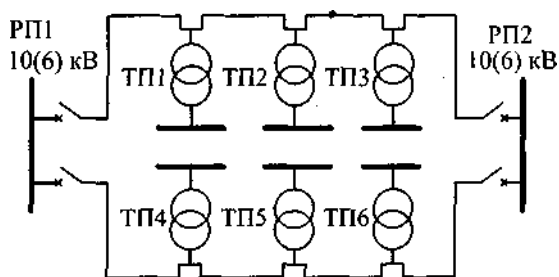


Рисунок 5.3 - Кольцевая схема питания трансформаторных подстанций

для питания электроприемников первой и второй категорий. На схеме рис. 5.4, б каждая магистраль получает питание от разных территориально удаленных друг от друга распределительных пунктов: РП1 и РП2. Данная схема аналогична схеме двойной сквозной магистрали с односторонним питанием, но является более надежной вследствие территориальной независимости источников питания.

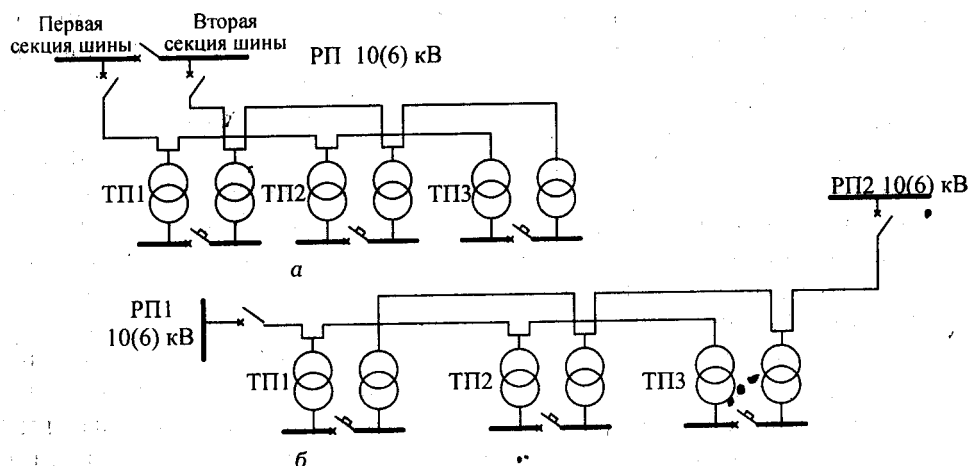


Рис. 5.4. Схемы с двойными магистралями: а — двойная сквозная магистраль с односторонним питанием; б — двойная магистраль с двухсторонним питанием

5.2.3 СХЕМЫ ПИТАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (НЕЛИНЕЙНЫХ, РЕЗКОПЕРЕМЕННЫХ, НЕСИММЕТРИЧНЫХ)

Питание данных потребителей в нормальном режиме работы рекомендуется производить от отдельных секций шин 10(6) кВ. Указанные секции сборных шин рекомендуется подключать к разным ветвям расщепленной обмотки трансформатора, к разным ветвям сдвоенного реактора, к разным трансформаторам. Трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ, от которых получают питание осветительные приборы с лампами накаливания, чувствительные к изменениям показателей качества электроэнергии, следует подключать к секции шин 10(6) кВ, не питающей специфической нагрузки. На рис. 5.5 приведена схема питания дуговых сталеплавильных печей. Наиболее мощные дуговые сталеплавильные печи получают питание радиальными линиями от третьей и четвертой секций шин трансформаторов ГПП с расщепленной обмоткой. Печи небольшой мощности получают питание по двухступенчатой радиальной схеме, для чего предусматривается дополнительный распределительный пункт на 10 кВ. В комплект печи входит сама печь и печной трансформатор. В непосредственной близости от печи устанавливается высоковольтная ячейка с печным выключателем. На предприятиях с мощными дуговыми сталеплавильными печами может выполняться локальная сеть на 35 кВ. Питание этой сети осуществляется от трехобмоточных трансформаторов, или автотрансформаторов с обмоткой среднего напряжения 35 кВ, или от специальных двухобмоточных

трансформаторов. С шин 35 кВ по радиальным линиям электроэнергия поступает к печным трансформаторам. К одной секции сборных шин 35 кВ может быть подключено несколько ДСП мощностью 25 и 50 МВА. Печи с печными трансформаторами 80 МВА подключаются к отдельным секциям сборных шин 35 кВ.

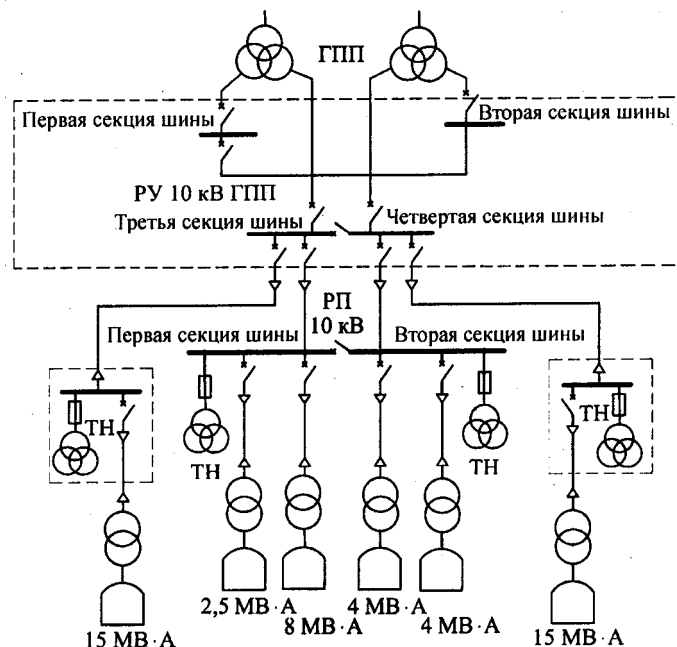


Рисунок 5.5 - Схема питания дуговых сталеплавильных печей

5.3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Выбор напряжения распределительной сети тесно связан с решением вопросов электроснабжения предприятия. Окончательное решение принимают в результате технико-экономического сравнения вариантов, учитывающих различное сочетание напряжений отдельных звеньев системы.

С применением схем глубокого ввода напряжение первых ступеней распределения электроэнергии возросло до 220 кВ. Широкому распространению напряжения 110 кВ для небольших и средних по мощности предприятий способствует выпуск силовых трансформаторов с минимальной мощностью 2500 кВА. Более высокое номинальное напряжение и отсутствие промежуточных трансформаций значительно сокращают потери электроэнергии в системе электроснабжения.

Напряжение 35 кВ применяют для питания предприятий средней мощности и для распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения таких предприятий при помощи глубоких вводов.

На предприятиях большой мощности напряжение 35 кВ нерационально использовать в качестве основного. Оно может быть применено для питания потребителей электроэнергии, имеющих номинальное напряжение 35 кВ, и для питания удаленных приемников электроэнергии.

Преимущество напряжения 20 кВ по сравнению с напряжением 35 кВ заключается в более простом устройстве сети и более дешевых коммутационно-защитных аппаратах.

По сравнению с напряжением 10 кВ при напряжении 20 кВ снижаются потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения и токи КЗ в сетях. Однако напряжение 20 кВ, как и напряжение 35 и 10 кВ, нецелесообразно применять в качестве основного напряжения для первых ступеней электроснабжения больших по мощности предприятий. Здесь возникает необходимость в более высоких напряжениях.

Необходимо отметить, что, несмотря на имеющиеся преимущества, применение напряжения 20 кВ сдерживается отсутствием электрооборудования на это напряжение.

Напряжения 10 и 6 кВ широко используют на промышленных предприятиях: на средних по мощности предприятиях — для питающих и распределительных сетей; на крупных предприятиях — на второй и последующих ступенях распределения электроэнергии.

Напряжение 10 кВ является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ допускается применять только в тех случаях, если на предприятии преобладают приемники электроэнергии с номинальным напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки предприятия питается от заводской. ТЭЦ, где установлены генераторы напряжением 6 кВ.

5.4 РАЗМЕЩЕНИЕ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НА ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Размещение на генеральном плане ТП и РП обусловлено величиной и характером электрических нагрузок, их расположением, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями /1-5/. Кроме того, должны учитываться конфигурация производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, условия охлаждения трансформатора, требования пожарной и электрической безопасности и типы используемого электрооборудования.

ТП следует размещать как можно ближе к центру электрических нагрузок потребителей. Для этого должны применяться внутрицеховые подстанции, а также встроенные в здание цеха или пристроенные к нему ТП, питающие отдельные цехи (корпуса) или их части. ТП размещаются вне цеха только при невозможности размещения внутри его или при расположении части нагрузок вне цеха/1-5/.

Выбранная подстанция должна занимать минимум полезной площади цеха, удовлетворять требованиям пожарной и электрической безопасности и не создавать помех производственным процессам. Следует учитывать, что, при установке в одном помещении нескольких трансформаторов, их предельная суммарная мощность не должна превышать 6500 кВА, а число КТП не более трех.

В сетях напряжением 10 кВ с трансформацией на напряжение до 1 кВ преимущественно рекомендуется использование однотрансформаторных подстанций. Их следует применять при преобладании нагрузок III и II категории и при нагрузках I категории, если их величина составляет не более 15-20 % нагрузки подстанции. Для резервирования питания наиболее ответственных электроприемников, в том числе нагрузок I категории, необходимо предусмотреть связи на вторичном напряжении [1-5]. Взаимное резервирование схем с однотрансформаторными подстанциями осуществляется при помощи перемычек на напряжении до 1 кВ [1-5].

Двухтрансформаторные ТП с установкой секционного выключателя с АВР на напряжении до 1 кВ рекомендуется применять при преобладании нагрузок I категории.

В целях наибольшего приближения к ЭП рекомендуется применять внутренние, встроенные в здания или пристроенные к ним подстанции напряжением 10 кВ /1, 8/. Как правило, встроенные и пристроенные подстанции располагаются вдоль одной из длинных сторон цеха (желательно ближайшей к источнику питания) или в шахматном порядке вдоль двух его сторон при небольшой ширине цеха. РП также рекомендуется пристраивать или встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими ТП во всех случаях, когда это не вызывает значительного смещения последних от центра их нагрузок.

Допускается минимальное расстояние 10 м между соседними камерами разных внутрицеховых подстанций, а также между КТП.

Внутрицеховые подстанции могут размещаться только в зданиях со степенью огнестойкости I и II и с производствами, отнесенными к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам.

Отдельно стоящие ТП применяются, например, при питании от одной подстанции нескольких цехов, невозможности размещения подстанций внутри цехов или у их наружных стен по соображениям производственного или архитектурного характера при наличии в цехах пожароопасных или взрывоопасных производств.

Минимальные габариты /10/ размещения КТП в длину (в зависимости от количества шкафов низшего напряжения), м:

Однотрансформаторные до 1000 кВА 7-8 м;

1600-2500 кВА.....8-9 м.

Двухтрансформаторные до 1000 кВА.....12-13 м;

1600 кВА.....16,5м.

Ширина для всех КТП не менее 4,3 м.

Габариты РП высшего напряжения определяются количеством шкафов КРУ и допустимой шириной коридоров и проходов. Компоновки РП выше 1 кВ приведены в [1, 8].

БК могут размещаться в РП напряжением до 1 кВ и выше. Типовые конструкции БК приведены в [4]. Примерные размеры БК - 0,38 кВ (в плане): 0,8х1,6м.

5.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ В КАЖДОМ ЦЕХЕ

Реактивная мощность Q_T , протекающая через один цеховой трансформатор, определяется по условию минимума потерь активной мощности без учета активных сопротивлений кабельных линий сети 10 кВ для группы из N_T трансформаторов с одинаковой номинальной мощностью [1 – 5]:

$$Q_T = \frac{(Q_{\text{расч}} \sum_H - Q_{\text{БН.Т}})}{N_T}. \quad (5.1)$$

В этом случае можно найти количество трансформаторов N_v , необходимое для каждого подразделения v (цеха) предприятия:

$$N_v = \frac{P_{\text{н.ц}}}{\sqrt{(K_{3T})^2 S_{\text{НОМ.Т}}^2 - Q_T^2}}, \quad (5.2)$$

где $P_{\text{н.ц}}$ - активная (силовая до 1 кВ и осветительная) расчетная нагрузка цеха; V - количество подразделений завода. Проверкой может служить $\sum N_v = N_m$. Полученные значения N_v необходимо вписать в каждом цехе на генеральном плане предприятия.

Ориентируясь на взаимное расположение цехов на генеральном плане и значения N_v , необходимо подобрать ареал нагрузок, для которых сумма N_v дает целое число трансформаторов, причем в первую очередь для нагрузок I категории.

5.6 ВЫБОР ТРАСС ЛИНИЙ МЕЖЦЕХОВОЙ СЕТИ

На предприятиях небольшой и средней мощностей применяется прокладка кабельных линий 6 или 10 кВ /1 - 5/. Трасса кабельных линий выбирается наикратчайшая, они прокладываются параллельно фундаментам зданий. Пересечения кабелей друг с другом и коммуникациями должны быть сведены к минимуму.

Способ и конструктивное выполнение прокладки выбираются /9/ в зависимости от количества кабелей, условий трассы, наличия или отсутствия взрывоопасных газов тяжелее воздуха, степени загрязнения почвы, требований эксплуатации, экономических факторов и т.д. Прокладка кабельных линий для потребителей I категории предусматривается по отдельным трассам.

Наиболее простой является прокладка кабелей в траншее. Не следует прокладывать в одной траншее более шести кабелей 10 кВ. При большом числе кабелей предусматриваются две рядом расположенные траншеи с расстоянием 1,2 м, если позволяют условия прокладки трассы.

При больших потоках кабелей для прокладки целесообразно применять эстакады, галереи, а также стены зданий, в которых отсутствуют взрыво- и пожароопасные производства.

5.7 ПРИМЕНЕНИЕ ТОКОПРОВОДОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

5.7.1 УСЛОВИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТОКОПРОВОДОВ

Применение токопроводов взамен большого числа кабелей повышает надежность электроснабжения потребителей, значительно упрощает обслуживание, позволяет снизить капитальные и годовые приведенные затраты.

Целесообразность применения токопроводов в СЭ промышленного объекта выявляется на основе технико-экономических сопоставлений вариантов схем с различными конструктивными исполнениями сети. Наилучшие условия создаются при потоке электроэнергии, ориентированном в одном направлении.

ПУЭ рекомендуют:

- для передачи в одном направлении мощности более 20 МВА при напряжении 6 кВ, более 35 МВА при 10 кВ, как правило, применять токопроводы;
- при передаче в одном направлении мощности более 35 МВА при напряжении 35 кВ проверять технико-экономическую целесообразность применения токопроводов этого напряжения.

5.7.2 ВЫБОР ТРАССЫ ТОКОПРОВОДА И РП НА ГЕНПЛАНЕ

Выбор трассы токопровода определяется с учетом особенностей генплана данного предприятия, требований ПУЭ по допустимым приближениям токоведущих частей к инженерным сооружениям.

Рекомендуется располагать трассу токопровода в средней зоне коммуникационного коридора.

В отдельных случаях наиболее экономичное решение заключается в подвеске токопровода к кронштейнам производственного корпуса. Конструктивное совмещение токопровода с технологической эстакадой согласно ПУЭ не разрешается.

Путем технико-экономического сопоставления вариантов определяют количество и местоположение РП 6-10 кВ, питаемых по токопроводу.

Отдельно стоящие РП обычно размещают в зоне полосы отвода токопровода, а встроенные – в ближайших энергоемких корпусах. Встроенному РП соответствует наименьшая длина распределительной кабельной сети. Преимущество отдельно стоящих РП заключается в независимости этих основных питающих узлов от очередности строительства и строительной готовности корпусов предприятия.

5.7.3 ВЫБОР ИЗОЛЯЦИИ И АРМАТУРЫ

Изоляцию жестких и гибких токопроводов 6-10 кВ для СЭ ответственных промышленных потребителей согласно ПУЭ рекомендуется выбирать с учетом нормативных требований для изоляции открытых токопроводов РУ на следующую ступень по нормативному напряжению, т.е. на 20 кВ. Для загрязненной атмосферы изоляция должна быть проверена по длине пути утечки.

Коэффициент запаса механической прочности для подвесных изоляторов жестких и гибких токопроводов при максимальных нормативных нагрузках по отношению к гарантированной прочности рекомендуется принимать: не менее 3 – для нормального режима; 5 – для среднеэксплуатационных условий; 1,8 – для режима КЗ.

Рекомендуется применять изоляторы из закаленного стекла вместо фарфоровых по условиям эксплуатации.

5.7.4 РАСЧЁТ ЖЁСТКИХ И ГИБКИХ ТОКОПРОВОДОВ

Электрические расчёты. Выбор токопроводов 6—35 кВ производится исходя из технико-экономических показателей: надежности, стоимости, потерь мощности и напряжения, удобства монтажа и эксплуатации.

Сечения токопроводов выбираются по экономической плотности тока, по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, с проверкой на термическую и динамическую устойчивость токам короткого замыкания.

Потери активной мощности в трехфазном токопроводе определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{т.}} = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C, \quad (5.3)$$

где $I_{\text{а,в,с}}$ — токи в фазах; $R_{\text{а,в,с}}$ — активные сопротивления фаз.

При равномерной загрузке фаз и равных сопротивлениях

$$\Delta P_{\text{т.}} = 3 I_{\text{м}}^2 R_{\text{т}} 10^{-3} [\text{кВт}], \quad (5.4)$$

где $I_{\text{м}}$ — расчетный ток, А; $R_{\text{т}}$ — активное сопротивление токопровода с учетом коэффициента добавочных потерь.

Потери реактивной мощности при симметричной системе токопровода находят по формуле

$$\Delta Q_{\text{т.}} = 3 I_{\text{м}}^2 x_0 l 10^{-3} [\text{квар}], \quad (5.5)$$

где x_0 — удельное индуктивное сопротивление токопровода.

Потери активной и реактивной мощностей можно определять по кривым зависимости потерь от тока нагрузки и конструкции токопровода.

Фазная потеря напряжения определяется как

$$\Delta U_{\Phi} = I_{\text{м}} (R_{\text{т}\Phi} \cos \varphi + X_{\text{т}\Phi} \sin \varphi), \quad (5.6)$$

где $R_{\text{т}\Phi}$ и $X_{\text{т}\Phi}$ — активное и индуктивное сопротивления каждой фазы токопровода.

Фазное напряжение за токопроводом $U_{2\Phi}$ определяется исходя из фазного напряжения в начале токопровода $U_{1\Phi}$

$$U_{2\Phi} = U_{1\Phi} - \Delta U_{\Phi} = U_{1\Phi} - I_{\text{м}} (R_{\text{т}\Phi} \cos \varphi + X_{\text{т}\Phi} \sin \varphi). \quad (5.7)$$

В одиночных симметричных токопроводах $R_{\text{т. ф}}$ и $X_{\text{т. ф}}$ всех фаз равны и линейное напряжение за токопроводом

$$U_{2\text{л}} = U_{1\text{л}} - \sqrt{3} I_{\text{м}} (R_{\text{т}} \cos \varphi + X_{\text{т}} \sin \varphi). \quad (5.8)$$

С достаточной степенью точности выражением (5.8) можно пользоваться для расчета несимметричного токопровода, принимая для $R_{\text{т}}$ и $X_{\text{т}}$ средние значения сопротивлений фаз. В неработающем токопроводе под воздействием токов, протекающих в соседнем токопроводе, вследствие индуктивной связи наводятся ЭДС, величины которых определяются током в работающем токопроводе и значениями коэффициентов взаимоиנדукции между фазами рядом проходящего токопровода.

Величина наводимой ЭДС может достигать нескольких сотен вольт; она вычисляется по формуле

$$E = I_{\text{м}} X^{(\text{м})}$$

где $I_{\text{м}}$ — расчетный ток в соседнем работающем токопроводе;

$X^{(\text{м})}$ — сопротивление взаимоиנדукции.

Технико-экономические расчеты. При проектировании производится технико-экономическое сравнение вариантов схем питающей сети промпредприятия от внешних источников электроснабжения (применение кабелей, жестких или гибких токопроводов 6—10 кВ, системы глубокого ввода напряжения 110—220 кВ и т. д.).

Выбор вида проводников и конструктивного исполнения токопроводов промпредприятий должен производиться с учетом особенностей генплана и размещения основных электрических нагрузок на основании технико-экономических сравнений вариантов. При сравнении следует учесть стоимость той части территории, которая специально отводится для прокладки токопровода. При равных или близких экономических показателях сравниваемых вариантов предпочтение следует отдавать токопроводам заводского изготовления или токопроводам, в которых максимально используются конструкции, детали и арматура заводского изготовления.

Сечение фаз токопровода должно быть выбрано по экономической плотности тока и проверено по длительно допустимому току в послеаварийном

режиме (при передаче полной мощности по одной цепи) с учетом перспективного роста нагрузок, но не более чем на 25—30 % расчетных.

Экономическое сечение мощных токопроводов, работающих с большим числом часов использования максимума нагрузки, следует согласно ПУЭ выбирать на основании технико-экономического расчета. Наивыгоднейшее сечение S_{Σ} (или экономическая плотность тока j_{Σ}) двухцепного токопровода при данном токе нормального режима одной цепи I (А) и при известной стоимости 1 кВт максимальных потерь m , руб./ (кВт-год) (s_{Σ} — в мм²; j_{Σ} , — в А/мм²), в общем случае составляет

$$S_{\Sigma} = I \sqrt{\frac{6\rho m k_{\text{доб}}}{E a}}; \quad (5.9)$$

$$j_{\Sigma} = \sqrt{\frac{E a}{6\rho m k_{\text{доб}}}} \cdot 10^6, \quad (5.10)$$

где ρ — удельное активное сопротивление проводникового материала, мкОм-м;

E — суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений (при нормативном коэффициенте эффективности $E_H=0,12$; суммарный коэффициент отчислений для токопроводов можно принимать $E_H=0,16$);

a — зависящая от сечения составляющая удельной стоимости двухцепного токопровода, руб/ (км • мм²):

$$a = \frac{K_2 - K_1}{S_2 - S_1};$$

$k_{\text{доб}}$ — коэффициент добавочных потерь; K_1, K_2 — капиталовложения в двухцепной токопровод (жесткий или гибкий) соответственно при сечениях фаз S_1 и S_2 , руб/км.

Значения экономического сечения или экономической плотности тока, полученные по (5.9) и (5.10), следует округлить до ближайшего меньшего стандартного значения, характерного для данного токопровода.

Полученное экономическое сечение фазы проверяют по нагреву (по допустимой длительной токовой нагрузке согласно ПУЭ) в послеаварийном режиме при передаче полной мощности по одной цепи, так чтобы $I_{\text{ав}} \leq I_{\text{доп}}$, где $I_{\text{ав}}$ и $I_{\text{доп}}$ — соответственно токи послеаварийного режима и длительный допустимый по ПУЭ.

В большинстве случаев реального проектирования проверка по нагреву не вызывает необходимости увеличивать сечение фазы, выбранное по экономической плотности тока.

5.8 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Окончательное решение о принятии варианта системы электроснабжения промышленного предприятия должно базироваться на основании технико-экономических показателей системы в целом.

Проектирование внешнего электроснабжения рассмотрено в гл. 3. Внутризаводское электроснабжение по сравнению с внешним характеризуется решением большего количества вопросов, что обусловлено разнообразием технических решений. Сюда относятся различные уровни напряжений распределительных сетей, их схемы и конструктивное исполнение, требования резервирования питания потребителей в зависимости от категории их надежности и др. Такое разнообразие условий затрудняет решение задачи в общем виде. Однако ее можно значительно упростить исключением заведомо неравноценных вариантов. Одновременно с этим ледует учитывать такие показатели, как расход проводникового материала, годовые потери электроэнергии, трудоемкость прокладки питающих линий и т. п. На основании этих показателей выбирают наиболее целесообразный вариант.

Технико-экономические показатели системы электроснабжения в целом определяются суммированием приведенных затрат на внешнее и внутризаводское электроснабжение.

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Токи трехфазного короткого замыкания (КЗ) в установках выше 1 кВ, а именно действующее значение периодической слагающей, определяются для проверки кабелей по термической стойкости. Расчетная точка трехфазного КЗ выше 1 кВ - на шинах вторичного напряжения ГПП. Порядок расчета токов КЗ в установках выше 1 кВ приведен в [1, 2].

Токи трехфазного и однофазного КЗ в установках до 1 кВ определяются для выбора и проверки автоматического выключателя.

Расчетная точка трехфазного КЗ до 1 кВ - непосредственно за автоматическим выключателем.

Расчетная точка однофазного КЗ до 1 кВ - конечная точка шинпровода, защищаемого данным выключателем.

6.2 ПОРЯДОК РАСЧЕТА ТОКОВ ТРЕХФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В УСТАНОВКАХ ДО 1 кВ

1. Составить схему замещения цепи трехфазного КЗ, в которую входят сопротивления (в мОм) следующих элементов:

Сопротивление системы

$$X_c = \frac{U^2}{S_{КЗ.СИСТ}}, \quad (6.1)$$

где $U = 400$ В; $S_{КЗ.СИСТ}$ - мощность КЗ системы.

Сопротивления трансформатора:

$$Z_T = \frac{(u_{КЗ} / 100)(U)^2}{S_{НОМ.Т}},$$
$$R_T = \frac{\Delta P_{КЗ}(U)^2}{(S_{НОМ.Т})^2}, \quad (6.2)$$
$$X_T = \sqrt{(Z_T)^2 - (R_T)^2},$$

где $\Delta P_{КЗ}$ и $U_{КЗ}$ [%] - потери мощности и напряжения КЗ трансформатора.

Сопротивления токопровода (шин) от трансформатора к автоматическому выключателю: $R_{Ш} = 0,5$ мОм; $X_{Ш} = 2,25$ мОм.

Сопротивления контактов автомата А: $R_A = 0,3$ мОм; $X_A = 0,1$ мОм.

Сопротивления трансформаторов тока ТТ: $R_{ТТ} = X_{ТТ} = 0,02$ мОм;

Сопротивление переходных контактов: $R_K = 0,15$ мОм.

Суммарные сопротивления цепи трехфазного КЗ:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(3)})^2 + (X_{\Sigma}^{(3)})^2} . \quad (6.3)$$

1. Рассчитать действующее значение периодической слагающей тока трехфазного КЗ:

2.

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3(Z_{\Sigma}^{(3)})^2}} . \quad (6.4)$$

1. Рассчитать ударный ток трехфазного КЗ: $i_y^{(3)} = i_{y.C}^{(3)} + i_{y.ДВ}^{(3)} .$

а) От системы

$$i_{y.C}^{(3)} = \sqrt{2}k_y(I_{K3}^{(3)}) , \quad (6.5)$$

где k_y – ударный коэффициент [1-5].

б) От электродвигателей

$$i_{y.Д}^{(3)} = 6,5I_{НОМ.ДВ} , \quad (6.6)$$

где $I_{НОМ.ДВ}$ - номинальный ток двигателя наибольшей мощности из присоединенных к шинопроводу:

$$I_{НОМ.ДВ} = \frac{P_{НОМ.ДВ}}{(\sqrt{3}U\eta\cos\varphi)} \text{ Э} \quad (6.7)$$

где $P_{НОМ.ДВ}$, η , $\cos\varphi$ - номинальные мощность, КПД, коэффициент мощности двигателя, которые принимаются: $P_{НОМ.ДВ}$ - из исходных данных на проектирование; $\eta = 0,9$; $\cos\varphi = 0,9$; $U_{НОМ} = 380 \text{ В}$.

6.3 ПОРЯДОК РАСЧЕТА ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В КОНЕЧНОЙ ТОЧКЕ ШИНОПРОВОДА

1. Составить схему замещения цепи однофазного КЗ /1 - 5/, в которую входят сопротивления следующих элементов: фазного провода, переходного сопротивления в месте КЗ, сопротивления обратного или четвертого провода с подключенными параллельно ему заземляющими проводниками и сопротивления растекания заземления нейтрали питающего трансформатора.

2. Определить активные и реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов: $R_1, X_1, R_2, X_2, R_0, X_0$:

Сопротивления прямой и обратной последовательности для не вращающихся машин (трансформаторов) и проводников близки друг другу, то есть $R_1 = R_2, X_1 = X_2$.

Сопротивления нулевой последовательности, как правило, сильно отличаются от сопротивлений прямой последовательности.

Можно принимать: шины и аппараты - $X_0 \approx 2X_1$; $R_0 \approx R_1$, Четырехжильные кабели - $X_0 \approx 2,5X_1$; $R_0 \approx R_1$

Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов зависит не только от его номинальной мощности, но и от схемы соединения обмоток.

- При схеме соединения обмоток Y/Y_H

$$(Z_{0T}/Z_{1T}) = 5-10; (R_{0T}/R_{1T}) = 10-16.$$

- При схеме соединения обмоток Δ/Y_H

$$(Z_{0T}/Z_{1T})=0,7-1,0; (R_{0T}/R_{1T}) = 1.$$

3. Определить сопротивления элементов и цепи при однофазном КЗ в конечной точке шинпровода:

Трансформатора:

а) схема соединения обмоток Y/Y_H

$$R_T^{(1)} = (12-18)R_{1T}; \quad X_T^{(1)} = (7-8)X_{1T};$$

б) схема соединения обмоток Δ Δ/Y_H

$$R_T^{(1)} = 3R_{1T}; \quad X_T^{(1)} = 3X_{1T};$$

четырёхжильные кабели

$$R_{KAB}^{(1)} \approx 3R_{1KAB}; \quad X_{KAB}^{(1)} \approx 4,5X_{1KAB};$$

шины, шинпровода (ШМА), аппараты и переходные контакты

$$R_{Ш}^{(1)} \approx 3R_{1Ш}; \quad X_{Ш}^{(1)} \approx 4X_{1Ш};$$

$$R_{ШМА}^{(1)} \approx 3R_{1ШМА}; \quad X_{ШМА}^{(1)} \approx 4X_{1ШМА};$$

$$R_A^{(1)} \approx 3R_{1A}; \quad X_A^{(1)} \approx 4X_{1A}; \quad R_K^{(1)} \approx 3R_{1K}.$$

Суммарные активные и реактивные сопротивления цепи однофазного КЗ в конечной точке шинпровода:

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_T^{(1)} + R_{Ш}^{(1)} + R_A^{(1)} + R_K^{(1)} + R_{ШМА}^{(1)}; \quad X_{\Sigma}^{(1)} = X_T^{(1)} + X_{Ш}^{(1)} + X_A^{(1)} + X_{ШМА}^{(1)}.$$

3. Рассчитать значение периодической слагающей однофазного тока КЗ. В сетях с глухозаземленной нейтралью (в частности, в сетях 380/220 В) ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{НОМ}}{Z_{\Sigma}^{(1)}} . \quad (6.8)$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(1)})^2 + (X_{\Sigma}^{(1)})^2} . \quad (6.9)$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\Sigma 1}^{(1)} + R_{\Sigma 2}^{(1)} + R_{\Sigma 0}^{(1)} ; \quad X_{\Sigma}^{(1)} = X_{\Sigma 1}^{(1)} + X_{\Sigma 2}^{(1)} + X_{\Sigma 0}^{(1)} , \quad (6.10)$$

где $R_{\Sigma 1}^{(1)}, R_{\Sigma 2}^{(1)}, R_{\Sigma 0}^{(1)}, X_{\Sigma 1}^{(1)}, X_{\Sigma 2}^{(1)}, X_{\Sigma 0}^{(1)}$ - соответственно активные и реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей петли фаз-нуль.

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ ПО ХАРАКТЕРУ МИКРОКЛИМАТА

Цеховые сети промышленных предприятий выполняют на напряжение до 1 кВ (наиболее распространенным является напряжение 380 В). На выбор схемы и конструктивное исполнение цеховой сети оказывают влияние такие факторы, как степень ответственности приемников электроэнергии, режимы их работы и размещение по территории цеха, номинальные токи и напряжения. Существенное значение имеет микроклимат производственных помещений.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок производственные помещения в зависимости от характера окружающей среды делят на следующие классы: помещения с нормальной средой, жаркой, влажной, сырой, особо сырой, пыльной, химически активной, с пожароопасными и взрывоопасными зонами. Помещения со взрыво- и пожароопасными зонами имеют особую классификацию, обусловленную различными условиями образования взрыво- и пожароопасных веществ и смесей.

При проектировании системы электроснабжения необходимо правильно установить характер среды, которая оказывает решающее влияние на степень защиты применяемого оборудования.

Возможные степени защиты электрооборудования установлены ГОСТ 14254—80 (СТ СЭВ 778—77), который предусматривает шесть степеней защиты от прикосновения к токоведущим частям, а также попадания твердых предметов и восемь степеней защиты от попадания воды.

В соответствии со стандартом степень защиты электрооборудования обозначается буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра означает степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых тел, вторая — степень защиты от попадания воды (табл. 7.1).

В помещениях с нормальной средой электрооборудование должно быть защищено от механических повреждений, а также от случайных прикосновений к голым токоведущим частям. В помещениях с химически активной средой должна предусматриваться защита электрооборудования от разрушения, что осуществляется применением специальных покрытий и материалов. Степень защиты в пожароопасных и взрывоопасных помещениях в зависимости от их классификации должна быть не ниже IP44. В сырых и особо сырых помещениях степень защиты от попадания воды принимается равной 2, 4, 7 и 8. Последние два исполнения создают герметичность оболочек.

Таблица 7.1 - Степени защиты электрооборудования

Цифровое обозначение защиты	Степень защиты от прикосновения твердых тел	Степень защиты от попадания воды
0	Отсутствие всякой защиты	Отсутствие всякой защиты
1	Защита от твердых тел размером более 50 мм	Защита от капель воды
2	Защита от твердых тел размером более 12 мм	Защита от капель воды при
3	Защита от твердых тел размером более 2,5 мм	наклоне до 15°
4	Защита от твердых тел размером более 1 мм	Защита от брызг
5	Защита от пыли	Защита от водяных струй
6	Пыленепроницаемость	Защита от волн воды
7	-	Защита от попадания воды
8		погружении в воду
		Защита при длительном погружении в воду

7.2 ВЫБОР СХЕМЫ ЦЕХОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.2.1 СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Электрические сети напряжением до 1 кВ переменного тока могут выполняться с глухозаземленной или изолированной нейтралью. До 1995 г. в России электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью выполнялись четырехпроводными: три фазы и нулевой проводники, нейтраль трансформатора или другого источника питания присоединялась к земле (заземляющему устройству) через малое сопротивление. Нулевой проводник соединялся с нейтралью трансформатора и выполнял функции нулевого рабочего и нулевого защитного проводников. По принятым в настоящее время стандартам такая система заземления относится к системе **TN-C** с **PEN** проводником. Система **TN-C** получила очень широкое распространение в промышленных, городских и сельских сетях благодаря своему основному преимуществу — наличию двух стандартных напряжений: фазному и линейному. Данная система заземления достаточно проста, экономична, но не обеспечивает должный уровень электробезопасности [12].

С середины 90-х годов в качестве государственных стандартов были приняты международные стандарты [МЭК 364 (ГОСТ Р 50571—94)], требования которых были включены в ПУЭ. Новые требования к выполнению систем заземления привели к существенным изменениям при проектировании электроснабжения жилых, общественных, административных и бытовых зданий. Так, было запрещено использовать систему заземления **TN-C**. Вместо нее были предложены новые системы: **TN-C-S** и **TN-S**, в которых нулевой рабочий и нулевой защитный проводники во всей сети или в ее части работают раздельно.

Типы систем заземления. ГОСТ Р 50571.2-94 (МЭК 364-3-93) преду-

считывает три типа систем заземления электрических сетей: **TN**, **TT**, **IT**. Система **TN** в зависимости от устройства нулевого рабочего и нулевого защитного проводников разделяется на три вида: **TN-C**, **TN-C-S** и **TN-S**.

В обозначении системы заземления первая буква (**I** или **T**) определяет тип заземления нейтрали трансформатора. Буква «**I**» означает, что нейтраль трансформатора изолирована от земли или связана с землей через сопротивление или разрядник. Буква «**T**» указывает на прямую связь по меньшей мере одной точки сети (нейтрали трансформатора) с землей. Вторая буква характеризует связь с землей открытых проводящих частей* электроустановки. Буква «**T**» означает прямое соединение открытых проводящих частей электроустановки с землей без связи их с нейтралью трансформатора. Буква «**N**» указывает на прямое соединение открытых проводящих частей электроустановки с заземленной нейтралью посредством **PEN** или **PE** проводников.


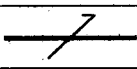

Последующие буквы характеризуют устройство нулевого защитного и нулевого рабочего проводников. Буква «**C**» означает, что функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников объединены в одном проводнике (**PEN** проводнике), буква «**S**» — функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников обеспечиваются отдельными проводниками.

В системах заземления используются следующие нулевые проводники:

- **N** проводник — нулевой рабочий проводник, который служит для питания однофазных электроприемников и для подключения к нему нулевых точек трехфазных электроприемников;
- **PE**-проводник — нулевой защитный проводник, соединяющий зануляемые части (корпуса) электроприемников с заземленной нейтралью трансформатора или генератора в сетях переменного трехфазного тока или с заземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока;
- **PEN** проводник выполняет функции **PE** проводника и **N** проводника. **PEN** проводник присоединяется к заземленной нейтрали вторичной обмотки трансформатора или генератора, может иметь повторное заземление в других точках сети.

В табл. 7.1 приведены условные графические обозначения нулевых рабочих и защитных проводников в соответствии с МЭК 617-11.

Таблица 7.1 - Условные графические обозначения нулевых рабочих и защитных проводников

Обозначение	Проводник
	Нулевой рабочий проводник (N)
	Нулевой защитный проводник (PE)
	Совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводник (PEN)

*К открытым проводящим частям электроустановки относятся нетоковедущие части, доступные прикосновению, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции токоведущих частей.

Система TN — система, в которой нейтраль трансформатора или другого

источника питания глухо заземлена (соединена с землей в одной или нескольких точках), а все доступные прикосновению открытые проводящие части электроустановки соединяются с заземленной точкой с помощью **PEN** или **PE** и **N** проводников. Проводимость **PEN** проводника, идущего от нейтрали трансформатора или генератора, должна быть не менее 50 % проводимости фаз.

В качестве **N** проводника следует использовать дополнительную жилу провода или кабеля (четвертая жила в сетях переменного трехфазного тока).

В качестве защитных проводников (**PEN** и **PE** проводников) должны быть в первую очередь использованы специально предусмотренные для этой цели проводники, в том числе жилы кабелей, изолированные провода в общей оболочке с фазными проводами, стационарно проложенные неизолированные или изолированные проводники. В качестве **PEN** или **PE** проводников между нейтралью и щитом распределительного устройства следует использовать: при выводе фаз шинами — шину на изоляторах; при выводе фаз кабелем (проводом) — жилу кабеля (провода).

Допускается использовать в качестве **PEN** и **PE** проводников следующие проводники, конструкции и элементы, если они обеспечивают непрерывность цепи заземления и удовлетворяют нормативным требованиям:

- алюминиевые оболочки кабелей;
- металлические конструкции и опорные конструкции шинопроводов;
- стальные трубы электропроводок;
- металлические конструкции зданий или сооружений (фермы, колонны);
- арматуру железобетонных конструкций и фундаментов зданий;
- металлические стационарные открыто проложенные трубопроводы всех назначений, кроме трубопроводов горючих и взрывоопасных веществ и смесей, канализации и центрального отопления.

Система TN-C — система **TN**, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 7.1). В настоящее время система **TN-C** остается основной в питающих и распределительных сетях низкого напряжения промышленных предприятий.

В четырехпроводных сетях переменного трехфазного тока или трехпроводных сетях постоянного тока заземление нейтрали или средней точки источников тока является обязательным. Открытые проводящие части электроустановки должны быть электрически соединены с заземленной нейтралью трансформатора или генератора в сетях переменного тока, с заземленной средней точкой источника питания — в сетях постоянного тока, т. е. должно быть выполнено зануление. Зануление предусмотрено для создания цепи короткого замыкания с малым сопротивлением при пробое одной из фаз на корпус электроустановки и для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

В системе **TN-C** предусматриваются устройства защиты от сверхтоков (коротких замыканий, перегрузок). Устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток (устройства защитного отключения **УЗО**), как правило, не предусматриваются из-за неэффективности их применения.

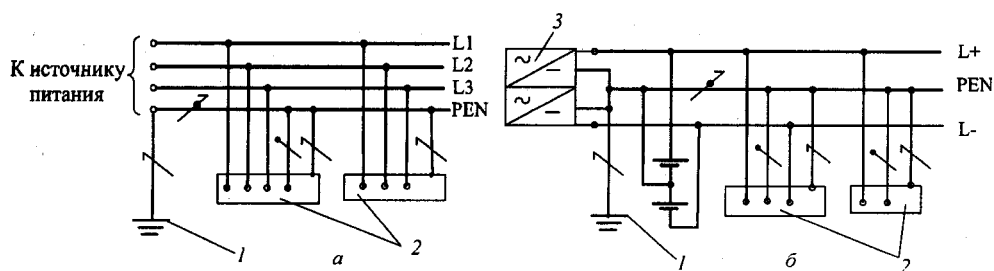


Рисунок 7.1 - Системы TN-C переменного (а) и постоянного (б) тока (нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике): 1 — заземлитель нейтрали (средней точки) источника питания; 2 — открытые проводящие части; 3 — источник питания постоянного тока

Система **TN-C-S** является комбинацией систем **TN-C** и **TN-S**, в которой **PEN** проводник используется только в сети общего пользования. В какой-то точке сети **PEN** проводник разделяется на два проводника: **PE** и **N** проводники (рис. 7.2). После точки разделения **PE** и **N** проводники объединять запрещается, **N** проводник изолируется от корпуса, предусматриваются отдельные зажимы или шины для **PE** и **N** проводников. Разделение **PEN** проводника в системе **TN-C-S** обычно осуществляется на вводе в электроустановку (в здание). В точке разделения **PEN** проводник заземляется на повторный контур заземления.

Стандарты предъявляют следующие требования к **PEN** проводнику в системе **TN-C-S**:

- площадь сечения медного проводника должно быть не менее 10 мм²;

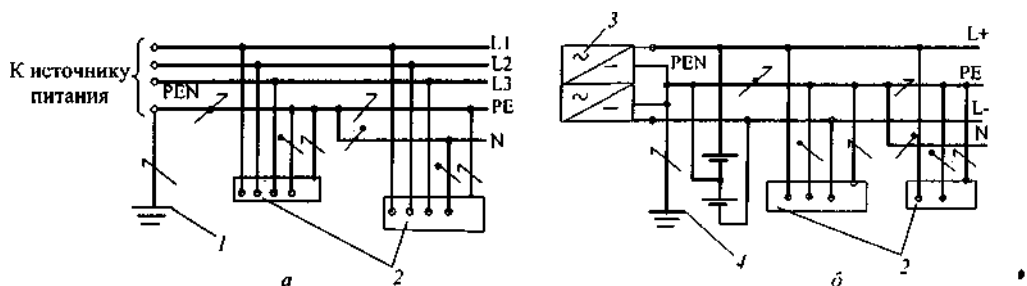


Рисунок 7.2 - Системы TN-C-S переменного (а) и постоянного (б) тока: 1 — заземлитель нейтрали источника переменного тока; 2 — открытые проводящие части; 3 — источник питания; 4 — заземлитель средней точки источника переменного тока

- площадь сечения алюминиевого проводника должно быть не менее 16 мм²;
- часть электроустановки с **PEN** проводником не должна быть оснащена устройствами **УЗО**, реагирующими на дифференциальный ток.

Устройства защитного отключения в системе могут быть установлены только после разделения **PEN** проводника со стороны электроприемников. Система **TN-C-S** является наиболее перспективной для практического применения, так как она позволяет обеспечить более высокий уровень электробезопасности по сравнению с системой **TN-C** и не требует проводить реконструкцию существующей электрической сети.

Система **TN-S** имеет **N** и **PE** проводники, которые работают отдельно по всей системе. В системе **TN-S** устройство защитного отключения может

устанавливаться в любой точке сети. В трехфазных сетях переменного тока для реализации системы **TN-S** требуется применять пятипроводные линии во всей сети от источника питания до электроприемника. Это делает систему **TN-S** более дорогой и сложной (рис. 7.3).

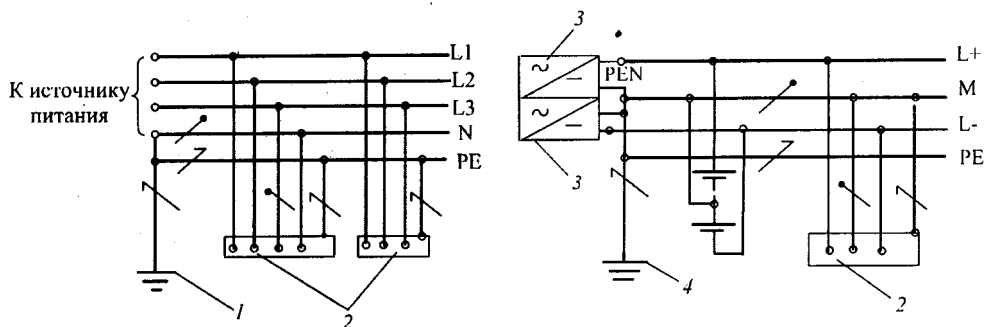


Рисунок 7.3 - Системы TN-S переменного (а) и постоянного (б) тока: 1 — заземлитель нейтрали источника переменного тока; 2 — открытые проводящие части; 3 — источники питания, 4 — заземлитель средней точки источника постоянного тока

Система IT — система с изолированной нейтралью (в установках постоянного тока с изолированной средней точкой), в которой нейтраль трансформатора или генератора изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление. Открытые проводящие части электроустановки заземлены (присоединены к заземлителю, электрически независимому от заземлителя нейтрали трансформатора или генератора). Систему следует применять при недопустимости перерыва электроснабжения электроприёмников. Так как наиболее частые аварии в сетях с глухозаземленной нейтралью — однофазные короткие замыкания, то применение сетей с изолированной нейтралью позволяет не нарушать работу электроприемников в случае пробоя или нарушения изоляции в одной фазе. Сети с изолированными нейтралью применяются в шахтах, для передвижных установок, торфяных разработок, в отдельных цехах предприятий цветной металлургии и т. д.

Для сетей с изолированной нейтралью заземление корпусов электроприемников является обязательным. Кроме того, должен предусматриваться непрерывный контроль изоляции сети и обеспечена возможность быстрого отыскания замыканий на землю. В сетях системы **IT** предусматриваются защиты от сверхтоков, защита от замыканий на землю, могут применяться устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток. Защита от замыканий на землю должна действовать на отключение в тех случаях, когда это необходимо для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

* **Система TT** — система, в которой нейтраль трансформатора или генератора глухо заземлена, а открытые проводящие части заземлены с помощью заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника питания. Данная система заземления имеет ограниченную область применения. ГОСТ Р 50669—94 рекомендует использовать систему **TT** при проектировании и монтаже электроустановок зданий из металла (киосков, павильонов).

7.2.2 СХЕМЫ СИЛОВЫХ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Электрические сети напряжением до 1 кВ на промышленных предприятиях делятся на сети для электроснабжения электросиловых и осветительных установок. Поэтому электрические сети называют силовыми и осветительными. Питание силовых и осветительных электроприемников при напряжении 380/220 В рекомендуется производить от общих трансформаторов при условии соблюдения требований ГОСТ 13109-97.

При напряжении 660 В возникает необходимость установки дополнительных трансформаторов 660/220 В и выполнения электрических сетей на напряжение 220 В для питания люминесцентных ламп, ламп накаливания, тиристорных преобразователей, установок контрольно-измерительных приборов и автоматики, средств автоматизации электродвигателей мощностью до 0,4 кВт и др.

Схемы силовых сетей. В соответствии с [1] и [5] силовые сети принято делить на питающие и распределительные.

Питающая сеть — сеть от РУ 0,4—0,69 кВ ТП до низковольтных устройств распределения электроэнергии: распределительных щитов, распределительных пунктов, щитов станций управления и т. д.

Распределительная сеть — сеть от низковольтных устройств распределения электроэнергии до электроприемников. Питающие и распределительные сети выполняются по радиальным, магистральным и смешанным схемам.

Радиальные схемы распределения электроэнергии (рис. 7.4) рекомендуется применять в случае:

- взрывоопасных, пожароопасных и пыльных производств;
- питания индивидуальных электроприемников: электродвигателей, электропечей, электросварочных установок и т. п.;
- для питания низковольтных устройств распределения электроэнергии, если они расположены в разных направлениях от источника питания.

Электропроводки при радиальных схемах обычно выполняют кабелем или проводами. Недостатком радиальных схем является недостаточная гибкость, при всяких перемещениях технологического оборудования требуется переделка электрических сетей. Кроме того, РУ 0,4—0,69 кВ ТП получаются громоздкими, дорогими, с большим числом коммутационных аппаратов. ;

Магистральные схемы находят применение при нагрузках, распределенных по площади цеха. Выполняются они чаще всего шинпроводами. Данные схемы надежны, универсальны, позволяют производить перестановку производственно-технологического оборудования в цехах без существенного изменения электрических сетей.

По назначению шинпровода могут быть:

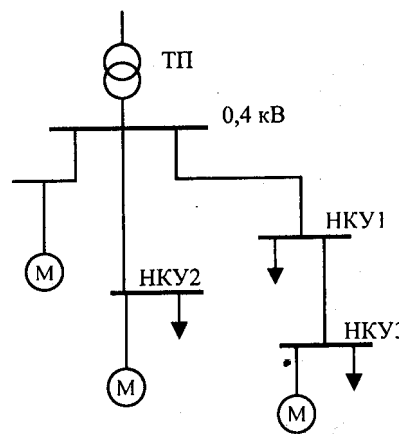


Рисунок 7.4 - Радиальная схема распределения электроэнергии

- *магистральными* — для присоединения распределительных шинопроводов, низковольтных комплектных устройств распределения и отдельных мощных электроприемников;
- *распределительными* — для присоединения электроприемников-;
- *троллейными* — для питания передвижных электроприемников;
- *осветительными* — для питания светильников и электроприемников небольшой мощности.

В силовых сетях широкое применение нашли комплектные магистральные и распределительные шинопроводы серий ШМА и ШРА. Номинальная сила тока магистральных шинопроводов: 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300 А. Номинальная сила тока ответвлений от магистральных шинопроводов: 160*250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000 А. Номинальная сила тока распределительных шинопроводов: 100, 160, 250, 400, 630 А. Номинальная сила тока ответвлений: 25, 63, 100, 160, 250 и 400 А. Номенклатура ответвительных коробок предусматривает коробки с предохранителями, разъединителями, автоматическими выключателями.

Широкое применение получила схема блока «**трансформатор—магистраль**», выполненная с помощью комплектных магистральных или распределительных шинопроводов. Пример выполнения схемы блока «трансформатор—магистраль» приведен на рис. 7.5. В данной схеме распределительное устройство низкого напряжения подстанции либо отсутствует, либо выполняется с небольшим числом отходящих от него линий для питания освещения и некоторых электроприемников. К магистральному шинопроводу подключаются распределительные шинопроводы, НКУ и отдельные электроприемники большой мощности. К распределительным шинопроводам через ответвительные коробки подключаются НКУ и отдельные электроприемники.

Небольшое распределительное устройство низкого напряжения требуется при выполнении магистральной схемы с помощью нескольких распределительных шинопроводов (рис. 7.6).

Примеры выполнения схем питающих и распределительных сетей приведены в табл. 7.2—7.4.

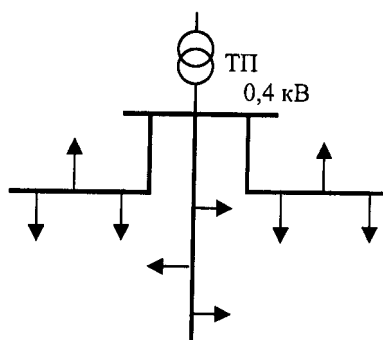


Рисунок 7.5 - Схема блока «трансформатор—магистраль»

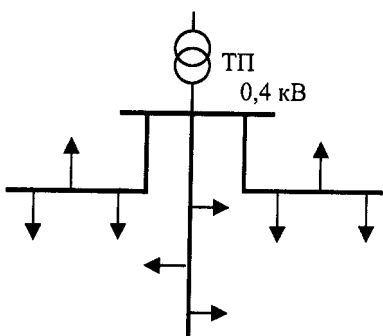


Рисунок 7.6 - Магистральная схема, выполненная распределительными шинопроводами

При разработке принципиальных схем руководствуются следующим:

- принципиальную схему выполняют в однолинейном изображении, при этом **PEN** проводник (**N** и **PE** проводники) отдельной линией (отдельными линиями) не изображают;
- в трехфазных трех-, четырех- и пятипроводных сетях изображение и обозначение фаз указывают только для одно- и двухфазных линий;
- условные графические обозначения электроприемников, пусковых и защитных аппаратов на принципиальной схеме, как правило; не изображают, а указывают над линией их буквенно-цифровое обозначение, типы и технические данные;
- электроприемники, подключаемые непосредственно к питающей магистрали, показывают на принципиальных схемах питающей сети;
- в графе «Магистраль» (см. табл. 7.2) указывают буквенно-цифровые обозначения магистрали, тип шинопровода и его номинальный ток (материал и сечение шин — для магистралей нетипового изготовления), напряжение;
- в графе «Распределительное устройство» (см. табл. 7.3, 7.4) указывают буквенно-цифровое обозначение распределительного пункта или распределительного шинопровода, его координаты по плану расположения электрооборудования (при необходимости), тип (для НКУ — обозначение чертежа общего вида, напряжение, установленную

мощность $P_{уст}$ и расчетный ток — $I_{расч.}$ — для пунктов, соединенных в цепочку).

Таблица 7.2 – Принципиальная схема питающей сети напряжением 0,4 кВ, выполненная в соответствии с ГОСТ 21.613 - 88

Магистраль	Участок сети 1	Аппарат отходящих линий (ввода): тип; $I_{ном}, A$ расцепитель или плавкая вставка, A	Участок сети 2	Аппарат ввода в распределительное устройство или пусковой аппарат: обозначение, тип; $I_{ном}, A$ расцепитель или плавкая вставка; установка тепловое реле	Участок сети 3	Кабель, провод						Труба		Распределительное устройство или электроприемник			
						Участок сети	Обозначение	Марка	Количество, число жил, сечение	Длина, м	Обозначение	Длина, м	Обозначение	Обозначение	$R_{уст}$ или $R_{ном}, кВт$	$I_{расч}$ или $I_{ном}, A$	Наименование, тип, обозначение чертежа, принципиальной схемы
МГ1 ШМА4 1600 A 380/220 В		-		-		1	м209	АВВ	4(1х1500)	100	-	-	-	-	830	911	Ввод от КТП
						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-		-		1	м270	АПВ	3(1х120)+1х70	15	П270	4	ШР7	40	75	75	Распр. пункт ПР 24Г-7206 34 xxxxx-ЭМ2
						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	387Ш комплектно с механизмом	-		2	387	АПВ	3(1х120)+1х70	30	387-П1 80	8	387	75	150	1050	Газодувка 741
						3	*	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ОГ1 А3726Ф 250; 160	ЯР1 ЯВ3-31-1, 100	-		1	м271	АПВ	3(1х50)+1х25	6	2	-	-	-	64	91	Распредел. шинопровод ШРА
						2	м272	АПВ	3(1х50)+1х25	90	30	-	-	-	-	-	-
						3	м273	АПВ	3(1х50)+1х25	10	3	-	-	-	-	-	-
		на МГ1 А3736Ф 630; 250	152Ш комплектно с механизмом	-		-	-	-	-	-	-	-	-	152	144	230	Станки
						2	152А	АВВГ	2(3х70)+1х25	100	-	-	-	-	-	-	-
						3	152Б	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Для сетей, где целесообразно выполнение принципиальных схем с учетом расположения электротехнологического оборудования в здании, сооружении; для совмещенных сетей силового электрооборудования и электрического освещения; для разветвленных сетей с несколькими напряжениями, частотами и т. д. допускается выполнение схем в произвольной форме.

Таблица 7.3 – Принципиальная схема распределительной сети, выполненная в соответствии с ГОСТ 21.613 - 88

Распределительное устройство	Аппарат отходящих линий (автоматический выключатель): тип, I _{ном} , А расцепитель или плавкая вставка, А	Участок сети 1	Пусковой аппарат: обозначение, тип, I _{ном} , А расцепитель или плавкая вставка; установка теплового реле, А	Участок сети 2	Кабель, провод				Труба		Электроприемники					
					Участок сети	Обозначение	Марка	Количество, число жил, сечение	Длина, м	Обозначение	Длина, м	Обозначение на плане	R _{уст} или R _{ном} , кВт	I _{расч} или I _{ном} , А	Наименование, тип, обозначение чертежа, принципиальная схема	
МГ 2 Б7 ГУ ШРА4 400 А 380/220 В	-		-		1	м273	АПВ	3(1×50)+1×25	-	-	-		64	91	Ввод от МГ1 ШМА4	
	A3716Ф 160; 40		45 ЯУ1 ЯБ110		1	46м1	АПВ	3(1×4)	10	45- п120	3	45	10	-	Вентилятор приточный	
			46-КМ1; ПМЕ 122; 5		2	46-2	АПВ	3(1×2,5)	5	-	-	46	2,2	-	Вентилятор вытяжной	
			-		-	-	-	-	-	-	-	46- 531	-	-	Кнопка ПКЕ 212-2	
	A3716Ф 160; 20		49 Х ПЩ-П-2-0 1Р-01-10 10		2	45м3	АПВ	3(1×2,5)	5	-	-	49	-	10	Полотер	
	A3710Ф 160; 25		47-ЯУ1 Я5124 1 фидер 2-1,6		2	49м1	АПВ	3(1×2,5)	10	-	-	-	-	-	-	-
			2 фидер 5-4		1	47м1	АПВ	3(1×2,5)	12	47- П120	-	47	16	-	-	Насос
					2	47м2	АПВ	3(1×2,5)	9	-	-	-	48	11	-	Насос
					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					2	48м1	АПВ	3(1×2,5)	9	-	-	-	48	-	-	-

Схемы питания передвижных электроприемников. Для питания электродвигателей подъемно-транспортных-устройств (кранов, кран-балок, тельферов, передаточных тележек и др.) применяются троллейные линии, выполненные, как правило, троллейными шинопроводами.

Троллейные шинопроводы серии ШТМ выпускаются на номинальные токи 200 и 400 А и предназначены для питания трехфазных и однофазных электроприемников. Каждая секция шинопровода представляет собой стальной короб, имеющий внизу сплошную щель. Внутри короба в пазах изолятора троллея монтируются четыре медных троллея — три фазных и один нулевой.

Таблица 7.4 – Принципиальная схема распределительной сети, выполненная в соответствии с ГОСТ 21.613 - 88

Распределительное устройство	Аппарат отходящих линий (ввода): обозначение, тип; $I_{ном}$, А	Участок сети 1	Пусковой аппарат: обозначение, тип; $I_{ном}$, А расцепитель или плавкая вставка; уставка теплового реле, А	Участок сети 2	Кабель, провод				Труба		Электроприемники				
					Участок сети	Обозначение	Марка	Количество, число жил	Длина, м	Обозначение	Длина, м	Обозначение на плане	$P_{уст}$ или $P_{ном}$, кВт	$I_{расч}$ или $I_{ном}$, А	Наименование, тип, обозначение чертежа, принципиальной схемы
ШР2 ГВ ПР24-7206-54 380/220 В	A3736Ф 160; 400		-		1	м270	АПВ	3(1×120)+1×70	-	П270 80	-	-	40	75	Ввод от МГ1 ШМА4
	A3716Ф 160; 80		43-КМ1 ПАЕ432		1	43м1	АВВГ	1(3×25+1×16)	25	-	-	-	-	-	
			43-ЯШ1		2	43м2	АВВГ	1(3×25+1×16)	2	-	-	-	-	-	
			43-ЯШ1 100		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	АЕ2046 63; 16		44-КМ1 ПМЕ 122		2	43м3	КРПТ	1(3×16+1×10)	7	-	-	43	31 кВ·А	$\Delta U = 3\%$	Преобразователь свароч.
			51-ОФ1		1	44м1	АПВ	3(1×2,5)	15	-	-	-	-	-	Вентилятор вытяжной
			АП50Б-2МТ 63		2	44м2	АПВ	3(1×2,5)	5	-	-	-	-	-	
			15ЯУ Я5410 8-6		1	51м1	АВВГ	1(2×2,5)	10	-	-	-	-	-	Заслонка ПЕ-51
	A3716Ф 160; 40		15ЯУ Я5410 8-6		2	51м2	АВВГ	1(2×2,5)	5	-	-	-	-	-	
			15ЯК		1	15м1	АПВ	1(19×2,5)	8	-	-	-	-	-	
			6		2	15м2	АКВВГ	4(1×2,5)	11	-	-	-	-	-	
					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
					2	15м3	АПВ	3(1×2,5)	6	-	-	15	2,0	-	Двигатель задвижки
					-	-	-	-	-	-	-	15-	-	-	Кнопка управления задвижки
					2	15м4	АПВ	7(1×2,5)	14	-	-	581	-	-	Коробка конечных выключателей, задвижки
					-	-	-	-	-	-	-	15-	-	-	
					2	15м5	АПВ	10(1×2,5)	20	-	-	ВК	-	-	

Питание троллейных сетей может производиться от распределительных устройств 0,4 кВ трансформаторных подстанций, от магистральных, распределительных шинопроводов или от НКУ. В точке подключения питающей линии к троллейной линии устанавливается коммутационный аппарат.

На рис. 7.7 изображены схемы питания троллейных линий [5]. При несекционированной троллейной линии подвод питания лучше осуществлять к средней части троллея, что позволяет уменьшить потери напряжения (рис. 7.7, а).

При питании от троллейной линии в пролете одного крана ремонтные секции не сооружаются, при питании двух кранов по концам троллейной линии обязательно предусматриваются ремонтные секции, присоединенные к основной троллейной линии с помощью рубильников (рис. 7.7, б). При питании от троллейной линии в пролете трех и более кранов необходимо устройство нескольких ремонтных секций. Их располагают вдоль троллейной линии и по ее концам (рис. 7.7, в, г). Передача электроэнергии от неподвижной троллейной линии к электродвигателям, установленным на передвигающихся частях механизмов, осуществляется токосъемниками, укрепленными с помощью изоляторов на механизме. Для троллейных линий, имеющих подпитку и секционирование, принципиальные схемы допускается выполнять в произвольной форме.

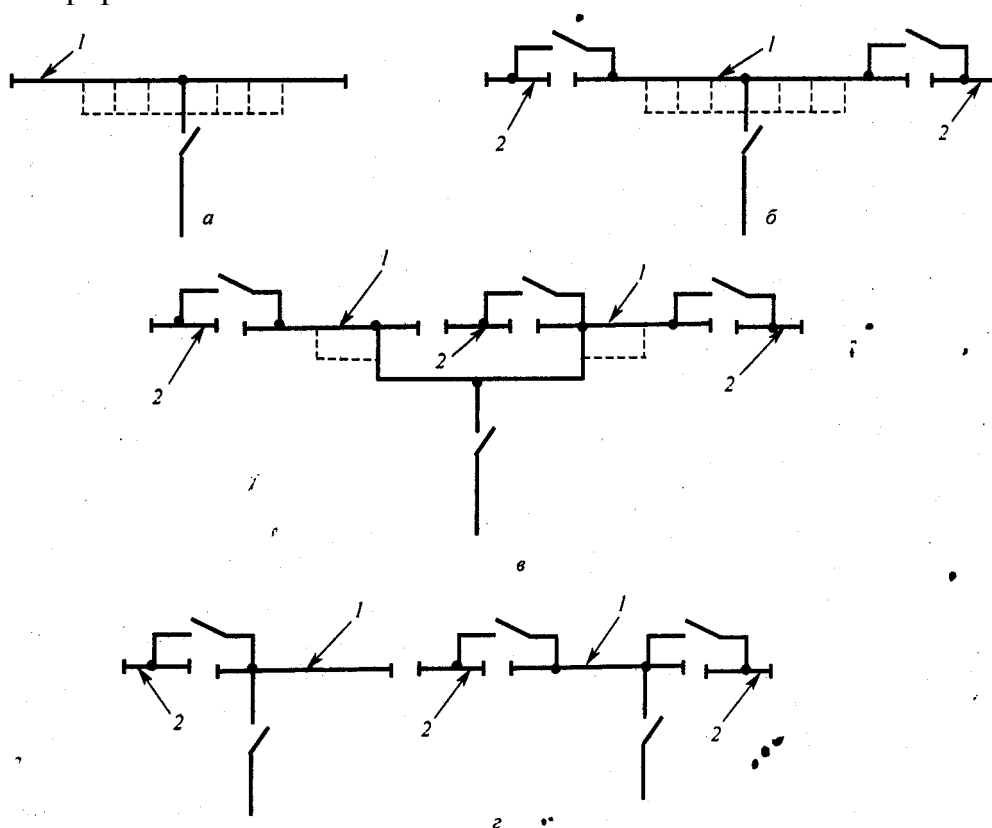


Рисунок 7.7 - Схемы троллейных линий: а — несекционированная; б — с двумя ремонтными секциями; в, г — с тремя ремонтными секциями; 1 — троллейная линия; 2 — ремонтные секции

Схемы сетей электрического освещения. Установки освещения делятся на внутренние и наружные. Установки внутреннего освещения предназначены для освещения производственных, административных, жилых и общественных зданий и помещений. Установки наружного освещения предназначены для освещения территорий предприятий и учреждений, городов, поселков и т. д.

Установки внутреннего освещения делятся на установки рабочего и аварийного освещения. Рабочее освещение служит для освещения помещений в целом и рабочих поверхностей. Аварийное освещение может быть освещением безопасности и эвакуационным освещением.

Освещение безопасности предназначено для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения. Светильники рабочего освещения и освещения безопасности должны получать питание от независимых источников питания. Эвакуационное освещение предназначено для обеспечения безопасной эвакуации людей по основным проходам, оснащенным световыми указателями «выход», и предусматривается в производственных помещениях, где может одновременно находиться более двадцати человек.

Электрические сети освещения делятся на питающие, распределительные и групповые сети.

Питающая осветительная сеть — сеть от РУ подстанции до вводного устройства (ВУ), вводно-распределительного устройства (ВРУ) или главного распределительного щита (ГРЩ).

Распределительная сеть — сеть от ВУ, ВРУ, ГРЩ до распределительных пунктов, щитков и пунктов питания наружного освещения.

Групповая сеть — сеть от распределительных пунктов, щитков до светильников, штепсельных розеток и других электроприемников.

Питающая и распределительная сети освещения. Питание установок внутреннего освещения рекомендуется выполнять от распределительных устройств подстанций, щитов, магистральных и распределительных шинопроводов самостоятельными линиями, выполненными проводами или кабелями.

Сети наружного освещения могут получать питание от распределительных устройств подстанций, распределительных пунктов и вводно-распределительных устройств и выполняются кабельными или воздушными линиями (с использованием самонесущих изолированных проводов). Линии наружного освещения могут прокладываться на существующих опорах, принадлежащих электросетевым организациям, по опорам контактной сети электрифицированного транспорта (с помощью кабельных линий или самонесущих изолированных проводов на инженерных сооружениях (мостах, транспортных эстакадах и т. д.).

Питающие и распределительные сети внутреннего и наружного освещения выполняются трехфазными четырех- или пятипроводными в зависимости от используемой системы заземления.

Рабочее освещение рекомендуется питать по линиям, не связанным с силовыми установками. Все виды освещения допускается питать от общих линий с электросиловыми установками или от силовых распределительных пунктов, за исключением сетей в производственных зданиях без естественного освещения. В местах присоединения линий питающей осветительной сети к линии питания электросиловых установок или к силовым распределительным пунктам должны устанавливаться аппараты защиты и управления. Если питающая и распределительная осветительная сети выполняются шинопроводами, групповые щитки могут не предусматриваться. Вместо них могут применяться аппараты защиты и управления для питания групп светильников. Применение для питания рабочего освещения, освещения безопасности и эвакуационного освещения общих групповых щитков не

допускается. Для освещения безопасности и эвакуационного освещения допускается использование общих щитков.

На рис. 7.8 приведена схема питающей и распределительной сетей внутреннего освещения. С первой секции шин 0,4 кВ двухтрансформаторной

подстанции получает питание щит освещения, с шин которого по магистральной или радиальной схемам запитываются групповые щитки рабочего освещения. Щиток аварийного освещения получает питание от второй секции шин 0,4 кВ ТП.

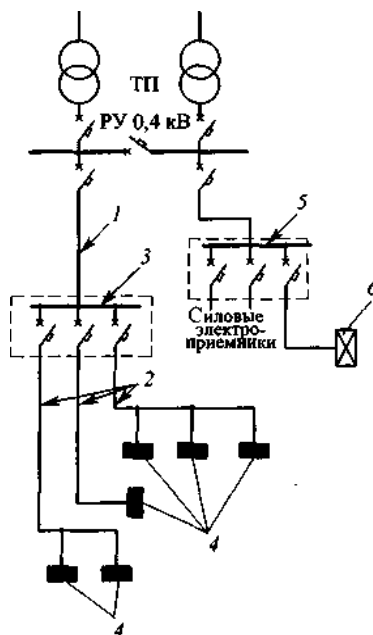


Рисунок 7.8 - Схема питающей и распределительной сети

Аварийное освещение должно включаться автоматически при аварийном отключении рабочего освещения.

На рис. 7.9 показана возможность подключения рабочего освещения к головному участку магистрального шинпровода. Питание аварийного освещения в этом случае рекомендуется выполнять от другой ТП или иного независимого источника питания.

Схема перекрестного питания освещения от двух ТП приведена на рис. 7.10. Рабочее и аварийное освещение получают питание самостоятельными линиями от разных трансформаторных подстанций. Аварийное освещение в производственных зданиях допускается подключать к распределительным пунктам, шинпроводам, за исключением производственных зданий без естественного освещения.

В соответствии с ГОСТ 21.608—84 и ГОСТ 21.607-84 принципиальные схемы питающих и распределительных сетей освещения выполняются в однолинейном исполнении, при этом может учитываться расположение электрического оборудования по частям и этажам здания.

Примеры выполнения питающей сети внутреннего и наружного освещения приведены на рис. 7.11 и 7.12.

Групповая сеть освещения предназначена для питания отдельных групп светильников, штепсельных розеток и стационарных электроприемников, выполняется в одно-, двух- или трехфазном исполнении. Распределение нагрузки по фазам групповой сети должно быть равномерным.

Число источников света на фазу не должно превышать значений, указанных

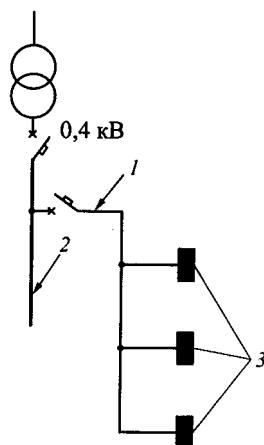


Рисунок 7.9 - Схема питания сети освещения от шинпровода: 1 — питающая сеть; 2 — провод; 3 — групповые щитки рабочего освещения

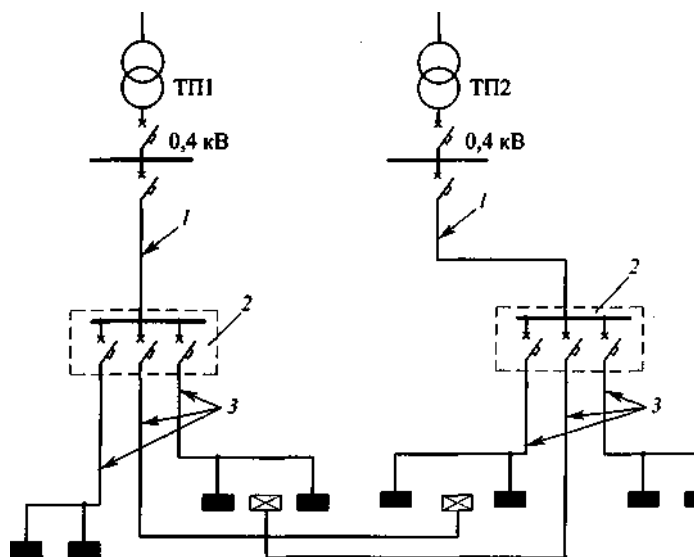


Рисунок 7.10 - Схема перекрестного питания освещения от двух трансформаторных подстанций: 1 — питающая сеть освещения; 2 — щит освещения; 3 — распределительная сеть освещения

в табл. 7.5. В начале каждой групповой линии должны быть установлены аппараты защиты во всех фазных проводниках. Установка аппаратов защиты в PEN, PE и N проводниках запрещается. В групповых линиях, питающих лампы мощностью 10 кВт и более, каждая лампа должна иметь самостоятельный аппарат защиты. Применение для аварийного и рабочего освещения общих групповых щитков не допускается.

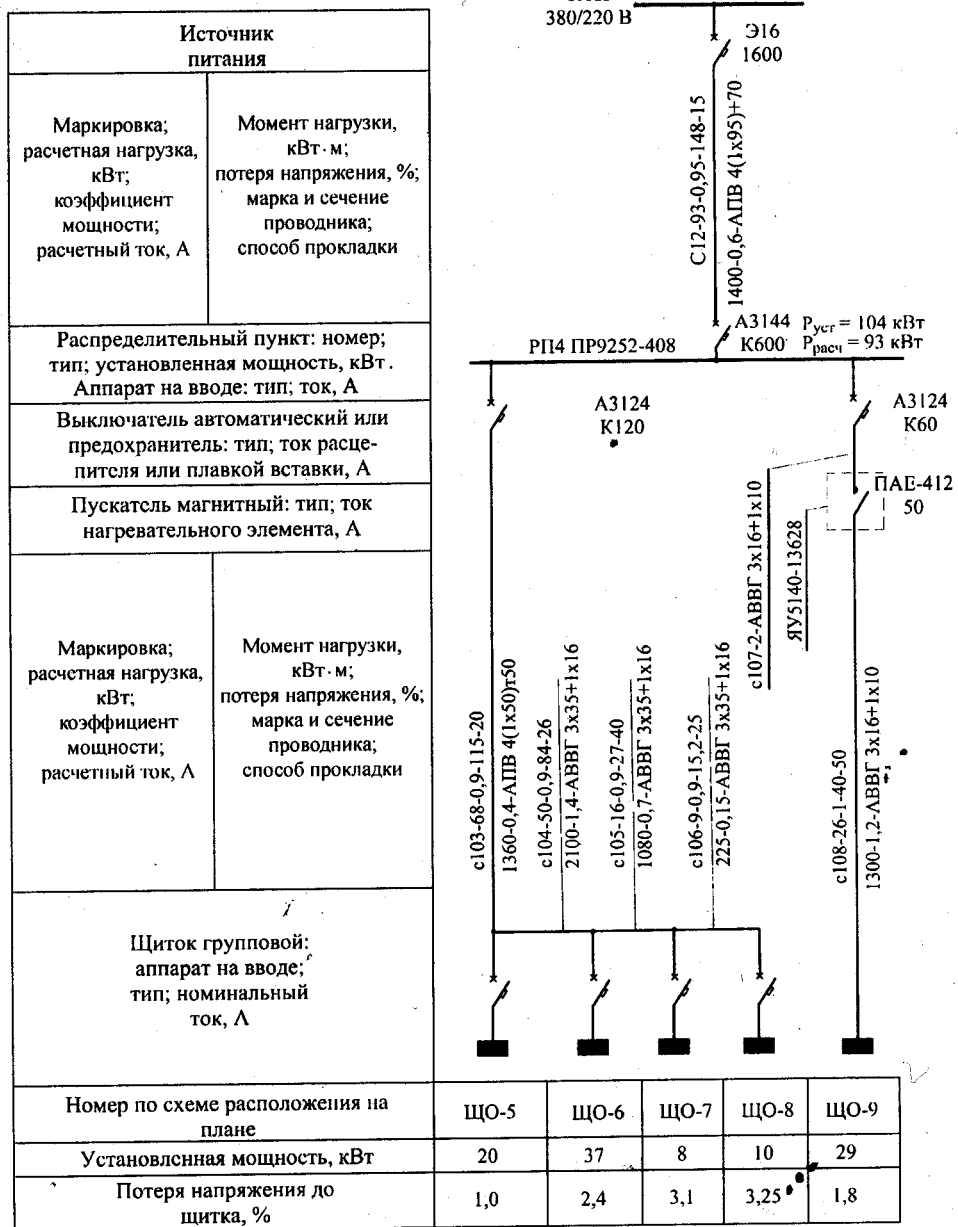


Рисунок 7.11 - Пример оформления принципиальной схемы питающей сети в соответствии с ГОСТ 21.608-84

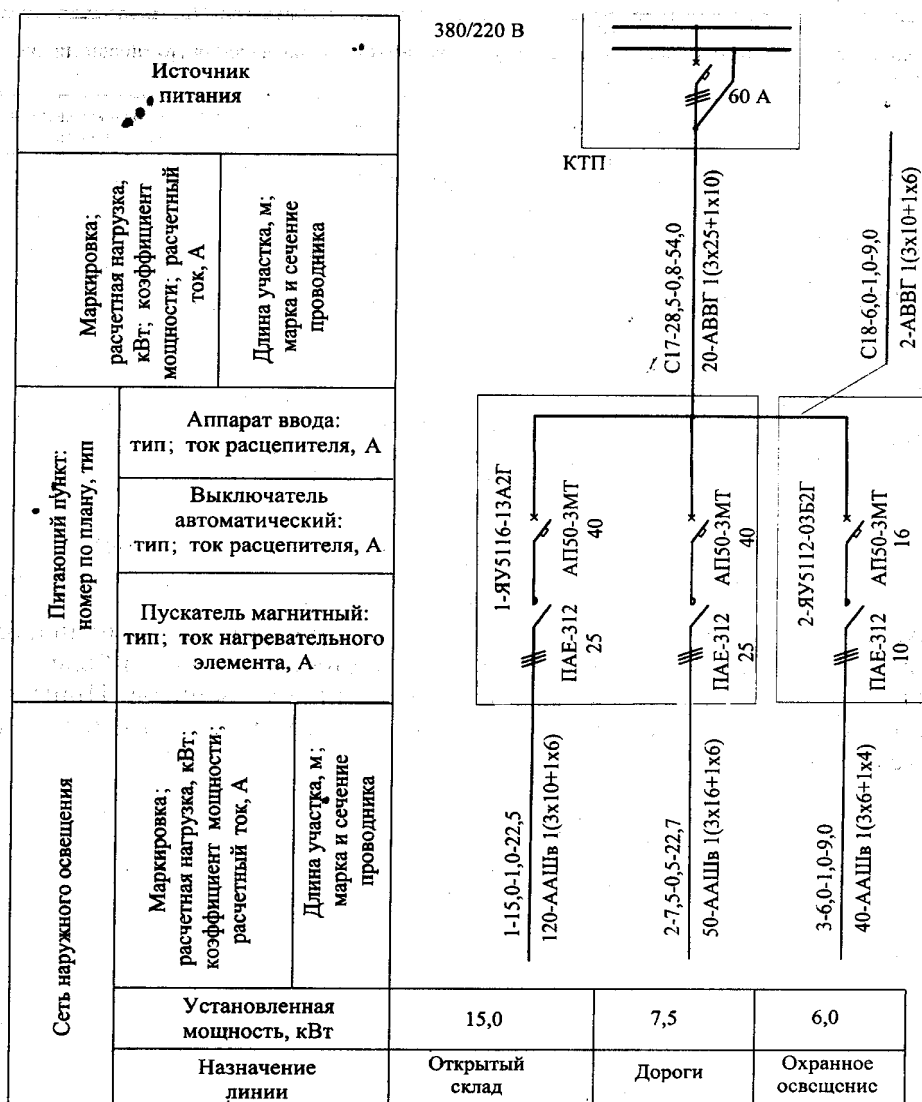


Рисунок 7.12 - Пример оформления принципиальной схемы питания освещения территории в соответствии с ГОСТ 21.607—82

Таблица 7.5 - Число источников света на фазу в зависимости от назначения групповой линии и источника света

Назначение групповой линии	Источники света	Число источников света на фазу, не более
Для питания источников света и тепсельных розеток	Лампы накаливания, лампы ЛРЛ ЛРИ ЛРИЗ ЛнаТ	20
Для производственных, общественных, жилых зданий, освещения лестниц, этажных коридоров, холлов, технических подполий и чердаков	Лампы накаливания мощностью до 60 Вт	60
Для питания световых карнизов, световых потолков	Лампы накаливания	60
Для питания световых карнизов, световых потолков, светильников с люминесцентными лампами	Люминесцентные лампы мощностью до 80 Вт	60
Тоже	Люминесцентные лампы мощностью до 40 Вт	75

7.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ДО 1 кВ

Для распределения электроэнергии в электрических сетях переменного тока до 1 кВ могут применяться напряжения 380 и 660 В.

Напряжение 380 В получило широкое распространение на промышленных предприятиях с большим числом электродвигателей малой и средней мощности (до 200 кВт). Для питания двигателей мощностью выше 200 кВт используется напряжение 6 кВ. Достоинством использования напряжения 380 В является возможность совместного питания силовой и осветительной нагрузки, к недостаткам можно отнести следующее:

- имеют место большие потери мощности, энергии, напряжения, особенно в протяженных электрических сетях;
- возникает необходимость использования распределительной сети напряжением 6 кВ при наличии на предприятии двигателей мощностью 200—630 кВт.

С 1962 г. напряжение 500 В было заменено на напряжение 660 В. Техничко-экономические расчеты [6, 7] показали целесообразность применения напряжения 660 В. Переход на напряжение 660 В дает следующие преимущества:

- повышается пропускная способность сети и уменьшаются потери энергии в ней;
- увеличивается радиус действия цеховых трансформаторных подстанций, что приводит к увеличению единичной мощности трансформаторов, уменьшению числа трансформаторов и, следовательно, сокращению числа линий и выключателей, питающих трансформаторную подстанцию;
- отпадает необходимость применения напряжения 6 кВ, что значительно упрощает схему электроснабжения;
- повышается предельная мощность двигателей за счет уменьшения тока статора двигателя, что дает экономию на стоимости двигателя и увеличение его КПД на 1,5—2 %.

Напряжение 660 В находит применение во многих отраслях промышленности: горно-добывающей, металлургической, химической, текстильной и др. При проектировании систем электроснабжения напряжение 660 В рекомендуется применять [5]:

- при значительной протяженности сетей низкого напряжения;
- когда основную часть электроприемников составляют низковольтные нерегулируемые электродвигатели мощностью свыше 10 кВт;
- если поставщики технологического оборудования (станков, автоматических линий, прессов, термического и сварочного оборудования, кранов и т. д. обеспечивают поставку комплектуемого электрооборудования и систем управления на напряжение 660 В.

При выборе напряжения 660 В возникает необходимость установки дополнительных трансформаторов 0,66/0,22 кВ и выполнения электрических

сетей на напряжение 220 В для питания люминесцентных ламп, ламп накаливания, тиристорных преобразователей, установок контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), средств автоматизации электродвигателей мощностью до 0,4 кВт и др. Необходимость устройства для одного объекта сетей напряжением 660 и 220 В снижает эффективность использования напряжения 660 В.

Выбор напряжения электрических сетей постоянного тока зависит от требований технологического процесса и величины тока. Для сетей, питающих электроприводы постоянного тока, используются напряжения 220 и 440 В. Для Электроприводов постоянного тока с индивидуальными преобразователями используются и более высокие напряжения — 750 и 850 В. Для электролиза применяются напряжения 450 и 850 В.

7.4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПЯЖЕНИЯ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Питание силовых и осветительных электроприемников при напряжении 380/220 В рекомендуется производить от общих трансформаторов при условии соблюдения требуемых норм по качеству электрической энергии.

Для питания осветительных приборов общего внутреннего и наружного освещения, как правило, должно применяться напряжение не выше 220 В переменного или постоянного тока. В помещениях без повышенной опасности напряжение 220 В может применяться для всех стационарно установленных осветительных приборов независимо от высоты их установки.

Напряжение 380 В для питания осветительных приборов общего внутреннего и наружного освещения может использоваться при соблюдении следующих условий:

- ввод в осветительный прибор и независимый, не встроенный в прибор, пускорегулирующий аппарат выполняется проводами или кабелем с изоляцией на напряжение не менее 660 В;
- ввод в осветительный прибор двух или трех проводов системы 660/380 В не допускается.

В устройствах освещения фасадов зданий, установленных ниже 2,5 м от поверхности земли или площадки обслуживания, может применяться напряжение до 380 В при степени защиты осветительных приборов не ниже IP54.

Для питания светильников местного стационарного освещения с лампами накаливания должны применяться напряжения: в помещениях без повышенной опасности — не выше 220 В, в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных — не выше 50 В. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных допускается для светильников напряжение до 220 В, в этом случае должно быть предусмотрено защитное отключение линии при токе утечки до 30 мА или разделяющий трансформатор.

Для питания светильников местного освещения с люминесцентными лампами может применяться напряжение не выше 220 В. При этом в помещениях сырых, особо сырых, жарких и с химически активной средой

применение люминесцентных ламп для местного освещения допускается только в арматуре специальной конструкции. Для питания переносных светильников в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных должно применяться напряжение не выше 50 В.

При особо неблагоприятных условиях: опасность поражения электрическим током обусловлена теснотой, неудобным положением работающего, возможностью соприкосновения с большими металлическими хорошо заземленными поверхностями (например, работа в котлах) и в наружных установках для питания ручных светильников, должно применяться напряжение не выше 12 В.

Переносные светильники, предназначенные для подвешивания, настольные, напольные и т. п. приравниваются к стационарным светильникам местного стационарного освещения. Для переносных светильников, устанавливаемых на переставных стойках на высоте 2,5 м и более, допускается применять напряжение 380 В.

7.5 РАЗМЕЩЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НА ПЛАНЕ ЦЕХА

Принципы размещения ТП описаны выше (§5.4), на данном этапе проектирования необходимо также учитывать расположение технологического оборудования на плане цеха и возможность установки подстанции вблизи питаемых от нее электроприемников (в центре нагрузки).

РП выше 1 кВ следует размещать в цехе на границе питаемых ими участков таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии. В ряде случаев возможно совмещение РП и ТП.

7.6 ПОДБОР СОВОКУПНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, ПИТАЕМЫХ ОТ ТП

Совокупность ЭП, питаемых от j-го ТП, определяется мощностью трансформатора $S_{ном.тj}$ и его желаемым коэффициентом загрузки $K_{зj}$, мощностью батарей конденсаторов, а также размещением ТП, трассой и схемой распределительных линий.

Совокупности ЭП подбираются таким образом, чтобы их средняя мощность была равна желаемой активной $P_{тjж}$ и реактивной $Q_{тjж}$ нагрузкам трансформатора в нормальном режиме с точностью $\pm 10\%$. $Q_{тjж}$ примерно равна Q_T , полученной ранее.

$$P_{тjж} = \sqrt{(k_{зj} S_{ном.тj})^2 - (Q_T)^2} . \quad (7.1)$$

Здесь же необходимо решить вопрос о питании осветительной нагрузки. Если осветительная нагрузка цеха значительная, то целесообразно питать ее от отдельного трансформатора соответствующей мощности. Это обязательно при невозможности совместного питания с силовой нагрузкой резкопеременного

характера, создающей значительные колебания напряжения.

Если принят вариант с совместным питанием осветительной и силовой нагрузок, и в цехе имеется два (или больше) трансформатора, то необходимо осветительную нагрузку $P_{O.Hj}$ питать от двух трансформаторов, присоединенных к разным линиям. Тогда при подборе совокупностей, состоящей из силовых приемников, питаемых от j -го ТП, при числе ЭП больше 10, должны быть соблюдены условия:

$$P_{Tj} \cong (P_{Cj}/0,75) + P_{O.Hj} \text{ при } K_{Ij} \leq 0,5;$$
$$Z_{Eo} \cong (Z_{CO.0685}) + Z_{ЩЮPo} \text{ при } K_{Io} > 0,5. \quad (7.2)$$

Подбор совокупностей ведется итерационно с учетом взаимного расположения электроприемников, трансформаторов и конфигурации цеховых сетей. При получении $P_{Tjж} = P_{Tj}$ (с точностью $\pm 10\%$) расчет заканчивается. После подбора совокупности по активной мощности необходимо определить ее реактивную нагрузку Q_{PACj} описанной выше методике и мощность батарей конденсаторов

$$Q_{BHj} = Q_{PACj} - Q_{Tj}. \quad (7.2)$$

По полученному значению Q_{BHj} следует определить стандартное значение мощности конденсаторной установки $Q_{K.Уj}$.

Подобранная совокупность определяет конфигурацию сети в нормальном режиме.

7.7 КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ЦЕХОВОЙ СЕТИ

Распределительные устройства и подстанции [1] в цеховой сети рекомендуется выбирать комплектными (КТП и КРУ).

Для цеховых сетей до 1 кВ рекомендуется применять комплектные шинопроводы: магистральные (ШМА), распределительные (ЩРА), осветительные (ШОС).

Ответвления от шинопроводов к отдельным ЭП или распределительным пунктам и щитам до 1 кВ выполняются кабелями или проводами.

Присоединение распределительного пункта к трансформатору может быть выполнено двумя способами: кабелями или шинами. Для распределительных цеховых сетей выше 1 кВ рекомендуется применять кабели с прокладкой по стенам здания или на тросах (то есть воздушная прокладка).

7.8 В ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ И ВЫШЕ

7.8.1 Общие положения

В проекте необходимо выбрать следующее оборудование:

1. Кабели электрических сетей выше 1 кВ.
2. Автоматические выключатели на низшем напряжении цехового трансформатора.
3. Шинопроводы до 1 кВ, питающие силовую нагрузку цеха.
4. Предохранители до 1 кВ на ответвлении к электроприемникам, питающимся от шинопровода.
5. Кабели до 1 кВ на ответвлениях к электроприемникам.

7.8.2 Выбор сечений жил кабелей напряжением выше 1 кВ

для выбора сечения кабельных линий служит минимум приведенных затрат /1 - 5/. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения производится не по сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных линий используется экономическая плотность тока /1 - 5/. В ПУЭ установлены величины экономических плотностей тока $j_{ЭК}$, зависящие от материала, конструкции провода, продолжительности использования максимума нагрузки T_M и региона, характеризующегося стоимостью топлива.

Экономически целесообразное сечение определяют предварительно по расчетному току линии $I_{РАСЧ.НОРМ}$ нормального режима и экономической плотности тока $j_{ЭК}$:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ.НОРМ}}{j_{ЭК}} . \quad (7.3.)$$

Найденное расчетное значение сечения по (7.3) округляется до ближайшего стандартного.

Для обеспечения нормальных условий работы кабельных линий и правильной работы защищающих аппаратов выбранное сечение должно быть проверено по допустимой длительной нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, а также по термической стойкости при токах КЗ.

Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах производится по условию

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП.ФАКТ} , \quad (7.4),$$

где $I_{РАСЧ}$ - расчетный ток для проверки кабелей по нагреву;
 $I_{ДОП. ФАКТ}$ - фактическая допустимая токовая нагрузка.

Расчетный ток линии $I_{РАСЧ}$ определяется как

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{КАБ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (7.5),$$

где $S_{КАБ}$ - мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном или послеаварийном режиме работы; $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение сети.

Фактическая допустимая токовая нагрузка в нормальном и послеаварийном режимах работы вычисляется по выражению

$$I_{ДОП.ФАКТ} = I_{ДОП.ТАБЛ} k_t k_{П} k_{ПЕР}, \quad (7.6),$$

где $I_{ДОП.ТАБЛ}$ - допустимая длительная токовая нагрузка, определяемая по справочнику /1,2/; k_t - коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды /1,2/; нормативная температура для кабелей, проложенных в земле +15°C; $k_{П}$ - коэффициент, учитывающий количество проложенных кабелей в траншее; $k_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки, зависящий от длительности перегрузки и способа прокладки (в земле или в воздухе), а также от коэффициента предварительной нагрузки /1,2/.

Проверка сечений по термической стойкости проводится после расчетов токов КЗ. Тогда минимальное термически стойкое токам КЗ сечение кабеля

$$F_{КЗ} \cong (I_{\Sigma}^{(3)} \sqrt{t_{П}}) / C, \quad (7.7)$$

где $I_{\Sigma}^{(3)}$ - суммарный ток КЗ от энергосистемы и синхронных электродвигателей; $t_{П}$ - приведенное расчетное время КЗ; C - термический коэффициент (функция) для кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами: поливинил-хлоридная или резиновая изоляция $C = 78 \text{ А } \sqrt{\text{с}^2} / \text{мм}^2$; полиэтиленовая изоляция $C = 65 \text{ А } \sqrt{\text{с}^2} / \text{мм}^2$.

Линии систем электроснабжения длиной менее 1 км по потере напряжения не проверяются.

Из четырех полученных по расчетам сечений - по экономической плотности тока, нагреву в нормальном и послеаварийных режимах и стойкости токам КЗ - принимается наибольшее, как удовлетворяющее всем условиям.

7.8.3 Выбор автоматических выключателей

Автоматический выключатель на головном участке шинпровода выбирается по следующим условиям /5/.

1. Номинальное напряжение

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.УСТ}, \quad (7.8),$$

где $U_{НОМ.УСТ}$ - номинальное напряжение установки.

2. Номинальный ток расцепителя $I_{НОМ}$:

$$I_{НОМ} \geq I_{P.Ф} \geq I_{P.МАХ} , \quad (7.9)$$

где $I_{P.МАХ}$ - рабочий максимальный ток; $I_{P.Ф}$ - расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

3. Номинальный ток автоматического выключателя:

$$I_{НОМ.А} \geq I_{НОМ} . \quad (7.10)$$

4. Ток срабатывания расцепителя:

а) выбор тока срабатывания по пиковому току

$$I_{СРАБ} \geq 1,25 I_{ПИК} , \quad (7.11)$$

где $I_{ПИК}$ - кратковременный пиковый ток (§4.6.3) в линии при пуске двигателя;
для автоматов типа АЗ100:

$$I_{СРАБ} \geq 1,5 I_{ПИК} . \quad (7.12)$$

б) проверка тока срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного КЗ

- для сетей в не взрыво- и не пожароопасных помещениях для автомата, имеющего обратно зависимую характеристику:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3 I_{СРАБ} \quad (7.13)$$

для автомата, имеющего только электромагнитный расцепитель:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,1 I_{СРАБ} \quad (7.14)$$

5. Отключающая способность выключателя:

$$I_{КЗ}^{(3)} < I_{ОТКЛ} , \quad (7.15)$$

где $I_{ОТКЛ}$ - предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем,
 $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ.

6. Динамическая стойкость токам трехфазного КЗ

$$i_{УДОП} > i_y^{(3)} , \quad (7.16)$$

где $i_{УДОП}$ - ток электродинамической стойкости,
 $i_y^{(3)}$ - ударный ток трехфазного КЗ.

7.8.4 Выбор шинопроводов

Шинопроводы выбираются /5/ по номинальному напряжению и номинальному току $I_{НОМ.Ш}$ причем

$$I_{НОМ.Ш} \geq I_{Р.Ф} \geq I_{Р.МАХ} \quad (7.17)$$

где $I_{РМАХ}$ - рабочий максимальный ток; $I_{Р.Ф}$ - расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

7.8.5 Выбор предохранителей

Предохранители выбираются /5/ по следующим условиям.

1. Номинальное напряжение

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.УСТ.} \quad (7.18)$$

2. Номинальный ток плавкой вставки $I_{НОМ.ВСТ}$ выбирается по двум условиям:

1) длительному максимальному току линии $I_{Р.МАХ}$

$$I_{Н.ВСТ} \geq I_{Р.МАХ} . \quad (7.19)$$

2) пусковому $I_{ПУСК}$ (или пиковому $I_{ПИК}$) току:

а) при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с нечастыми пусками или большой длительностью периода не более 2,5 с:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq \frac{I_{ПУСК}}{2,5} . \quad (7.20)$$

б) при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с частыми пусками или большой длительностью периода:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq \frac{I_{ПУСК}}{1,6} . \quad (7.21)$$

в) при защите линии, питающей силовую или смешанную нагрузку:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq \frac{I_{ПИК}}{2,5} . \quad (7.22)$$

2. Номинальный ток предохранителя

$$I_{НОМ.ПР} \geq I_{НОМ.ВСТ} . \quad (7.23)$$

Проверка на селективность отключения производится по типовым время-

токовым характеристикам примененных автоматов и предохранителей и по расчетным токам КЗ в защищаемой сети. Выдержки времени максимальной токовой защиты с характеристиками время срабатывания выбирают для обеспечения селективности по ступенчатому принципу, при котором каждая последующая защита в направлении к источнику питания имеет выдержку более предыдущей.

Величина ступени селективности должна быть такой, при котором защита на поврежденном участке сработает раньше, чем истечет выдержка времени на вышестоящем участке. Обычно ступень селективности для аппаратов с зависимой характеристикой времени срабатывания должна составлять 0,5 - 0,7 с.

Кроме того для сети 0,4 кВ обязательна проверка времени срабатывания автоматического выключателя по условию обеспечения безопасности.

7.8.6 Выбор сечений проводов и кабелей до 1 кВ с учетом выбора защиты

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1 кВ по условию нагрева определяется /5/ в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки из двух соотношений:

- 1) по условию нагрева длительным расчетным током

$$I_{\text{НОРМ.ДОП}} \geq \frac{I_{\text{ДЛ.Р}}}{k_{\text{ПРОКЛ}}} , \quad (7.24)$$

где $I_{\text{НОРМ.ДОП}}$ - допустимый ток кабеля или провода в нормальном режиме, $I_{\text{ДЛ.Р}}$ - длительный расчетный ток линии, $k_{\text{ПРОКЛ.}}$ поправочный коэффициент на условия прокладки;

- 2) по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты

$$I_{\text{НОРМ.ДОП}} \geq \frac{I_{\text{ЗАЩ}} k_{\text{ЗАЩ}}}{k_{\text{ПРОКЛ}}} , \quad (7.25)$$

где $I_{\text{ЗАЩ}} = I_{\text{НОМ.ВСТ}}$ - если линия защищается предохранителем;

$I_{\text{ЗАЩ}} = I_{\text{СРАБ}}$; - если линия защищается автоматом; $k_{\text{ЗАЩ}}$ - кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата. Согласно ПУЭ защите от перегрузке и токов КЗ подлежат:

- сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными, незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой.
- сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проложенными в трубах, в несгораемых строительных конструкциях т.п., в следующих случаях:
- осветительные сети в жилых и общественных зданиях, а также в

пожароопасных производственных помещениях;

- силовые сети, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка;
- сети всех видов во взрывоопасных помещениях независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов КЗ, в частности, кабели и проводники в трубах в невзрывоопасных помещениях.

Если допустимая токовая нагрузка, найденная по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты, не совпадает с данными таблиц допустимых токовых нагрузок, разрешается применение проводника меньшего сечения. Однако это сечение не должно быть меньше требуемого при определении допустимой нагрузки по условию нагрева длительным расчетным током.

Сечение проводов и кабелей для ответвления к одиночному двигателю с короткозамкнутым ротором во всех случаях выбирается по условию

нагрева длительным расчетным током. При этом длительный расчетный ток линии $I_{дл.р}$ для помещений:

- невзрывоопасных $I_{дл.р} = I_{ном.дв}$;
- взрывоопасных $I_{дл.р} = I_{ном.дв}$

8 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

8.1 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Основными показателями качества электроэнергии являются: отклонения и колебания напряжения, а также несинусоидальность и несимметрия напряжения. В зависимости от вида электроприемников производится расчет или всех показателей качества или только некоторых.

Все 4 показателя качества определяются если на предприятии имеется электросварочная нагрузка и дуговые печи. Если на предприятии имеются прокатные станы, то определяются три показателя качества электроэнергии: отклонения, колебания и несинусоидальность напряжения.

Если на предприятии имеются преобразователи тока или частоты работающие в спокойном режиме нагрузки, то определяются два показателя качества: отклонения и несинусоидальность напряжения.

Если на предприятии имеются индукционные печи промышленной частоты, то определяются два показателя: отклонения и несимметрия напряжения.

Если на предприятии имеются трехфазные электроприемники с частыми включениями, то определяются два показателя: отклонения и колебания напряжения.

8.2 РАСЧЕТ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

В соответствии с ГОСТ 13109-97 на зажимах электроприемников допускается отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ от $U_{ном}$ в течение 95% времени суток и $\pm 10\%$ от $U_{ном}$ в течение 5% времени суток.

Для расчета необходимо составить упрощенную схему электроснабжения. Так как в данных проектах цеховые сети не составляются, то схему электроснабжения составляют до шин 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Пример схемы приведен на рис. 8.1.

Для расчета должны быть заданы уровни или отклонения напряжения в т.1 (точка раздела сетей промышленного предприятия и энергосистемы) $\partial U_1'$ в период максимума нагрузки предприятия и $\partial U_1''$ в период минимума нагрузки предприятия. Целью расчета является определение отклонений напряжения в период максимума нагрузки $\partial U_2'$ и минимума нагрузки $\partial U_2''$ на шинах 0,4 кВ всех трансформаторных подстанций завода. Они определяются по следующим выражениям [16]:

$$\partial U_2' = \partial U_1' - \Delta U_{т.гпп}' + \partial U_{т.гпп}' - \Delta U_{кли}' - \Delta U_{т.тпi}' + \partial U_{т.тпi}', \quad (8.1)$$

$$\partial U_2'' = \partial U_1'' - \Delta U_{т.гпп}'' + \partial U_{т.гпп}'' - \Delta U_{кли}'' - \Delta U_{т.тпi}'' + \partial U_{т.тпi}'', \quad (8.2)$$

где $\Delta U_{т.гпп}'$, $\Delta U_{т.гпп}''$ - потери напряжения в трансформаторе ГПП в период

максимума и минимума нагрузок, %;

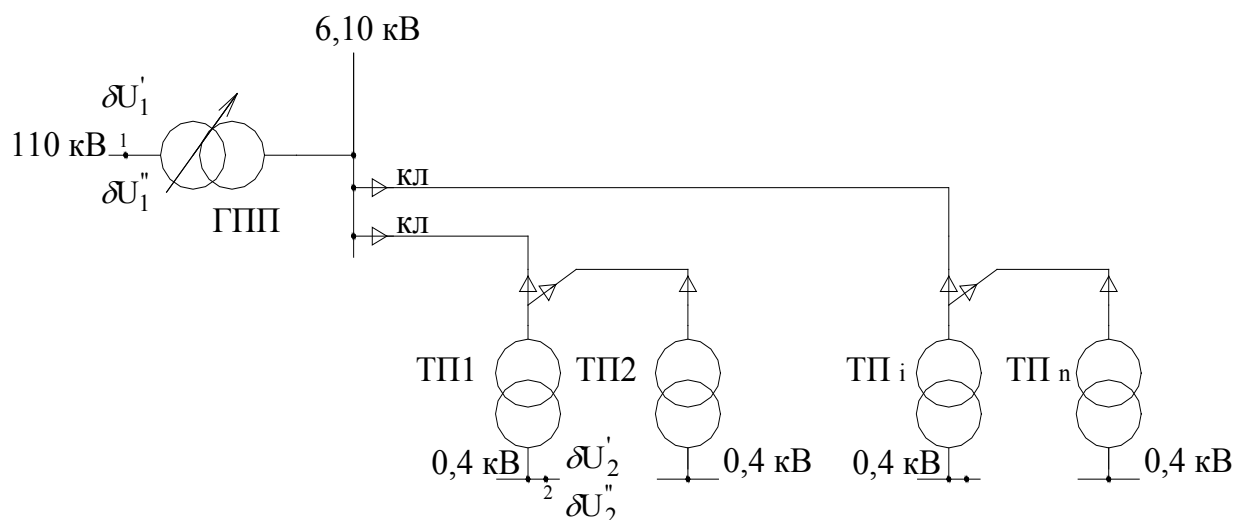


Рисунок 8.1 - Упрощенная схема для расчета отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ ТП

$\Delta U'_{т.тпi}$, $\Delta U''_{т.тпi}$ - потери напряжения в трансформаторе i -ой ТП в период максимума и минимума нагрузок, %;

$\Delta U'_{т.гпп}$, $\Delta U''_{т.гпп}$ - добавки напряжения создаваемые переключателем РПН трансформатора ГПП в период максимума и минимума нагрузок, %;

$\Delta U_{т.тпi}$ - добавка напряжения создаваемая трансформатором i -ой ТП, %:

$\Delta U'_{кли}$, $\Delta U''_{кли}$ - потеря напряжения в кабельной линии от ГПП до i -ой ТП в период максимума и минимума нагрузок.

Потери напряжения в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta U_T = \frac{P_p \cdot R_T + Q_p \cdot x_T}{10 \cdot U_{ном}^2}, \quad (8.3)$$

где P_p и Q_p - активная и реактивная расчетная нагрузка трансформатора, кВт и квар;

R_T , x_T - активное и индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

Потеря напряжения в кабельных линиях определяется по выражению:

$$\Delta U_{кли} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{pi} \cdot L \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (8.4)$$

где I_{pi} - расчетный ток протекающий по кабельной линии, А;

L - длина кабельной линии, км;

R_0, x_0 - активное и индуктивное сопротивление единицы длины кабеля, Ом/км.

Значения R_T и x_T определяются по формулам таблицы А.15 приложения А.

Значения R_0 и x_0 определяются по таблице А.4 приложения А.

При первоначальном расчете отклонений напряжения по выражениям (8.1) - (8.2) все отпайки трансформаторов на ГПП и ТП ставят на нулевую ступень, т.е. имеем $\delta U_{T, ГПП} = 5\%$ и $\delta U_{T, ТП} = 5\%$.

При расчете потерь напряжения в трансформаторах и кабелях, за минимальную нагрузку принимается нагрузка равная $0,25P_p$ или $0,25I_{pi}$.

После определения $\delta U_2'$ и $\delta U_2''$ проводят их проверку соответствия требованиям ГОСТ 13109-97 ($\pm 5\%$ от $U_{ном}$).

Если на шинах 0,4 кВ 2-3 ТП $\delta U_2'$ или $\delta U_2''$ выходят за пределы $\pm 5\%$ от $U_{ном}$, то небольшие отклонения напряжения, в пределах 5% , можно устранить за счет изменения положения переключателя ПВБ цеховых трансформаторов. У трансформаторов ТП за счет ПВБ можно получить следующие добавки напряжения, %:

$\Delta U_{отп}$	+5	+2,5	0	-2,5	-5
$\delta U_{T, ТП}$	0	2,5	5	7,5	10

Если на всех ТП $\delta U_2'$ или $\delta U_2''$ выходят за $\pm 5\%$ то регулирование следует производить за счет переключения ступеней РПН на трансформаторах ГПП. Трансформаторы ГПП оснащенные РПН позволяют регулировать напряжение в пределах $\pm 16\%$ от $U_{ном}$, число ступеней регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$.

Расчет отклонений напряжения на шинах 0,4 ТП сводится в таблицу.

8.3 РАСЧЕТ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Расчет колебаний напряжения от электросварочных установок производится в соответствии с рекомендациями [1, 7].

Расчет колебаний напряжения от дуговых печей производится в следующей последовательности [9]:

Определяется размахи колебаний напряжения δU_t на шинах, где подключены ДСП:

для одиночной ДСП:

$$\delta U_t = \frac{S_{пт}}{S_{кз}} \cdot 100, \quad \%; \quad (8.5)$$

для группы ДСП:

$$\delta U_t = \frac{S_{пт \max} \cdot k_{п}}{S_{кз}} \cdot 100, \quad \%; \quad (8.6)$$

где $S_{пт}$ - мощность печного трансформатора, МВА;

$S_{кз}$ - мощность 3-х фазного короткого замыкания на шинах где подключены ДСП, МВА;

$S_{пт max}$ - мощность наибольшего печного трансформатора в группе, МВА;

$k_{п}$ - коэффициент учитывающий одновременность работы печей в группе из n печей.

Для печей одинаковой мощности $k_{п} = \sqrt[4]{n}$.

Для печей разной мощности:

$$k_{п} = \sqrt[4]{\frac{\sum_{i=1}^n S_{пти}}{S_{пт max}}}, \%. \quad (8.7)$$

Колебания напряжения от ДСП считается допустимым, если соблюдается следующее неравенство:

$$\delta U_t \leq 1 \%. \quad (8.8)$$

Если δU_t получается более 1%, то необходимо предусмотреть мероприятия по снижению размахов напряжения. Эти мероприятия следующие:

1) разделение питания ДСП и других электроприемников чувствительных к колебаниям напряжения;

2) увеличение мощности питающих трансформаторов;

3) присоединение электроприемников создающих колебания и чувствительных к колебаниям на разные ветви трансформаторов с расщепленными обмотками;

4) применение специальных технических средств (быстродействующих статических компенсирующих устройств, сдвоенных реакторов, продольной компенсации и т.п.).

8.4 РАСЧЕТ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПЯЖЕНИЯ

Расчет несинусоидальности напряжения от электросварочных установок производится в соответствии с рекомендациями [17].

Расчет несинусоидальности напряжения от дуговых печей производится в следующей последовательности [9].

Электродуговые печи являются источниками гармоник порядков $n=2,3,4,5,\dots,7$, и т.д.

При расчетах достаточно учитывать гармоники до 7-й, так как остальные гармоники малы.

Ток нечетных гармоник одной ДСП определяется по выражению:

$$I_{(n)} = \frac{S_{пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n^2}; \quad (8.9)$$

где n - номер нечетной гармоники.

Ток второй гармоники можно принять равным току третьей гармоники.

Для группы печей одинаковой мощности:

$$I_{(n)\Sigma} = I_{(n)} \cdot \sqrt[4]{N}; \quad (8.10)$$

где N - число печей в группе.

Для группы печей разной мощности:

$$I_{(n)\Sigma} = I_{(n)max} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N S_{пти}}{n=2 S_{пт.max}}}; \quad (8.11)$$

где $I_{(n)max}$ - ток n -й гармоники печи наибольшей мощности ($S_{пт.max}$).

Фазные напряжения n -й гармоники в расчетной точке:

$$U_{(n)} = I_{(n)\Sigma} \cdot n \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}; \quad (8.12)$$

Коэффициент искажения синусоиды напряжения на шинах от которых питаются ДСП определяется по выражению, %:

$$k_{Up} = \frac{1,1 \cdot 100 \cdot \sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_5^2 + U_7^2}}{U_{ном}}; \quad (8.13)$$

Расчетный коэффициент искажения синусоиды напряжения сравнивается с допустимым по ГОСТ 13109-97 $k_{Уд}$.

Для сетей с $U_{ном}=6-20$ кВ $k_{Уд}=5\%$.

Для сетей с $U_{ном}=35$ кВ $k_{Уд}=4\%$.

Для сетей с $U_{ном}=110-220$ кВ $k_{Уд}=2\%$.

Если расчетный коэффициент искажения синусоиды получается более допустимого, то необходимо применять фильтры высших гармоник.

Методика расчета и выбора фильтров приведена в [9].

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

9.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности, (КРМ) является неотъемлемой частью задачи электроснабжения промышленного предприятия. Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятий.

Ввод источника реактивной мощности приводит к снижению потерь в период максимума нагрузки в среднем на 0,081 кВт/квар. В настоящее время степень компенсации в период максимума нагрузки составляет 0,25 квар/кВт, что значительно меньше экономически целесообразной компенсации, равной

0,6 квар/кВт. Поэтому решение этой проблемы даст большой экономический эффект. Следует отметить, что с точки зрения экономии электроэнергии и регулирования напряжения компенсацию реактивной мощности наиболее целесообразно осуществлять у ее потребителей.

Нормативными документами по компенсации реактивной мощности являются: преysкурaнт «Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую электростанциями и энергосистемами», «Правила пользования электрической и тепловой энергией», «Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях», «Указания по проектированию компенсации реактивной мощности промышленных предприятий». Перечисленные документы устанавливают порядок определения реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в электрическую сеть промышленного предприятия.

При выборе средств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо различать по функциональным признакам две группы промышленных сетей в зависимости от состава их нагрузок:

1-я группа — сети общего назначения (сети с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц);

2-я группа — сети со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

Решение задачи компенсации реактивной мощности для обеих групп различно.

На начальной стадии проектирования определяют наибольшие суммарные расчетные активные P_p и реактивные Q_p составляющие электрических нагрузок предприятия (при естественном коэффициенте мощности) в соответствии с расчетом электрических нагрузок в промышленных установках (см. п.3.1).

При проектировании определяют наибольшие суммарные расчетные активную P_M и реактивную Q_M составляющие электрических нагрузок предприятия (при естественном коэффициенте мощности).

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств (КУ), равна

$$Q_{M1} = K Q_M \quad (9.1)$$

где K — коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и реактивной мощности промышленного предприятия.

Значения коэффициента несовпадения K для всех объединенных энергосистем (ОЭС) принимаются в зависимости от отрасли промышленности и равны:

Нефтеперерабатывающая, текстильная	0,95
Черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, строительные материалы, бумажная	0,9
Угольная, газовая, машиностроительная и металлообрабатывающая	0,85
Торфоперерабатывающая, деревообрабатывающая	0,8
Прочие	0,75

Значения наибольших суммарных реактивной Q_{M1} и активной P_M нагрузок сообщаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной (входной) мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы соответственно $Q_{Э1}$ и $Q_{Э2}$.

Суммарную мощность компенсирующих устройств (КУ) Q_{K1} определяют по балансу реактивной мощности на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период наибольшей активной нагрузки энергосистемы:

$$Q_{K1} = Q_{M1} - Q_{Э1}. \quad (9.2)$$

а в соответствии со значением. $Q_{Э2}$ — регулируемую часть КУ $Q_{K. \text{РЕГ}}$:

$$Q_{K. \text{РЕГ}} = Q_{K1} - Q_{Э2}. \quad (9.3)$$

Для промышленных предприятий с присоединенной суммарной

мощностью трансформаторов менее 750 кВА значение мощности КУ Q_{K1} задается непосредственно энергосистемой и является обязательным при выполнении проекта электроснабжения промпредприятия.

По согласованию с энергосистемой, выдавшей технические условия на присоединение потребителей, допускается принимать большую по сравнению с Q_{K1} суммарную мощность КУ (соответственно меньшее значение $Q_{\Sigma 1}$), если это снижает приведенные затраты на систему электроснабжения в целом по предприятию.

9.2 СПОСОБЫ И СРЕДСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Электрические сети предприятий по функциональным признакам работы электроустановок и средствам КРМ условно подразделяют на сети общего назначения и сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками. В качестве средств КРМ в сетях общего назначения применяют высоковольтные (ВБК) и низковольтные конденсаторные батареи (НБК) и синхронные электродвигатели (СД). В сетях со специфическими нагрузками, кроме того, применяют фильтры высших гармоник, статические компенсаторы реактивной мощности, специальные быстродействующие синхронные компенсаторы, симметрирующие и фильтросимметрирующие устройства. Эти специальные средства компенсации должны обеспечивать также надлежащие показатели качества электроэнергии у электроприемников и на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в соответствии с ГОСТ 13109-67*. При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приемников электроэнергии допускается превышение нормированных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других электроустановок, питающихся от системы электроснабжения предприятия.

9.3 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 И 10(6) кВ

К сетям напряжением до 1 кВ промышленных предприятий подключают большую часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно 0,7 — 0,8, при этом сети 380—660 В

электрически более удалены от источников питания — энергосистемы и местных ТЭЦ. Поэтому передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ приводит к повышенным затратам на увеличение сечений проводов и кабелей, на повышение мощности трансформаторов, на потери активной и реактивной мощности. Эти затраты можно уменьшить и даже устранить, если обеспечить компенсацию реактивной мощности непосредственно в сети напряжением до 1 кВ. Источниками реактивной мощности в этом случае могут быть синхронные двигатели напряжением 380—660 В и низковольтные

конденсаторные батареи. Недостающая часть (нескомпенсированная реактивная нагрузка) покрывается перетоком реактивной мощности Q_T с шин 6—10 кВ, т. е. из сети с напряжением выше 1 кВ предприятия. На основании технико-экономических расчетов необходимо определить оптимальное соотношение от реактивной мощности источников, устанавливаемых на напряжении до 1 кВ, и мощности, передаваемой из сети напряжением выше 1 кВ.

Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением до 1 кВ. Суммарная расчетная мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК) определяется по минимуму приведенных затрат выбором экономически оптимального числа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ПС), а также определением дополнительной мощности НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6 и 10 кВ предприятия, питающей эти трансформаторы. Суммарная расчетная мощность НБК, квар,

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (9.4)$$

где Q_{HK1} и Q_{HK2} — суммарные мощности батарей, Мвар.

Суммарная мощность НБК распределяется между отдельными трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки,

$$N_{Tmin} = P_{mT} / (\beta_T S_T) + \Delta N, \quad (9.5)$$

где P_{mT} — средняя суммарная расчетная активная нагрузка данной группы трансформаторов за наиболеезагруженную смену, МВт; β_T — коэффициент загрузки трансформаторов; S_T — принятая, исходя из удельной плотности нагрузки, номинальная мощность трансформатора, МВ·А; ΔN — добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов

$$N_{T,Э} = N_{Tmin} + m, \quad (9.6)$$

где m — дополнительное число трансформаторов.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{T,Э}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$3^* = \beta_T (3_{HK} - 3_{BK}) / 3_{PC} = \beta_T 3_{PC}^*, \quad (9.7)$$

где 3_{HK} , 3_{BK} , 3_{PC} — соответственно усредненные приведенные затраты на НБК, батареи конденсаторов напряжением выше 1 кВ СВБКЗ и ПС.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, Мвар, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{ТЭ} \beta_T S_T)^2 - P_{MT}^2} . \quad (9.8)$$

Суммарная мощность НБК, Мвар, для данной группы трансформаторов

$$Q_{НК1} = Q_{MT} - Q_T , \quad (9.9)$$

где Q_{MT} — суммарная расчетная реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену.

Если окажется, что $Q_{НК1} < 0$, то установка НБК не требуется, и $Q_{НК1}$ принимается равной нулю.

Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети напряжением до 1 кВ. Критерий целесообразности такого распределения — дополнительное снижение приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей.

Тип, мощность и другие технические данные батареи конденсаторов в соответствии с данными завода-изготовителя приведены в справочниках.

Рекомендуется полученное значение мощности НБК округлять до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ПС. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной НБК. Общая расчетная мощность батарей $Q_{НК}$ распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

Для схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключается к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар — через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности ККУ более 400 квар рекомендуется их подключать к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью

$$Q_{НК} = Q_{НК} (1) + + Q_{НК} (2) \text{ (рис. 9.1).}$$

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну НБК.

Точка ее подключения определяется условием

$$Q_h \geq Q_{HK} / 2 \geq Q_{h+1},$$

где Q_h, Q_{h+1} — наибольшая реактивная нагрузка, квар, шинопровода перед узлом h и после него соответственно (рис. 9.1, а).

При присоединении к шинопроводу двух НБК точки их подключения находят из следующих условий (рис. 9.1, б):

точка f подключения дальней НБК

$$Q_f \geq Q_{HK} (2) \geq Q_{f+1};$$

точка h подключения ближней к трансформатору НБК

$$Q_h - Q_{HK(2)} \geq Q_{HK(1)} / 2 \geq Q_{h+1} - Q_{HK(2)}.$$

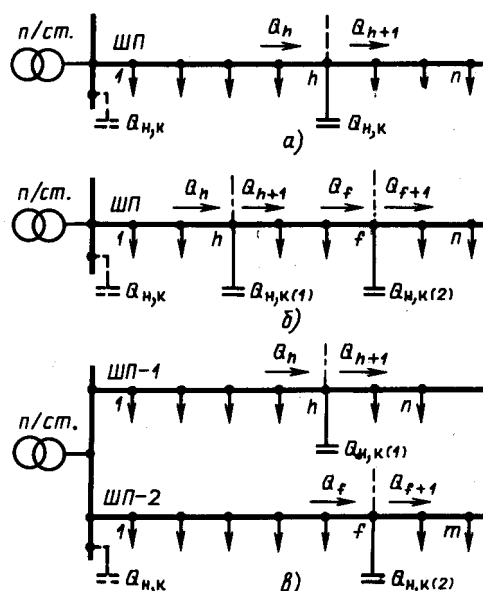


Рисунок 9.1 - Схема подключения низковольтных батарей конденсаторов НБК к магистральным шинопроводам: а — одна НБК; б — две НБК; в - два магистральных шинопровода с установкой по одной НБК

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 10(6) кВ промышленных предприятий Q_B складывается из расчетной нагрузки приемников 10(6) кВ Q_{PB} , некомпенсированной нагрузки Q_T сети до 1 кВ, питаемой через КТП цехов, потерь реактивной мощности ΔQ в сети 10(6) кВ, особенно в трансформаторах и реакторах:

$$Q_B = Q_{PB} + Q_T + \Delta Q$$

Зарядная мощность $\Delta Q_{ЗАР}$ линий распределительной сети в часы максимума нагрузки приближенно равна потерям ΔQ_L в индуктивности линий, и поэтому

$\Delta Q_{\text{ЗАР}}$ и $\Delta Q_{\text{Л}}$ взаимно исключаются. Расчет оптимальной мощности компенсирующих устройств (КУ) производится для режима наибольших нагрузок.

При выборе КУ, сделав допущение о незначительной длине линий на предприятии, можно представить каждое предприятие как узел сети 10(6) кВ, к которому подключены реактивная нагрузка $Q_{\text{В}}$ и, в общем случае, пять различных источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10(6) кВ ($Q_{\text{СД}}$),

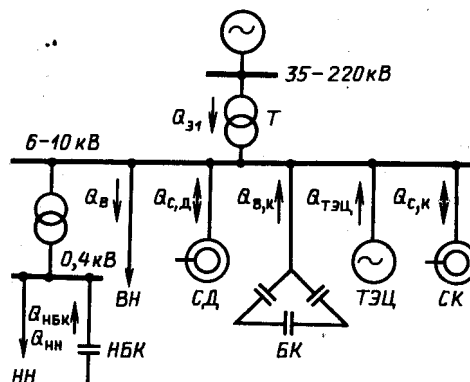


Рисунок 9.2. Схема подключения источников реактивной мощности

синхронные компенсаторы ($Q_{\text{СК}}$), синхронные генераторы ТЭЦ ($Q_{\text{ТЭЦ}}$), энергосистема ($Q_{\text{Э1}}$) и высоковольтные конденсаторные батареи ($Q_{\text{ВК}}$) (рис. 9.2).

Баланс реактивной мощности в узле 10(6) кВ промпредприятия в общем случае будет

$$Q_{\text{В}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{СК}} - Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{ВК}} - Q_{\text{Э1}} = 0 \quad (9.10)$$

Входная реактивная мощность $Q_{\text{Э1}}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы.

Синхронные компенсаторы (СК) на промышленных предприятиях применяются редко. Они имеют высокую стоимость, значительные удельные потери активной мощности, сложные условия пуска. СК иногда применяют на крупных электропечных установках (дуговых и рудно-термических). В отдельных случаях их применение может оказаться целесообразным на крупных УРП районного значения при больших потребных мощностях компенсирующих устройств. Основное достоинство СК — возможность быстрого действия

автоматического плавного с широкими пределами регулирования уровня напряжения. Вариант компенсации с применением СК следует сопоставить с вариантом применения крупных автоматически регулируемых батарей, так как при использовании батарей возможно уменьшение регулировочного диапазона трансформаторов, а в отдельных случаях и отказ от трансформаторов, регулируемых под нагрузкой. В проектах реконструкции предприятий следует

рассматривать технико-экономическую целесообразность применения в качестве СК имеющих на предприятиях синхронных генераторов и синхронных двигателей.

Такое вынужденное решение может иметь место при невозможности получения в данное время других компенсирующих устройств.

Использование реактивной мощности генераторов заводских станций экономически целесообразно, если при этом затраты на увеличение числа или сечения питающих линий, числа устанавливаемых трансформаторов и другие затраты, связанные с передачей реактивной мощности от генераторов, не превышают расходов на установку КБ на местах потребления реактивной мощности. Решение принимается по результатам сравнения приведенных затрат по обоим вариантам.

На большинстве предприятий заводские ТЭЦ отсутствуют, а на крупных предприятиях, где они существуют, их основной задачей является выработка тепла, а не электроэнергии. Поэтому для большинства предприятий $Q_{ТЭЦ} = 0$ и задача компенсации реактивной мощности сводится к определению оптимальных значений $Q_{СД}$ и $Q_{ВК}$ в сетях 10(6) кВ.

Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями. Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальное значение которой по условию устойчивой работы СД определяется формулой

$$Q_{СД} = P_{СД. ном} \beta_{СД} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (9.11)$$

где $P_{СД. ном}$ — номинальная активная мощность СД; $\beta_{СД}$ — коэффициент загрузки по активной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ — номинальный коэффициент реактивной мощности.

Синхронные двигатели имеют большие относительные потери на 1 квар вырабатываемой реактивной мощности, чем конденсаторы. В то же время, если СД уже установлены на промышленном предприятии по условиям технологии, их следует в первую очередь использовать для компенсации реактивной мощности.

Поэтому при необходимости выполнения КРМ на напряжение 6 или 10 кВ следует рассматривать возможность получения дополнительной реактивной мощности от СД, если их $\beta_{СД} < 1$.

Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1 кВ. Для каждой цеховой ПС определяется некомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 6 или 10 кВ каждого трансформатора:

$$Q_{Т.наг} = Q_{М.Т} - Q_{Н.К.Ф.} + \Delta Q_T, \quad (9.12)$$

где $Q_{М.Т}$ — наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{Н.К.Ф.}$ — фактически принятая мощность НБК; ΔQ_T — суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки β_T с учетом компенсации (табл. 26.1).

Для каждого распределительного пункта (или ПС) определяется его некомпенсированная нагрузка $Q_{р.п}$ как сумма реактивных мощностей, питающихся от него цеховых ПС и других потребителей.

Суммарная расчетная реактивная мощность ВБК для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

Таблица 9.1 - Суммарные реактивные потери в трансформаторах

Номинальная мощность трансформатора S_r , кВ А	Суммарные реактивные потери в трансформаторе ΔQ_T , квар, при β_T					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

$$Q_{в.к} = \sum_{i=1}^n Q_{р.п.i} - Q_{сд.р} - Q_{э1}, \quad (9.13)$$

где $Q_{сд.р.i}$ — расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 или 6 кВ 1-го распределительного пункта; $Q_{сд.р}$ — располагаемая мощность СД; n — число РП (или ПС) на предприятии; $Q_{э1}$ — входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 10 или 6 кВ.

Если энергосистема задает входную реактивную мощность на стороне 35 кВ и выше ПС предприятия, то должны быть учтены потери реактивной мощности в трансформаторах связи с энергосистемой.

Если окажется, что мощность $Q_{вк} < 0$ следует принять ее равной нулю и по согласованию с энергосистемой, выдавшей технические условия на присоединение потребителей, установить значение входной мощности.

Установку отдельных ВБК рекомендуется предусматривать на тех РП или ПС, где реактивная нагрузка отстающая и имеется техническая возможность такого присоединения.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП или ПС пропорционально их некомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 10 или 6 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).

С каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 квар. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать на питающей цеховой подстанции, если она принадлежит промышленному предприятию.

9.4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С СПЕЦИФИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ

К специфическим нагрузкам относятся нелинейные, несимметричные и резкопеременные нагрузки. На современных промышленных предприятиях такими нагрузками являются мощные станы горячей и холодной прокатки с вентильными преобразователями, дуговые сталеплавильные печи, мощные сварочные нагрузки, нагрузки некоторых специальных установок.

Нагрузки с регулируемыми вентильными преобразователями характеризуются большим потреблением реактивной мощности, а следовательно, низким $\cos \varphi$. Например, для вентильных преобразователей прокатных станов $\cos \varphi = 0,3 - 0,8$.

Резкопеременный характер потребления реактивной мощности вызывает колебания напряжения питающей сети. Набросы реактивной мощности могут превышать 100000 квар, причем скорость наброса и сброса потребляемой реактивной мощности dQ/dt достигает для станов горячей прокатки 400000 квар/с, для станов холодной прокатки 2000000 квар/с. При питании таких электроприводов колебания напряжения в сети 10(6) кВ могут достигать более 20 %, а в сети 110 — 220 кВ даже при мощности КЗ 3500-5000 МВ А могут превышать 2 — 3%.

Частота колебаний реактивной мощности, а следовательно, и колебаний напряжения для различных прокатных станов составляет 100—1000 колебаний в час. Управляемые вентильные преобразователи, кроме того, значительно искажают форму кривой питающего напряжения. Коэффициент несинусоидальности напряжения на шинах 10(6) кВ может достигать более 20%.

Аналогичные воздействия оказывают нагрузки дуговых сталеплавильных печей, причем частота колебаний нагрузки, например, в период расплавления металла (шихты) и в начале окисления находится в диапазоне 0,1—25 Гц. Кроме того, нагрузки дуговых печей из-за неравномерности потребления тока по фазам могут вызывать значительную несимметрию напряжения.

Все изложенное обуславливает применение принципов компенсации реактивной мощности, существенно отличающихся от принятых в сетях с так называемой 'спокойной' нагрузкой.

Особенности компенсаций реактивной мощности **в сетях с резкопеременной несимметричной** нагрузкой заключаются в следующем:

1) низкий коэффициент мощности потребителей и резкопеременный характер нагрузки вызывают необходимость осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющей реактивной мощности. Компенсация постоянной составляющей реактивной мощности необходима для улучшения $\cos \varphi$ и для уменьшения отклонений напряжения в питающей сети. Компенсация переменной составляющей реактивной мощности преследует цель уменьшить колебания напряжения в питающей сети;

2) из-за быстрых изменений потребляемой мощности (реактивной) необходимо применение быстродействующих статических компенсирующих

устройств с минимальным запаздыванием по обработке колебаний реактивной мощности;

3) неравномерное потребление реактивной мощности по фазам требует применения пофазного управления компенсирующим устройством;

4) в сетях с резкопеременной вентильной нагрузкой ограничивается применение батарей конденсаторов для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности. Это обусловлено наличием в сети высших гармоник тока и напряжения при работе нелинейных нагрузок. Высшие гармоники приводят к значительным перегрузкам батарей конденсаторов по току.

На стадии проектирования электроснабжения резкопеременных и вентильных нагрузок расчет средств компенсации реактивной мощности должен осуществляться на основании графиков потребляемой активной и реактивной мощности. Графики активной и реактивной мощности различных электроприводов могут быть построены расчетным путем на стадии проектирования или по результатам замеров непосредственно на действующих аналогичных объектах.

Высшие гармоники приводят к значительным перерузам батарей конденсаторов по току.

На стадии проектирования электроснабжения резкопеременных и вентильных нагрузок расчет средств КРМ должен осуществляться на основании графиков потребляемых активной и реактивной мощностей, которые могут быть построены расчетным путем на стадии проектирования или по результатам замеров непосредственно на действующих объектах.

Компенсация реактивной мощности в сети с резкопеременными нагрузками. Для определения допустимых колебаний напряжения в расчетной точке сети исходными данными являются графики работы резкопеременной нагрузки.

Размах эквивалентного колебания напряжения определяют по формуле, %,

$$V_{t, \text{экв}} = \frac{100 \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{\delta Q_i^2}{n_k}}}{S_k}, \quad (9.14)$$

где δQ_i — значение i -го размаха реактивной мощности, определенное по графику;
 n_k — суммарное число размахов за время расчетного цикла.

При значениях суммарных активного r_Σ и реактивного x_Σ сопротивлений сети в расчетной точке одного порядка влияние колебаний напряжения определяют по формуле

$$\delta U = (\delta I_a r_\Sigma + \delta I_p x_\Sigma) / U_{\text{ном}}; \delta U = (\delta P r_\Sigma / x_\Sigma + \delta Q) / S_k, \quad (9.15)$$

где δI_a , δI_p — размахи соответственно активного и реактивного тока;
 δP , δQ — размахи колебаний активной и реактивной мощностей.

Для проверки допустимости $V_{t,экв}$ вычисляют среднюю частоту колебания по формуле

$$f_{cp} = n_K / T,$$

где T — время цикла работы нагрузки по графику изменения потребляемой реактивной мощности.

Для дуговых сталеплавильных печей (ДСП) при отсутствии графиков реактивной мощности рекомендуется определять размах эквивалентного колебания напряжения по следующим формулам, %:

для группы одинаковых ДСП

$$V_{t,экв} = 100 \sqrt[4]{N} S_{п,т} / S_k, \quad (9.16)$$

где N — количество ДСП;

$S_{п,т}$ — мощность печного трансформатора;

для группы печей разной мощности

$$V_{t,экв} = 100 \sqrt{\sum_{i=1}^n S_{п,т,i} / S_{п,т,мах}} S_{п,т,мах} / S_k, \quad (9.17)$$

где $S_{п,т,мах}$ — мощность наибольшего печного трансформатора.

Эквивалентные колебания напряжения для практических расчетов считают допустимыми, если они не превышают 1 %.

Выбор типа и мощности компенсирующих устройств. Для резкопеременных нагрузок, когда технико-экономическим анализом доказана нецелесообразность схемных решений, способных снизить до необходимого уровня влияние толчковой нагрузки, рекомендуется предусматривать устройства динамической и статической КРМ.

В отдельных случаях, когда от источников реактивной мощности не требуется большого быстрогодействия, можно использовать специальные синхронные компенсаторы.

Для специального быстродействующего синхронного компенсатора условие оптимального регулирования реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{ССК} = Q_{\sim} K_{\sim} + Q_{ср} K_{ср}, \quad (9.18)$$

где $Q_{\sim} = \sqrt{Q_{эф}^2 - Q_{ср}^2}$ — переменная составляющая реактивной мощности нагрузки;

$Q_{эф} = \sqrt{1/T \int_0^T Q^2(t) dt}$ — эффективное значение потребляемой реактивной мощности;

$Q_{ср} = 1/T \int_0^T Q(t) dt$ — среднее значение реактивной мощности нагрузки за время цикла T ;

$K_{\sim} \geq (\delta Q \delta Q_{\text{доп}}) / \delta Q$ — доля компенсации переменной составляющей потребляемой реактивной мощности;

$\delta Q = Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}$ — максимальный размах колебаний;

$\delta Q_{\text{экв}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta Q_i^2 / n}$ — допустимое значение эквивалентного размаха колебаний потребляемой реактивной мощности;

$K_{\text{ср}} = 1 - \text{tg} \varphi_{\text{доп}} / \text{tg} \varphi_{\text{ср}}$ — доля компенсации постоянной составляющей (средней) реактивной мощности;

$\text{tg} \varphi_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} / P_{\text{ср}}$ — соответственно допустимое и среднее значения коэффициента реактивной мощности резкопеременной нагрузки.

Для определения среднего и эффективного значений реактивной мощности рекомендуется исходный график нагрузки ДСП представить в виде отрезков по методу трапеций, где начальные и конечные координаты соответственно обозначают Q_{1i} и Q_{2i} . При общем количестве отрезков n формулы для вычисления имеют вид:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n \frac{Q_{1i} + Q_{2i}}{2} t_i ; \quad (9.19)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n \frac{(Q_{1i}^2 + Q_{2i}^2 + Q_{1i} + Q_{2i})}{3} t_i} \quad (9.20)$$

где t_i — длительность i -го участка графика.

Искомая реактивная мощности ССК равна

$$Q_{\text{ССК}} = \sqrt{(K_{\sim} Q_{\sim})^2 + (K_{\text{ср}} Q_{\text{ср}})^2} . \quad (9.21)$$

При выборе средств КРМ в узле сети с резкопеременными нагрузками рекомендуется предусматривать быстродействующие источники реактивной мощности (статические компенсаторы — СТК), основанные на принципе прямой или косвенной компенсации.

При использовании принципа прямой компенсации ступенчатым подключением к сети конденсаторов или фильтров с тиристорными ключами мощность КУ для компенсации переменной составляющей реактивной мощности нагрузки определяют по формуле

$$Q_{\text{КУ}} \geq \delta Q_{\text{ЭКВ}} K_{\sim} . \quad (9.22)$$

Значение реактивной мощности каждой ступени определяют из условия

$$Q_{\text{ст}\sim} \leq V_{t,\text{доп}} S_k / 100 . \quad (9.23)$$

При использовании принципа косвенной компенсации по схеме с управляемыми тиристорами мощность группы равна:

$$Q_{\text{тир}} \geq \delta Q_{\text{экв}} K_{\sim}. \quad (9.24)$$

Мощность, генерируемая нерегулируемой частью БК (фильтра), равна:

$$Q_{\text{б.к}} \geq (Q_{\text{с.р}} + Q_{\text{тир}}) K_{\text{ср}}. \quad (9.25)$$

Параметры СТК косвенной компенсации для ДСП при отсутствии графиков потребляемой реактивной мощности рекомендуется определять:

для группы одинаковых ДСП

$$\begin{aligned} Q_{\text{тир}} &\geq S_{\text{пт}} \sqrt[4]{N} - V_{t,\text{доп}} S_k / 100; \\ Q_{\text{б.к}} &\geq (S_{\text{пт}} \sqrt[4]{N} - V_{t,\text{доп}} S_k / 200) K_{\text{ср}}; \end{aligned} \quad (9.26)$$

для группы печей разной мощности

$$\left\{ \begin{aligned} Q_{\text{тир}} &\geq S_{\text{пт.мах}} \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_{\text{пт}} / S_{\text{пт.мах}} - V_{t,\text{доп}} S_k / 100);} \\ Q_{\text{б.к}} &\geq (S_{\text{пт.мах}} \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_{\text{пт}} / S_{\text{пт.мах}} - V_{t,\text{доп}} S_k / 200).} \end{aligned} \right. \quad (9.27)$$

Компенсация реактивной мощности в сетях с нелинейными нагрузками. В узлах сети предприятия с нелинейными нагрузками допускается применение в качестве источника реактивной мощности конденсаторных батарей, если выполняются следующие условия:

для вентильных преобразователей

$$S_k / S_{\text{нл}} \geq 200; \quad (9.28)$$

для других нелинейных нагрузок

$$S_k / S_{\text{нл}} \geq 100, \quad (9.29)$$

где S_k — мощность КЗ;

$S_{\text{нл}}$ — суммарная мощность нелинейной¹ нагрузки.

При выполнении этих условий вопрос о КРМ в узле сети с нелинейной нагрузкой должен решаться согласно положениям предыдущих параграфов.

Выбор мощности и типа компенсирующих устройств. При коэффициенте несинусоидальности менее 5 % рекомендуется применять в качестве устройств КРМ батареи конденсаторов в комплексе с защитным реактором или фильтры. Мощность БК находится из условий баланса реактивной мощности.

Напряжение БК определяют по формуле

$$U_{б.к} \geq \vartheta_{min}^2 U_{ном} / (\vartheta_{min}^2 - 1). \quad (9.30)$$

где ϑ_{min} — наименьший порядковый номер гармоники;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливают конденсатор, защищенный реактором.

При применении БК с последовательно включенным защитным реактором необходимо обеспечить индуктивный характер цепи на частоте, наименьшей из генерируемых суммарной нелинейной нагрузкой гармоник. Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяют из условия, Ом,

$$x_p \geq 1,1 U_{ном,б.к}^2 / (\vartheta^2 Q_{ном,б.к}), \quad (9.31)$$

где $Q_{ном,б.к}$ — реактивная суммарная мощность БК по данным завода-изготовителя.

При коэффициенте несинусоидальности 5 % и более рекомендуется применять силовые фильтры высших гармоник (далее фильтры).

Фильтры рассчитывают по найденному значению $K_{НС}$, исходя из состава и уровня гармоник. Расчет фильтров начинают с фильтра наименьшей гармоники. Фильтр проверяют на загрузку током соответствующих гармоник.

Суммарную реактивную мощность, генерируемую фильтрами, выбирают из условий баланса реактивной мощности (см. §9.2 и 9.3).

Компенсация реактивной мощности в электрической сети с несимметричными нагрузками. Для КРМ при несимметрии напряжений более 2 % рекомендуется применять симметрирующие или фильтросимметрирующие устройства. В узле сети при наличии несимметричной нагрузки значение реактивной мощности должно приниматься равным значению реактивной мощности, генерируемой симметрирующим устройством СУ, т. е. $Q_{КУ} = Q_{СУ}$.

При подключении реактивных элементов СУ должно обеспечиваться допустимое значение коэффициента несимметрии напряжений

$$\varepsilon_{2доп} = (1 + \delta U) \sqrt{(\alpha^2 + \beta^2)} / S_k, \quad (9.31)$$

где $\delta U = (U_1 - U_{ном}) / U_{ном}$; U_1 — напряжение первой последовательности;

$$\alpha = \frac{\sqrt{3}}{2} (P_{AB} - P_{CA}) - \frac{1}{2} (Q_{AB} + Q_{CA}) + Q_{BC};$$

$$\beta = -\frac{1}{2} (P_{AB} - P_{CA}) - \frac{\sqrt{3}}{2} (Q_{AB} - Q_{CA}) + P_{BC};$$

$P_{AB}, P_{CA}, P_{BC}, Q_{AB}, Q_{CA}, Q_{BC}$ — суммарные активные и реактивные мощности соответствующих однофазных нагрузок.

Входной коэффициент реактивной мощности узла СУ несимметричной нагрузки составляет

$$\operatorname{tg} \varphi_{вх} = (Q_{СУ} + Q_{\Sigma}) / P_{\Sigma}, \quad (9.32)$$

где $Q_{\Sigma} = Q_{AB} + Q_{BC} + Q_{CA}$ — реактивные мощности несимметричной нагрузки;

$P_{\Sigma} = P_{AB} + P_{BC} + P_{CA}$ — активные мощности несимметричной нагрузки.

В зависимости от заданного значения реактивной мощности в узле сети Q_{CY} , допустимых отклонений напряжения прямой последовательности и коэффициента несимметрии напряжений определяют реактивные мощности элементов СУ:

$$\begin{cases} Q_{AB} = -\frac{1}{3}[\sqrt{3}C - D - Q_{CY}(1 - A + \sqrt{3}B)]; \\ Q_{BC} = -\frac{1}{3}[\sqrt{3}C + D + Q_{CY}(1 + 2A)]; \\ Q_{CA} = \frac{1}{3}[\sqrt{3}C + D + Q_{CY}(1 - A + \sqrt{3}B)]. \end{cases} \quad (9.33)$$

где $A = \varepsilon_{2\text{доп}} \cos \psi_{\text{и}} / (1 + \delta U)$;

$B = \varepsilon_{2\text{доп}} \sin \psi_{\text{и}} / (1 + \delta U)$;

$C = BS_K + S_{AB} \cos(60^\circ - \varphi_{AB} - P_{BC} + S_{CA} \cos(60^\circ + \varphi_{CA})$;

$D = -AS_K + S_{AB} \sin(60^\circ - \varphi_{AB}) + Q_{BC} - S_{CA} \sin(60^\circ + \varphi_{CA})$;

A, B, C, D — математические величины;

$S_{AB}, S_{CA}, P_{BC}, Q_{BC}$ — модули мощностей нагрузок.

Положительное значение Q_{CY} соответствует индуктивной мощности элемента устройства, а отрицательное — емкостной.

При наличии в узле сети генерирующих источников гармоник для полученной схемы СУ с помощью выражений, приведенных в табл. 9.7, следует проверить, не возникают ли при выбранных параметрах резонансы токов на каких-либо частотах.

При возникновении резонанса следует проверить БК на перегрузку их токами гармоник. При недопустимой перегрузке БК следует использовать последовательное подключение реактора или установить фильтросимметрирующее устройство (ФСУ).

Определение параметров фильтросимметрирующего устройства. При расчете реактивной мощности трехплечевого ФСУ следует использовать значения реактивных мощностей, полученные при условии симметрирования, с последующей проверкой БК фильтровых цепей на перегрузку токами гармоник

$$Q_{б.к.i} \geq 1,2 U_{\text{ном}} I_{\vartheta.i} \quad (9.34)$$

где $I_{\vartheta.i}$ — действующее значение гармоник тока, протекающего по i -му плечу ФСУ.

Если данное условие при выбранных значениях мощностей БК не выполняется, то следует данное фильтровое плечо (или все плечи) ФСУ настроить на частоту

$$\vartheta \leq Q_{CY} \vartheta_{\min} / Q_{б.к.}, \quad (9.35)$$

где ϑ_{min} — минимальный порядковый номер гармоники тока;

Q_{cyi} — реактивная мощность элементов СУ.

$$K_{б.к.i} = Q_{б.к.i} / S_k. \quad (9.36)$$

При $K_{б.к} \leq 1,5 \times 10^{-2}$ отклонение частоты настройки от резонансной допускается в пределах $\pm 5\%$.

В узле электрической сети с вентильными преобразователями рекомендуется плечи ФСУ настраивать на частоту в зависимости от схемы выпрямления преобразователя:

при 6-й фазной схеме — на частоту 250;

12-й фазной—550;

24-й фазной—1150 Гц.

При использовании двухплечевых ФСУ действующее значение тока, протекающего по фильтровому звену, определяют из выражения

$$I_{\vartheta} = \sqrt{\sum (I_{\vartheta,д} \sigma_{\vartheta,д})^2}, \quad (9.37)$$

где $I_{\vartheta,д}$ —ток $\vartheta,д$ -й гармоники; $\sigma_{\vartheta,д}$ —доля тока, протекающего через плечи фильтра.

Гармоники напряжения в составе линейных напряжений сети после установки ФСУ, настроенного на частоту ϑ_p , отнесенные к соответствующим гармоникам напряжений до установки ФСУ, определяют по формулам:

$$\begin{cases} U_{AB}^* = \rho_{AB} \sqrt{3(1 + \rho_{BC} + \rho_{BC}^2)/(1 + \rho_{AB} + \rho_{BC})}; \\ U_{BC}^* = \rho_{BC} \sqrt{3(1 + \rho_{AC} + \rho_{AC}^2)/(1 + \rho_{AB} + \rho_{BC})}; \\ U_{CA}^* = \sqrt{3(\rho_{AB}^2 + \rho_{BC}^2 + \rho_{AB} + \rho_{BC})/(1 + \rho_{AB} + \rho_{BC})}, \end{cases} \quad (9.38)$$

где $\rho_{\vartheta,д} = 1/[1 + 3K_{б.к.i} \vartheta_p^2/(1 + \vartheta_{д}^{*2})]$ — математическая величина;

ϑ_p — номер гармоники, на частоту которой настроено фильтровое плечо;

$\vartheta_{д}^*$ — относительная частота тока ϑ -й гармоники, протекающей через устройство.

При $K_{б.к.i} \geq 5 \times 10^{-2}$ можно принять $U_{AB\vartheta}^* = 1 - \sigma_{AB\vartheta,д}^*$; $U_{BC\vartheta}^* = 1 + \sigma_{BC\vartheta,д}^*$,

где $\sigma_{AB\vartheta,д}^*$ - доля тока $I_{\vartheta,д}$, протекающая через плечо фильтра и равная:

$$\begin{aligned} \sigma_{AB\vartheta,д}^* &= \sqrt{1 + \rho_{BC} + \rho_{BC}^2/(1 + \rho_{AC} + \rho_{BC})}; \\ \sigma_{BC\vartheta,д}^* &= \sqrt{1 + \rho_{AB} + \rho_{AB}^2/(1 + \rho_{BC} + \rho_{AB})}. \end{aligned}$$

9.5 СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ: СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ, СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ, РАЗРЯД КОНДЕНСАТОРОВ

Схемы соединения. Два и более электрически соединенных конденсатора образуют конденсаторную батарею. Она может иметь деление на секции, части, которые могут быть отделены (отключены) от остальной батареи. Схема батареи определяется ее назначением и режимом работы, параметрами сети и техническими данными используемых конденсаторов.

Конденсаторная установка должна быть оборудована защитами, контрольно-измерительными приборами и разрядными сопротивлениями.

Таблица 9.2 - Формулы для определения резонансных гармоник

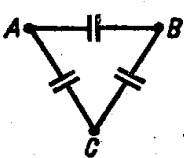
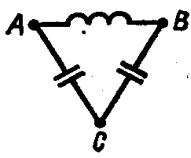
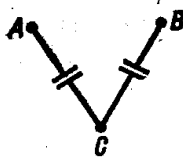
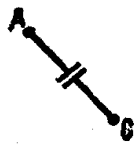
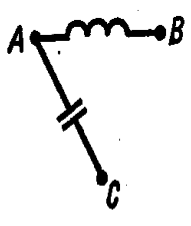
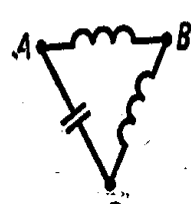
Схема симметрирующего устройства	Порядковый номер резонансной гармоники
	$v_{1,2} = \sqrt{\frac{S_R [Q_{AB} + Q_{BC} + Q_{CA} \pm \sqrt{Q_{AB}^2 + Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2 - (Q_{AB}Q_{BC} + Q_{BC}Q_{CA} + Q_{CA}Q_{AB})}]}{3(Q_{AB}Q_{BC} + Q_{BC}Q_{CA} + Q_{CA}Q_{AB})}}$
	$v_{1,2} = \sqrt{\frac{(2S_R + 3Q_{AB})(Q_{BC} + Q_{CA}) \pm \sqrt{(2S_R + 3Q_{AB})^2 \times (Q_{BC} + Q_{CA}) - 12Q_{BC}Q_{CA}S_R(2Q_{AB} + S_R)}}{6Q_{BC}Q_{CA}}}$
	$v_{1,2} = \sqrt{\frac{S_R(Q_{BC} + Q_{CA}) \pm \sqrt{Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2}}{3Q_{AB}Q_{CA}}}$
	$v_1 = \sqrt{\frac{S_R}{2Q_{CA}}}$

Таблица 9.2 - Окончание

	$v_1 = \sqrt{\frac{S_R(S_R + 2Q_{AB})}{Q_{CA}(2S_R + 3Q_{AB})}}$
	$v_1 = \sqrt{\frac{S_R(S_R + 2Q_{AB}) + Q_{BC}(2S_R + 3Q_{AB})}{Q_{CA}[2S_R + 3(Q_{AB} + Q_{BC})]}}$

При автоматическом регулировании батареи на ее секциях следует предусматривать выключатели, предназначенные для коммутации с требуемой частотой.

Конденсаторные батареи на номинальные напряжения выше номинальных напряжений конденсаторов составляют путем последовательно-параллельного соединения конденсаторов (рис. 26.3); трехфазные батареи могут быть соединены в звезду.

Число последовательно включаемых конденсаторов должно быть не меньше

$$M = \frac{U_{\max}}{U_{\text{НОМ.К}} \cdot \kappa_e}, \quad (9.39)$$

где U_{\max} — максимальное рабочее напряжение, на которое включаются последовательно соединенные конденсаторы, кВ; $U_{\text{НОМ.К}}$ — номинальное напряжение одного конденсатора, кВ; κ_e — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения напряжения между последовательно включенными конденсаторами, принимается (при надлежащей комплектации и эксплуатации батареи с разбросом емкости 1 — 2%) равным 0,9—0,95. Чем больше M , тем меньше повышается напряжение на конденсаторах при замыкании части их. При неотключенном КЗ на одном из последовательно включенных конденсаторов цепи (рис. 26.3, а) напряжение на каждом не поврежденном конденсаторе U'_1 увеличится и составит относительно напряжения нормального режима U_1 величину

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{M}{M - 1}. \quad (9.40)$$

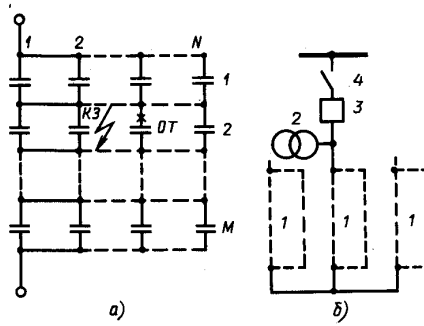


Рисунок 9.3 - Принципиальные схемы соединения конденсаторных батарей на напряжения выше 10 кВ:

a — схема последовательно-параллельного соединения однофазных конденсаторов, *OT* - случая отключения конденсаторов; *б* — схема трехфазной конденсаторной батареи, соединенной в звезду) 1 — конденсаторы одной фазы батареи; 2 — разрядное сопротивление; 3 — выключатель; 4 — разъединитель

При соединении батареи в звезду

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{3M}{3M - 2}. \quad (9.41)$$

При этом нулевая точка звезды будет иметь потенциал при фазном напряжении нормального режима U_Φ :

$$\frac{U'_0}{U_\Phi} = \frac{1}{3M - 2}. \quad (9.42)$$

Число параллельно включаемых конденсаторов определяется требуемой емкостью батареи. Параллельные цепи последовательно включенных конденсаторов следует соединять поперечными перемычками через каждый конденсатор.

Напряжение на конденсаторах ряда, где произошло отключение одного параллельно соединенного конденсатора U'_1 (рис. 26.3, *a*), увеличится и составит относительно напряжения нормального режима U_1 величину

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{MN}{M(N - 1) + 1}. \quad (9.43)$$

где N — число параллельных конденсаторов в ряду.

При соединении батареи в звезду

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{3M(N - 1) + 3}{3M(N - 1) + 2} \cdot \frac{MN}{M(N - 1) + 2}, \quad (9.44)$$

а потенциал нулевой точки

$$\frac{U'_0}{U_\Phi} = \frac{1}{3M(N - 1) + 2}. \quad (9.45)$$

При одинаковом общем числе конденсаторов у батарей данной мощности ($M \cdot N = \text{пост.}$) можно ожидать меньшие перегрузки конденсаторов, вызванные отключением поврежденных, у батареи с меньшим значением M .

С повышением N значение U'_1 приближается к U_1 .

При использовании конденсаторов со встроенными секционными предохранителями, когда повреждение одной секции незначительно изменяет общую емкость ряда, минимально допустимое число конденсаторов в ряду может не определяться.

По условиям защиты конденсаторы могут быть включены через реакторы.

Системы регулирования. Режим работы компенсирующих устройств потребителей задается энергоснабжающей организацией на основании баланса реактивной мощности в данном узле энергосистемы в различные часы суток и дни недели.

При отсутствии точных данных расчетный график регулирования мощности компенсирующих устройств определяется по расчетному графику реактивной нагрузки, который может быть построен по расчетным нагрузкам рабочих смен. Мощность, развиваемая конденсаторами, не должна превышать реактивную мощность нагрузки. Упорядоченный расчетный график будет ступенчатым.

Наиболее простым и достаточно эффективным является регулирование по времени. По заданной программе производится изменение мощности, развиваемой компенсирующими установками, вручную или автоматически.

Регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению производится в зависимости от отклонения напряжения в данном пункте. Оно должно быть согласовано с другими средствами регулирования напряжения в сети. В мощных сетях регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению не всегда осуществимо. Для изменения напряжения на u и в долях номинального в точке сети с расчетной мощностью трехфазного короткого замыкания S_K , $MВ \cdot A$, необходимо изменить реактивную мощность, вызывающую потери напряжения в этой сети, на $Q = uS_K$, $Mвар$.

При регулировании по реактивной мощности автоматически изменяется мощность конденсаторов в зависимости от величин, непосредственно характеризующих реактивную нагрузку. Эффективность этих систем, как и регулирования по напряжению, реагирующих на контролируемый параметр, определяется их быстродействием. Конденсаторы допускают повторное включение, следующее за отключением, лишь по истечении определенного времени, требуемого для их разряда. Поэтому для регулирования конденсаторов при колебании нагрузки эти системы могут быть не высокоэффективными. В этих случаях применяются специальные синхронные компенсаторы и конденсаторные установки, рассчитанные на изменения развиваемой ими реактивной мощности в больших пределах и с высокой скоростью, требуемой при колебаниях мощности нагрузки, например, прокатных станов с тиристорным приводом.

Разряд конденсаторов. При отсутствии встроенных сопротивлений для разряда конденсаторов до 1 кВ предусматриваются активные сопротивления. Для батарей конденсаторов на напряжения выше 1 кВ в качестве разрядных сопротивлений применяют трансформаторы напряжения.

Разрядное сопротивление должно выбираться по верхнему пределу допускаемых значений, определяемому продолжительностью времени разряда отключенной батареи.

Время t_p , в течение которого разрядное сопротивление R_p , Ом (для трансформаторов напряжения — активное сопротивление его обмотки высокого напряжения), снизит напряжение на отключенной батарее емкостью C , Ф, от начального U_p , В, до данного U_t , В, определяется по выражению, с,

$$t_p = R_p C \ln \frac{U_p}{U_t}. \quad (9.46)$$

По условиям безопасности напряжение на отключенной батарее должно снижаться до 65 В в течение примерно 1 мин. При повторном включении батареи напряжение ее остаточного заряда не должно превышать 10% начального.

9.6 КОНСТРУКЦИЯ И УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Конденсаторные батареи, как и одиночные конденсаторы, могут устанавливаться как внутри помещений, так и на открытом воздухе. При общем количестве масла в конденсаторах до 600 кг они могут быть установлены в помещениях щитов управления, распределительных устройств до 1 кВ и выше и производств категорий Г и ДГ по пожарной безопасности. При количестве масла более 600 кг конденсаторы должны быть расположены в отдельном помещении I и II степени огнестойкости с выходом наружу или в общие помещения такой же огнестойкости, при этом под конденсаторами должен быть предусмотрен маслоприемник на 20 % общего количества масла, устроенный в соответствии с требованиями ПУЭ. Количество масла в конденсаторах при отсутствии более точных данных может определяться, исходя из удельного содержания масла в них 0,7 кг/квар, в том числе свободной части, которая может вытечь из конденсатора при повреждении его корпуса, 0,4 кг/квар.

В помещении, где устанавливаются конденсаторы, должна поддерживаться в зоне их размещения температура в допустимых для них пределах.

При наружной установке конденсаторов необходимо соблюдение требований, предъявляемых правилами и нормами к установкам с маслонаполненным оборудованием, при этом устройство маслоприемников не требуется. Рекомендуются под конденсаторными батареями значительной мощности предусматривать слой гравийной засыпки.

Следует применять комплектные конденсаторные установки. Конструкция батарей с последовательно-параллельным соединением

однофазных конденсаторов (применяемом при напряжении примерно 10 кВ) определяется типом используемых конденсаторов и принятой схемой батареи. Батарею следует

составлять из отдельных кассет, платформ с общей дополнительной изоляцией. Наибольшее число n_u последовательно соединенных конденсаторов на одной кассете определяется классом изоляции на корпус U_{II} и номинальным напряжением одного конденсатора $U_{\text{ном. к}}$

$$n_u = U_{II} / U_{\text{ном. к.}}$$

При $U_{II} = U_{\text{ном. к}}$ следует применять конденсаторы с одним выводом, соединенным с его корпусом, который соединяется и с несущей их металлической конструкцией кассеты. Это позволяет устанавливать по два последовательно соединенных конденсатора или ряда на одной кассете (рис. 9.4).

Конденсаторы рекомендуется устанавливать на металлическом каркасе

вертикально изоляторами вверх в один, два и три яруса при одно- или двухрядном расположении их в ярусе с расстоянием между основаниями корпусов 50 мм при мощности конденсатор до 13 квар, 70 мм — от 13 до 45 квар, 100 мм — от 50 до 75 квар и 120 мм при 100 квар. Выводы присоединяют к ошиновке батареи гибкими проводниками (во избежание возникновения усилий на выводах).

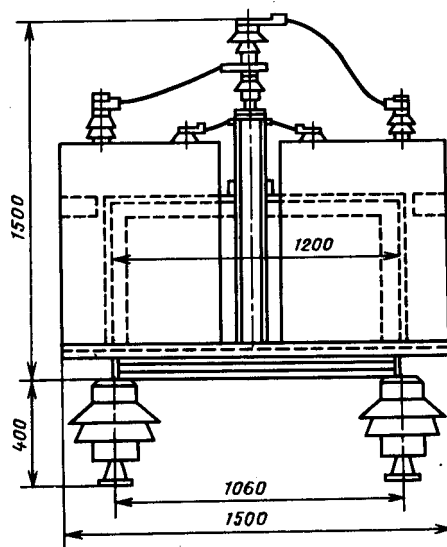


Рисунок 9.4 - Наружная установка конденсаторов. Типовая кассета батареи 35 кВ на два последовательных ряда конденсаторов, один из выводов которых соединен с корпусом

Кассеты устанавливают на изоляторах. Для наружных установок применяют также подвесные изоляторы. Класс изоляции определяется номинальным напряжением батареи.

10 ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ

10.1 СИСТЕМЫ И ВИДЫ ОСВЕЩЕНИЯ

На промышленных предприятиях 5—10 % и более (швейное производство, выставки и др.), потребляемой энергии затрачивается на электрическое освещение. Правильное выполнение осветительных установок способствует рациональному использованию электроэнергии, улучшению качества выпускаемой продукции, повышению производительности труда, снижению утомляемости рабочих, уменьшает количество аварий и случаев травматизма.

Электроосвещение — важная часть электрики (прекращение электроснабжения кроме остановки производства опасно для персонала). Регламентируется устройство внутреннего, наружного и рекламного освещения, а также освещение специальных, в том числе взрывоопасных и пожароопасных установок.

Проектирование осветительных установок заключается в разработке светотехнического и электрического разделов проекта. В светотехническом разделе решают следующие задачи: выбирают типы источников света и светильников, намечают наиболее целесообразные высоты установки светильников и их размещения, определяют качественные характеристики осветительных установок. Электрическая часть проекта включает: определение расчетных нагрузок освещения, выбор схемы питания осветительной установки, выбор рационального напряжения, выбор сечения и марки проводов, выбор способов прокладки сети.

Выбор напряжения для осветительных установок производится одновременно с выбором напряжения для силовых потребителей, при этом учитываются также требования техники безопасности и экономичности.

Для электрического освещения следует применять газоразрядные лампы (люминесцентные, ртутные лампы давления с исправленной цветностью, натриевые, ксеноновые типа ДРЛ, ДРИ, ДРН, ДНаТ) и лампы накаливания.

Люминесцентные лампы благодаря высокой световой отдаче, большому сроку службы, а также достаточно хорошей цветопередаче за последние годы стали источниками света широкого применения. Их используют для освещения помещений, где необходимо правильное различение цветовых оттенков; производственных помещений, в которых выполняется работа большой и средней точности (в том числе в учебных заведениях и проектно-конструкторских бюро); помещений административных, торговых зданий и офисов. В зависимости от назначения освещаемых помещений и вида производимых работ выбирают соответствующие типы ламп. Люминесцентные лампы предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от 18 до 25 °С, при повышении и понижении температуры их световая отдача уменьшается. При изменении напряжения в пределах 7 % световой поток меняется так же, как и напряжение.

Люминесцентные лампы надежно зажигаются и горят при напряжении сети не ниже 90 % от номинального.

Ртутные лампы ДРЛ, обладающие большим единичным световым потоком, используются для освещения больших производственных помещений высотой более 6 м, в которых не требуется различать цветовые оттенки. При их применении резко снижается количество устанавливаемых осветительных приборов, что приводит к упрощению распределительной сети, уменьшению монтажных работ и снижению расходов на эксплуатацию.

Лампы накаливания благодаря невысокой стоимости, простоте обслуживания, незначительным размерам и независимости их работы от условий внешней среды являются источниками света массового применения, хотя КПД и световая отдача у них значительно ниже, чем у люминесцентных. Лампы накаливания используются для освещения производственных помещений, в которых по выполняемым в них работам требуются низкие или средние уровни освещенности (то есть выполняются грубые виды работ); для освещения помещений с особо тяжелыми условиями среды; жилых зданий; помещений детских учреждений и так далее. Лампы накаливания используются также в специальных случаях — для аварийного освещения, питаемого или переключаемого на питание постоянным током; когда требуется применение светильников малых габаритов, создающих направленное освещение; для помещений, в которых по условиям технологии недопустимо применение газоразрядных ламп (например, по причинам создания ими радиопомех). Для взрывоопасных помещений также используются преимущественно лампы накаливания ВЗГ, НЧБ, РСР, хотя есть и газоразрядные ЛСР, НЧТЛ.

При устройстве осветительных установок могут применяться три системы освещения: 1) общего равномерного освещения, когда световой поток распределяется без учета размещения оборудования; 2) общего локализованного освещения — световой поток распределяется с учетом расположенного оборудования; 3) комбинированного освещения — к общему освещению (обычно равномерному) добавляется местное освещение рабочих мест. Разновидностью местного освещения является переносное освещение.

Качество и экономичность осветительной установки во многом зависит от правильности выбора системы освещения. *Система общего освещения* применяется для освещения всего помещения в целом, и в том числе рабочих поверхностей. *Общее освещение с равномерным размещением светильников* используется, когда в производственных помещениях технологическое оборудование расположено равномерно по всей площади с одинаковыми условиями зрительной работы. *Система комбинированного освещения* применяется в помещениях с тонкими зрительными работами, требующими высокой освещенности.

В этом случае часть светильников освещает только рабочие места (местное освещение), а другая — все помещения.

Электрическое освещение бывает двух видов: рабочее и аварийное. *Рабочее освещение* устраивается во всех без исключения помещениях и создает на рабочих поверхностях нормированную освещенность. В некоторых случаях

помимо рабочего освещения необходимо *аварийное освещение*, которое обеспечивает минимальную освещенность на рабочих местах при внезапном отключении рабочего освещения. Аварийное освещение, необходимое для продолжения работ, должно создавать освещенность на рабочих местах, равную 5 % от освещенности, нормируемой для рабочего освещения при системе общего освещения, но не менее 2 лк. Аварийное освещение для эвакуации людей должно обеспечивать освещенность пола основных проходов и ступеней не менее 0,5 лк.

Для аварийного освещения разрешается применение ламп накаливания, мгновенно зажигающихся при низких температурах (ниже $+5^{\circ}\text{C}$), и люминесцентных. Последние допускается использовать в помещениях с минимальной температурой $+10^{\circ}\text{C}$ и при питании их во всех режимах переменным током с напряжением на лампах не ниже 90 % от номинального значения. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения типоразмерами или специально нанесенными знаками.

10.2 НОРМИРОВАНИЕ И УСТРОЙСТВО ОСВЕЩЕНИЯ

Выбор минимальной освещенности для внутреннего и наружного освещения производят в зависимости от размера объекта различения, контраста объекта с фоном и отражающих свойств фона (рабочей поверхности). При установлении норм освещенности следует руководствоваться следующей шкалой: 0,2; 0,3; 0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 300; 400; 500; 600; 750; 1000; 1250 лк.

В соответствии с нормируемыми значениями освещенности и коэффициентами запаса при искусственном освещении производственных помещений выделяют 8 разрядов с подразядами. Характеристика зрительной работы принята в интервале от наивысшей точности (наименьший объект различения менее 0,15 мм; контраст объекта различения с фоном — малый; освещенность при общем освещении 1250 лк) до 8 разряда (постоянное общее наблюдение за ходом производственного процесса 75 лк; периодическое при постоянном — 50 лк и периодическом — 30 лк пребывания людей в помещении; общее наблюдение за инженерными коммуникациями — 20 лк). Важно, что для большинства работ средней, малой и грубой точности достаточна освещенность 150 лк (работа со светящимися материалами и изделиями в горячих цехах — 200 лк). Нормированную освещенность в справочниках связывают с удельной плотностью нагрузки освещения, которая для производственных помещений может составлять 10—100 Вт/м². Например, в цехах литья и котельных 10—12 Вт/м², в инструментальных и шлифовальных цехах 15—20 Вт/м².

В процессе эксплуатации осветительной установки освещенность на рабочих поверхностях уменьшается вследствие уменьшения со временем светового потока из-за загрязнения ламп, осветительной арматуры и отражающих поверхностей (стен и потолков). Для обеспечения освещенности на рабочих поверхностях на уровне нормируемой расчетное значение освещенности

E_p принимают больше нормируемого $E_{норм}$ с учетом коэффициента запаса k_3 :

$$k_3 = E_p / E_{норм}. \quad (10.1)$$

Существуют коэффициенты запаса, учитывающие снижение освещенности в процессе эксплуатации, и соответствующие им сроки чистки светильников. Например, в производственных помещениях с нормальной воздушной средой коэффициент запаса при газоразрядных лампах — 1,5, при лампах накаливания — 1,3. Для правильного выбора светильников необходимо учитывать условия окружающей среды, в которой будет работать светильник, требуемое распределение светового потока в зависимости от назначения и характера отделки помещения и экономичности светильника. Для общего освещения производственных помещений с нормальными условиями работы в зависимости от отражающих свойств стен и потолков применяют подвесные или потолочные светильники с люминесцентными лампами типа ЛД (ОД). Из светильников накаливания применяют светильник «Универсаль» (У) в помещениях высотой от 4 до 6 м и типа «Глубокоизлучатель» (Гс, Гэ) в помещениях высотой свыше 6 м. В сырых, жарких, пыльных и пожароопасных помещениях применяют светильники типа ППД, ПУН, ПГТ и тому подобные и люминесцентные типа ПВЛ-1, ПВЛЛ, ПВЛМ. Сейчас количество видов светильников возросло, включая поставки иномарок.

Выбор расположения светильников влияет на экономичность, качество и удобство эксплуатации освещения. Рекомендации по расположению светильников по высоте помещения приведены на рис. 10.1.

Расчетная высота, м:

$$h = H - h_c - h_p, \quad (10.2)$$

где H — высота помещения (при ферменном перекрытии — высота до затяжки ферм); h_c — расстояние светильников до потолка; h_p — высота рабочей поверхности над полом.

Высота светильника над полом

$$h_{\pi} = H - h_c.$$

При общем равномерном освещении выгоднейшим вариантом расположения в плане считается расположение светильников ламп накаливания и ДРЛ по сторонам квадрата, прямоугольника или по вершинам равностороннего треугольника (рис.10.2, а), светильники люминесцентные можно располагать

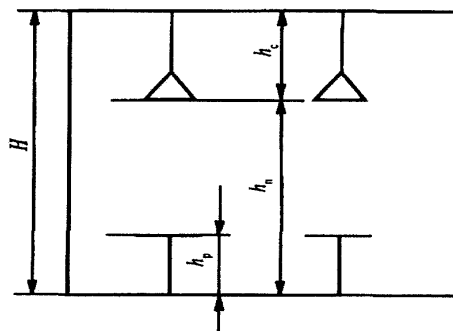


Рисунок 10.1 - Расположение светильников по высоте помещения

сплошными или прерывистыми рядами (рис.10.2, б). Расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стен рекомендуется принимать

$l = (1/3 - 1/2)L$ (где L — расстояние между соседними рядами светильников или рядами ламп, если по длине они различны, то соответственно L_a , L_b). Основное требование при выборе расположения — доступность обслуживания: $h_{\text{п}} < 5$ м — при обслуживании с лестниц или стремянок; $h_{\text{п}}$ на уровне ферм — при обслуживании с кранов.

Рекомендуются следующие примерные соотношения расстояния L и высоты h , в зависимости от типа светильника:

$$l = L/h. \quad (10.3)$$

Таблица 10.1 - Наивыгоднейшие значения относительных расстояний l_0

Светильники с ЛН	l_0	Светильники с ЛЛ	l_0
Универсаль	1,9	ЛД, ЛДР, ЛДО, ЛДОР (ОД, ОДО, ОДОР), ПВЛ-6, ВЛО, ПЛУ, НОТЛ, ПЛ-1	1,4
Универсаль с затенителем	1,8	ВОД, ВЛН, ПВЛ-1	1,5
Глубокоизлучатель:		ШОД, ШЛП	1,3
Гэ	1,7		
Гс	1,1		
Гк	0,8		
Люцетта	1,6		
Шар молочного стекла	2,8		
Кольцевые подвесные светильники	1,7		
Плафон одноламповый	2,6		
Плафон ПГТ	2,1		
ПУ без отражателя	2,5		

Значения относительных расстояний между светильниками l_0 , обеспечивающие максимальную равномерность освещения, приведены в табл. 10.1. Люминесцентные светильники необходимо размещать рядами параллельно длинной стороне помещения со световыми проемами. Расстояние от потолка до светильника h_c обычно принимается от 0,5 до 0,7 м (в жилых и общественных зданиях пониженной высоты — от 0,3 до 0,4 м).

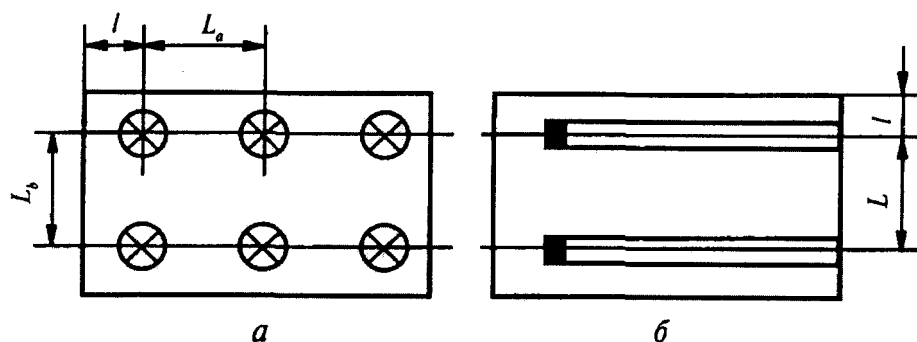


Рисунок 10.2 - Схемы размещения светильников: а — накаливания; б - люминесцентные

10.3 РАСЧЕТ ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

После того, как произведен выбор типа ламп, их расположение в рассматриваемом помещении и количество, необходимо определить мощность отдельных ламп и всей осветительной установки в целом, имея в виду, что источником света являются однофазные электроприемники. При их небольшой единичной мощности (обычно не выше 2 кВт) в осветительной сети распределением осветительных приборов по фазам можно достичь достаточно равномерной нагрузки (с несимметрией не более 5—10 %). Для осветительных установок с лампами накаливания и ДРЛ определяют число ламп исходя из условия их рационального размещения, а затем мощность одной лампы с учетом величины ее светового потока $F_{\text{л}}$ (лм):

$$F_{\text{л}} = \frac{E_{\text{min}} k_3 S z}{N k_u}, \quad (10.4)$$

где E_{min} — минимальная освещенность, лк; k_3 — коэффициент запаса; S — площадь помещения, м²; z — коэффициент минимальной освещенности; N — количество светильников; k_u — коэффициент использования.

Нормы освещенности для работ различной степени трудности зрительного восприятия приведены в СНиП в зависимости от углового размера объекта различения, контраста объекта и фона, коэффициентов отражения потолка, стен и пола, учитываются также и уровни (условия) естественного освещения. В табл. 10.2 приведен пример нормирования части показателей освещения.

Значения E_{min} , k_3 , z и k_u определяют по табличным данным. По найденному значению $F_{\text{л}}$ выбирают ближайшую стандартную лампу, поток которой должен отличаться от расчетного не более чем на 10 в меньшую сторону или на 20 % в большую. При невозможности выбора $F_{\text{л}}$ с такой точностью корректируется число светильников, N . Если по какой-либо причине величина $F_{\text{л}}$ задана однозначно, то N определяют по (10.4).

При расчете освещения, выполненного рядами люминесцентных светильников, под N в (10.4) следует понимать число рядов, под $F_{\text{л}}$ — суммарный поток ламп одного ряда. По найденному значению $F_{\text{л}}$ komponуют ряд, то есть определяют светотехнически и конструктивно подходящее число и мощность светильников, для которых $F_{\text{л}}$ близко к необходимому. Коэффициент z зависит от многих факторов, из которых основное значение имеет относительное расстояние между светильниками l_0 . Если светильники расположены по углам квадрата или прямоугольника, z принимается равным 1,15, если люминесцентные светильники расположены рядами, $z = 1,1$.

Коэффициент использования светового потока для каждого типа светильника определяют по справочникам в зависимости от коэффициентов отражения от стен, потолка и рабочей поверхности (r_c , r_n , $r_{p.n}$), а также от зависящего от площади помещения индекса i , определяемого по формуле

$$i = \frac{AxV}{h(A+B)}, \quad (10.5)$$

где A — длина помещения; B — ширина; h — расчетная высота.

Таблица 10.2 - Нормируемые показатели искусственного освещения основных административных зданий

Помещения	Освещенность E , лк, при освещении		Коэффициент пульсации освещенности **
	комбинированном*	общем	
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	400/200	300	<15
Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	600/400	500	<10
Помещения для посетителей, экспедиции, помещения обслуживающего персонала	400/200	300	<15

* В числителе — всего, в знаменателе — от общей освещенности.

** Показатель дискомфорта освещения M для административных зданий не превышает 40.

Простейший способ светотехнического расчета - метод удельной мощности (пригоден для расчета общего равномерного освещения помещений, длина которых не более чем в 2,5 раза превышает ширину). Метод широко распространен, потому что удельная мощность является важным энергетическим показателем осветительной установки, используемым для оценки экономичности решений и определения осветительной нагрузки на начальных стадиях проектирования. Мощность и число ламп определяют по рекомендуемым таблицам удельной мощности. Указанный метод нельзя использовать при проектировании осветительных установок производственных помещений со сложной зрительной задачей, классов I и II, а также осветительных установок, требующих высокого качества освещения и правильной цветопередачи. Не следует рассчитывать по таблицам удельной мощности также освещение и таких, по существу, локализованных помещений, как гардеробы и санузлы.

Удельная мощность осветительной установки — частное от деления общей мощности установленных в помещении ламп на площадь помещения, кВт/м²:

$$P_{уд} = P_{л}n / S,$$

где $P_{л}$ - мощность одной лампы, Вт; n — число ламп; S — площадь помещения, м².

При расчете по методу удельной мощности для освещаемого помещения сначала выбирают тип светильника и расчетную высоту его подвеса; при светильниках накаливания или ДРЛ намечают наиболее выгодное число светильников N ; в зависимости от величины нормируемой освещенности E_{min} , площади освещенного помещения S и расчетной высоты h находят по справочникам удельную мощность $P_{уд}$ (табл.10.3). Затем определяют мощность одной лампы:

$$P_{\text{Л}} = P_{\text{УД}} S / N. \quad (10.6)$$

Для люминесцентных светильников порядок расчета несколько изменяется: сначала намечают число рядов N и находят общую необходимую мощность всех ламп ряда P :

$$P_{\text{ЛР}} = P_{\text{УД}} S / N. \quad (10.7)$$

а затем число светильников.

Таблица 10.3 - Удельная мощность W общего равномерного освещения светильниками с ЛН мощностью 100 – 200 Вт

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	$W, \text{ Вт/м}^2, \text{ светильников с КСС.}$					
		Д-1	Д-2	Д-3	Г-1	Г-2	Г-3
2–3	10–15	28,8	25,4	24,3	20,1	17,5	16,9
	15–25	23,2	20,5	20,5	17,5	15,2	14,8
	25–50	20,5	18,4	17,5	15,2	13,7	13,3
	50–150	16,9	15,2	13,9	12,7	12,0	11,7
	150–300	14,8	13,2	12,9	11,7	11,2	11,2
	> 300	13,0	12,1	11,5	11,1	10,8	10,8
3–4	10–15	50,8	41,1	33,4	26,7	22,2	21,3
	15–25	38,1	32,3	28,1	22,7	19,1	18,7
	25–30	28,8	25,4	24,3	20,1	17,2	16,9
	30–50	23,2	20,5	20,5	17,5	15,2	14,9
	50–120	19,8	17,8	16,7	14,6	13,2	13,0
	120–300	16,9	15,0	13,9	12,6	11,9	11,9
	> 300	13,5	12,7	12,1	11,4	11,0	11,0
4–6	10–17	97,1	62,8	53,4	36,8	28,1	28,8
	17–25	59,3	46,4	38,1	28,8	23,7	23,7
	25–35	42,7	38,1	30,5	24,3	20,5	20,9
	35–50	33,3	28,8	26,0	21,3	18,4	18,1
	50–80	24,3	22,2	22,2	18,7	16,2	15,7
	80–150	21,8	19,4	18,7	16,2	14,4	14,0
	150–400	18,4	16,4	15,2	13,7	12,6	12,3
	> 400	14,4	13,3	12,7	11,7	11,4	11,1

Примечание. Величина нормируемой освещенности 100 лк; условный КПД = 100%; $\rho_n = 0,5$; $\rho_p = 0,1$; $k_s = 1,3$; $z = 1,15$.

10.4 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Расчетную мощность освещения $P_{\text{Р.О}}$ определяют с учетом потерь мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА):

$$P_{\text{Р.О}} = P_{\text{НОМ.О}} K_{\text{ПРА}}. \quad (10.8)$$

где $P_{\text{НОМ.О}} = P_{\text{НОМ.л}} N$ — номинальная (установленная) мощность осветительной сети (N — число ламп; $P_{\text{НОМ.л}}$ — номинальная мощность одной лампы.); $K_{\text{ПРА}}$ — коэффициент, учитывающий потери в ПРА.

Значения коэффициента, учитывающего потери в ПРА, принимаются: для ламп типов ДРЛ и ДРИ $k_{ПРА} = 1,1$; для ЛЛ со стартерными схемами включения $k_{ПРА} = 1,2$; для ЛЛ с бесстартерными схемами включения $k_{ПРА} = 1,3—1,35$. В большинстве справочников (учебников) расчетную мощность по (10.8) определяют с введением коэффициента спроса k_c . Однако для расчета групповой сети освещения здания и

всех звеньев сети аварийного освещения, а также для расчета сети наружного освещения следует принимать $k_c = 1$.

Электроснабжение рабочего освещения, как правило, выполняют самостоятельными линиями от щитов подстанции. При этом электроэнергия от подстанции передается питающими линиями на осветительные магистральные щитки, а от них — групповым осветительным щиткам. Питание источников света осуществляется от групповых щитков групповыми линиями. Светильники аварийного освещения в том числе для продолжения работ, а также другие, в частности для эвакуации, должны быть присоединены к независимому источнику питания.

Электрическая сеть осветительных установок состоит из питающих и групповых линий. Питающие линии выполняют по радиальным, магистральным, а также радиально-магистральным схемам (рис.10.3). Радиальные питающие линии применяют при нагрузках на групповые щитки более 200 А. Наиболее распространены смешанные радиально-магистральные сети. Выбор схемы питающих и групповых сетей должен определяться: а) требованиями к бесперебойности действия осветительной установки; б) технико-экономическими показателями (минимальными приведенными показателями, расходом цветных материалов и электроэнергии); в) удобством управления и простотой эксплуатации осветительной установки.

При выборе трассы осветительной сети и мест установки магистральных и групповых щитков учитывают: удобство эксплуатации (доступность); исключение возможности повреждения при производстве работ; эстетические требования; уменьшение длины трассы.

Технико-экономическими расчетами установлено, что максимальная длина трехфазных четырехпроводных групповых линий при напряжении 380/220 В может быть принята не более 80 м, а двухпроводных — не более 35 м. К групповым линиям не рекомендуется присоединять на фазу более 20 ламп накаливания, а при использовании многоламповых люминесцентных светильников — до 50 ламп.

Размещение щитков следует производить вблизи от центра электрических нагрузок, при этом необходимо обеспечить доступность их обслуживания. Не следует устанавливать щитки в горячих и сырых цехах предприятий, а также в пожароопасных помещениях. Запрещается установка щитков во взрывоопасных помещениях всех классов.

Много лет сети освещения выполняли из проводов на основе алюминия. Минимальное сечение изолированных проводов с алюминиевыми жилами должно было быть не менее 2,5 мм². В настоящее время, учитывая ненадежность, недолговечность, пожарную опасность алюминия, следует применять медь.

Если к линии вдоль ее длины подключить ряд электроприемников, то токовая нагрузка по мере удаления от источника будет уменьшаться. Поэтому электрические осветительные сети, исходя из экономической целесообразности, строят с убывающей величиной сечения проводов в направлении от источника питания к электроприемникам. На практике для расчетов сечений осветительных сетей при условии наименьшего расхода проводникового материала пользуются упрощенной методикой, выведенной на основании математического анализа и ряда принятых допущений:

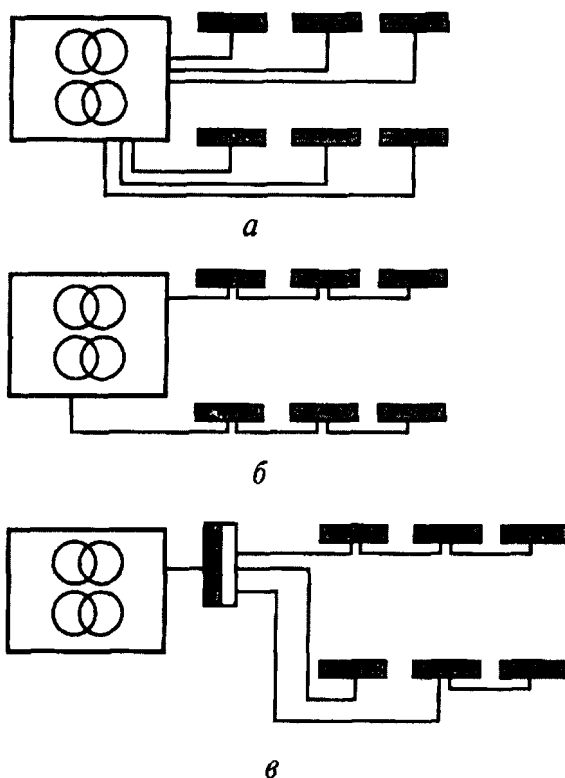


Рисунок 10.3 - Разновидности схем питающих осветительных сетей:
а — радиальная; *б* — магистральная; *в* — радиально-магистральная

$$S = M_{\text{прив}} / (C \Delta U_{\text{доп}}), \quad (10.9)$$

где S — сечение провода данного участка, мм²; $M_{\text{прив}}$ — приведенный момент мощности, кВтм; C — коэффициент, зависящий от схемы питания (трех-, двух или однофазная) и марки материала проводника; $\Delta U_{\text{доп}}$ (%) допустимая потеря напряжения в осветительной сети от источника питания до наиболее удаленной лампы ($\Delta U_{\text{доп}} = 2,5\%$).

Приведенный момент мощности

$$M_{\text{прив}} = \Sigma M. + \Sigma at, \quad (10.10)$$

где ΣM — сумма моментов данного и всех последующих по направлению передачи энергии участков с тем же числом проводов в линии, как и на данном участке; Σat — сумма моментов всех ответвлений, имеющих иное число

проводов в линии, чем на данном участке (a — коэффициент приведения моментов, зависящий от числа проводов на участке и в ответвлении).

Выражение (36.10) последовательно применяют ко всем участкам сети, начиная с ближайшего к источнику питания. При выборе сечений проводов для первых участков сети следует принимать ближайшие стандартные сечения $S_{i\text{ ст.}}$. По выбранному стандартному сечению данного участка $S_{i\text{ ст.}}$ и его фактическому моменту M_i определяют фактические потери напряжения $\Delta U_{\phi i}$:

$$\Delta U_{\phi i} = M_i / (C S_{i\text{ ст.}}). \quad (10.11)$$

Последующие участки рассчитывают аналогично с учетом оставшихся (или располагаемых) потерь напряжения на них:

$$\Delta U_{\text{рас.л}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\phi i}, \quad (10.12)$$

После определения сечений участки проверяют по нагреву:

$$I_{p.i.} < I_{\text{доп.}}, \quad (10.13)$$

где $I_{p.i.}$ — расчетный ток i -го участка; $I_{\text{доп.}}$ — допустимый ток выбранного на i -м участке сечения.

Расчетный ток определяют по следующим формулам:

- для однофазной (двухпроводной) сети освещения

$$I_p = \frac{P_p \cdot 10^3}{U_{\phi} \cdot \cos \varphi}, \quad (10.14)$$

- для двухфазной (трехпроводной) сети при включении ламп на фазное напряжение

$$I_p = \frac{P_p \cdot 10^3}{2U_{\phi} \cdot \cos \varphi}, \quad (10.15)$$

- для трехфазной (четырёхпроводной) сети

$$I_p = \frac{P_p \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_{\phi} \cdot \cos \varphi}, \quad (10.16)$$

где P_p — расчетная мощность, кВт.

Значение коэффициента мощности для различных видов ламп следующее: $\cos \varphi = 1$ — для сетей с лампами накаливания; 0,95 — для сетей с ЛЛ и компенсированными ПРА; 0,6 — для сетей с лампами ДРЛ.

В последнее десятилетие получили распространение низковольтные воздушные сети, выполненные как самонесущая система изолированных проводов (СИП). Используется СИП в городах как обязательная прокладка, как магистраль в сельских зонах со слабой плотностью населения, ответвления к потребителям. Способы прокладки СИП различны: натягивание на опорах;

натягивание по фасадам зданий; прокладка вдоль фасадов.

Конструкция СИП (униполярных бронированных и небронированных, триполярных с изолированной или голой несущей нейтралью) в общем случае состоит из медной или алюминиевой проводниковой многопроволочной жилы, окруженной внутренним полупроводниковым экструдированным экраном, затем — изоляцией из сшитого полиэтилена, полиэтилена или ПВХ. Герметичность обеспечивается порошком и компаундированной лентой; поверх которых расположен металлический экран из меди или алюминия в виде спирально уложенных нитей или ленты, с использованием экструдированного свинца. Поверх подушки кабельной брони, выполненной из бумаги, ПВХ, полиэтилена, делают броню из алюминия в виде сетки из полосок и нитей. Внешняя защита выполнена из ПВХ, полиэтилена или смесей без гелогена. Пролеты прокладки, рассчитанные с учетом ее температуры и сечений проводов (не менее 25 мм² для магистралей и 16 мм² на ответвлениях к вводам для потребителей, 10 мм² для сталеалюминиевого провода) составляют от 40 до 90 м.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

11.1 ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

Промышленные электросети и электроустановки для своей защиты от повреждений и аномальных режимов в большинстве случаев не требуют сложных устройств релейной защиты.

К релейной защите предъявляют следующие основные требования:

- надежное отключение всех видов повреждений;
- чувствительность защиты;
- избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков;
- простота схем;
- быстрое действие;
- наличие сигнализации о повреждениях.

11.2 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

Релейная защита трансформаторов главных понизительных подстанций.

Для трансформаторов ГПП должны предусматриваться следующие виды защит:

1) газовая – защита от повреждения внутри кожуха и от понижения масла. В качестве реле защиты в основном используются газовые реле. В зависимости от интенсивности газообразования защита действует на сигнал или отключение. Установка газовой защиты обязательна для всех трансформаторов номинальная мощность которых 6,3 МВА и более.

2) продольная дифференциальная токовая защита от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформаторов. Она предусматривается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты устанавливаются со всех сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ , вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения – в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Выбор коэффициента трансформации трансформаторов тока и схем их соединения для различных сторон защищаемого трансформатора производится в порядке, изложенным в таблице 11.1.

Для дифференциальной защиты рекомендуется использовать реле с торможением типа ДЗТ-11 или комплект защиты ДЗТ-21. Дифференциальная защита с реле ДЗТ-11 выполняется так, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было минимальным или совсем отсутствовало.

Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформаторам тока, установленным на стороне низшего напряжения трансформатора. Определение уставок и чувствительности защиты производится в соответствии с таблицей 11.2.

Таблица 11.1 - Исходные данные и выбор трансформаторов тока

Параметры	Формулы	Стороны напряжения	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,ср}}}$	$I_{\text{номВН}}$	$I_{\text{номНН}}$
Схема соединения трансформаторов тока	—	Δ	Y
Коэффициент схемы включения реле защиты	$k_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1
Параметры	Формулы	Стороны напряжения	
		ВН	НН
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_{\text{I расч}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{ном,ТТ}}},$ $I_{\text{ном,ТТ}}$ - номинальный вторичный ток трансформаторов тока	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{номВН}}}{I_{\text{ном,ТТ}}}$	$\frac{I_{\text{номНН}}}{I_{\text{ном,ТТ}}}$
Принятый коэффициент трансформации трансформаторов тока	k_{I}	$k_{\text{IВН}}$	$k_{\text{ИНН}}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{\text{I}}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{номВН}}}{k_{\text{IВН}}}$	$\frac{I_{\text{номНН}}}{k_{\text{ИНН}}}$
Максимальное значение тока в обмотках трансформатора при внешнем трехфазном КЗ (для определения небаланса при внешнем КЗ)	$I_{\text{k max}}^{(3)}$	—	—
Максимальное значение тока в обмотках трансформатора при трехфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{\text{k min 1}}^{(3)}$ $I_{\text{k min 2}}^{(3)}$	— —	— —

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния на ток, протекающий в реле, регулирования напряжения (РПН). Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2.

3) защита от токов внешних многофазных КЗ, в качестве защиты используются:

а) токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего напряжения, подключенных к соответствующим выводам трансформатора;

б) максимальная токовая защита с пуском напряжения,

устанавливаемая на стороне высшего напряжения (ВН) защищаемого трансформатора.

4) защита от перегрузки – максимальная токовая защита с действием на сигнал с выдержкой времени.

Таблица 11.2. - Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты трансформатора с реле типа ДЗТ-11

Параметры	Формулы
Первичный ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска тока намагничивания, А	$I_{c,3} = 1,5 \cdot I_{номВН}$
Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН. А	$I_{c,p} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{c,3}}{k_{I\text{ ВН}}}$
Параметры	Формулы
Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН: расчетное принятое	$w_{ВНрасч} = 100 / I_{c,p}$ $w_{ВН} \leq w_{ВНрасч}$
Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН: расчетное принятое	$w_{НН расч} = \frac{w_{ВН} \cdot I_{номВН}}{I_{номНН}}$ $w_{НН}$ - ближайшее к $w_{НН расч}$ целое число
Число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН: расчетное Принятое	$w_{Т расч} = \left(\varepsilon + \Delta u + \frac{w_{НН} - w_{НН расч}}{w_{НН расч}} \right) \frac{1,5 \cdot w_{НН}}{\operatorname{tg} \alpha},$ где $\varepsilon = 0,1$; Δu - относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения; α - угол наклона касательной к тормозной характеристике реле типа ДЗТ-11; $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$ $w_{Т} > w_{Т,расч}$, выбирается из ряда чисел 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24
Минимальное значение тока в реле при двухфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{pl} = \frac{1,5 \cdot I_{k\min 1}^{(3)}}{k_{I\text{ ВН}}}$ $I_{pl} = \frac{1,5 \cdot I_{k\min 2}^{(3)}}{k_{I\text{ ВН}}}$ Значения токов $I_{k\min 1}^{(3)}$ и $I_{k\min 2}^{(3)}$ из табл.
Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$k_{ч1} = \frac{I_{pl} \cdot w_{ВН}}{100} \geq 2$ $k_{ч1} = \frac{I_{p2} \cdot w_{ВН}}{100} \geq 1,5$

Типовые уставки защиты для двухобмоточных трансформаторов даны в таблице 11.3.

Таблица 11.3. - Типовые уставки релейных защит для двухобмоточных трансформаторов

Тип	Данные защищаемого трансформатора		Данные трансформаторов тока				Уставки реле типа ДЗТ-11 дифференциальной защиты			Уставки реле типа РТ-40/10 максимальной токовой защиты на стороне ВН с пуском напряжения, А	Минимальное значение тока на стороне ВН при КЗ на стороне НН, соответствующее чувствительности, А	
	Номинальная мощность, МВА	Сочетание напряжений, кВ	Схема соединений на стороне		НН	Коэффициент трансформации (K _t) на стороне		w _{ВН}	w _{НН}	w _Т	на среднем ответвлении РПН	на крайнем ответвлении РПН
			ВН	ВН		ВН	НН					
ТДН	16	115	Δ	Y	Y	150/5	1500/5	14	14	11	287	214
ТРДН	25	115	Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	1500/5	18	9	9	446	334
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	1000/5	18	9	9	446	334
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	1500/5	18	9	7	446	334
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	1000/5	18	10	9	446	334
			Δ	Y	Y	300/5	3000/5	18	17	11	446	334
			Δ	Y	Y	300/5	1500/5	18	14	11	446	334
			Δ	Y	Y	300/5	3000/5	18	18	13	446	334
			Δ	Y	Y	300/5	1500/5	18	16	11	446	334
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	3000/5	14	13	11	574	428
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	2000/5	14	15	11	574	428
РДН	40	115	Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	3000/5	14	14	11	574	428
			Δ	Y-Y	Y-Y	300/5	2000/5	14	16	11	574	428
			Δ	Y	Y	300/5	4000/5	14	18	13	574	428
			Δ	Y	Y	300/5	2000/5	14	15	11	574	428
			Δ	Y	Y	300/5	4000/5	14	18	13	574	428
			Δ	Y	Y	300/5	2000/5	14	16	11	574	428
			Δ	Y-Y	Y-Y	400/5	3000/5	15	11	9	712	536
			Δ	Y-Y	Y-Y	400/5	2000/5	15	12	9	712	536
			Δ	Y-Y	Y-Y	400/5	3000/5	15	11		712	536
			Δ	Y-Y	Y-Y	400/5	2000/5	15	12		712	536
ТРДЦН, ТРДЦНК, ТРДЦНК, ТРДЦНК	63	115	Δ	Y	Y	400/5	4000/5	15	14		712	536
			Δ	Y	Y	400/5	3000/5	15	18	1	712	536
			Δ	Y	Y	400/5	4000/5	15	15		712	536
			Δ	Y	Y	400/5	3000/5	15	19	3	712	536
			Δ	Y	Y	400/5	3000/5	15	14		712	536
			Δ	Y-Y	Y-Y	600/5	3000/5	14	7	1	1148	856
			Δ	Y-Y	Y-Y	600/5	3000/5	14	9		1148	856
			Δ	Y-Y	Y-Y	600/5	3000/5	14			1148	856
			Δ	Y-Y	Y-Y	600/5	3000/5	14		3	1148	856
			Δ	Y-Y	Y-Y	600/5	3000/5	14			1148	856

Ток срабатывания защит определяется по таблице 11.4.

Таблица 11.4. - Ток срабатывания реле токовых защит трансформатора

Тип защиты	Расчетная формула	Значение коэффициентов			Расчетный параметр
		$K_{сх}$	$K_{отс}$	$K_{в}$	
Максимальная токовая защита на стороне ВН от внешних КЗ	$I_{с,р} \geq \frac{k_{сх} \cdot k_{отс} \cdot I_{\max}}{k_{в} \cdot k_{I\text{ ВН}}}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,2	0,8-0,85	I_{\max} -наибольшее значение тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска электродвигателей
Максимальная токовая защита с симметричным или комбинированным пуском напряжения от внешних КЗ с включением реле тока	$U_{с,з} = 0,4 - 0,5 U_{\text{ном}} ;$ $U_{2с,р} = 6 - 12 \text{ В}$ (вторичных); $I_{с,р} \geq \frac{k_{сх} \cdot k_{отс} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{в} \cdot k_I}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,2	0,8-0,85	$U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ номинальные напряжение и ток трансформатора на стороне, где включены соответствующие реле
Максимальная токовая защита от перегрузки	$I_{с,р} \geq \frac{k_{сх} \cdot k_{отс} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{в} \cdot k_I}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,05	0,8-0,85	$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток трансформатора на стороне, где включено реле тока
Токовая отсечка	$I_{с,р} \geq \frac{k_{сх} \cdot k_{отс} \cdot I_{k,\max}^{(3)}}{k_I}$	1	1,3-1,4		$I_{k,\max}^{(3)}$ - максимальное значение периодической составляющей ($t=0$) тока в месте установки защиты при $k^{(3)}$ на стороне НН

Релейная защита цеховых трансформаторов. Релейная защита трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от типа коммутационных аппаратов, установленных на стороне высшего и низшего напряжения, и включает в себя следующие виды:

1. От межфазных коротких замыканий на стороне высшего напряжения — предохранители (в случае применения выключателей нагрузки); максимальная токовая защита; иногда, по условию обеспечения селективности, устанавливается токовая отсечка.

2. От однофазных замыканий на землю на стороне низкого напряжения — автоматические выключатели на стороне низкого напряжения или специальная защита нулевой последовательности, установленная в нулевом проводе на стороне низкого напряжения.

3. *От повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла* — газовая защита (рис. 11.17, а, б), устанавливаемая на трансформаторах мощностью 400 кВА и выше; у герметически закрытых трансформаторов, не имеющих расширителя, вместо газового реле устанавливают реле повышения внутритрансформаторного давления, работающего на отключение.

4. *От перегрузки* (максимальная) — токовая защита.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от межфазных коротких замыканий рассчитывается по двум условиям.

Первое условие:

$$I_{C.3} > k_{OTC} k_{C.3.П} / k_B I_{РАБ(max)},$$

где k_{OTC} — коэффициент отстройки,

$$k_{OTC} = 1,2;$$

k_B — коэффициент возврата, $k_B = 0,8$.

Второе условие — обеспечение бездействия защиты после работы АВР на стороне 0,4 кВ:

$$I_{C.3} \geq k_{OTC} (k_{C.3.П} I_{РАБ.РЕЗ(max)} + I_{РАБ(max)});$$

$I_{РАБ.РЕЗ(max)}$ — максимальный рабочий ток секции 0,4 кВ, которая подключается к рассматриваемому трансформатору при срабатывании устройства АВР, принимается равным $(0,65—0,7) I_{НОМ.ТРАНС}$;

$I_{РАБ(max)}$ — максимальный рабочий ток рассматриваемого трансформатора, который в схеме с АВР не должен превышать $(0,65—0,7) I_{НОМ.ТРАНС}$, чтобы не допускать опасной перегрузки трансформатора после действия АВР.

Из двух значений $I_{C.3}$ выбирается наибольший.

Проверка чувствительности максимальной токовой защиты осуществляется по двухфазному КЗ за трансформатором:

$$k_{Ч^{(2)}} = \frac{I_{К(min)}^{(2)}}{I_{C.3}} \geq 1,5,$$

где $I_{К(min)}^{(2)}$ — ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме на стороне низкого напряжения трансформатора, приведенный к стороне высшего напряжения по однофазному КЗ на стороне 0,4 кВ,

$$k_{Ч^{(2)}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{C.3}} \geq 1,5,$$

где $I_K^{(1)}$ — ток однофазного КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора, приведенный к стороне высшего напряжения.

В случае, если не обеспечивается необходимый коэффициент чувствительности, то дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ, предназначенная для работы при

однофазных КЗ на землю.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается из условия

$$I_{C.3} > k_{отс} / (k_B I_{ном}),$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора.

Выдержка времени принимается больше на ступень селективности, чем время срабатывания защиты от межфазных КЗ.

Отстройка защиты от однофазных коротких замыканий на землю производится от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{C.3} \geq k_H I_{нб} \geq 0,5 I_{ном. тапс.}$$

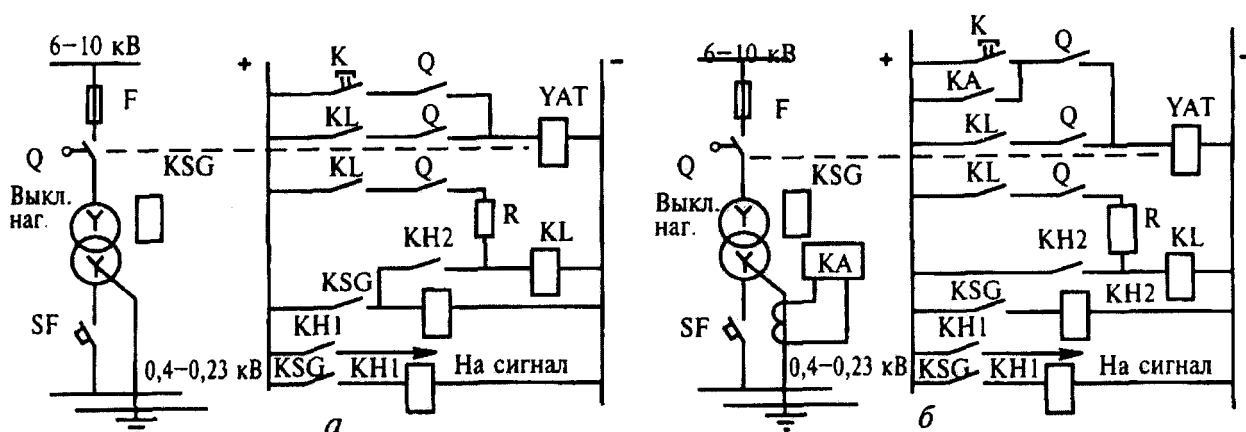


Рисунок 11.1 - Схемы газовой защиты трансформатора цеховой подстанции от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ:

а – с помощью автоматического выключателя SF; *б* - с помощью реле КА, установленного в нулевом проводе защищаемого трансформатора

Схемы релейной защиты цеховых трансформаторных подстанций приведены на рис. 11.1.

11.3 РАСЧЕТ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЙ (ТКЗ) ДЛЯ ЦЕПЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

При расчетах релейной защиты промышленных установок, связанных с выбором уставок срабатывания и проверкой чувствительности, в качестве исходных используют результаты расчетов начального действующего значения периодической составляющей ток ТКЗ.

При выборе расчетных режимов и мест (точек) повреждений необходимо учитывать, что для выбора уставок срабатывания токовых отсеков и дифференциальных токовых защит, необходимо знать максимальное значение тока в месте установки защиты, а для проверки чувствительности защит

требуется рассчитать наименьшее значение тока в реле защиты при КЗ в конце её зоны действия и в зоне резервирования.

Расчеты тока ТКЗ целесообразно производить, принимая за основную сторону ВН трансформатора.

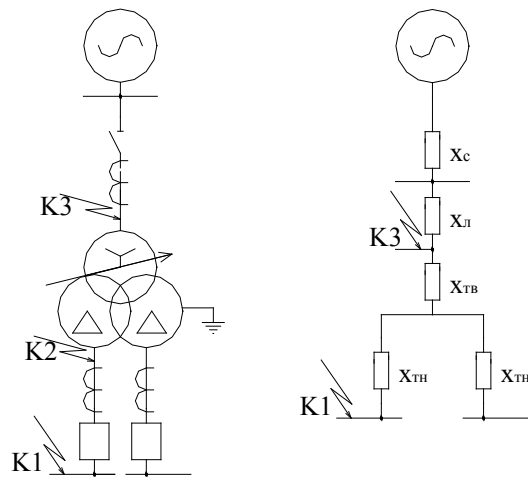


Рисунок 11.2. Расчетная схема и схема замещения

Подпитка места КЗ электродвигателей не учитывается.

Расчет токов КЗ производится в именованных единицах.

Сопротивления:

1. Питающей системы:

$$x_c = x_1 = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{КЗ}}}$$

2. ВЛ 110 кВ

$$x_{\text{ВЛ}} = x_1 = x_0 \cdot L$$

3. Трансформатора ГПП при крайних положениях регулятора РПН (в Омах):

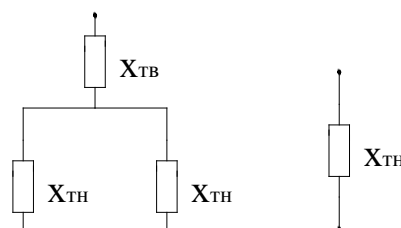


Рисунок 11.3 - Схема замещения трансформатора и преобразование её для расчета токов КЗ

$$x_{\text{ТВ}} = 0,125 \cdot U_{\text{к ВН}} ;$$

$$x_{\text{ТН}} = 1,75 \cdot U_{\text{к ВН}} ;$$

$$x_{T\%} = x_{TB} + x_{TH} = 1,875 \cdot U_{KBH};$$

$$U_{KBH\min} = 9,56\%;$$

$$U_{KBH\max} = 11,46\%;$$

$$\Delta U_{*BH\ pHH} = 0,16 \text{ o.e.};$$

$$x_{T\min\%} = 1,875 \cdot U_{KBH\min};$$

$$x_{T\max\%} = 1,875 \cdot U_{KBH\max};$$

$$x_{Tp\min} = x_{T\min\%} \cdot \frac{[U_{cp.BH}(1 - \Delta U_{*pHH})]^2}{100 \cdot S_{H.T.}};$$

$$x_{Tp\max} = x_{T\max\%} \cdot \frac{[U_{cp.BH}(1 - \Delta U_{*pHH})]^2}{100 \cdot S_{H.T.}};$$

4. Суммарное сопротивление до точки K2:

$$x_{\Sigma\min} = x_c + x_{вЛ} + x_{Tp\min};$$

$$x_{\Sigma\max} = x_c + x_{вЛ} + x_{Tp\max}.$$

5. Токи короткого замыкания:

$$I_{k\max BH}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma\min}};$$

$$I_{k\max HH}^{(3)} = I_{k\max BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{*pHH})}{U_{HH}};$$

$$I_{k\min BH1}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma\max}};$$

$$I_{k\min BH2}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{*pHH})}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma\max}};$$

$$I_{k\min HH1}^{(3)} = I_{k\min BH1}^{(3)} \cdot \frac{U_{cp.BH}}{U_{cp.HH}};$$

$$I_{k\min HH2}^{(3)} = I_{k\min BH2}^{(3)} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}}.$$

11.4 ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ

Для воздушных и кабельных линий 6-35 кВ должны предусматриваться:

- защита от многофазных замыканий;
- защита от однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных замыканий выполняется двухступенчатой в двухфазном, двух- или трехрелейном исполнении.

Первая ступень—двухрелейная токовая отсечка, вторая—двух или трёхрелейная максимальная токовая защита, с не зависимой от тока характеристикой выдержки времени.

В схемах защиты с отсечкой, выполненной с использованием реле типа РТ-40 (рисунок 11.4), в выходную цепь защиты включается промежуточное реле, обеспечивающее отключение выключателя, а также некоторую отстройку от возможного броска апериодической составляющей тока КЗ, от бросков намагничивающих токов силовых трансформаторов, получающих питание по защищаемой линии.

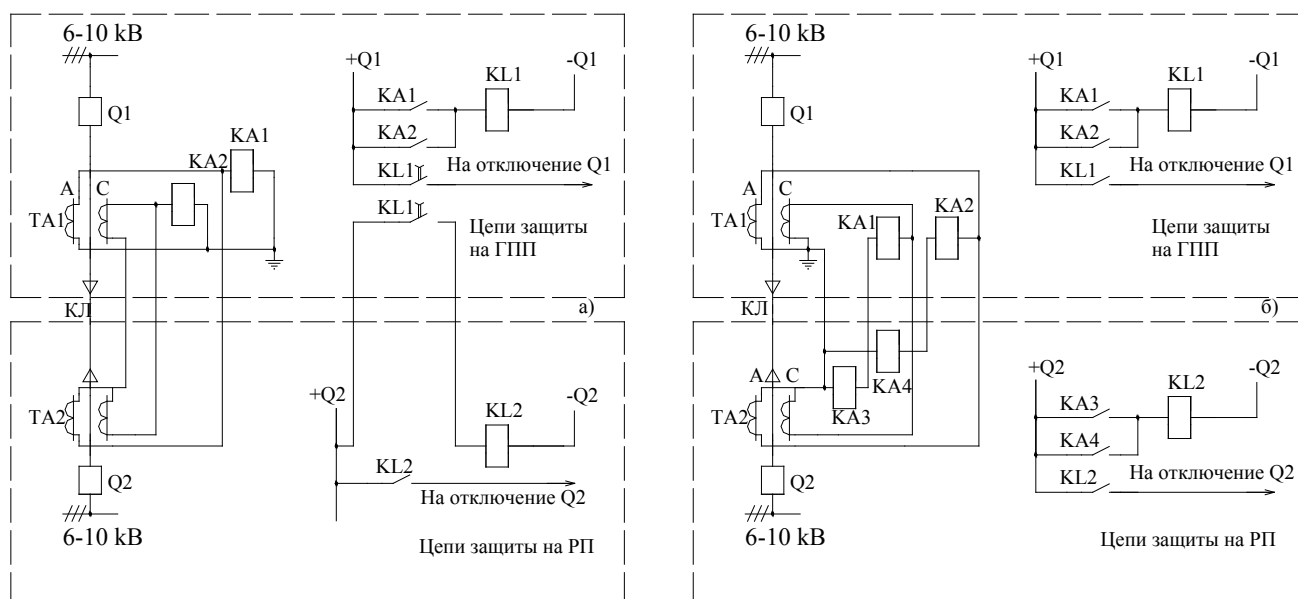


Рисунок 11.4 - Варианты выполнения упрощенных дифференциальных защит кабельной линии (KL): Q1, Q2- выключатели; TA1, TA2- трансформаторы тока; KA1- KA4- реле тока; KL1, KL2 - промежуточные реле

Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется из условия надежного несрабатывания ее при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии, а для отсечки, установленной на линии, к которой подключены один или несколько силовых трансформаторов,- из условия надежной отстройки от КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов по выражению:

$$I_{с,3} \geq k_{отс} \cdot I_{к\text{ ВН max}}^{(3)} \quad (11.1)$$

где $k_{отс}=1,3-1,4$ - коэффициент отстройки;

$I_{k \text{ ВН max}}^{(3)}$ - наибольшее начальное значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при КЗ в указанных выше точках. Для магистральных линий, питающих группу силовых трансформаторов, кроме (11.1) должно выполняться условие отстройки от суммарного броска намагничивающих токов этих трансформаторов

$$I_{c,3} \geq k_{отс} \cdot \Sigma I_{ном,Т}, \quad (11.2)$$

где $k_{отс}=2-3$ при выполнении токовой отсечки с промежуточным реле, обеспечивающим замедление действия защиты на время около 0,1 с, и $k_{отс}=4-5$ при выполнении отсечки без замедления;

$\Sigma I_{ном,Т}$ - сумма номинальных токов трансформаторов, присоединенных к защищаемой линии.

Чувствительность отсечки проверяется при двухфазном КЗ в начале линии без подключенных трансформаторов или в конце линии. Минимальный коэффициент чувствительности, определяемый по выражению $k_{\text{ч}} = \frac{\Sigma I_{k \text{ min}}^2}{I_{c,3}}$

,должен быть не менее 1,5, а при отсутствии отдельных защит от многофазных КЗ, например, предохранителей на подключенных к линии трансформаторах - не менее 2.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на линии, питающей один или несколько трансформаторов, выбирается из условий отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{c,3} \geq \frac{k_{сз,п} \cdot k_{отс}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{н \text{ max}}, \quad (11.3)$$

где $k_{отс}=1,1-1,2$; $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата реле тока; $k_{сз,п}$ - коэффициент самозапуска, учитывающий возрастание тока нагрузки в послеаварийном режиме или после действия АВР за счет самозапуска электродвигателей;

$I_{н \text{ max}}$ - наибольший ток нагрузки защищаемой линии с учетом перегрузочной способности трансформаторов.

Если в схеме выполнено ускорение максимальной токовой защиты, то помимо условия (11.3) должно быть учтено (11.2), где $k_{отс}$ следует принять равным 2.

Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ в конце линии и на выводах низшего напряжения трансформаторов. Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 при КЗ на выводах НН трансформаторов. При наличии отдельных защит трансформаторов должно обеспечиваться $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ при КЗ в конце линии и по возможности $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ при КЗ на выводах НН.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты линий, питающих РП, выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки по (11.3).

Рекомендуется, если это не ограничивает чувствительность защиты, согласовывать защиту линий с быстродействующими защитами линий, подключенных к РП, используя выражение:

$$I_{c,3} \geq k_{н,с} \cdot (I_{c,3 \text{ пред}} + I'_{н \max}), \quad (11.4)$$

где $k_{н,с}$ - коэффициент надежного согласования ($k_{н,с} = 1,3-1,5$);

$I_{c,3 \text{ пред}}$ — наибольший из токов срабатывания защит, обычно токовых отсечек электродвигателей или трансформаторов, получающих питание от шин РП;

$I'_{н \max}$ - наибольший рабочий ток защищаемой линии за вычетом тока нагрузки линии, с которой производится согласование.

Защита от однофазных замыканий на землю устанавливается на всех линиях 6-35 кВ, отходящих от шин РП и ГПП, работающих в сетях с изолированной и заземленной через дугогасящий реактор нейтралью и действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется действие защиты на отключение.

В сетях с изолированной нейтралью целесообразно применять защиту с реле типа РТЗ-51, если обеспечивается необходимая чувствительность защиты в сочетании с устройством типа УСЗ-3М. Если по условиям безопасности или из-за недостаточной чувствительности реле типа РТЗ-51 требуется обеспечить минимальный ток срабатывания защиты, следует предусматривать направленную токовую защиту нулевой последовательности типа ЗЗП-1. В двухступенчатых защитах I ступень выполняется в виде защиты типа ЗЗП-1, а II- в виде защиты максимального напряжения нулевой последовательности (с помощью реле напряжения серии РН-50 и реле времени).

Для сетей, в которых не требуется установка двухступенчатых защит с действием на отключение, независимо от способа токовой защиты обязательно применение устройства контроля изоляции, которое обычно выполняется с использованием реле напряжения, включенного на разомкнутый треугольник дополнительной вторичной обмотки шинного трансформатора напряжения, и вольтметра с переключателем.

Токовые цепи защит подключаются к трансформаторам тока нулевой последовательности. Схемы их соединения для подключения устройств типов УСЗ-2/2, УСЗ-3М и ЗЗП-1 даны на рис. 11.5. Для подключения реле типа РТЗ-51 вторичные обмотки трансформаторов тока могут соединяться последовательно или параллельно. Цепи напряжения защиты типа ЗЗП-1 подключаются к соединенной в разомкнутый треугольник дополнительной вторичной обмотке трансформатора напряжения через вспомогательное устройство типа ВУ-1.

Расчетные уставки защиты:

1. Первичный ток срабатывания защиты, выполненной на реле типа РТЗ-51, выбирается из условия несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока линии при внешнем («за спиной») перемежающемся замыкании на землю по выражению:

$$I_{c,3,расч} \geq k_{отс} \cdot k_{б} \cdot I_C, \quad (11.5)$$

где $k_{отс} = 1,1 - 1,2$ - коэффициент отстройки;

$k_{б} = 2 - 2,5$ — коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока;

I_C - собственный емкостный ток линии, включая емкостный ток сети, получающей питание по защищаемой линии.

Определение I_C производится:

для кабельной линии

$$I_C = I_{C0} \cdot l \cdot m, \quad (11.6)$$

где I_{C0} - емкостной ток 1 км кабеля (табл. 11.5);

l - длина линии, км; m — число параллельных кабелей в линии.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{C\Sigma min} - I_C - I_L}{I_{c,3}}, \quad (11.7)$$

где $I_{C\Sigma min}$ - наименьшее реальное значение суммарного емкостного тока замыкания на землю;

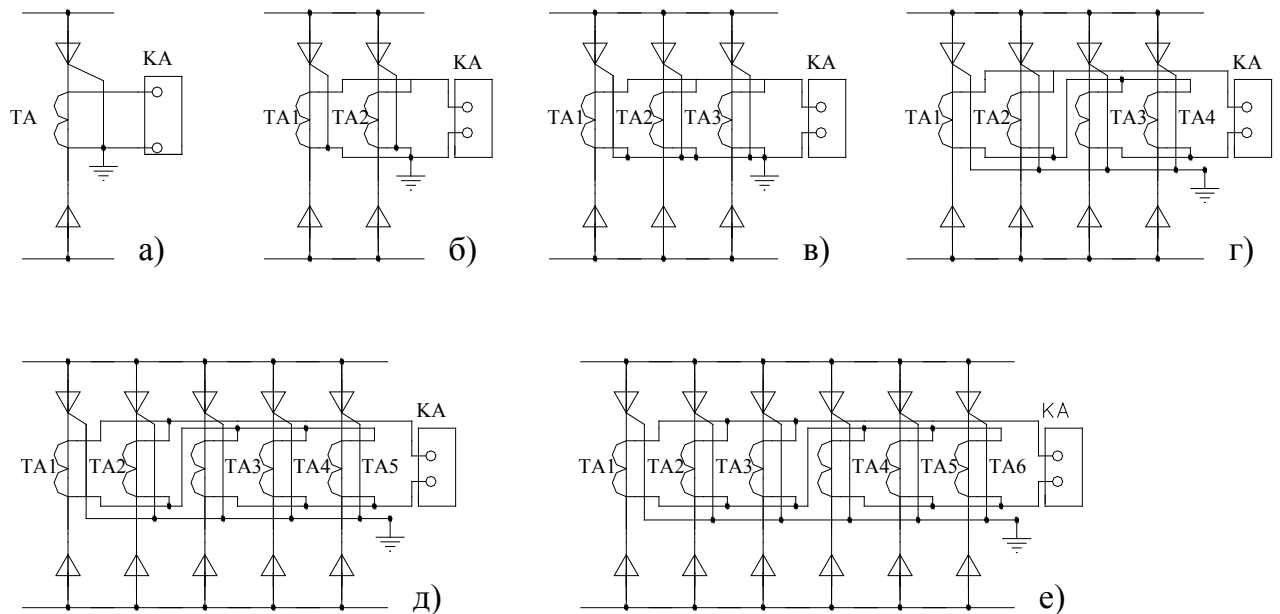


Рисунок 11.5 - Схема соединения трансформаторов тока типов ТЗЛ и ТЗЛМ для подключения устройств типов УСЗ-2/2, УСЗ-3М и ЗЗП-1:

а- при одном кабеле; б- при двух кабелях в линии; в- при трех кабелях в линии; г- при четырех кабелях в линии; д- при пяти кабелях в линии; е- при шести кабелях в линии; ТА1-ТА6- трансформаторы тока нулевой последовательности типов ТЗЛ и ТЗЛМ; КА- устройство сигнализации или защиты от замыкания на землю

I_C - значение собственного емкостного тока поврежденного присоединения;

I_L - значение тока, на которое настроен дугогасящий реактор, в сети с изолированной нейтралью $I_L = 0$. Значение $k_{ч}$ должно быть не менее 1,25 для кабельных и не менее 1,5 для воздушных линий.

2. Расчетный ток срабатывания защиты типа ЗЗП-1 определяют, исходя из требований обеспечить коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}=2$ при однофазном замыкании на землю в защищаемой линии по формуле:

$$I_{\text{с,з,расч}} \leq \frac{I_{\text{C}\Sigma\text{min}} - I_{\text{C}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{C}\Sigma\text{min}} - I_{\text{C}}}{2} \quad (11.8)$$

Принятый ток срабатывания ($I_{\text{с,з}}$) выбирается равным ближайшему меньшему по отношению к $I_{\text{с,з,расч}}$ значению: 0,07; 0,5; 2 А. Чувствительность защиты проверяется при принятом значении $I_{\text{с,з}}$ с учетом 30 % разброса, имеющего место в защите, по условию:

$$k'_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{C}\Sigma\text{min}} - I_{\text{C}}}{1,3 \cdot I_{\text{с,з}}} \geq 2, \quad (11.9)$$

Таблица 11.5 - Средние значения емкостного тока металлического однофазного замыкания на землю для кабельных линий при частоте 50 Гц

Сечение жилы кабеля, мм ²	Ток, А/км, при номинальном напряжении сети, кВ			
	6		10	35
	при номинальном напряжении кабеля, кВ			
	6	10	10	35
16	0,31	0,26	0,43	—
25	0,43	0,34	0,56	—
35	0,49	0,38	0,63	—
50	0,58	0,44	0,73	—
70	0,73	0,52	0,87	—
95	0,89	0,61	1,02	3,62/3,81
120	1	0,70	1,16	3,81/4,57
150	1,19	0,78	1,3	4,19/4,95
185	0,28	0,91	1,51	4,38/5,34
240	0,33	1,01	1,8	4,76/5,91

Примечание. Для номинального напряжения 35 кВ в числителе указаны значения токов для одножильного кабеля с изоляцией из вулканизированного полиэтилена, в знаменателе - для одножильного кабеля с металлической оболочкой и бумажной пропитанной изоляцией.

11.5 ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОПЕЧНЫХ УСТАНОВОК

Общие положения. Для трехфазных электропечных установок (ЭПУ) предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ в линии, питающей ЭПУ, в печном трансформаторе (ПТ) и на выводах его обмотки НН, многофазных КЗ на выводах и перемычках между автотрансформатором (АТ) и печным трансформатором - для ЭПУ, состоящих из АТ и ПТ, внутренних повреждениях в ПТ, включая КЗ в обмотках трансформатора, неисправности регулятора напряжения (РПН), понижении уровня и повышении температуры масла, замыканиях на землю в питающей

линии и в обмотке ВН ПТ, сверхтоках перегрузки, вызванных нарушением технологического режима или эксплуатационными КЗ.

В ЭПУ с одним выключателем, выполняющем оперативно-защитные функции, действие защит ЭПУ на отключение направлено на этот выключатель, установленный в начале питающей линии (рис. 11.6). В тех ЭПУ, где имеются защитный выключатель в начале питающей линии и один или два оперативных выключателя вблизи трансформаторного агрегата, защиты от КЗ на стороне ВН ЭПУ действуют на отключение защитного, а остальные защиты - на отключение оперативного выключателя.

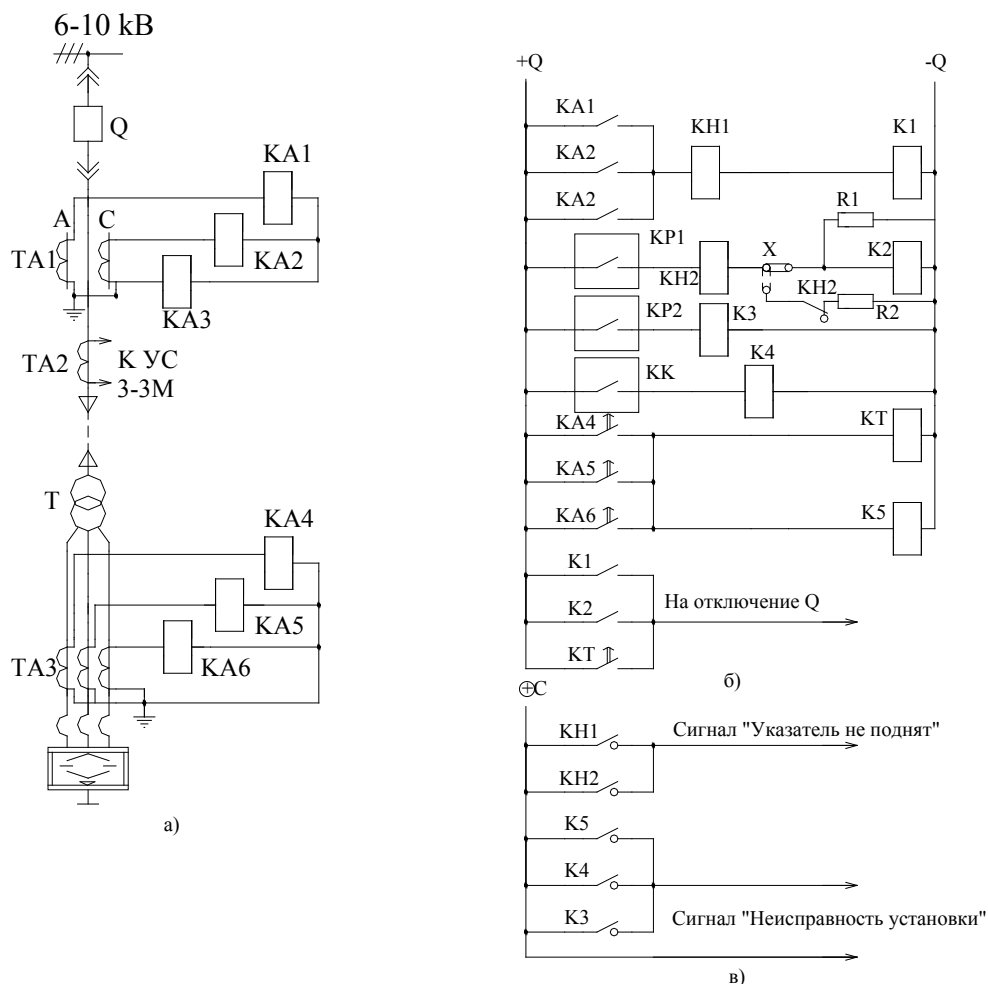


Рисунок 11.6 - Схемы групповой защиты минимального напряжения с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов:
а- структурная схема; б- схема управления; в- схема сигнализации

Типы и особенности выполнения защиты. Для защиты от многофазных КЗ предусматривается максимальная токовая защита на стороне ВН ЭПУ, на выключателе питающей линии, в двух- или трехфазном трехрелейном исполнении. В качестве измерительных органов могут быть использованы электромагнитные реле серии РТ-40, если при соответствующей отстройке от бросков тока намагничивания ПТ удастся обеспечить требуемую чувствительность, или реле типа РНТ-565.

Для мощных ПТ, имеющих трансформаторы тока на стороне НН, дополнительно к максимальной токовой защите на стороне ВН ЭПУ целесообразно предусматривать дифференциальную защиту ПТ и максимальную токовую защиту цепей НН ЭПУ, выводов ПТ и короткой сети. Дифференциальная защита выполняется двумя комплектами с различными схемами коммутации трансформаторов тока на стороне ВН ПТ. Это позволяет исключить ложную работу защиты при переключении первичной обмотки ПТ со звезды на треугольник и обратно. Для большей чувствительности дифференциальная защита выполняется с реле тока ДЗТ-11, имеющими магнитное торможение, и небольшой выдержкой времени, дающей необходимую отстройку от броска намагничивающего тока при включении ПТ на холостой ход (рис. 11.7).

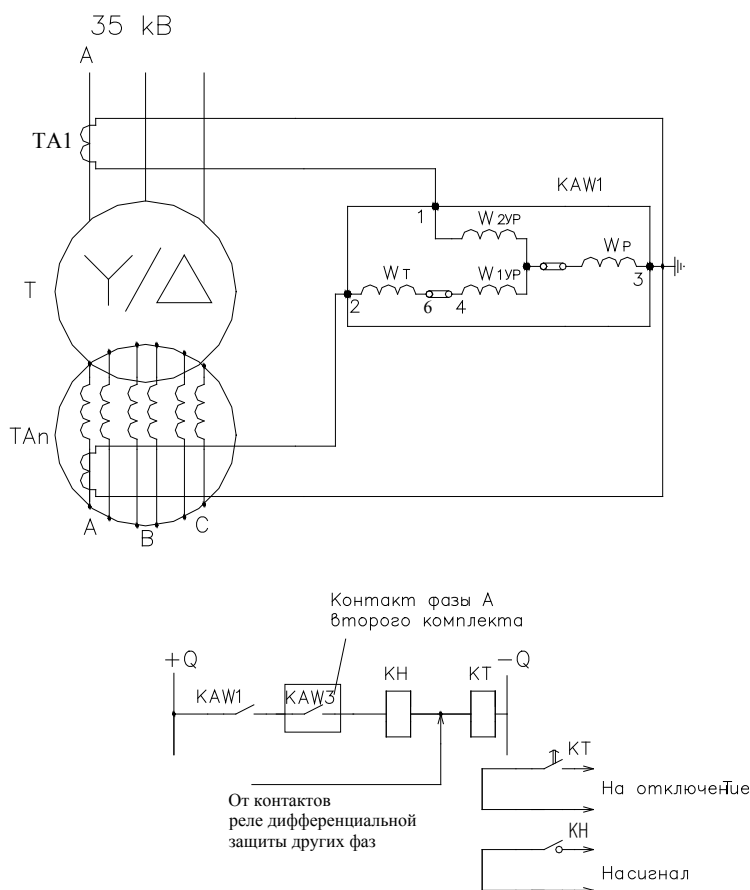


Рисунок 11.7 - Дифференциальная защита трансформатора ЭПУ (одна фаза одного комплекта)

Максимальная токовая защита цепей НН в трехфазном трехрелейном исполнении обеспечивает лучшую по сравнению с защитой на стороне ВН ЭПУ чувствительность к замыканиям на выводах НН РТ и в короткой сети. Защита действует без выдержки времени на отключение.

Для защиты ПТ от всех видов повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, утечкой масла, предусматривается

газовая защита. Число газовых реле определяется конструкцией ПТ. Первая ступень двухступенчатой газовой защиты действует с выдержкой времени на сигнал, а вторая, без выдержки времени, - на отключение. Защита от перегрева масла обычно выполняется с помощью электроконтактных термометров.

Для защиты трансформатора от переключения «под током» ступеней регулятора напряжения используется предусмотренное заводом-изготовителем ПТ реле тока, действующее на отключение привода регулятора при токах нагрузки, превышающих допустимые.

Трехфазная трехрелейная максимальная токовая защита от сверхтоков перегрузки, как правило, подключается к трансформаторам тока на стороне НН ПТ, а если они отсутствуют - к трансформаторам тока на стороне ВН ПТ. Защита выполняется с зависимой от тока характеристикой выдержки времени с действием на сигнал и на отключение (реле КА4 – КА6 на Рисунок).

Защита от замыканий на землю в питающей линии и в обмотке ВН ПТ выполняется так же, как и для линий 6 - 35 кВ с односторонним питанием.

Расчетные уставки защиты. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты на стороне ВН ЭПУ выбирается из условия отстройки от токов эксплуатационных КЗ по выражению $I_{с,з} \geq k_{отс} \cdot I_{э,к}$ и от бросков намагничивающего тока при включении ПТ по формуле

$$I_{с,з} \geq k'_{отс} \cdot I_{ном,п,т},$$

где $k_{отс}$ и $k'_{отс}$ - коэффициенты отстройки;

$I_{э,к}$ - наибольшее значение тока в месте установки защиты при эксплуатационном КЗ;

$I_{ном,п,т}$ - номинальный ток печного трансформатора.

Значения $k_{отс}$ и $k'_{отс}$ принимаются: при выполнении защиты с реле РТ-40 $k_{отс}=1,5$; $k'_{отс}=3-4,5$; при выполнении защиты с реле РНТ-565 $k_{отс} = k'_{отс}=1,3-1,5$.

Ток срабатывания дифференциальной токовой защиты принимается равным $0,5 I_{ном,п,т}$, а выдержка времени $t_{с,з}=0,3-0,5$ с. Число витков тормозной обмотки определяется условием надежного торможения защиты при эксплуатационном КЗ по выражению:

$$W_{торм} \geq k_{отс} \cdot \frac{I_{нб,расч} \cdot W_{раб}}{I_{торм} \cdot \operatorname{tg} \alpha} = k_{отс} \cdot (\varepsilon + \Delta u + \Delta w_*) \cdot \frac{W_{раб}}{\operatorname{tg} \alpha},$$

где $k_{отс}=1,5$ - коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч}$, $I_{торм}$ и ε - соответственно первичный расчетный ток небаланса, тормозной ток и полная погрешность трансформаторов тока при эксплуатационном КЗ;

$w_{\text{раб}}$ - рабочее число витков, соответствующее принятому току срабатывания; $\text{tg} \alpha = 0,75$;

Δu - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, для двухкомплектной защиты принимается равной половине диапазона регулирования в пределах одной схемы соединения обмотки ВН ПТ;

Δw^* - относительная витковая погрешность, обусловленная неполным выравниванием витков рабочей обмотки реле, подключаемых к трансформаторам тока на стороне ВН и НН печного трансформатора.

Выдержка времени дифференциальной защиты принимается равной 0,3-0,5 с.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на стороне НН ПТ, рассчитывается по формуле $I_{\text{с,з}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{э,к,н}}$, в которой значение $I_{\text{э,к,н}}$ соответствует току эксплуатационного КЗ на стороне НН ПТ.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается из условия надежного несрабатывания при длительном максимальном рабочем токе по выражению:

$$I_{\text{с,з}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб max}},$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,1;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата реле, для реле типа РТ-81 принимается равным 0,8;

$I_{\text{раб max}}$ - значение максимального длительного рабочего тока.

При недостаточной чувствительности защит от КЗ к повреждениям на стороне НН ПТ время действия защиты на отключение принимается не больше 10 с.

Если чувствительность защит от КЗ к указанным повреждениям соответствует требованиям, то время действия первой ступени защиты, действующей на сигнал, принимается около 10 с, а второй, действующей на отключение, - около 1 мин.

Чувствительность защит от КЗ проверяется по току $I_{\text{k min}}^{(2)}$ в месте установки защиты при двухфазном КЗ на выводах НН ПТ по условию:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{k min}}^{(2)}}{I_{\text{с,з}}}.$$

11.6 ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Общие положения. Для синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ предусматриваются защиты от многофазных замыканий

на линейных водах и в обмотке статора, однофазных замыканий на землю на линейных выводах и в обмотке статора, токов перегрузки, потери питания и понижения напряжения, асинхронного режима (для синхронных электродвигателей).

Для многоскоростных электродвигателей защита выполняется отдельно для каждой скорости.

Защита от многофазных замыканий. Защита устанавливается на всех без исключения синхронных и асинхронных электродвигателях и предназначена для отключения электродвигателя при многофазных в КЗ в его обмотке статора и на линейных выводах (т. е. тех выводах, к которым подключена питающая линия, соединяющая электродвигатель с выключателем). У синхронных электродвигателей защита действует и на автомат гашения поля (АГТ), если он имеется.

Типы защит. Для электродвигателей номинальной мощностью до 4000 кВт применяется токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени с реле, включенными на фазные токи.

Для электродвигателей номинальной мощностью 4000 кВт и более применяется продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Эта же защита; может применяться на электродвигателях меньшей мощности, если применение токовой отсечки не обеспечивает требуемой чувствительности, а со стороны нулевых выводов обмотки статора имеются или могут быть установлены трансформаторы тока.

Применение токовой однорелейной отсечки с реле, включенным на разность фазных токов, не рекомендуется.

Указания по выполнению защит. На электродвигателе с прямым пуском от сети в зону защиты кроме самого электродвигателя входят также его соединения с распределительным устройством, от которого он получает питание.

На электродвигателе с реакторным пуском в зону защиты, как правило, включается и пусковой реактор. При этом для обеспечения отключения КЗ на участке между трансформаторами тока и выключателем пускового реактора (при включенном выключателе основного питания) в случае, когда защита осуществлена токовой отсечкой, ее выполняют двумя комплектами, подключенными один - к трансформаторам тока шкафа выключателя пускового реактора, а второй к трансформаторам тока шкафа выключателя шовного питания. Если применена дифференциальная защита, то в плече защиты со стороны питания с той же целью устанавливается двухфазная двухрелейная отсечка без выдержки времени, которая для повышения чувствительности выводится из действия на время пуска электродвигателя. На рисунке 11.8

показаны блок-схемы токовых цепей защит электродвигателей с реакторным пуском.

Для токовых отсечек электродвигателей рекомендуются реле серии РТ-40 или РНТ-565, имеющие встроенные насыщающиеся трансформаторы и обладающие улучшенной отстройкой от токов переходного процесса при пуске и самозапуске. Применение реле типа РНТ-565 может оказаться целесообразным, если токовая отсечка с реле РТ-40 не удовлетворяет требуемой чувствительности, а повышение чувствительности на 20-30 % оказывается достаточным с точки зрения соответствия требованиям ПУЭ.

В дифференциальной токовой защите используются реле типа ДЗТ-11 с магнитным торможением (рисунок 11.9). Тормозная обмотка реле w_t включается в плечо дифференциальной защиты со стороны нулевых выводов обмотки статора. Этим обеспечивается минимальное торможение при внутренних повреждениях электродвигателя.

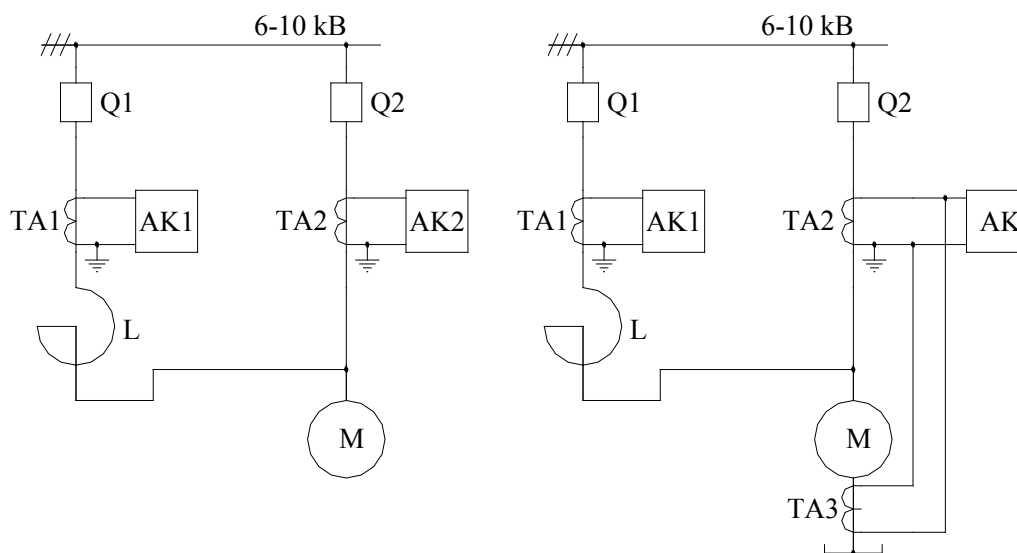


Рисунок 11.8 - Вспомогательная схема токовых цепей защит электродвигателей с реакторным пуском от многофазных КЗ:

а - при применении токовой отсечки; *б* - при применении дифференциальной защиты; М- электродвигатель; L- пусковой реактор; Q1, Q2- выключатели; TA1- TA3- трансформаторы тока; AK1, AK2- комплекты токовых отсечек; АК- комплект дифференциальной защиты

Для электродвигателей, имеющих динамическое торможение, в дифференциальную схему защиты включаются трансформаторы тока, установленные в цепи резисторов динамического торможения. Защита линии динамического торможения в этом случае выполняется двухфазной двухрелейной максимальной токовой защитой, отстроенной от максимального тока статора в

режиме торможения и действующей на отключение выключателя цепи динамического торможения и АГП синхронного электродвигателя.

Расчетные уставки защиты.

1. Ток срабатывания реле токовой отсечки выбирается в соответствии с:

$$I_{c,p} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сх} \cdot I''_{max}}{k_I},$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (при выполнении отсечки на реле РТ-40 $k_{отс} = 1,4-1,5$ для асинхронных электродвигателей и $k_{отс} = 1,6-1,8$ для синхронных электродвигателей; при выполнении отсечки на реле РНТ-565 $k_{отс} = 1,3$);

$k_{сх}$ - коэффициент схемы включения реле; при включении реле на фазные токи $k_{сх} = 1$;

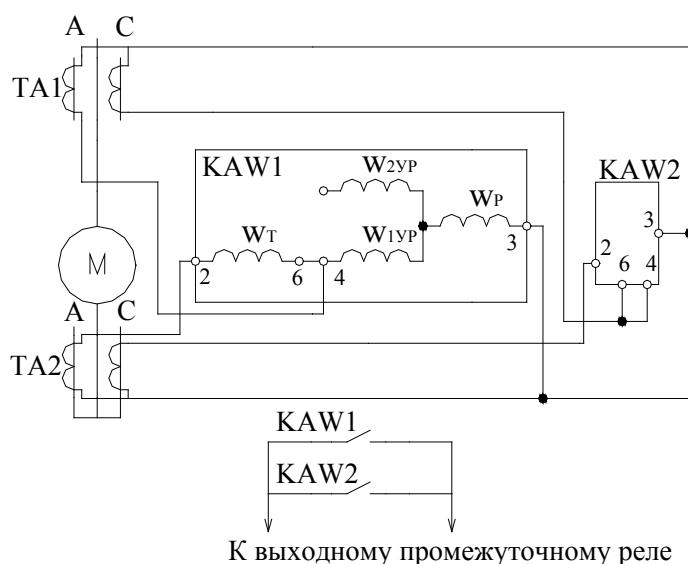


Рисунок 11.9 - Принципиальная схема дифференциальной защиты электродвигателя М с реле типа ДЗТ-11:

ТА1, ТА2- трансформаторы тока; КАВ1, КАВ2- реле типа ДЗТ-11

k_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

I''_{max} - наибольшее действующее значение периодической составляющей тока, протекающего через трансформаторы тока защиты в режимах пуска (при номинальном напряжении сети и скольжении $s=1$), самозапуска или внешнего КЗ при выведенных пусковых устройствах (табл. 11.6).

Чувствительность токовой отсечки определяется при металлическом двухфазном КЗ на выводах электродвигателя в режиме, обуславливающем протекание наименьшего тока в реле:

$$k_{ч min} = \frac{I_{к min}^{(2)}}{I_{c,p} \cdot k_I} \approx \frac{0,87 \cdot I_{к min}^{(2)}}{I_{c,p} \cdot k_I}.$$

Значение $k_{ч min}$ должно быть не менее двух.

2. Расчет дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11 состоит в

выборе необходимого числа витков w_d дифференциальной обмотки реле, соответствующего схеме соединений трансформаторов тока и постоянной времени $T_a = \frac{x_\Sigma}{w \cdot r_\Sigma}$, где x_Σ и r_Σ - соответственно индуктивное и активное сопротивление цепи, по которой протекает ток I''_{\max} . Число витков тормозной обмотки реле принимается равным наибольшему возможному значению: $w_T = 24$.

Относительное значение начального тока срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{c,30} = \frac{F_{c,p0} \cdot k_I}{w_I \cdot I_{\text{ном}}},$$

Таблица 11.6 - Определение тока для расчета защиты электродвигателей от многофазных КЗ

Электродвигатель	Номинальная мощность	Особенность режима работы		Формула
		Наличие прямого пуска	Наличие самозапуска	
Синхронный	Любая	Нет	Нет	$I''_{\max} = \frac{E''_q}{x_d} \cdot I_{\text{ном}}$
	2000 кВт и более	Да	Да	
	До 2000 кВт	Да	Да	
Асинхронный с коротко-замкнутым ротором	Любая	Да	Да	$I''_{\max} = \begin{cases} \frac{E''_q}{x_d} \cdot I_{\text{ном}} \\ I_{\text{нс,м}} \end{cases}$
	Любая	Да	Нет	$I''_{\max} = k_{\pi} \cdot I_{\text{ном}}$
Асинхронный с фазным ротором	Любая	Нет	Нет	$I''_{\max} = \frac{E''_q}{x_k} \cdot I_{\text{ном}}$

Примечание. $E''_q = E''_{\text{МГ*}}$ - сверхпереходная ЭДС; $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток электродвигателя; $I_{\text{нс,м}}$ - ток в цепи статора электродвигателя при несинхронном включении; x_d - индуктивное сопротивление цепи статора электродвигателя; $x_d = x_k + x_{\text{вн}}$; x_k - индуктивное сопротивление электродвигателя при КЗ для синхронных электродвигателей: $x_k = x''_d$, для асинхронных $x_k = 1/K_{\pi}$; $x_{\text{вн}}$ - сопротивление от линейных выводов электродвигателей до места установки защиты; K_{π} - кратность пускового тока.

где $F_{c,p0}$ - магнитодвижущая сила срабатывания реле ДЗТ-11 при отсутствии торможения; $F_{c,p0} = 100 \text{ А} \cdot w$;

w_d - число витков обмотки реле в дифференциальной цепи защиты, определяется по табл. 11.7.

Чувствительность дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11 может не проверяться, так как она обеспечивается в любых реальных режимах работы электродвигателя и питающей сети.

Таблица 11.7 - Число витков обмотки типа ДЗТ в дифференциальной цепи защиты электродвигателей

Постоянная времени апериодической составляющей T_a , с	Схема соединения трансформатора тока			
	Y-Y		Y-Δ	
	полная	неполная	полная	неполная
0,1	30	20	24	22
0,05	40	32	37	25
0,03	69	59	56	45

3. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты, установленных в плече дифференциальной защиты выбирается из условия обеспечения необходимой чувствительности к двухфазным металлическим КЗ в зоне между пусковым выключателем и трансформаторами тока, расположенными в шкафу этого же выключателя, по выражению:

$$I_{c,3} \leq \frac{I_{k_{min}}^{(2)}}{k_{ч_{min}}},$$

где $I_{k_{min}}^{(2)}$ - ток в месте установки защиты в рассматриваемом режиме;

$k_{ч_{min}}$ - минимальный коэффициент чувствительности, принимаемый равным 1,5.

4. Первичный ток срабатывания защиты, устанавливаемой на линии пускового реактора, когда в качестве защиты от многофазных КЗ обмотки статора предусмотрена токовая отсечка, выбирается по условию отстройки от пускового тока $I_{пуск}$ электродвигателя с учетом сопротивления реактора:

$$I_{c,3} \geq k_{отс} \cdot I_{пуск},$$

где $k_{отс}=1,5-1,7$ - коэффициент отстройки.

Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ вблизи линейных выводов электродвигателя. Значение коэффициента чувствительности должно быть около двух.

Защита от замыканий на землю в обмотке статора. Установка защиты электродвигателей от однофазных замыканий на землю считается обязательной при токе замыкания на землю 5 А и более. Рекомендуется предусматривать эту защиту и при меньших значениях тока замыкания на землю, если при соблюдении селективности обеспечивается действие этой защиты при реальных значениях тока замыкания на землю на выводах электродвигателя.

Когда в сети с изолированной нейтралью необходимость отключения однофазного замыкания на землю диктуется требованиями безопасности, защита предусматривается независимо от тока замыкания на землю.

Для выявления возникшего в электродвигателе замыкания на землю, когда защита от замыканий на землю в обмотке статора не устанавливается, используют устройства защиты и сигнализации замыканий на землю, предусмотренные для сети, к которой подключен электродвигатель.

Специальная защита от двойных замыканий на землю (одно - в обмотке статора, а другое - в сети) устанавливается, если защита от однофазных замыканий на землю отсутствует или выполнена с выдержкой времени.

Защита от замыканий на землю действует на отключение электродвигателя от сети, а у синхронных электродвигателей – на автоматическое гашение поля, если оно предусмотрено.

Типы защиты - токовая защита нулевой последовательности с реле типа РТЗ-51 или токовая направленная защита нулевой последовательности типа ЗЗП-1. Для защиты от двойных замыканий на землю - однорелейная, с реле типа РТ-40, токовая отсечка нулевой последовательности.

Таблица 11.8 - Расчетные значения емкости двигателей

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Расчетные значения емкости обмотки статора на три фазы, мкФ
СТД-5000-2	5000	0,110/0,85
СТД-6300-2	6300	0,110/0,110
СТД-8000-2	8000	0,170/0,110
СТД- 10000-2	10000	0,170/0,150
СТД- 12500-2	12500	0,220/0,150

Примечание. В числителе указаны емкости для СТД с номинальным напряжением 6 кВ, в знаменателе - с номинальным напряжением 10 кВ.

Таблица 11.9 - Первичные токи срабатывания защиты от замыканий на землю с реле типа РТЗ-51, А

Тип трансформатора тока нулевой последовательности	Число и соединение трансформаторов тока нулевой последовательности							
	1	2	3	4	2	3	4	5
	последовательное				параллельное			
ТЗЛ	$\frac{0,68}{3,96}$	$\frac{1,25}{6,80}$	$\frac{1,95}{9,83}$	$\frac{2,48}{14,6}$	$\frac{0,97}{4,25}$	$\frac{1,19}{4,80}$	$\frac{1,43}{5,95}$	Нет данных
ТЗЛМ	$\frac{0,60}{3,26}$	$\frac{1,08}{6,35}$	$\frac{1,60}{9,60}$	$\frac{2,16}{13,00}$	$\frac{0,89*}{4,62*}$	$\frac{1,08*}{5,1*}$	$\frac{1,33*}{5,66*}$	$\frac{1,67*}{6,6*}$
ТЗР	$\frac{0,90}{3,80}$	$\frac{1,26}{6,20}$	Нет данных	Нет данных	$\frac{1,41}{6,10}$	Нет данных	Нет данных	—
ТЗЛР	$\frac{0,81}{4,17}$	$\frac{1,34}{7,90}$	$\frac{1,95}{11,70}$	$\frac{2,56}{15,44}$	$\frac{1,00}{5,00}$	$\frac{1,20}{6,10}$	$\frac{1,52}{7,20}$	Нет данных

Примечания: 1. Значения тока срабатывания, отмеченные значком *, указаны по данным института «Атомтеплоэлектропроект», остальные - по данным «Уралэнергочермет». 2. В числителе приведены минимальные, а в знаменателе - максимальные токи срабатывания.

Указания по выполнению защиты. Для подключения защиты типа ЗЗП-1, а также для защиты с реле типа РТЗ-51 при числе кабелей, соединяющих электродвигатель с распределительным устройством, не превышающем пяти, применяются трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) типов ТЗ, ТЗЛ и ТЗЛМ. Для реле типа РТЗ-51 ТТНП, как правило, соединяются параллельно, а для защиты типа ЗЗП-1 — в соответствии с Рисунком . При шести и более кабелях реле типа РТЗ-51 должно подключаться к кабельным трансформаторам тока нулевой последовательности с подмагничиванием переменным током (типа ТНП-7) от шинного трансформатора напряжения.

Как правило, ТТНП устанавливаются в распределительном устройстве, если учет собственного емкостного тока кабельной линии (от места установки трансформаторов тока до линейных выводов электродвигателя) в токе срабатывания защиты не приводит к необходимости введения выдержки времени. Сопротивление соединительных проводов между ТТНП и реле защиты не должно превышать 1 Ом. При использовании реле типа РТЗ-51 с ТТНП типа ТНП-7 во вторичную цепь трансформатора тока включается резистор типа ПЭВ-50, 50 Ом.

Защита выполняется действующей без выдержки времени, если этого не требуется по условию отстройки от переходных процессов, например в случае, когда ток срабатывания защиты в сети с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор оказывается больше 5 А..

Расчетные уставки защиты. Уставки срабатывания реле тока защит от замыканий на землю рассчитываются в первичных токах.

Ток срабатывания защиты с реле типа РТЗ-51 определяется из условия ее надежной отстройки от броска собственного емкостного тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем перемещающемся замыкании на землю:

$$I_{c,z} \geq I_{c,z,расч} = k_{отс} \cdot k_6 \cdot I_C \quad (11.10)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки ($k_{отс}=1,2$);

k_6 - коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока ($k_6=2,5$);

I_c - собственный емкостный ток присоединения самого электродвигателя $I_{сд}$ и линии, соединяющей его с распределительным устройством и входящей в зону действия защиты $I_{сл}$:

$$I_C = I_{сд} + I_{сл} \quad (11.11)$$

Собственный емкостный ток электродвигателя, А

$$I_{сд} = \frac{6\pi f \cdot C_D \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} \quad (11.12)$$

где f - номинальная частота сети, Гц;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети, В;

C_d — емкость фазы статора электродвигателя, Ф. Значение C_d принимается по данным завода-изготовителя электродвигателя. При номинальной мощности электродвигателей, не превышающей 2,5-3 МВт, значением I_{cd} в (2.84) обычно можно пренебречь. Значения C_d для некоторых типов электродвигателей приведены в табл. 2.20.

Собственный емкостный ток кабельной линии, входящей в зону защиты, определяется по формуле:

$$I_{CL} = I_{C0} \cdot l \cdot m,$$

где I_{C0} - значение собственного емкостного тока 1 км кабеля;

l - длина линии, км;

m - число кабелей в линии.

Если значение $I_{c,з,расч}$ определенное по (2.83), оказывается меньше минимального тока срабатывания из табл. 2.21, то ток срабатывания защиты принимается равным указанному в этой таблице. Во всех других случаях:

$$I_{c,з,расч} \leq I_{c,з} < 5 \text{ А.}$$

При $I_{c,з,расч} > 5 \text{ А}$ в сетях с дугогасящим реактором в защиту вводится выдержка времени $t_{c,з} = 1-1,5 \text{ с}$, а ток срабатывания вычисляется по (2.83) при $k_6 = 1,5$. В сети с изолированной нейтралью в подобном случае вместо реле типа РТЗ-51 устанавливается защита типа ЗЗП-1.

Правилами устройства электроустановок не требуется проверка чувствительности защит электродвигателей от однофазных замыканий на землю. Рекомендуется обеспечивать условие $I_{C\Sigma} - I_C \geq 1,5 \cdot I_{c,з}$,

где $I_{C\Sigma}$ - суммарный емкостный ток замыкания на землю сети, к которой подключен электродвигатель в нормальном режиме ее работы.

Первичный ток срабатывания реле типа РТ-40/6 защиты от двойных замыканий на землю принимается равным 150-200 А.

Защита от токов перегрузки устанавливается в случаях, когда возможны перегрузки по технологическим причинам или имеются тяжелые условия пуска и самозапуска (длительность прямого пуска от сети не менее 20 с). Защита выполняется с действием на сигнал, если обслуживающий механизм персонал имеет возможность ликвидировать перегрузку в приемлемое время, или на автоматическую разгрузку.

Действие защиты на отключение применяется на электродвигателях с тяжелыми условиями пуска и самозапуска, в случаях, когда электродвигатель не участвует в самозапуске, а также на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова или которые работают без постоянного дежурного персонала.

Тип защиты - максимальная токовая защита с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени в однорелейном исполнении.

Указания по выполнению защиты. Для асинхронных электродвигателей, не являющихся приводами ответственных механизмов, если время их пуска и самозапуска не превосходит 12-13 с, для электродвигателей с изменяющейся нагрузкой на валу или имеющих частоту пусков более 500 раз в год, применяется защита с зависимой от тока характеристикой выдержки времени - с использованием реле типа РТ-82. При этом необходимо принять меры по устранению влияния вибрации и тряски, имеющих место в КРУ, на действие реле. Во всех остальных случаях предусматривается защита с независимой от тока характеристикой выдержки времени с реле тока серии РТ-40 и реле времени типа ВЛ-34.

Реле тока защиты включается либо на ток фазы, если электродвигатель оборудован дифференциальной защитой, либо на разность токов двух фаз - для электродвигателей, защищаемых от многофазных КЗ токовой отсечкой (рисунок 11.10). Последнее предусматривается в целях обеспечения отключения многофазных КЗ с током, меньшим тока срабатывания отсечки, и имеет смысл в тех случаях, когда защита от перегрузки выполняется с действием на отключение. Для защиты от перегрузки рекомендуется использовать вторичные обмотки трансформаторов тока, не связанных с защитой от многофазных КЗ.

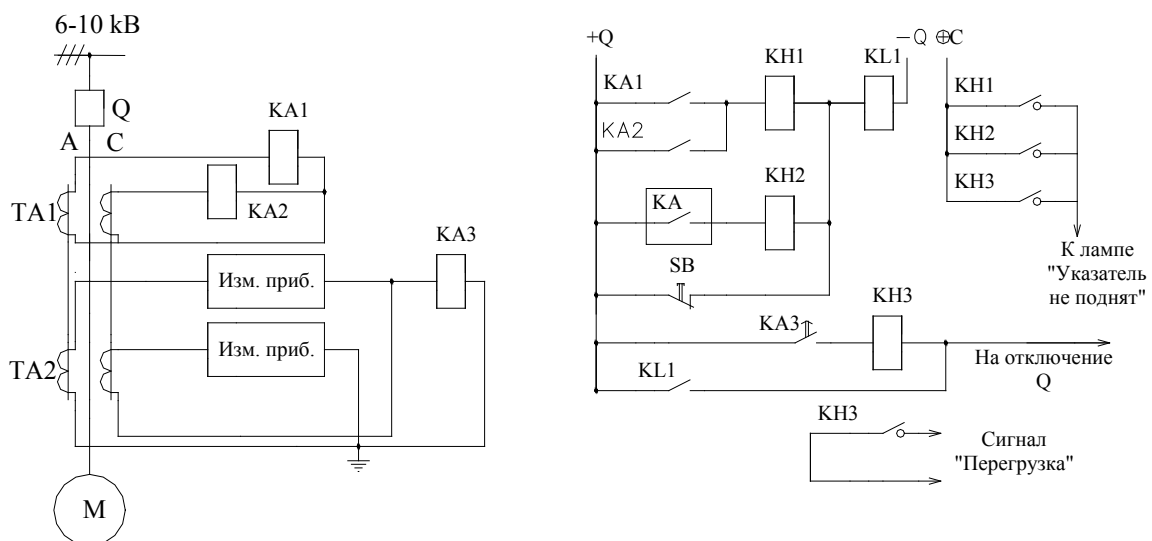


Рисунок 11.10 - Принципиальная схема токовой отсечки и защиты от перегрузки электродвигателя М:

Q- выключатель; TA1, TA2- трансформаторы тока; KA1, KA2- реле тока отсечки; KA3- реле тока защиты от перегрузки; KL1- промежуточное реле; KH1-KH3- указательные реле; KA- контакт реле защиты от замыкания на землю; SB- кнопка управления

Расчетные уставки защиты. Ток срабатывания реле защиты

$$I_{с.р} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сх} \cdot I_{ном}}{k_B \cdot k_I}, \quad (11.13)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 1,1;

$k_{сх}$ - коэффициент схемы включения реле ($k_{сх}= 1$ при включении реле на

ток фазы и $k_{сх} = \sqrt{3}$ при включении реле на разность токов двух фаз);

k_B - коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,8 для реле типа РТ-82 и 0,85 для реле серии РТ-40;

$I_{ном}$ - номинальный ток электродвигателя;

k_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Выдержка времени защиты должна превышать на 20-30% расчетное время пуска электродвигателя. Эта уставка срабатывания уточняется в процессе наладочных работ.

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима устанавливается на всех синхронных электродвигателях и действует на схему, предусматривающую ресинхронизацию, ресинхронизацию с автоматической разгрузкой механизма до такого уровня, при котором обеспечивается втягивание электродвигателя в синхронизм, отключение электродвигателя при неуспешной ресинхронизации при невозможности осуществления разгрузки или ресинхронизации при отсутствии необходимости по условиям технологического процесса в ресинхронизации электродвигателя.

Особенности выполнения защиты. Для синхронных электродвигателей со спокойной нагрузкой на валу независимо от других видов защит от асинхронного режима, входящих в состав возбуждающих устройств, предусматривается защита, реагирующая на увеличение тока статора и на снижение тока возбуждения. Защита по току статора представляет собой двухступенчатую (по времени действия) максимальную токовую защиту в однорелейном исполнении от токов перегрузки, возникающих в асинхронном режиме (Рисунок 2.22). В схеме используется промежуточное реле типа РП-252, имеющее замедление при возврате, для предотвращения отказа защиты при биениях тока асинхронного режима. Для обеспечения отдельного срабатывания защиты на ресинхронизацию и на отключение для первой ступени защиты (с меньшей выдержкой времени), действующей на ресинхронизацию и на разгрузку, предусмотрено отдельное выходное промежуточное реле (KL2 на рисунке 11.11). Так как время действия первой ступени защиты меньше времени пуска или самозапуска электродвигателя, она выводится из работы на время этих режимов с помощью реле, контролирующего продолжительность пуска и самозапуска. Расчетные уставки защиты такие же, как и у токовой защиты от перегрузок. Выдержка времени первой ступени защиты принимается равной 0,5-1 с.

Защита от потери питания и понижения напряжения предусматривается для предотвращения повреждений электродвигателей, которые могут возникнуть после того, как на затормозившиеся в результате потери питания, кратковременного или длительного снижения напряжения электродвигатели будет вновь подано напряжение нормального уровня. Это может привести к непредусмотренному самозапуску или повторному пуску электродвигателей, для которых эти режимы либо недопустимы по условиям завода-изготовителя или технологического процесса, либо запрещены техникой безопасности.

Эта же защита обычно используется для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов, надежного пуска АВР электродвигателей взаиморезервируемых механизмов и источников электро-снабжения, а также для ограничения подпитки от электродвигателей места короткого замыкания в питающей сети (35-220 кВ).

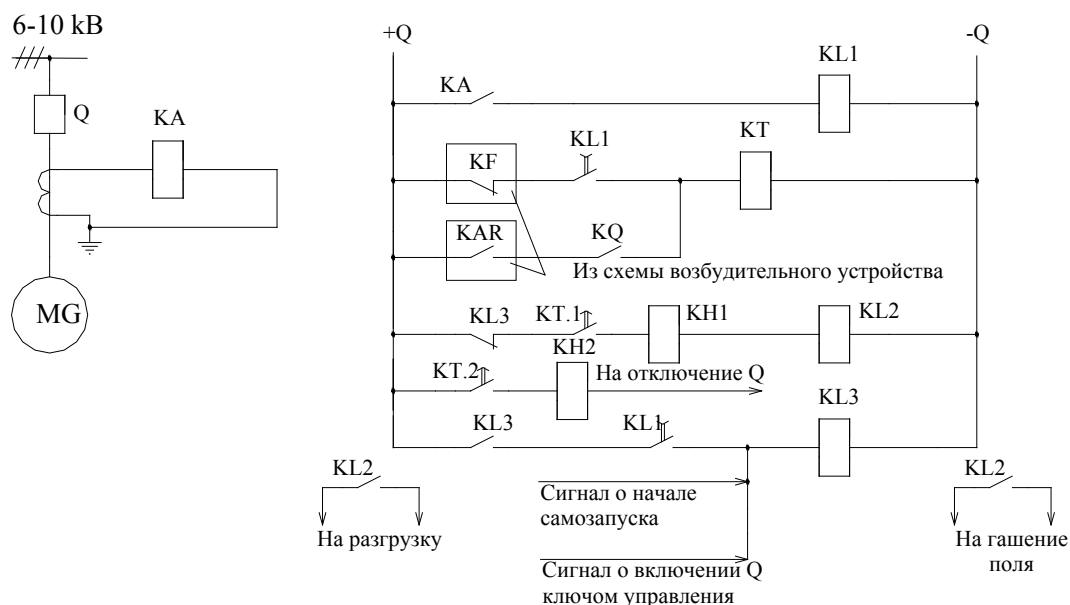


Рисунок 11.11 - Принципиальная схема токовой защиты от асинхронного режима синхронного электродвигателя MG:

Q- выключатель; TA- трансформатор тока; KA- реле тока типа РТ 40; КТ- реле времени типа ВЛ-34; KL1- реле промежуточное типа РП-252; KL2, KL3-реле промежуточное типа РП-23;

КН1-КН2- реле указательные типа РУ-1; КQ- кнопка управления; KAR- контакт, замыкающийся при потере возбуждения; KF- контакт, размыкающийся при форсировке возбуждения.

Защита от потери питания выполняется групповой, т. е. общей для всех электродвигателей, присоединенных к одной секции сборных шин распределительного устройства. Защита действует на отключение электродвигателей, которые по тем или иным причинам не участвуют в самозапуске, и на гашение поля синхронных электродвигателей, подлежащих самозапуску.

Типы защиты. В качестве защиты от потери питания используются одно-, двух- или трехступенчатая защита минимального напряжения, защита минимального напряжения и минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности, вспомогательные контакты выключателя линии, питающей секцию сборных шин распределительного устройства, к которому подключены электродвигатели, или выходные цепи релейных защит, действующих на его отключение.

Особенности выполнения защиты. Защита минимального напряжения предусматривается в тех случаях, когда суммарная номинальная мощность

синхронных электродвигателей в сети, для которой рассматривается режим потери и восстановления питания, понижения и последующего повышения напряжения, не превышает 10% общей мощности одновременно работающих электродвигателей, а требования к сокращению перерыва питания (например, с точки зрения обеспечения самозапуска) не предъявляются. Число ступеней уставок срабатывания по напряжению и по времени зависит от типа электродвигателей, условий их работы и отношения к самозапуску. Реле напряжения защиты подключаются к шинам вторичных цепей трансформатора напряжения секции распределительного устройства совместно с приборами измерения и технического учета через общий защитный автоматический выключатель. Для исключения ложной работы защиты при неисправностях цепей трансформатора напряжения и при выкатывании его тележки из шкафа КРУ предусматривается соответствующая блокировка, использующая вспомогательные контакты автоматического выключателя и конечного выключателя, фиксирующего положение тележки.

На подстанциях с выпрямленным оперативным током защита выполняется с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов (рисунк 11.4).

Защита минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности предусматривается в дополнение к защите минимального напряжения, когда в сети, для которой рассматривается режим потери и восстановления питания действием АВР или АПВ, имеются синхронные электродвигатели суммарной номинальной мощностью, превышающей 10% общей мощности всех одновременно работающих электродвигателей, а также в тех случаях, когда при наличии синхронных электродвигателей требуется как можно больше сократить время перерыва питания. Реле направления мощности, входящие в состав защиты, блокируют ее действие при направлении активной мощности к шинам.

Как правило, одна из ступеней защиты минимального напряжения и защиты минимальной частоты выполняет также функции измерительных органов в устройствах автоматического включения резерва.

Расчетные уставки защиты. Напряжение срабатывания ступени защиты, предназначенной для отключения несамозапускающихся электродвигателей, принимается равным $0,7 U_{ном}$, а выдержка времени - большей времени действия основных защит элементов сети от многофазных КЗ $t_{сз}=0,5-1,5$ с.

Напряжение срабатывания ступени защиты, подготовляющей самозапуск ответственных механизмов, или ступени, действующей на отключение при длительном отсутствии напряжения,

$$U_{с,з} \leq \frac{U_{самоз}}{k_{отс} \cdot k_B},$$

где $U_{самоз}$ - напряжение в месте установки защиты в режиме самозапуска;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

k_B - коэффициент возврата реле. При использовании электромеханических реле понижения напряжения принимается $k_{отс}=1,2$ и $k_B=1,25$.

Время срабатывания степени, подготавливающей самозапуск, принимается на $\Delta t=0,5$ с больше времени действия защит, при КЗ в зоне действия которых напряжение в месте установки защиты минимального напряжения $U_{отс} < U_{с.з.}$. Для ступени, действующей на отключение, выдержка времени устанавливается равной 9-10 с.

Частота срабатывания защиты минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности принимается равной $f_{с.р} = 48,5-49$ Гц, а выдержка времени - около 0,5 с.

11.7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТОКОПРОВОДОВ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Защита токопроводов. Релейная защита токопроводов зависит от их протяженности и конструкции, величины и характера нагрузки, способа подключения.

Присоединение токопроводов к шинам 6, 10 кВ РУ или ГПП выполняют без реактирования, поэтому при повреждении в начале токопровода в нем возникают большие токи КЗ и глубокие понижения напряжения у потребителей. Однако вследствие большой реактивности токопровода ток при повреждении в конце его может оказаться соизмеримым с током нагрузки. Поэтому к защите токопровода предъявляют повышенные требования в отношении чувствительности и избирательности.

При небольшой протяженности токопроводов защиту выполняют в виде избирательных токовых отсеков, отстроенных от токов КЗ за реакторами ответвлений токопровода, и максимальных токовых защит без пуска или с пуском по напряжению. Когда параметры токопровода не позволяют выполнить достаточно чувствительную токовую отсечку, применяют другие быстродействующие защиты (например, продольную дифференциальную). При параллельной работе токопроводов также применяют поперечные дифференциальные или максимальные направленные защиты.

Защита кабельных линий напряжением до 1 кВ. Для кабельных линий предусмотрена установка релейной защиты:

Защита от межфазных коротких замыканий. Для кабельных линий напряжением ниже 1 кВ применяют плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Защита от замыканий одной из фаз на землю. В сетях с глухим заземлением нейтрали защита действует на отключение повреждённого участка.

11.8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ДВИГАТЕЛЕЙ НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Релейная защита двигателей напряжением до 1 кВ (рис. 11.12) выполняется в основном в соответствии с требованиями к релейной защите высоковольтных

электродвигателей, но на элементной базе коммутационных аппаратов до 1 кВ. Предусматривается защита от следующих режимов:

- от многофазных коротких замыканий устанавливаются плавкие предохранители или максимальные токовые реле, используются также аппараты, совмещающие устройства защиты и управления — магнитные пускатели и автоматические выключатели;

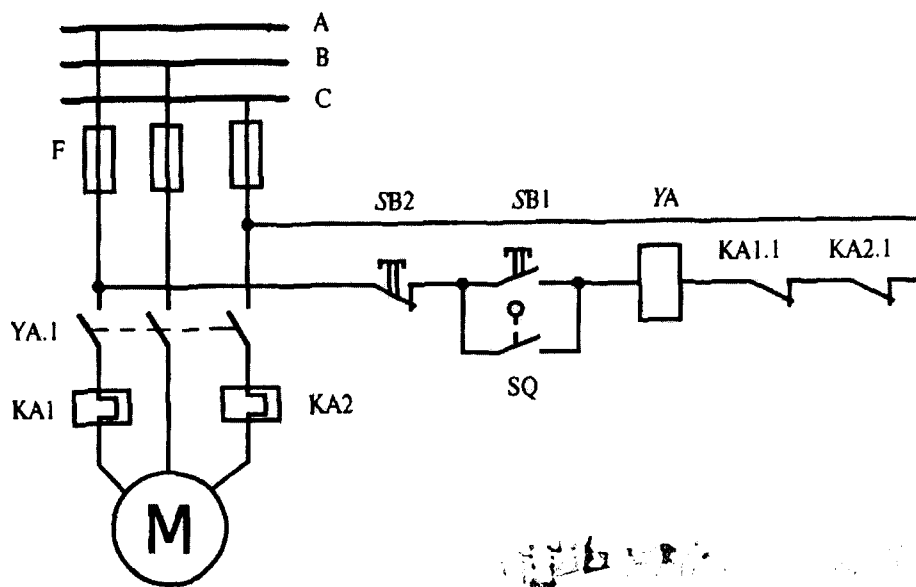


Рисунок 11.12 - Схема защиты электродвигателя напряжением до 1 кВ с магнитным пускателем

- от перегрузки применяются тепловые реле;
- от однофазных замыканий на землю используются реле тока, подключенные к трансформатору тока нулевой последовательности;
- от потери питания и понижения напряжения устанавливается магнитный пускатель или контактор, автоматически отключающийся при снижении напряжения до $(0,6-0,7) U_{ном}$.

11.9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ

Защита конденсаторных батарей напряжением выше 1000 В от к. з. может выполняться предохранителями типа ПК или реле мгновенного действия РТМ (рис. 11.13). Защита от замыканий на землю осуществляется токовым реле Т, действующим через промежуточное реле П на отключение.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя $I_{вст}$ и ток срабатывания максимально-токовой защиты $I_{срб. защ}$ выбирают с учетом следующих условий:

$$I_{вст} = (2,5 - 3) I_{ном. к};$$

$$I_{вст} = (2 - 2,5) I_{ном. б},$$

где $I_{ном. к}$ — номинальный ток одного конденсатора или группы;

$I_{\text{ном. б}}$ — номинальный ток всей батареи конденсаторов.

Защита конденсаторных батарей при однофазных замыканиях на землю устанавливается в двух случаях: когда токи замыкания на землю выше 20 А и когда защита от междофазных замыканий не срабатывает.

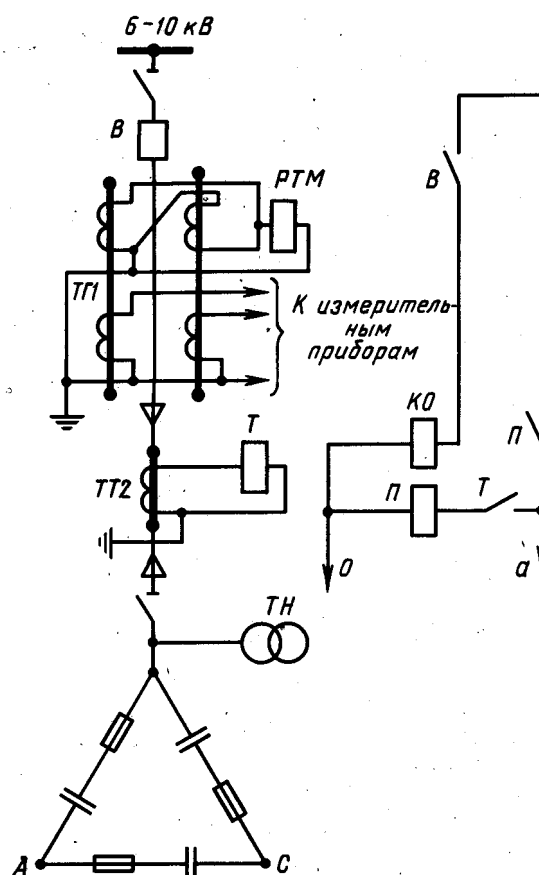


Рисунок 11.13 - Схема защиты высоковольтных конденсаторных батарей

11.10 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

При секционированном выполнении шин понизительных подстанций (рис. 11.14) автоматическое включение резервных источников электропитания намного повышает надежность работы потребителей, приближая степень взаиморезервирования. В то же время сохраняются преимущества одностороннего питания в отношении упрощения устройств релейной защиты и уменьшения тока КЗ (последнее обстоятельство облегчает работу силовых выключателей и позволяет удешевить стоимость сооружения). При раздельной работе секций создается большая независимость одной секции от другой. Отключение источника основного питания вызывает погасание осветительной нагрузки и торможение асинхронных электродвигателей, присоединенных к отключенной секции шин. Чем быстрее будет подано напряжение от резервного источника, тем меньше снизится частота вращения электродвигателей, меньше будет ток при включении устройством АВР источника и тем легче и быстрее произойдет последующий самозапуск.

АВР является эффективным средством, повышающим надежность электроснабжения (успешность действия АВР составляет 90—95 %), поэтому этот вид

автоматики широко применяется на подстанциях основных и распределительных сетей. Выполнение АВР также обязательно для собственных нужд станции.

Основные требования, предъявляемые к устройствам АВР на подстанциях, к шинам которых подключены только асинхронные двигатели и осветительная нагрузка (синхронные двигатели и конденсаторные батареи отсутствуют): устройство АВР должно приводиться в действие при исчезновении напряжения на шинах по любой причине (в том числе и при ошибочных отключениях коммутационного аппарата в цепи питания; исключение — потеря питания вследствие действия АЧР); включение резервного источника питания следует осуществлять сразу и только после отключения выключателя в цепи рабочего; собственное время действия АВР должно быть минимальным; действие АВР должно быть однократным, для чего необходимо ограничивать длительность команды на включение резервного оборудования.

Для нормального функционирования средств АВР необходим расчет ряда уставок.

Для реле однократности включения выдержка времени промежуточного реле однократности включения $t_{ОВ}$ от момента снятия напряжения с его обмоток до размыкания контакта с некоторым запасом должна превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{о.в} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (11.14)$$

где $t_{вкл}$ — время включения выключателя резервного источника питания (если выключателей два, то следует использовать выключатель, с большим временем включения); $t_{зап}$ — время запаса $t_{зап} = 0,3—0,5$ с.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения обычно выбирают так, чтобы пусковой орган минимального напряжения срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приводился в действие при понижении напряжения, вызванном КЗ или самозапуском электродвигателей. Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения (напряжение отпуска реле) должно быть равным

$$U_{ср} = \frac{U_{ост.кз}}{K_{отс} K_u}; \quad (11.15)$$

$$U_{ср} = \frac{U_{зап}}{K_{отс} K_u}, \quad (11.16)$$

где $U_{ост.кз}$ — наименьшее остаточное напряжение при КЗ; $U_{зап}$ — наименьшее напряжение при самозапуске двигателей; $K_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый 1,25; K_u — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания:

$$U_{ср} = (0,25-0,4) U_{ном}, \quad (11.17)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение электроустановки.

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения или реле времени.

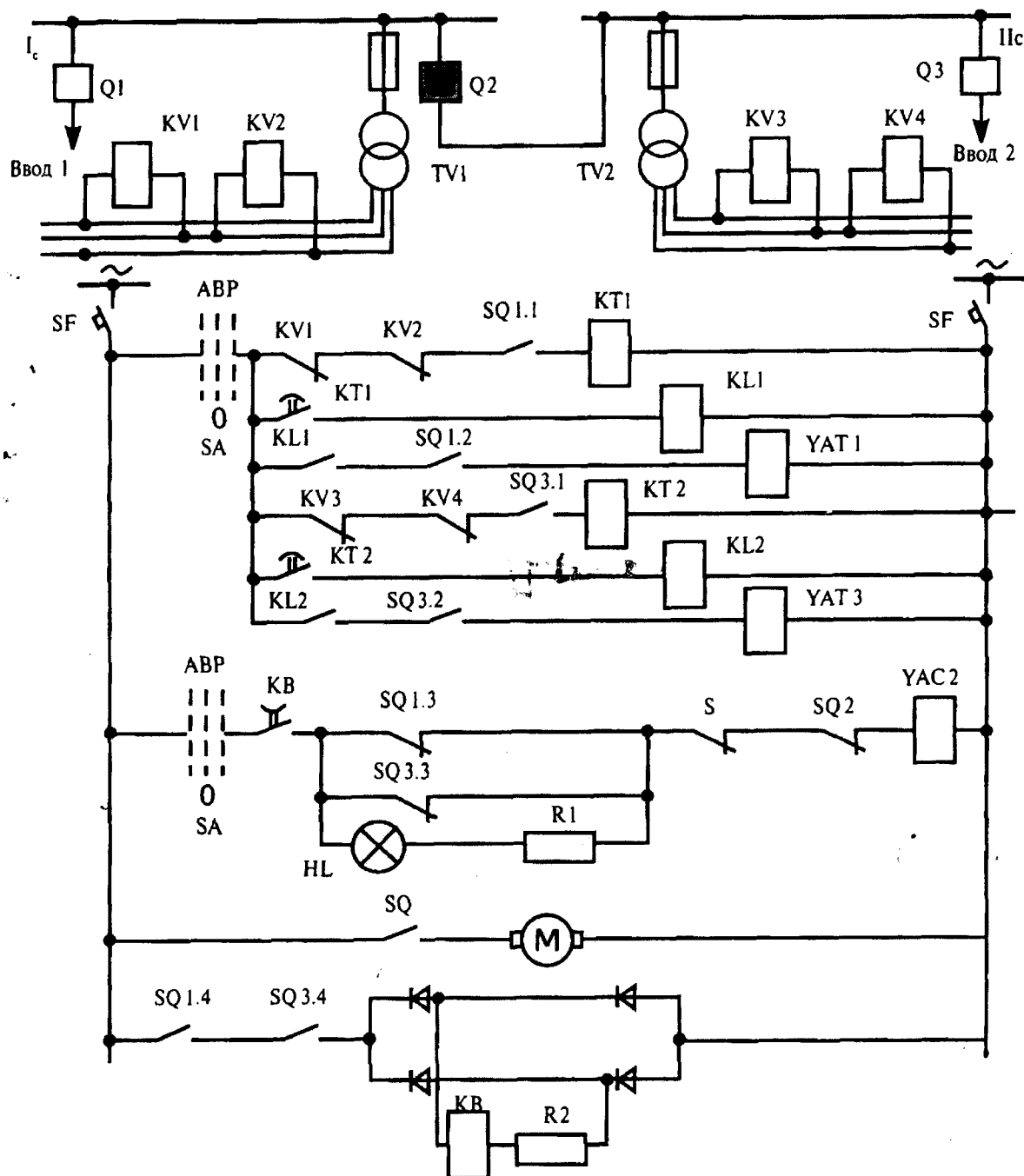


Рисунок 11.14 - Схема АВР на секционном выключателе с пружинным приводом

Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна:

$$t_{п.0} = t_1 + \Delta t, \quad (11.18)$$

$$t_{п.0} = t_2 + \Delta t \quad (11.19)$$

где t_1 — наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих шин

высшего напряжения подстанций; t_2 — наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин низшего напряжения подстанций; Δt — ступень селективности, $\Delta t = 0,4—0,5$ с.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения пускового органа минимального тока и напряжения выбирают аналогично.

Ток срабатывания реле минимального тока должен быть меньше минимального тока нагрузки:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{нагр}(\text{min})}}{K_{\text{отс}} K_I}, \quad (11.20)$$

где $I_{\text{нагр}(\text{min})}$ — минимальный ток нагрузки трансформатора; $K_{\text{отс}}$ — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5; K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выдержка времени определяется током по формуле (11.18). Согласования с защитой присоединений шин нижнего напряжения не требуется.

Напряжение срабатывания реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания определяют исходя из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{раб}(\text{min})}}{K_{\text{отс}} K_B K_u}, \quad (11.21)$$

где $U_{\text{раб}(\text{min})}$ — минимальное рабочее напряжение; $K_{\text{отс}}$ — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2; K_B — коэффициент возврата реле; K_u — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

11.11 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Рассмотренные устройства защиты, выполненные на базе электромеханических реле или с использованием полупроводниковых элементов и аналоговых интегральных микросхем, имели различные технические реализации.

Особенность их — жесткая логика первой научной картины мира. И хотя они еще долго будут находить применение, особенно для алгоритмов простых повреждений, несомненно их вытеснение новым поколением защит с цифровой обработкой информации. Их отличает высокий уровень унификации элементов, гибкость, возможность реализации сложных алгоритмов выявления повреждений, развитая система функционального контроля, уменьшение расходов на обслуживание.

Выделяют основные принципы микропроцессорной системы защиты с цифровой обработкой информации: неявное резервирование, унификацию, модульность, функциональную децентрализацию, специализацию обработки информации, единство информационной базы, комплектность, гибкость. Возникновение неисправностей в аппаратной и программной частях предотвращаются путем перераспределения задач между элементами системы в полном объеме или с потерей некоторых второстепенных функций. Вероятность отказа системы в целом снижается.

Информационное обеспечение системы основано на параметрах входных сигналов: амплитуды, фазовые сдвиги и частота, а также их интегральные значения. Помехи, вызванные переходными процессами и сопровождающиеся появлением апериодических и гармонических составляющих, обуславливают погрешности, снижаемые предварительной фильтрацией входных токов и напряжений. В результате синусоидальный сигнал содержит информацию об основной гармонике входной величины. Наиболее широко используется цифровая обработка отсчетов мгновенных значений синусоидальных сигналов и их ортогональных составляющих.

В качестве примера микропроцессорной системы защиты с цифровой обработкой информации можно привести современные разработки комплектных устройств РЗА исследовательского центра «БРЕСЛЕР» (ВНИИР) и ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»

Начиная с 2002 года, ОАО «ВНИИР – исследовательский центр «БРЕСЛЕР» выступает разработчиком и поставщиком микропроцессорных (МП) комплектных устройств РЗА серии ТЭМП 2501. Развитие этого направления обусловлено сложившимся устойчивым мнением проектных, пуско-наладочных и эксплуатирующих организаций о ряде неоспоримых преимуществ микропроцессорных (МП) устройств РЗА перед электромеханическими и статическими устройствами:

- обеспечение точности и постоянства характеристик;
- уменьшение эксплуатационных расходов и повышение надежности вследствие непрерывной самодиагностики;
- возможность измерения, регистрации, индикации режимов и событий;
- возможности реализации полноценной АСУ ТП с использованием МП терминалов в качестве УСО.

Устройства серии ТЭМП 2501 предназначены для применения в схемах вторичной коммутации на подстанциях (ПС) с оперативным переменным, выпрямленным переменным, постоянным током. Они выполняют необходимые функции защиты, автоматики, управления и сигнализации различных присоединений комплектных распределительных устройств напряжением 0,4-35 кВ в сетях с изолированной или глухозаземленной нейтралью. Устройства предназначены для установки в камеры КСО, ячейки КРУ, КРУН, КТП СН электрических станций и подстанций, а также на панелях, в шкафах управления, расположенных в релейных залах и пультах управления. Технические характеристики устройств делают возможным их применение и на объектах с жесткими температурными условиями. Устройства обеспечивают взаимодействие с масляными, вакуумными, элегазовыми выключателями, оснащенными различными типами приводных механизмов. Терминалы могут применяться как при строительстве современных подстанций, так и для реконструируемых объектов энергетики, в том числе для замены РЗ, построенных на электромеханических реле. Устройства серии ТЭМП 2501 выполнены на современном техническом уровне с применением комплектующих высокого качества, способны конкурировать как с отечественными, так и зарубежными устройствами подобного класса и включают в себя четыре вида терминалов:

- универсальный терминал для присоединений 0,4-35 кВ - ТЭМП 2501-1Х;
- терминал для секционного трансформатора напряжения 6-10 кВ - ТЭМП 2501-2Х;

- терминал для отходящей линии 0,4-35 кВ - ТЭМП 2501-31;
- терминал для синхронных и асинхронных электродвигателей средней мощности напряжением 6-10 кВ - ТЭМП 2501-4Х, где Х в обозначении изделий - то или иное конструктивное исполнение терминала.

Все виды терминалов, за исключением ТЭМП 2501-31, выпускаются в двух конструктивных исполнениях: с задним присоединением проводников (ТЭМП 2501-Х1) и с передним присоединением проводников (ТЭМП 2501-Х2). Терминал ТЭМП 2501-31 выпускается только с задним присоединением проводников и для установки в ячейки в горизонтальном положении. Для других же типов терминалов с задним присоединением проводников существует дополнительное исполнение для вертикальной установки терминалов в ячейках (ТЭМП 2501-Х3). Последнее, в первую очередь, применимо к камерам КСО с узким релейным отсеком, примером которых может выступить ячейка КРУ-TEL производства ООО «Таврида-Электрик». Основные характеристики комплектных устройств серии ТЭМП 2501 приведены в справочниках.

12 УЧЕТ И ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединенных потребителей и схемой коммутации.

Система учета на промышленных предприятиях должна давать возможность:

- определения количества энергии, полученной от энергосистемы;
- производства внутриводового межцехового расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозяйственными потребителями предприятия;
- установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции;
- контроля потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным потребителям.

Учет электроэнергии делится на расчетный и технический. Первый служит для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией, второй – для осуществления хозяйственного расчета и контроля расходования электроэнергии внутри предприятия.

Счетчики для расчета энергоснабжающей организации с потребителями устанавливаются на границе раздела сети организации и потребителя. Классы точности счетчиков активной мощности и измерительных трансформаторов согласно ПТЭ должны быть не ниже указанных в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Класс точности приборов учета

Трансформаторы ГПП	Счетчики	Измерительные трансформаторы
10-60 МВ·А	1,0	0,5

Для технического учета могут применяться трансформаторы тока класса точности 1,0 и счетчики любого класса точности, которые выпускаются промышленностью с классом точности не выше 2,5.

На линиях, питающих ТП, устанавливаются счетчики активной энергии, как и на всех линиях к электроприемникам напряжением выше 1000 В. Счетчики принимать электронные типов ПС4-3ТА и ПС4-4ТА.

Контрольный учет реактивной энергии осуществляется на всех компенсирующих установках (конденсаторах и синхронных электродвигателях). Учет потребляемой реактивной энергии производится на всех линиях к ТП.

Все линии напряжением до 1000 В и выше на ТП, РП, ГПП снабжены амперметрами. Для синхронного электродвигателя, кроме амперметра в цепи статора, устанавливается амперметр в цепи возбуждения для контроля режима компенсации реактивной нагрузки.

Для контроля напряжением на всех секциях сборных шин устанавливаются вольтметры. В цеховых ТП вольтметры устанавливаются только на шинах вторичного напряжения.

Ваттметры устанавливаются на вводах РП и на выходе трансформаторов ГПП для контроля нагрузки предприятия в целом.

Все контрольно – измерительные приборы подстанции приведены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 - Контрольно – измерительные приборы на подстанции

Наименование	Место установки	Перечень приборов	Примечания
Понизительный трансформатор ГПП	НН	Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной и энергии	На трансформаторах с расщепленной обмоткой в каждой цепи НН
Сборные шины 10 кВ	на каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, вольтметр для измерения линейного напряжения	
Секционный выключатель	–	Амперметр	
Линии 10 кВ к потребителям	–	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю	
Трансформатор собственных нужд	НН	Амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии	

Для автоматизации учета электроэнергии следует применять системы АСКУЭ. Блок схема АСКУЭ приведена на рисунке 12.1.

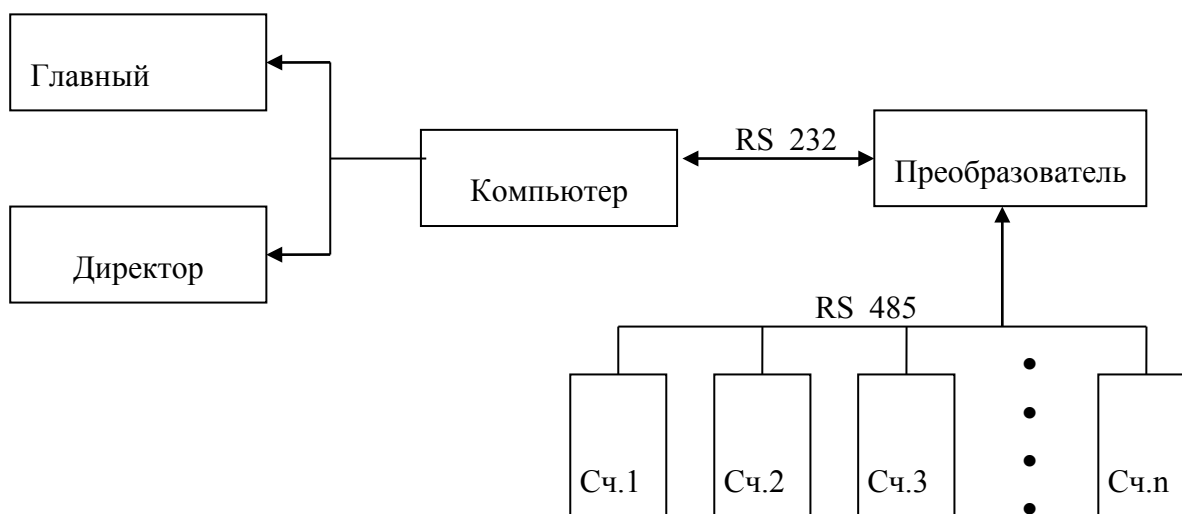


Рисунок 12.1 - Структурная схема АСКУЭ

13 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. МОЛНИЕЗАЩИТА. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

13.1 РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ

Режимы нейтралей являются особо важными при всех режимах работы электрооборудования: нормальном, временно допускаемом на ограниченное время и аварийном, опасном для целостности электрооборудования и обслуживающего персонала. *Нейтраль сети* представляет собой совокупность соединённых между собой нейтральных проводников и нейтральных точек источников и приёмников электроэнергии. Она может быть изолирована от земли, соединена с землёй через активные и реактивные сопротивления или глухо заземлена.

Выбор способа заземления нейтрали определяется безопасностью обслуживания сети, надёжностью электроснабжения электроприемников и экономичностью. При повреждениях фазной изоляции способ заземления нейтрали оказывает большое влияние на ток замыкания на землю и определяет требования в отношении заземляющих устройств электроустановок и релейной защиты от замыканий на землю.

В системах электроснабжения с изолированной нейтралью работают следующие сети:

- трехфазные сети напряжением 6-35 кВ, в которых токи замыкания на землю не превышают допустимых значений, находящихся обычно в пределах 10-30 А трехфазные трехпроводные сети до 1 кВ (например, сети 220 и 660 В);
- двухпроводные сети постоянного тока;
- все сети НН, в которых для обеспечения безопасности людей предусматривают защитные мероприятия, не связанные с применением заземлений (защитная изоляция, разделяющие трансформаторы и др.)

Сети до 1 кВ с изолированной нейтралью - это малоразветвленные сети. К ним относится, как правило, трехпроводные сети 380, 660 В. ЭУ с изолированной нейтралью в соответствии с ПУЭ следует применять при повышенных требованиях в отношении безопасности (торфяные разработки, горные карьеры, угольные шахты и др.), во избежание опасности пожаров, взрывов и при условии надежного контроля изоляции сети для быстрого обнаружения персоналом замыкания на землю или автоматическое отключение участков при возникновении замыкания на землю. Системы с изолированной нейтралью, как правило, не имеют четвертого (нулевого) провода, поэтому их исполнение экономичнее, по сравнению с четырехпроводной сетью с глухозаземленной нейтралью.

При замыкании на землю система питания сети с изолированной нейтралью не отключается и может работать до отыскания повреждения

согласно ПУЭ два часа. Этого времени достаточно для отыскания дежурным персоналом места повреждения, так как режим работы сети при замыкании одной фазы на землю считается не аварийным, а лишь аномальным режимом. Питание ЭП при этом не прерывается.

В системах электроснабжения с изолированной нейтралью необходимо обратить внимание на следующие обстоятельства:

- повышение напряжения двух фаз относительно земли во время замыкания на землю третьей приводит к тому, что изоляцию всех фаз относительно земли необходимо рассчитывать не на фазное, а на междуфазное напряжение. Только при напряжениях до 35 кВ это не вызывает существенного удорожания сети;
- возможность образования в месте замыкания на землю перемежающейся электрической дуги обуславливает возникновение коммутационных перенапряжений с амплитудой (4-6) $U_{ном}$. Эти перенапряжения могут нарушить работу некоторых ЭП и привести к пробое изоляции в других местах и других фазах сети;
- тепловое действие дуги в месте замыкания на землю в двух- или трехфазное КЗ (в кабельных линиях и в других случаях близкого расположения фазных проводников друг к другу);
- возникновение в сети и в источниках питания при замыкании на землю системы токов обратной последовательности может привести к индуктированию в роторах синхронных генераторов токов двойной частоты и к существенному дополнительному нагреву роторов;
- если в сетях 3-35 кВ ток замыкания на землю превышает максимально допустимые значения, то нейтраль источника питания сети соединяют с землей через заземляющий реактор.

Согласно ПУЭ глухое заземление нейтрали применяется:

- в сетях 110 кВ и выше;
- в четырех- и пятипроводных сетях НН;
- в трехпроводных сетях постоянного тока.

В сетях НН заземление нейтрали в отличие от сетей ВН используют тогда, когда это нужно для осуществления защитного зануления или улучшения защитного заземления металлических корпусов электрооборудования.

Наиболее распространенными в настоящее время являются сети типа TN-C, позволяющие, например, реализовать трехфазную систему 220/380 В. Совмещение рабочего и защитного нейтральных проводников обеспечивает при этом минимальную стоимость сети. Такое совмещение может, однако, оказаться неприемлемым из-за уменьшенной надежности защитных мероприятий, и в таких случаях прибегают к полностью или частично пятипроводным сетям типов TN-S и TN-C-S (Т-местное заземление корпусов, N-нейтраль, С-проводник является одновременно рабочим и защитным, S-отдельные рабочий и защитный нейтральные проводники). Для повышения

эффективности защитных мероприятий используют также повторные заземления защитного нулевого проводника или корпусов электрооборудования.

13.2 СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЙ СЕТЕЙ

Системы заземления электрических сетей могут быть следующих типов:

$TN-S$, $TN-C$, $TN-C-S$, TT и IT . В условных обозначениях систем заземления буквы означают:

- первая буква — характер заземления источника питания (T — непосредственное присоединение хотя бы одной точки токоведущих частей источника питания к земле; I — все токоведущие части источника питания изолированы от земли или одна точка заземлена через большое сопротивление, разрядник, воздушный промежуток и т. д.);

- вторая буква — характер заземления открытых проводящих частей элементов электрической сети и электроприемников (T — непосредственная связь открытых проводящих частей с землей независимо от характера связи источника питания с землей; N — непосредственная связь открытых токоведущих частей с точкой заземления источника питания, в системах переменного тока обычно заземляется нейтраль);

- последующие буквы (если таковые имеются) — характер устройства нулевого рабочего и нулевого защитного проводников (S — функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников обеспечиваются отдельными проводниками; C — функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников объединены в одном проводнике (PEN -проводнике)).

На рис. 13.1 приведены типы заземления электрических сетей и электроприемника трехфазного переменного тока.

В последнее время получило распространение и стало обязательным для некоторых низковольтных сетей установки устройств защитного отключения (УЗО). Главгосэнергонадзором утверждены (1997) указания по применению УЗО в электроустановках жилых зданий (рис. 13.2).

Следует иметь в виду увеличивающееся применение малых напряжений (номинальное напряжение не более 42 В между фазами и по отношению к земле), которые применяют для обеспечения электробезопасности. Малые напряжения используют для питания электроприемников сравнительно небольшой мощности: переносной электроинструмент, ручные переносные лампы и другие. В производственных помещениях применяют напряжения 12, 36 и 42 В. Источниками малого напряжения могут быть батареи гальванических элементов, аккумуляторы, выпрямительные установки, преобразователи частоты и, наиболее часто, трансформаторы. Если понижающие трансформаторы не являются разделительными, то в зависимости от режима нейтрали сети, питающей первичную обмотку, следует заземлять или занулять корпус трансформатора, а также один из выводов (одну из фаз) или нейтраль (среднюю точку) вторичной обмотки.

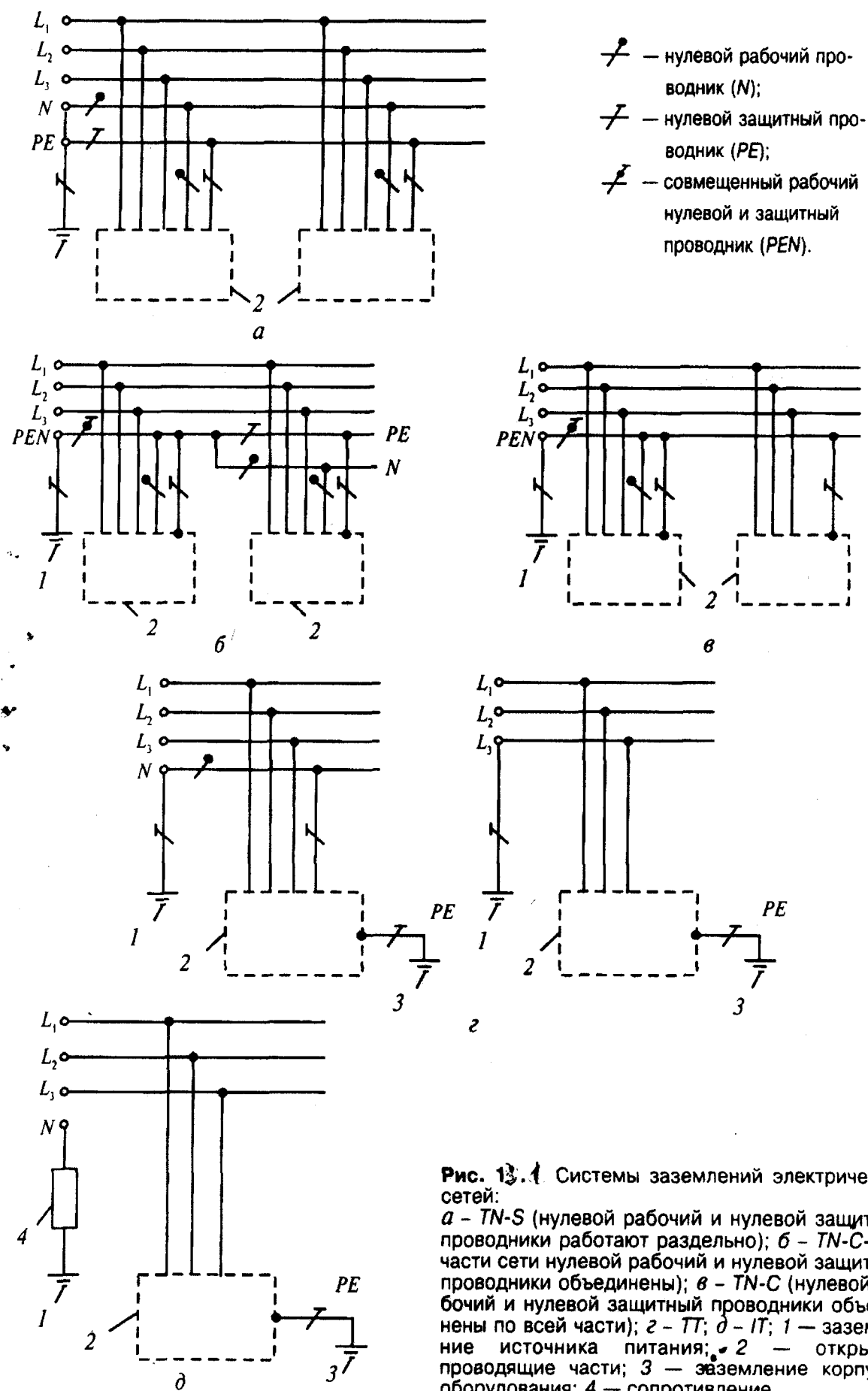


Рис. 13.1 Системы заземлений электрических сетей:

а — TN-S (нулевой рабочий и нулевой защитный проводники работают раздельно); б — TN-C-S (в части сети нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены); в — TN-C (нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены по всей части); г — TT; д — IT; 1 — заземление источника питания; 2 — открытые проводящие части; 3 — заземление корпусов оборудования; 4 — сопротивление

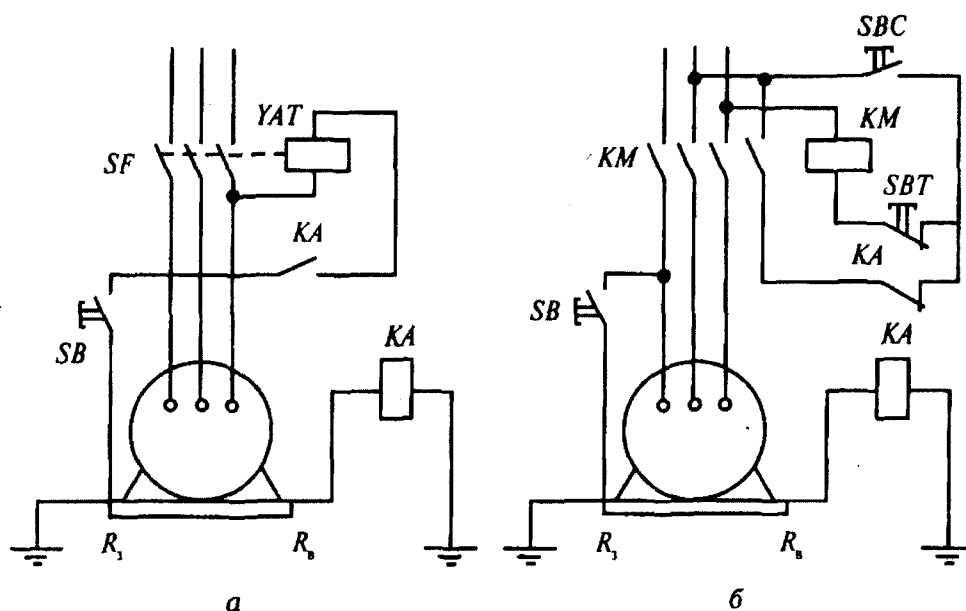


Рисунок 13.2 - Схемы защитного отключения при напряжении корпуса относительно земли: *а* — с автоматическим выключателем; *б* — с магнитным пускателем; *SF* — автоматический выключатель; *YAT* — отключающая катушка; *KA* — реле-датчик; *KM* — магнитный пускатель; *SB* — кнопка контроля; *SBC* — кнопка пуска; *SBT* — кнопка «стоп»; *R_В* — вспомогательный заземлитель; *R_З* — защитное заземление (зануление)

Заземляющие устройства в электроустановках выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований к их сопротивлению или к напряжению прикосновения, а также к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве. Норма сопротивления заземляющего устройства в электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью установлена в 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей. С целью уменьшения возможного напряжения прикосновения путем выравнивания электрического потенциала регламентирована конструкция заземляющего устройства. На территории электроустановки должна быть заземляющая сетка, образованная электрически соединенными между собой горизонтальными продольными и поперечными заземлителями.

В электроустановках до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью требования, предъявляемые к заземляющему устройству, учитывают особенности обеспечения электробезопасности людей системой зануления при замыканиях на корпус. Установлено, что сопротивление заземляющих устройств, к которым присоединяют нейтрالي трансформаторов и генераторов или выводы источника однофазного тока, зависит от линейного напряжения в трехфазных сетях или от напряжения источника однофазного тока, а также от удельного сопротивления земли. Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1 кВ не должно быть больше 4 Ом.

При линейном напряжении 660, 380, 220 В или напряжении однофазного тока 380, 220, 127 В удельное сопротивление заземляющего устройства в течение всего срока его службы не должно превышать соответственно 2, 4 и 8 Ом.

Требуемое сопротивление заземляющего устройства должно обеспечиваться с учетом использования естественных заземлителей, а также системы повторных заземлений нулевого провода ВЛ напряжением до 1 кВ, однако в тех случаях, когда количество ВЛ не менее двух. При удельном сопротивлении ρ земли более 100 Ом·м допускается увеличивать нормы сопротивления заземляющих устройств в $0,01\rho$ раз, но не более чем в 10 раз.

Для обеспечения автоматического отключения участка с однофазным замыканием заземляющие проводники следует выбирать таким образом, чтобы при замыкании на корпус или нулевой провод возникал ток короткого замыкания, превышающий: в 3 раза номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя; в 3 раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику.

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только отсечку, проводимость указанных проводников должна обеспечивать ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженной на коэффициент, учитывающий разброс, и на коэффициент запаса 1,1. При отсутствии заводских данных для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А кратность тока короткого замыкания относительно уставки следует принимать не менее 1,4, а с номинальным током свыше 100 А — не менее 1,25. Полная проводимость нулевого защитного проводника во всех случаях должна быть не менее 50 % проводимости фазного проводника.

13.3 ДОПУСТИМЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Исходные данные для проектирования и выполнения заземляющих устройств — предельные значения их сопротивлений, принимаемые в соответствии с ПУЭ в зависимости от напряжения, режима нейтрали и элемента ЭУ, подлежащего заземлению. Если к заземляющему устройству присоединяют элементы ЭУ разных напряжений, то принимают наименьшее нормированное сопротивление заземления R_3 для электрооборудования.

Сопротивление заземляющего устройства определяют следующими условиями.

Для ЭУ напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью:

$$R_3 \leq 250 I_3 . \quad (13.1)$$

Если это заземляющее устройство также используется для ЭУ с изолированной нейтралью напряжением до 1 кВ, то

$$R_3 \leq 125/I_3 , \quad (13.2)$$

где I_3 — расчетный ток замыкания на землю.

Во всех случаях сопротивление заземляющего устройства не должно быть выше 10 Ом.

Повторные заземления нулевого провода выполняют на концах ВЛ или

ответвлений длиной более 200 м и на вводах в здание, ЭУ которых подлежат заземлению. Если ЭУ, подлежащие заземлению, размещены вне здания, расстояние от них до ближайшего повторного заземления или до заземления нейтрали источника питания (генератора, трансформатора) не должно превышать 100 м. Более частые заземления нулевого провода выполняют, если это требуется по условиям грозозащиты. Общее сопротивление заземляющих устройств всех повторных заземлений должно быть не более:

- 5 Ом при напряжении 660/380 В,
- 10 Ом при напряжении 380/220 В и
- 20 Ом при напряжении 220/127 В.

При этом сопротивление заземляющего устройства каждого из повторных заземлений должно быть не более:

- для ЭУ 660/380 В – 15 Ом,
- для ЭУ 380/220 В – 30 Ом и
- для ЭУ 220/127 В – 60 Ом.

В соответствии с ПУЭ для ЭУ до 1 кВ с заземленной нейтралью при удельном сопротивлении грунта ρ более 100 Ом·м допускают увеличивать сопротивления заземляющих устройств в $\rho/100$ раз, для всех других систем при удельном сопротивлении грунта более 500 Ом·м в $\rho/500$ раз. Во всех случаях допускается увеличивать сопротивление заземляющего устройства не более чем в 10 раз.

13.4 ИСКУССТВЕННЫЕ И ЕСТЕСТВЕННЫЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛИ И ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ ПРОВОДНИКИ

Заземлением называют преднамеренное гальваническое соединение металлических частей электроустановки (ЭУ) с заземляющим устройством.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное — выполняют с целью обеспечения электробезопасности при замыкании токоведущих частей на землю;
- рабочее — предназначено для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- молниезащитное — для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций, т. е. одновременно является защитным, рабочим и т.д.

Заземляющее устройство — это совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называют металлический проводник или группу проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Различают естественные и искусственные заземлители.

Естественные заземлители — это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопроводные и другие металлические трубопроводы (кроме

трубопроводов горючих или взрывчатых жидкостей и газов, а также трубопроводов, покрытых изоляцией от коррозии), металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей.

Под искусственными заземлителями понимают закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. В качестве искусственных заземлителей применяют:

- для вертикального погружения в землю — стальные стержни диаметром 12—16 мм, угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм;
- для горизонтальной укладки — стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2—5 м, а электродов из угловой стали 2,5—3 м. Верхний конец вертикального заземлителя целесообразно заглублять на 0,5—0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители применяют для связи между собой вертикальных заземлителей и как самостоятельные заземлители.

Заземляющие проводники служат для присоединения частей электроустановки с заземлителем. Помимо обычных проводов соответствующего сечения, заземляющими проводниками могут служить металлические конструкции зданий и сооружений: колонны, фермы, каркасы РУ.

13.5 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Расчёт заземляющих устройств сводится к расчёту заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

Расчёт сопротивления заземлителя проводится в следующем порядке.

1. В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчётное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых.

2. Предварительно с учётом отведённой территории намечают расположение заземлителей – в ряд, по контуру и т.п.

3. Определяют необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учётом использования естественного заземлителя, включённого параллельно, из выражения

$$R_{II} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3}, \quad (13.3)$$

где R_{II} – сопротивление искусственного заземлителя;

R_e – сопротивление естественного заземлителя;

R_3 – допустимое сопротивление заземляющего устройства.

4. Определяют расчётное удельное сопротивление грунта ρ_p для

горизонтальных и вертикальных электродов с учётом повышающего коэффициента K_{Π} , учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой.

5. Определяют сопротивление растеканию (сопротивление, которое оказывает току грунт) одного вертикального электрода. Если в качестве вертикальных электродов используют уголок, то диаметр уголка определяют по формуле

$$d = 0,95b, \quad (13.4)$$

где b – ширина уголка.

6. Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{И.В}$

$$N = \frac{R_{О.В.Э}}{K_{И.В} \cdot R_{И}}, \quad (13.5)$$

где $R_{О.В.Э}$ – сопротивление растекания одного вертикального электрода, определённое в п.5

$R_{И}$ – сопротивление искусственного заземлителя, определённое в п.3.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов.

7. Определяют расчётное сопротивление растеканию горизонтальных электродов

$$R_{Р.Г.Э} = \frac{R_{Г.Э}}{K_{И.Г.Э}}, \quad (13.6)$$

где $R_{Г.Э}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов.

8. Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов с учётом проводимости горизонтальных соединительных электродов

$$R_{В.Э} = \frac{R_{Р.Г.Э} R_{И}}{R_{Р.Г.Э} - R_{И}}. \quad (13.7)$$

9. Определяют вертикальных электродов с учётом уточнённого коэффициента использования $K_{И.В.У}$ по формуле

$$N = \frac{R_{О.В.Э}}{K_{И.В.У} R_{В.Э}}. \quad (13.8)$$

10. Принимают окончательное число вертикальных электродов из условия их размещения.

11. Для установок напряжением выше 1 кВ в сетях с заземленной нейтралью заземляющие проводники проверяют на термическую стойкость по формуле

$$S_T = I_P \sqrt{t_{II}} / K_T, \quad (13.9)$$

где I_P – расчётный ток через проводника;

t_{II} – приведенное время прохождения тока КЗ на землю, с;

K_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева проводника:

- для стали $K_T = 74$;
- для меди $K_T = 195$;
- для алюминия $K_T = 112$.

13.6 МОЛНИЕЗАЩИТА

13.6.1 ТРЕБОВАНИЯ К МОЛНИЕЗАЩИТЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

В соответствии с ПУЭ тепловая электростанция и её производственные здания и сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Молниезащита зданий и сооружений 1 категории (производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-1 и В-2 по ПУЭ; здания электростанций и подстанций) выполняется:

- от прямых ударов молний – отдельно стоящими стержневыми и тросовыми молниеотводами, обеспечивающими требуемую зону защиты;
- от зарядов статического электричества – заземлением всех металлических корпусов оборудования, установленного в защищаемых зданиях через специальные заземлители с сопротивлением растеканию тока не более 10 Ом;
- от магнитного поля, проявляющегося как вторичное действие молнии и индуцирующего в контурах (образуемых трубопроводами, защищенных токопроводами, каркасами сооружений) ЭДС, устройством металлических перемычек, объединяющих контуры в единую систему и уменьшающих размеры контуров.

Молниезащита зданий и сооружений 2 категории от прямых ударов молнии выполняется одним из следующих способов:

- отдельно стоящими или установленными на зданиях неизолированными стержневыми или тросовыми молниеотводами, обеспечивающими защитную зону;
- молниеприёмной заземленной металлической сеткой размерами ячеек 6х6 м, накладываемой на металлическую кровлю;
- заземлением металлической кровли.

Защита от зарядов статического электричества и от действия магнитного поля выполняется аналогично защите сооружений 1 категории.

Защита зданий 3 категории выполняется, как и для 2 категории, но при этом молниеприёмная сетка имеет ячейки размером 12х12 или 6х24 м, а величина сопротивления заземлителя прямых ударов молнии может повышаться до 20 Ом.

Наиболее эффективной мерой защиты ВЛ по всей длине от прямого попадания в нее удара молнии является применение тросов. При этом малые сопротивления заземления опор должны обеспечивать хороший отвод токов молнии в землю и защиту линейной изоляции от вторичных перекрытий. Однако тросовая защита значительно удорожает сооружение ВЛ и поэтому предусматривается для линий напряжением 110-220 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах.

Линии напряжения 35 кВ с изолированной нейтралью, выполненные на металлических и железобетонных опорах, тросом не защищаются. Однако опоры этих линий, так же как и опоры линий 110-220 кВ, должны быть заземлены.

Для защиты подстанционной изоляции от волн атмосферных перенапряжений на сборных шинах распределительных устройств, а также у трансформаторов, присоединенных к ЛЭП с помощью отпаяк, предусматривается установка комплектов вентильных разрядников.

Для ограничения волны перенапряжения важно предупредить возможность

удара молнии в непосредственной близости от подстанции. Для этого на ЛЭП без тросовой защиты на подходе за 1-2 км до подстанции предусматриваются защитные тросы с установкой комплекта трубчатых разрядников в начале подхода ЛЭП к подстанции.

Электрооборудование распределительных устройств напряжением 10 кВ, устанавливаемое на понизительных подстанциях, защищается вентильными разрядниками, размещенными на шинах подстанции, и трубчатыми разрядниками, размещенными на расстоянии 100-200 м от подстанции.

Открытые РУ и подстанции защищают от прямых ударов молнии при номинальном напряжении от 20 кВ. Защиту выполняют стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях РУ и по углам подстанции.

Линии 110 кВ на железобетонных и металлических опорах защищают молниезащитными тросами по всей длине.

Высота молниеотвода от земли выбирается такой, чтобы защищаемое оборудование и конструкции попадали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5 %) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых попаданий молнии. Высота молниеотвода выбирается исходя из условия $D \leq 8(H - h)$, где D – расстояние между молниеотводами, H – высота молниеотвода, h – высота опорных конструкций.

Для установки молниеотводов целесообразно использовать также все высокие сооружения, расположенные вблизи подстанции.

Спуски к заземлителям от молниеотводов, устанавливаемых на зданиях

распределительных устройств электростанций предприятия, следует прокладывать по крыше и стенам здания по возможности дальше от токоведущих частей электроустановок.

Часто бывает достаточно установить один молниеотвод, например, на заводской трубе.

13.6.2 РАСЧЁТ И ПОСТРОЕНИЕ ЗОН ЗАЩИТЫ МОЛНИЕОТВОДОВ

Рассчитать молниезащиту - это значит определить тип защиты, ее зону и параметры (таблица 13.1).

По типу молниезащита (м/з) может быть следующей:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

По степени надежности защиты различают два типа зон:

А - степень надежности защиты $> 99,5 \%$;

Б - степень надежности защиты $95 \dots 99,5 \%$.

Параметрами молниезащиты являются:

- h - полная высота стержневого молниеотвода, м;
- h_0 - высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;
- h_x - высота защищаемого сооружения, м;
- h_M - высота стержневого молниеприемника, м;
- h_a - активная высота молниеотвода, м;
- r_0, r_x - радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м;
- h_e - высота средней части двойного стержневого молниеотвода, м;
- $2r_0, 2r_x$ -- ширина средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на уровне земли и на высоте защищаемого объекта, м;
- α - угол защиты (между вертикалью и образующей), град;
- L - расстояние между двумя стержневыми молниеотводами, м;
- a — длина пролета между опорами троса, м;
- h_{on} - высота опоры троса, м;
- $r_x + r'_x$ - ширина зоны тросового молниеотвода на уровне защищаемого сооружения, м;
- $a + 2r_{cx}$ — длина зоны двойного тросового молниеотвода на уровне защищаемого сооружения, м;
- $a + 2r_c$ - длина зоны двойного тросового молниеотвода на уровне земли, м.

Ожидаемое количество поражений (N) молнией в год производится по формулам:

- для сосредоточенных зданий и сооружений (дымовые трубы, вышки, башни)

$$N = 9\pi h_x^2 n 10^{-6},$$

где h_x - наибольшая высота здания или сооружения, м;

n — среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности в месте нахождения здания или сооружения (т. е. удельная плотность ударов молнии в землю), 1/(км² год), определяется по таблице 13.2;

- для зданий и сооружений прямоугольной формы

$$N = [(B+6 h_x (A + 6 h_x) - 7,7 h_x^2)n 10^{-6},$$

где А и В — длина и ширина здания или сооружения, м.

Примечание. Если здание и сооружение имеют сложную конфигурацию, то А и В - это стороны прямоугольника, в который вписывается на плане защищаемый объект.

Таблица 13.1 - Расчетные формулы молниеотводов при $h \leq 150$ м

Зона А	Зона Б
1	2
Одиночные стержневые молниеотводы (рис.8.1)	
$h_0=0,85h$ $r_0=(1,1-2 \cdot 10^{-3}h)h$ $r_x=(1,1-2 \cdot 10^{-3}h)(h-1,2h_x)$	$h_0=0,92h$ $r_0=1,5h$ $r_x=1,5(h-1,1 h_x)$
Двойные стержневые молниеотводы одинаковой высоты	
При $L \leq h$ $h_c = h_o$ $rcx = r_x$ $rc=r_0$	
При $h < L \leq 2h$ $h_c = h_o - (0,17 + 3 \times 10^{-4}h)(L-h)$ $rc=r_0$ $rcx = r_0(h_c - h_x) \frac{1}{h_c}$ При $2h < L \leq 4h$ $h_c = h_o - (0,17 + 3 \times 10^{-4}h)(L-h)$ $r_c = r_0[1 - \frac{0,2}{h}(L-2h)]$ $rcx = r_0(h_c - h_x) \frac{1}{h_c}$	При $h < L \leq 6h$ $h_c=h_o-0,14(L-h)$ $r_c=r_0$ $rcx = r_0(h_c - h_x) \frac{1}{h_c}$
При $L > 4 h$ Молниеотводы рассматривать как одиночные	При $L > 6 h$ Молниеотводы рассматривать как одиночные
Двойные стержневые молниеотводы разной высоты	
Габаритные размеры торцевых областей зон защиты h_{o1} , h_{o2} , r_{o2} , r_{x1} , r_{x2} , определяются как для одиночных стержневых молниеотводов. Габаритные размеры внутренней области зоны защиты определяются по формулам $r_c=0,5(r_{o1}+r_{o2}); h_c=0,5(h_{c1}+ h_{c2}); r_x=(h_c-h_x) \frac{r_c}{h_c}.$ Значения h_c и h_{c2} определяются как для двойных стержневых молниеотводов одинаковой высоты	

Таблица 13.1 - Продолжение

Многократные стержневые молниеотводы	
Зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов. Основным условием защищенности одного или нескольких объектов высотой с надежностью зон А или Б является $r_{cx} > 0$	
Одиночные тросовые молниеотводы	
$h_0 = 0,85h$ $r_0 = (1,35 - 25 \times 10^{-4} h)$ $r_x = (1,35 - 25 \times 10^{-4} h)(h - 1,2 h_x)$	$h_0 = 0,92h$ $r_0 = 1,7h$ $r_x = 1,7(h - 1,1 h_x)$
Двойные тросовые молниеотводы одинаковой высоты (14,б)	
При $L \leq h$ $h_c = h_o$ $r_{cx} = r_x$ $r_c = r_0$	
При $h < L \leq 2h$ $h_c = h_o - (0,14 + 5 \times 10^{-4} h)(L - h)$ $r'_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}$ $r_c = r_0$ $r_{cx} = r_0(h_c - h_x) \frac{1}{h_c}$	При $h < L \leq 6h$ $h_c = h_o - 0,12(L - h)$ $r'_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}$ $r_c = r_0$ $r_{cx} = r_0(h_c - h_x) \frac{1}{h_c}$
Двойные тросовые молниеотводы разной высоты (рис.13.1)	
Значения $h_{o1}, h_{o2}, r_{o1}, r_{x1}, r_{x2}$ определяются по формулам одиночных тросовых молниеотводов. Для определения размеров r_x и h_c используются формулы $r_c = 0,5(r_{o1} + r_{o2}); h_c = (h_{c1} + h_{c2});$ $r_c = 0,5(r_o + r_{o2}); h_c = (h_{c1} + h_{c2}).$ Значения $h_{c1}, h_{c2}, r_{x1}, r_{x2}, r_{cx}$ вычисляются по вышеприведенным формулам двойного тросового молниеотвода.	
Примечание. Для одиночного тросового молниеотвода h — это высота троса в середине пролёта. С учётом провеса троса сечением 35...50мм при известной высоте опор ($h_{оп}$) и длине пролёта (a) высота троса (в метрах) определяется по формулам $h = h_{оп} - 2$ при $a < 120$ м $h = h_{оп} - 3$ при $a < 150$ м	

Таблица 13.2 - Зависимость $n = F(t_{cp})$

t_{cp} , ч/год	10...20	21...40	41...60
n , 1/(км ² год)	1	2	4
t_{cp} , ч/год	61...80	81...100	101 и более
n , 1/(км ² год)	5,5	7	8,5

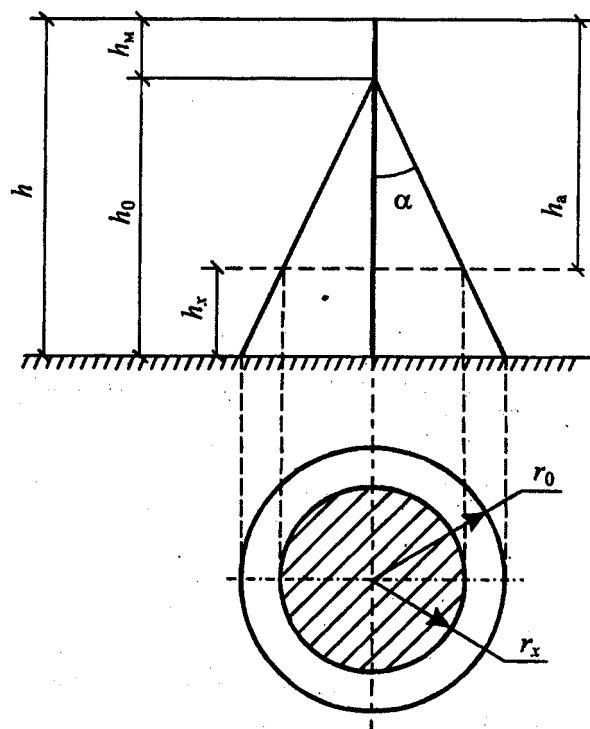


Рисунок 13.1 - Зона одиночного стержневого молниеотвода

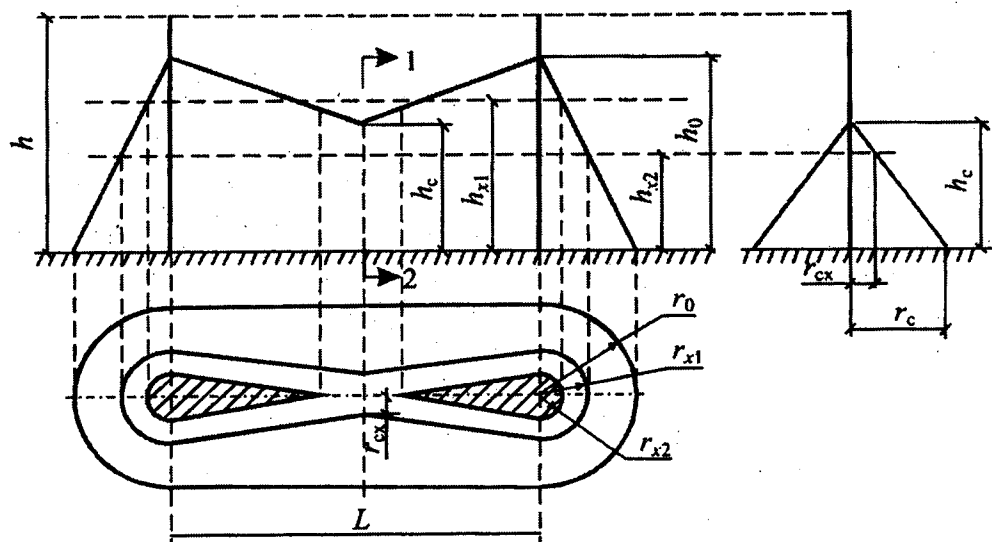


Рисунок 13.2 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода равной длины

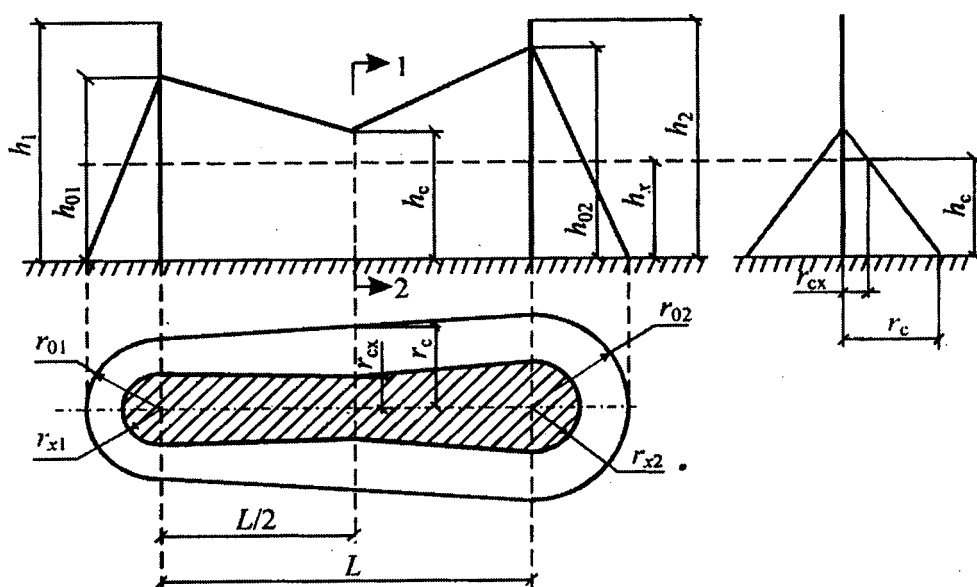


Рисунок 13.3 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода разной длины

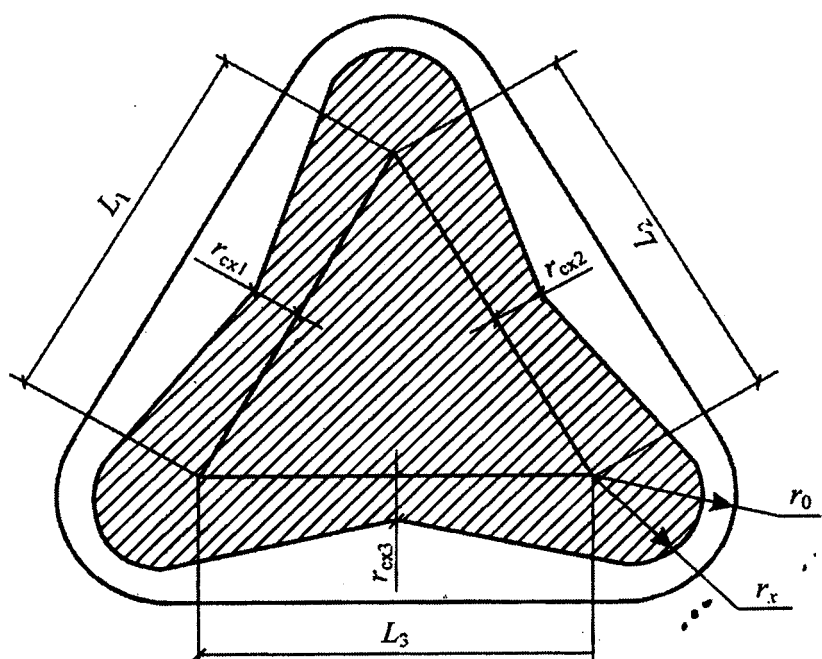


Рисунок 13.4 - Зона защиты (в плане) многократного ного стержневого молниеотвода

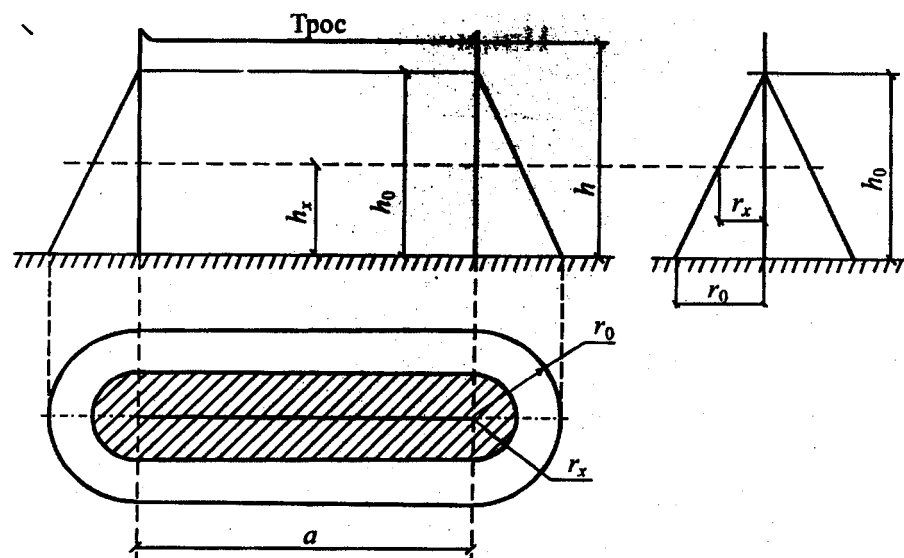


Рисунок 13.5 - Зона защиты одиночного тросового молниеотвода

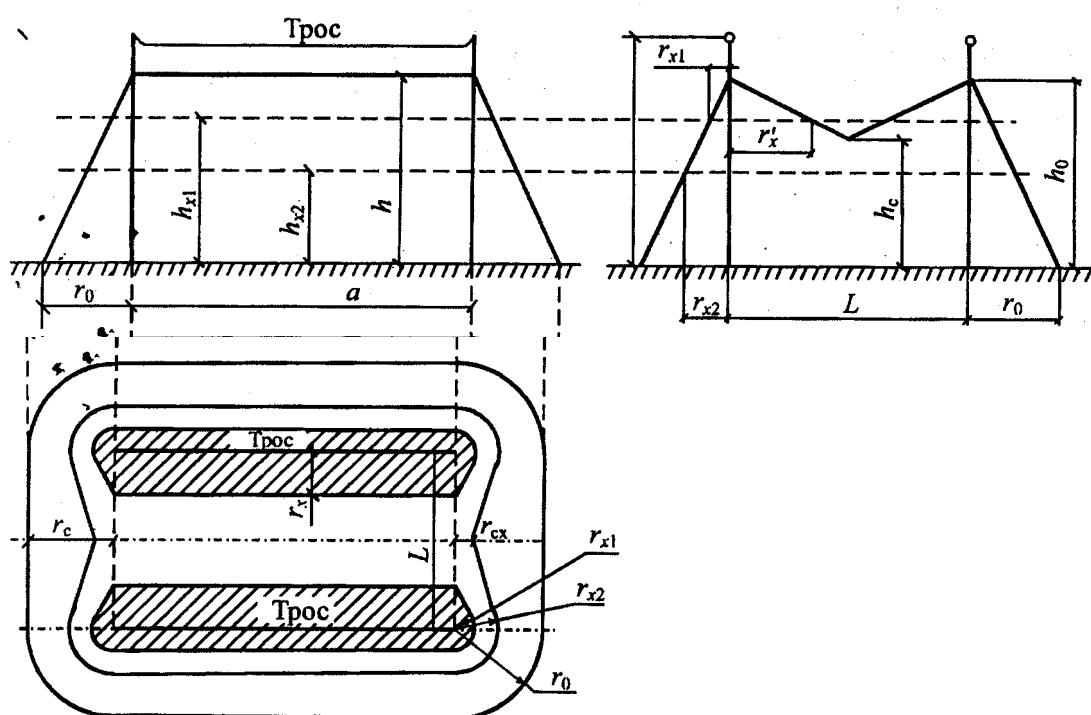


Рисунок 13.6 - Зона защиты двойного тросового молниеотвода

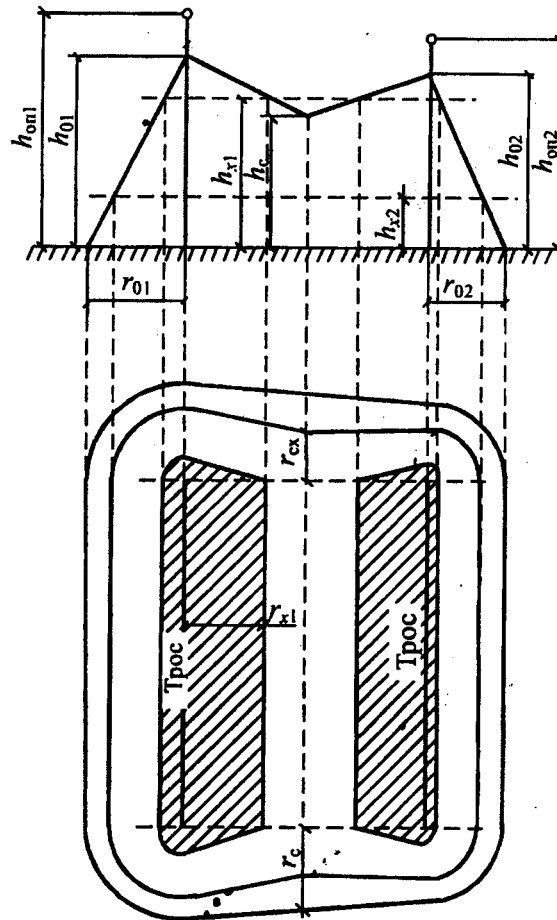


Рисунок 13.7 - Зона защиты двух тросовых молниеотводов разной высоты

13.7 ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Перенапряжениями называют такие повышения напряжения, которые представляют собой опасность для изоляции электрических установок.

Различают два вида перенапряжений в электрических установках: внутренние и атмосферные. Внутренние перенапряжения возникают в результате коммутаций, как нормальных (включение и отключение ненагруженных линий, отключение ненагруженных трансформаторов и реакторов), так и послеаварийных (дуговые замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью, отключения КЗ, АПВ). Эти перенапряжения воздействуют на изоляцию сравнительно кратковременно, но значение их может превышать в несколько раз номинальное напряжение.

Атмосферные перенапряжения возникают в результате разрядов молнии в электроустановку или вблизи неё. Волны перенапряжения, возникающие в токоведущих частях при ударах молнии, распространяются со скоростями, сравнимыми со скоростью света, проникая в обмотки трансформаторов, машин, воздействуя на изоляцию линий и аппаратов. Время воздействия атмосферных перенапряжений составляет от единиц до сотен миллионов долей секунды. Значение

этих перенапряжений при отсутствии специальных мер защиты может достигать миллионов вольт.

Для защиты электроустановок от внутренних перенапряжений можно использовать: 1 — схемные решения и средства ограничения установившихся перенапряжений; 2 — средства и способы защиты от перенапряжений переходного режима. В первом случае предусматривают понижение коэффициентов трансформации, ограничение минимального количества работающих генераторов и их ЭДС, использование шунтирующих реакторов, применение схем без выключателей на стороне высшего напряжения.

К средствам и способам защиты от перенапряжений переходного режима относятся коммутационные (комбинированные) вентильные разрядники типа РВМК, выключатели, предотвращающие возникновение значительных перенапряжений, и устройства, управляющие моментом коммутации.

В установках с номинальным напряжением до 220 кВ включительно должны быть ограничены перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов и линий при АПВ, так как остальные виды перенапряжений не представляют опасности для изоляции.

Перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов имеют большую амплитуду, но небольшую длительность. Защиту от этих перенапряжений осуществляют молниезащитными разрядниками, пропускная способность которых достаточна для того, чтобы рассеять энергию, выделяющуюся при перенапряжениях этого вида. Ограничение перенапряжений может быть достигнуто также путем использования выключателей с шунтируемыми резисторами.

Ограничение перенапряжений при отключении ненагруженных линий не может быть возложено на молниезащитные разрядники, установленные на подстанции, по двум причинам. Во-первых, разрядники должны находиться непосредственно на линии, во-вторых, они должны быть рассчитаны на отвод энергии, значительно большей, чем энергия, обусловленная атмосферными перенапряжениями. Защиту от перенапряжений этого вида выполняют выносом на линию электромагнитных измерительных трансформаторов напряжения или применением выключателей с шунтирующими резисторами.

Атмосферные перенапряжения в элементах системы электроснабжения возникают как при прямом ударе молнии, так и при разрядах молнии в окрестности проводников (индуктированные перенапряжения). Защита от прямых ударов молнии рассмотрена в § 13.6 и осуществляется молниеотводами. Однако применение молниеотводов полностью не исключает поражения установок молнией. Волны перенапряжений, возникающие на линиях при ударах молнии, доходят до подстанций (набегающие волны) и могут представлять опасность для изоляции установленного там оборудования. Перекрытие изоляции на подстанции в большинстве случаев означает дуговое КЗ вблизи сборных шин, которое может привести к системным авариям.

Основным аппаратом защиты от набегающих волн является вентильный разрядник, у которого разрядное напряжение искрового промежутка не менее чем на

10 % ниже гарантированной прочности защищаемой изоляции при полном импульсе. Схемы защиты подстанций от набегающих волн приведены на рис. 13.8 и 13.9. Во всех случаях на шины включают вентильные разрядники $FV3$ по комплекту на каждую систему или секцию шин. Расстояние от $FV3$ до выводов трансформаторов не должно превышать допустимого значения. Эти значения приведены в 1ШЭ в зависимости от

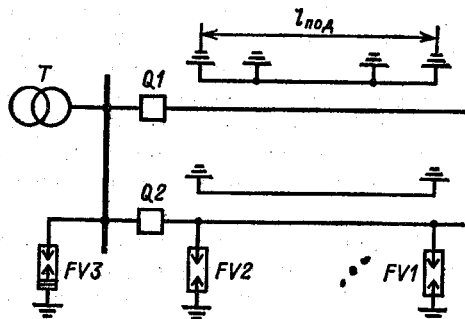


Рисунок 13.8 - Схеме защиты подстанции от набегающих волн

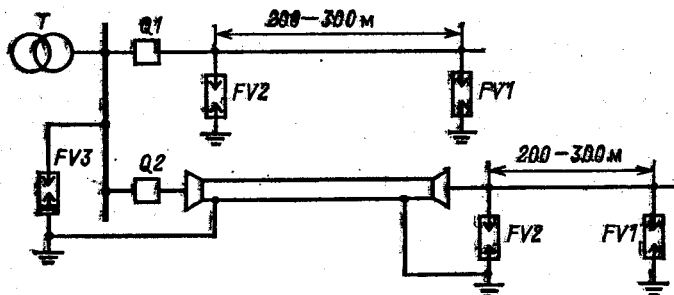


Рисунок 13.9 - Схеме защиты подстанции от набегающих волн, в случае, если линия не имеет молниезащитного троса по всей длине

типа опор, длины подхода, группы разрядников и числа подключенных к подстанции линий. В частности, для подстанции напряжением до 35 кВ эти расстояния находятся в пределах 25—30 м. Если расстояние от $FV3$ до выводов трансформаторов превышает допустимое значение, то у трансформатора устанавливают дополнительный комплект разрядников. Вентильные разрядники подключают к контуру заземления подстанции по кратчайшему пути.

Линии напряжением 35 кВ и выше, защищенные тросами по всей длине (рис. 13.8), специальной защиты подхода от перенапряжений не требуют, кроме мероприятий по повышению уровня грозоупорности подхода (этого достигают применением одноцепных опор вместо двухцепных).

Если линия не имеет молниезащитного троса по всей длине (рис. 13.10), то ее защищают тросом на подходе к подстанции. Длину подхода $l_{\text{под}}$ принимают равной 1—2 км при напряжении 35 кВ и 1—3 км при напряжениях 110—220 кВ. Трос на каждой опоре заземляют; сопротивление зависит от грунта, но не должно быть более 10—20 Ом. Для ограничения амплитуды волны, движущейся к подстанции, безопасного для вентильного разрядника значения устанавливают трубчатый разрядник $FV1$.

Разрядник *FV2* является резервным. Он защищает изоляцию выключателя *Q2* в случае падения волны при его отключённом состоянии, когда волна отражается с удвоенной амплитудой. Если линию выполняют на металлических (железобетонных опорах, разрядники *FY1* и *FV2* не устанавливают, а ограничение перенапряжений осуществляют за счёт низкой импульсной прочности изоляции на таких опорах.

Распределительные устройства и подстанции напряжением 3—20 кВ имеют различия в защите от атмосферных перенапряжений по сравнению с подстанциями и РУ более высокого напряжения (рис. 13.9). Для воздушных линий на напряжение 3 — 20 кВ характерна низкая поражаемость ударами молнии, так как эти линии имеют небольшую высоту а на подходе к подстанции обычно экранируются расположенными вблизи сооружениями. В связи с этим не требуется защита подходов линий тросовыми молниеотводами. На подходе к подстанции линий с деревянными опорами трубчатый разрядник *FVt* устанавливают на расстоянии 200—300 м от подстанции. Второй разрядник *FY2* ставят для защиты разомкнутого выключателя *QT*. На подходах линий с металлическими и железобетонными опорами трубчатые разрядники не устанавливают. В этом случае заземляют опоры на участке подхода в 200—300 м.

Применение автотрансформаторов в системах электроснабжения обуславливает установку разрядников на каждую обмотку автотрансформатора, причем разрядник подключают со стороны автотрансформатора (рис. 13.10) перед выключателем и разъединителем. Это вызвано тем, что на отключенной выключателем стороне автотрансформатора могут появиться опасные для его изоляции перенапряжения, связанные с переходом волн между обмотками.

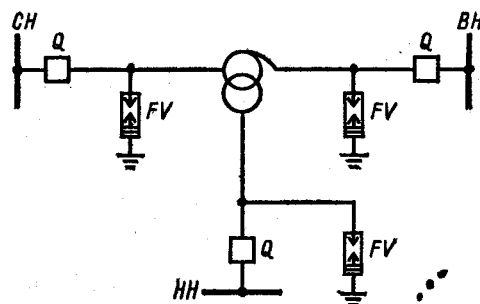


Рисунок 13.10 - Подключение разрядников к автотрансформатору

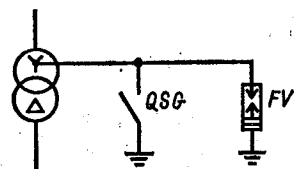


Рисунок 13.11 - Включение разрядника в нейтраль силового трансформатора

Для уменьшения токов однофазного КЗ нейтрали некоторых трансформаторов 110кВ, реже 220 кВ могут быть временно или постоянно разземлены. При

воздействии волн атмосферных перенапряжений на линейные вводы трансформаторов на нейтрالي могут развиваться колебания, приводящие к значительному повышению напряжений над уровнем изоляции нейтрали. Для ограничения этих перенапряжений в нейтраль трансформатора включают вентильный разрядник с номинальным напряжением на класс ниже, чем класс изоляции трансформатора (рис. 13.11).

Примеры содержания заданий проектов

Требования к заданиям на дипломное проектирование. Тема дипломного проекта определяется перед или во время преддипломной практики студентов. Перед началом преддипломной практики кафедра распределяет всех дипломников по руководителям. Студенту предоставляется право предложить свою тему или выбрать одну из рекомендованных ему тем.

Руководитель дипломного проекта должен, не позднее чем, за две недели до окончания преддипломной практики выдать дипломнику полное задание на дипломный проект с указанием окончательной темы, исходных данных, разделов пояснительной записки, перечня графических материалов и сроков представления готового проекта на кафедру. Также указываются консультанты по:

- 1) экономической части проекта;
- 2) охране труда и окружающей среды.

Темы дипломного проекта, руководитель и срок завершения проекта утверждаются приказом ректора университета, а задание на дипломное проектирование – заведующим кафедрой.

Кафедра, в первую очередь, рекомендует студентам темы дипломных проектов, предложенные предприятиями, проектными организациями и научно–исследовательскими институтами.

Ниже приведены основные рекомендуемые темы дипломных проектов для специальности 140211 «Электроснабжение»:

- 1) электроснабжение завода;
- 2) реконструкция системы электроснабжения завода;
- 3) электроснабжение цеха или корпуса;
- 4) электрооборудование или реконструкция районной подстанции;
- 5) разработка схем электрических сетей районов энергосистемы;
- 6) научно–исследовательские темы.

Содержание задания проекта «Электроснабжение завода». Задание должно быть связано с заводом конкретной отрасли промышленности (металлургической, машиностроительной, химической, строительной и т.д.).

В качестве исходных данных для рассматриваемого дипломного проекта служат: генплан предприятия с наименованием цехов; расчетные полные мощности цехов на напряжении 0,4 кВ и их $\cos\varphi$; характеристика потребителей напряжением выше 1000 В; характеристика источников питания завода.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) описать технологию производства заданного промышленного предприятия и определить степень бесперебойности потребителей в цехах;
- 2) выбрать количество и мощность цеховых трансформаторов;
- 3) провести расчет компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ и уточнить мощность цеховых трансформаторов;

- 4) провести расчет компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ и уточнить мощность цеховых трансформаторов;
- 5) провести расчет компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ и уточнить мощность цеховых трансформаторов;
- 6) определить расчетные нагрузки в целом по заводу;
- 7) построить картограмму нагрузок завода; определить место расположения ГПП, РП и цеховых трансформаторных подстанций; выбрать количество и мощность трансформаторов на ГПП;
- 8) выбрать схему электроснабжения завода до шин 0,4 кВ цеховых трансформаторов с технико-экономическим обоснованием;
- 9) провести расчет компенсации реактивной мощности в целом по заводу и уточнить мощность трансформаторов на ГПП;
- 10) наметить точки короткого замыкания и провести расчет токов короткого замыкания;
- 11) провести выбор оборудования на ГПП и РП;
- 12) провести выбор сечения сетей напряжением выше 1000 В и способа их прокладки;
- 13) провести расчет показателей качества электроэнергии;
- 14) выбрать виды релейной защиты для всех элементов схемы электроснабжения и провести расчет релейной защиты для одного из элементов (по заданию руководителя);
- 15) выбрать виды учета и измерения расходов электроэнергии;
- 16) моделирование переходных процессов;
- 17) разработать мероприятия по энергосбережению;
- 18) экономический раздел проекта;
- 19) раздел «Охрана труда и окружающей среды»;
- 20) основные показатели проекта;
- 21) составить список использованных источников.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) генплан завода с картограммой нагрузок и нанесением подстанций и кабельных сетей;
- 2) однолинейная схема электроснабжения завода;
- 3) план и разрез ГПП;
- 4) схема релейной защиты одного элемента системы электроснабжения;
- 5) экономический чертеж;
- 6) мероприятия по энергосбережению и основные показатели проекта.
- 7) осциллограммы переходных процессов.

Содержание задания проекта «Реконструкция системы электроснабжения завода». Данная тема связана с действующими промышленными предприятиями. Исходными данными для рассматриваемого дипломного проекта служат: генплан существующего предприятия с нанесением подстанций и электрических сетей; существующая однолинейная схема электроснабжения; данные по электрическим нагрузкам действующего

предприятия до и после его реконструкции. Эти данные дипломник получает во время преддипломной практики.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) составление и описание структурной схемы технологического процесса;
- 2) описание существующей схемы электроснабжения и её недостатки;
- 3) расчет электрических нагрузок цехов и предприятия в целом;
- 4) уточнение мощности цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП;
- 5) расчет компенсации реактивной мощности;
- 6) выбор новой схемы электроснабжения с технико-экономическим обоснованием;
- 7) наметить точки короткого замыкания и провести расчет токов короткого замыкания;
- 8) провести проверку существующего и выбор нового оборудования на ГПП и РП;
- 9) провести проверку и выбор сечений сетей напряжением выше 1000 В и способа их прокладки;
- 10) провести расчет показателей качества электроэнергии;
- 11) выбрать виды релейной защиты для всех элементов схемы электроснабжения и провести расчет релейной защиты для одного из элементов схемы (по заданию руководителя);
- 12) проанализировать существующие на предприятии системы учета электроэнергии и дать рекомендации по их совершенствованию;
- 13) разработать мероприятия по энергосбережению;
- 14) моделирование переходных процессов;
- 15) экономический раздел проекта;
- 16) раздел «Охрана труда и окружающей среды»;
- 17) основные показатели проекта;
- 18) составить список использованных источников.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) генплан завода с картограммой нагрузок и нанесением подстанций и кабельных сетей;
- 2) существующая однолинейная схема электроснабжения;
- 3) предполагаемая однолинейная схема электроснабжения;
- 4) план и разрез ГПП;
- 5) мероприятия по энергосбережению и основные показатели проекта;
- 6) экономический чертеж.
- 7) осциллограммы переходных процессов.

Содержание задания проекта «Электроснабжение цеха или корпуса».

Данная тема также связана с действующими промышленными предприятиями. Исходными данными для рассматриваемого дипломного проекта являются: генплан цеха с нанесением оборудования; данные электроприемников; данные потребителей электроэнергии; данные об источниках питания электрической

энергией. Эти данные дипломник получает во время преддипломной практики.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) составление и описание структурной схемы технологического процесса;
- 2) анализ существующих схем электроснабжения;
- 3) расчет электрических нагрузок;
- 4) выбор питающих и распределительных электрических сетей и трансформаторных подстанций;
- 5) расчет годовых расходов электрической энергии;
- 6) составить однолинейную схему электроснабжения цеха;
- 7) выбрать защитные аппараты и построить карту селективности;
- 8) рассчитать показатели качества электроэнергии;
- 9) провести расчет системы заземления и зануления;
- 10) провести расчет освещения, выбрать типы светильников, тип и сечение осветительной сети и нарисовать план системы освещения;
- 11) разработать мероприятия по энергосбережению в технологических процессах;
- 12) разработать мероприятия по энергосбережению в общецеховых нуждах (освещение, вентиляция, отопление, горячее водоснабжение, сжатый воздух и т.д.);
- 13) моделирование переходных процессов;
- 14) экономический раздел проекта;
- 15) раздел «Охрана труда и окружающей среды»;
- 16) основные показатели проекта;
- 17) составить список использованных источников.

В графической части данного дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) структурная технологическая схема цеха (корпуса);
- 2) однолинейная схема электроснабжения цеха (корпуса);
- 3) план цеха с нанесением электроприемников и электрических сетей;
- 4) мероприятия по энергосбережению и основные показатели проекта;
- 5) экономический чертеж.
- 6) осциллограммы переходных процессов.

Содержание задания проекта «Электрооборудование районной подстанции». Данная тема может быть связана с реальными понижающими подстанциями, где работают или проходят практику дипломники, так и с вновь проектируемыми подстанциями.

Исходными данными для рассматриваемого дипломного проекта служат: параметры источника питания (напряжение, расстояние, ток или мощность короткого замыкания); параметры потребителей электроэнергии (максимальная нагрузка, коэффициент мощности, напряжение, категория бесперебойности питания).

Эти данные дипломник получает или во время преддипломной практики или у руководителя проекта.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) произвести расчет электрических нагрузок;
- 2) выбрать количество и мощность трансформаторов;
- 3) провести расчет токов короткого замыкания;
- 4) выбрать оборудование подстанции;
- 5) выбрать оперативный ток и автоматику;
- 6) определить показатели надежности схемы подстанции;
- 7) провести расчет заземления подстанции;
- 8) провести расчет молниезащиты подстанции;
- 9) рассчитать и выбрать релейную защиту;
- 10) выбрать систему учета расходов электрической энергии;
- 11) моделирование переходных процессов;
- 12) экономический раздел проекта;
- 13) раздел «Охрана труда и окружающей среды»;
- 14) основные показатели проекта;
- 15) составить список использованных источников.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) план и разрез подстанции;
- 2) однолинейная схема;
- 3) схема релейной защиты трансформатора;
- 4) план и разрез РУ 6 или 10 кВ;
- 5) план молниезащиты подстанции;
- 6) план заземления подстанции;
- 7) осциллограммы переходных процессов;
- 6) чертеж по экономике.

Содержание задания проекта «Реконструкция понизительной подстанции». Данная тема обычно связана с реальными понизительными подстанциями, где работают или проходят практику дипломники.

Исходными данными для рассматриваемого дипломного проекта служат: данные оборудования существующей подстанции; параметры источника питания (напряжение, расстояние, ток или мощность короткого замыкания); параметры потребителей энергии до реконструкции и после реконструкции (максимальная нагрузка, коэффициент мощности, напряжение, категория бесперебойности питания).

Эти данные дипломник получает во время преддипломной практики.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) описать существующую схему подстанции и её недостатки;
- 2) произвести расчет электрических нагрузок;
- 3) выбрать количество и мощность трансформаторов;
- 4) провести расчет токов короткого замыкания;
- 5) выбрать оборудование подстанции;
- 6) выбрать оперативный ток и автоматику;
- 7) провести расчет заземления подстанции;

- 8) провести расчет молниезащиты подстанции;
- 9) рассчитать и выбрать релейную защиту;
- 10) выбрать систему учета расходов электрической энергии;
- 11) моделирование переходных процессов.
- 12) экономический раздел проекта;
- 13) раздел «Охрана труда и окружающей среды»;
- 14) основные показатели проекта;
- 15) составить список использованных источников.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) однолинейная схема существующей подстанции;
- 2) однолинейная схема предлагаемой подстанции;
- 3) план и разрез подстанции;
- 4) схема релейной защиты трансформатора;
- 5) план и разрез РУ 6 или 10 кВ;
- 6) экономический чертеж.
- 7) осциллограммы переходных процессов.

Содержание задания проекта «Разработка схемы электросетевого района»

Исходными данными для данного дипломного проекта являются: схематический план сетевого района; данные о потребителях электроэнергии; данные об источниках питания. Исходные данные дипломник получает или в процессе преддипломной практики или у руководителя проекта.

В данном дипломном проекте должны быть решены следующие вопросы:

- 1) расчет электрических нагрузок сетевого района;
- 2) расчет компенсации реактивной мощности узла нагрузок;
- 3) уточненный расчет нагрузок сетевого района с учетом компенсации;
- 4) разработка вариантов схемы электрической сети;
- 5) оценочный расчет потоков мощности в элементах ЛЭП;
- 6) предварительный выбор напряжения электрической сети;
- 7) выбор и проверка проводников высоковольтных линий;
- 8) выбор типа и мощности трансформаторов на подстанции;
- 9) выбор режима нейтрали электрической сети;
- 10) выбор главных схем расщеплений подстанции;
- 11) оценка годового расхода электроэнергии на её транспорт;
- 12) выбор оптимальной схемы района на основе технико-экономического сравнения вариантов;
- 13) формирование уточненной модели электросетевого района;
- 14) решение нелинейной задачи;
- 15) выбор релейной защиты для одной из подстанции;
- 16) моделирование переходных процессов;
- 17) вопросы «Охрана труда и окружающей среды»;
- 18) вопросы экономики;

- 19) основные показатели проекта;
- 20) составить список использованных источников.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) варианты схем электрической сети с основными показателями технико-экономического сравнения;
- 2) принципиальная схема выбранного варианта электрической сети района, с потокораспределением и уровнями напряжения;
- 3) план и разрезы одной из подстанций;
- 4) схема релейной защиты трансформатора подстанции;
- 5) экономический чертеж;
- 6) основные показатели проекта.
- 7) осциллограммы переходных процессов.

Содержание заданий проектов научно-исследовательского характера.

Данные проекты выполняются или в рамках НИР кафедры или по заданиям предприятий и организаций. Все дипломные проекты этого направления должны соответствовать направлению подготовки специалистов по специальности 140211 «Электроснабжение».

Исходные данные для выполнения данных дипломных проектов выдаются или руководителем диплома или предприятием, для которого выполняется данная НИР.

В дипломном проекте должны быть решены следующие проблемы:

- 1) постановка задачи исследования;
- 2) теоретические разработки;
- 3) экспериментальные материалы;
- 4) предложения по внедрению;
- 5) экономический раздел;
- 6) вопросы «Охрана труда и окружающей среды»;
- 7) список использованных источников.
- 8) моделирование переходных процессов.

В графической части дипломного проекта должны быть выполнены следующие чертежи:

- 1) основные формулы теоретической части – 2 листа;
- 2) результаты экспериментальных исследований – 2 листа;
- 3) экономический чертеж;
- 4) основные технико-экономические показатели проекта.
- 5) осциллограммы переходных процессов.

Методические рекомендации по выполнению некоторых проектов

Методические рекомендации по выполнению проекта «Электроснабжение завода»

2.1 Описание технологии завода

В данном разделе делается краткая характеристика всех цехов проектируемого завода и выпускаемой продукции. При выполнении данного раздела можно воспользоваться рекомендациями [1-3]. В соответствии с рекомендациями [3,4] необходимо определить категорию бесперебойности питания электроприемников во всех цехах предприятия. При определении категоричности следует помнить, что на всех предприятиях к 1-й категории относят противопожарные насосы и аварийное освещение.

2.2 Выбор количества и мощности цеховых трансформаторов

Определяется оптимальная мощность цеховых трансформаторов $S_{т.опт}$ в соответствии с рекомендациями [5].

Для этого находится удельная мощность цеха по выражению:

$$S_{уді} = \frac{S_{pi}}{F_{ці}}; \quad (2.1)$$

где $F_{ці}$ – площадь цеха, $м^2$

$$\text{при } S_{уді} < 0,2 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2} \quad S_{т.опт} = 1000 \text{ кВА};$$

$$\text{при } S_{уді} = 0,2 - 0,3 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2} \quad S_{т.опт} = 1600 \text{ кВА};$$

$$\text{при } S_{уді} > 0,3 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2} \quad S_{т.опт} = 2500 \text{ кВА};$$

При выборе мощности трансформаторов в цехах желательно, чтобы на предприятии было не более двух габаритов трансформаторов, т.к. при большом количестве разных по мощности трансформаторов, возникают большие сложности с их заменой в аварийных режимах.

Количество трансформаторов в цехах определяется по выражению:

$$n_{тi} = \frac{S_{pi}}{k_{3,т} \cdot S_{т.опт}}; \quad (2.2)$$

где $k_{3,т}$ - коэффициент загрузки трансформаторов.

Коэффициент загрузки рекомендуется принимать в следующих пределах:

$k_{3,т} = 0,65 - 0,7$ для двух трансформаторных подстанций при наличии электроприемников первой и второй категории;

$k_{3,т} = 0,75 - 0,85$ для двух трансформаторных подстанций при наличии электроприемников второй и третьей категории;

$k_{3,T}=0,9-0,95$ для одно трансформаторных подстанций.

Определенное по (2.2) число трансформаторов округляется до ближайшего целого числа в меньшую сторону, если дробная часть n_{Ti} меньше 0,5 и в большую сторону, если дробная часть n_{Ti} больше 0,5.

Результаты расчета числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций сводятся в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет числа и мощности цеховых ТП

Наименование цеха	S_{pi} , кВА	$F_{ц}$, м ²	$S_{уд}$, кВА/м ²	$S_{опт}$, кВА	$k_{3,T}$, о.е.	n_{Ti} , шт

В таблице 2.2 приводятся технические данные цеховых трансформаторов, которые берутся из таблице А.6 приложения А.

Таблица 2.2 – Технические данные цеховых трансформаторов

$S_{ном.Т}$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_{xx} , %

2.3 Расчет компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ цехов

По заданным S_{pi} и $\cos \varphi_i$ цехов определяется P_{pi} и Q_{pi} каждого цеха по выражениям:

$$P_{pi} = S_{pi} \cdot \cos \varphi_i ; \quad (2.3)$$

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \tg \varphi_i ; \quad (2.4)$$

В соответствии с рекомендациями [6,9] суммарная расчетная мощность конденсаторных батарей в сети 0,4 кВ при числе цеховых трансформаторов более трех определяется по выражениям:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} ; \quad (2.5)$$

где $Q_{нк1}$ - мощность батарей по первому критерию;

$Q_{нк2}$ - мощность батарей по второму критерию.

Первый критерий определяет выгодно ли сократить число трансформаторов за счет увеличения степени компенсации реактивной мощности.

Второй критерий определяет выгодно ли увеличить мощность конденсаторных батарей для снижения потерь энергии в сети 6-10 кВ и трансформаторах. По первому критерию минимальное число трансформаторов (при их числе больше трех) необходимое для питания расчетной нагрузки, определяется по выражению:

$$n_{T \min i} = \frac{P_{pi}}{k_{3,T} \cdot S_{ном.Т}} + \Delta n ; \quad (2.6)$$

где Δn - добавка до ближайшего целого числа.

Выражение (2.6) предполагает полную компенсацию реактивной

мощности, однако при этом может получиться большая мощность $Q_{\text{нкл}}$. Поэтому определяется экономически оптимальное число трансформаторов $n_{\text{т.эi}}$:

$$n_{\text{т.эi}} = n_{\text{т min}} + m; \quad (2.7)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, зависящие от значения удельных затрат на передачу Q с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $З^*$:

$$З^* = \frac{K_{3.т} \cdot (З_{\text{нк}} - З_{\text{вк}})}{З_{\text{тп}}};$$

где $З_{\text{нк}}, З_{\text{вк}}, З_{\text{тп}}$ – усредненные приведенные затраты на конденсаторные установки напряжением до и выше 1000 В и трансформаторные подстанции соответственно. При отсутствии точных данных по $З_{\text{нк}}, З_{\text{вк}}$ и $З_{\text{тп}}$ значение m можно найти по рис. 2.1.

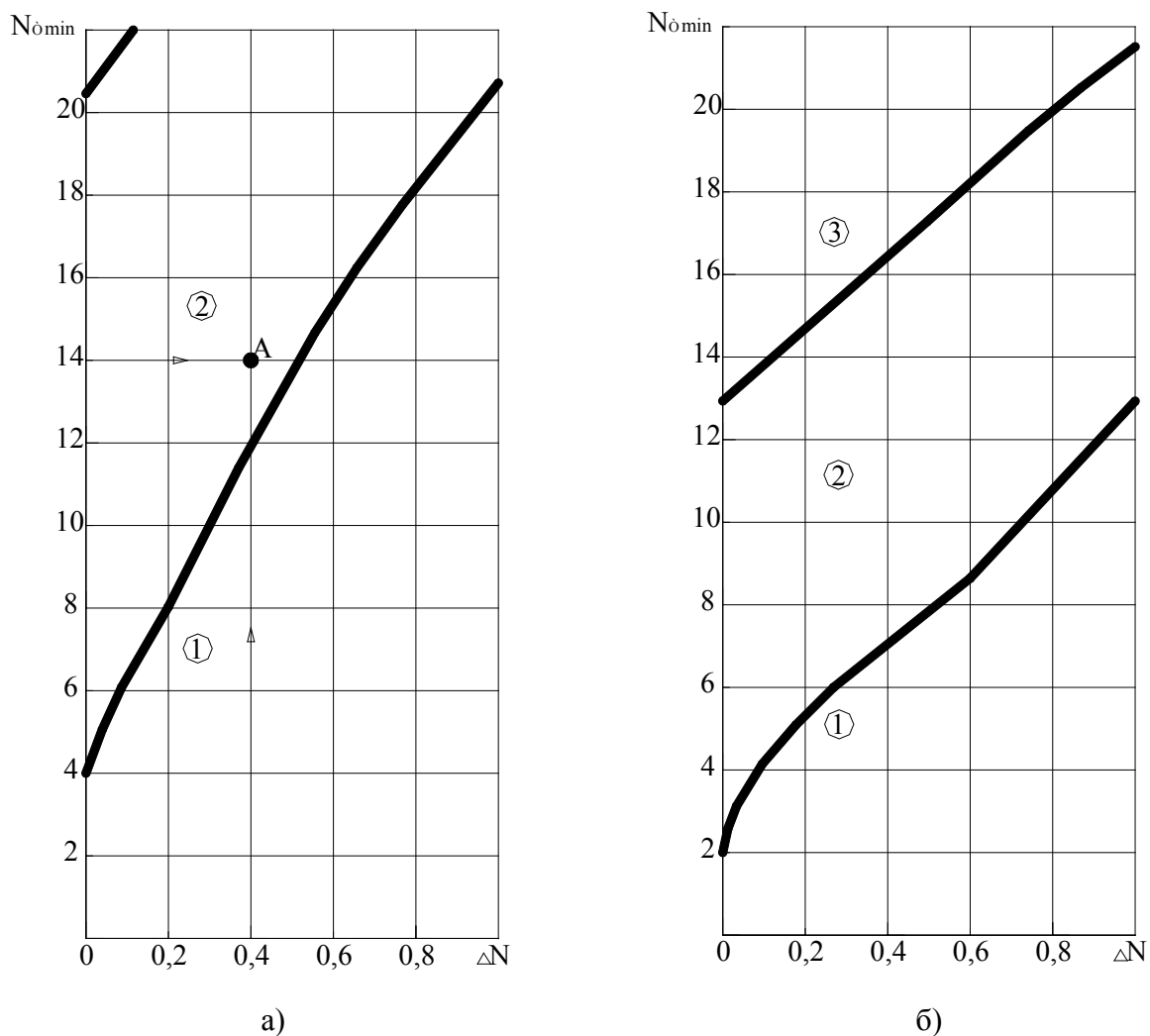


Рисунок 2.1 - Графики для определения дополнительного числа трансформаторов при $k_{3.т}$: а - 0,7-0,8; б - 0,9-1,0; 1 – зона $m=0$; 2 – зона $m=1$; 3 – зона $m=2$

По выбранному количеству трансформаторов $n_{\text{т.эi}}$ вычисляют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через

трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(n_{T.Эi} \cdot k_{3.T} \cdot S_{НОМ.Т})^2 - P_{pi}^2} \quad (2.8)$$

Тогда мощность конденсаторов по первому критерию будет равна:

$$Q_{HK1} = Q_{pi} - Q_T; \quad (2.9)$$

Если $Q_{HK1} \leq 0$, то по первому критерию установка компенсирующих устройств не требуется и следует принять $Q_{HK1} = 0$.

Дополнительная мощность конденсаторных батарей по второму критерию определяется по выражению [6]

$$Q_{HK2} = Q_{pi} - Q_{HK1} - \gamma \cdot n_{T.Эi} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.10)$$

где γ - расчетный коэффициент, значения которого зависят от показателей k_1 , k_2 и схемы питания цеховых подстанций (рисунок 2.2).

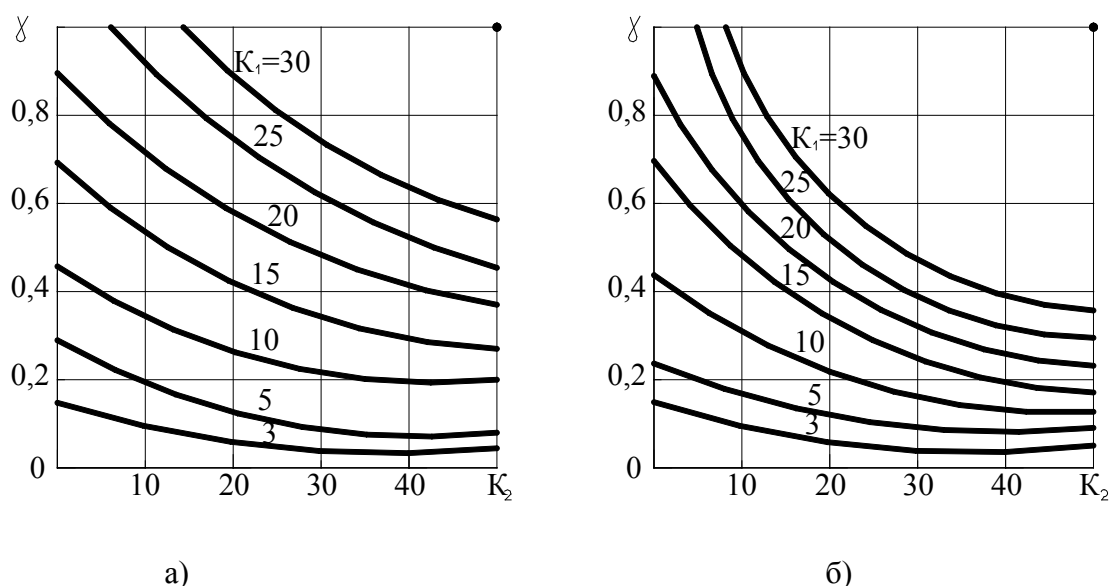


Рисунок 2.2 - Графики для определения коэффициента γ для напряжения 10 кВ:
а – для радиальной схемы питания трансформаторов; б – для магистральной схемы питания трансформаторов

Коэффициенты k_1 и k_2 определяются по таблицам 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Значения коэффициента k_1

Энергосистема	Количество рабочих смен	k_1
Центра, Северо-Запада, Юга	1	24
	2	12
	3	11
Средней Волги	1	19
	2	13
	3	12
Урала	1	22
	2	14
	3	11

Таблица 2.3 – Окончание

Энергосистема	Количество рабочих смен	к1
Северного Кавказа, Закавказья	1	14
	2	13
	3	12
Северного Казахстана	1	17
	2	16
	3	14
Сибири	1	15
	2	15
	3	15
Средней Азии	1	19
	2	19
	3	16
Дальнего Востока	1	9
	2	9
	3	9

Таблица 2.4 – Значения коэффициента к2

Мощность трансформатора, кВА	к2 при длине питающей линии l, км				
	До 0,5	0,5-1,0	1,0-1,5	1,5-2,0	Более 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Если при расчете по (2.10) $Q_{\text{нк}2} \leq 0$, то следует принять $Q_{\text{нк}2} = 0$.

При числе цеховых трансформаторов три и менее $Q_{\text{нк}} = Q_{\text{pi}}$.

После определения $Q_{\text{нк}}$ находится мощность конденсаторов, которую надо установить в сети 0,4 кВ одного трансформатора $Q'_{\text{нк}}$ по выражению:

$$Q'_{\text{нк}} = \frac{Q_{\text{нк}}}{n_{\text{т.э}i}}, \quad (2.11)$$

Уточняется мощность цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

Производится выбор комплектных конденсаторных установок по таблице А.2 приложения А. Число конденсаторных установок должно быть не менее числа цеховых трансформаторов $n_{\text{т.э}i}$.

Уточняется расчетная реактивная нагрузка цехов с учетом компенсации реактивной мощности, по выражению:

$$Q_{\text{pi ут}} = Q_{\text{pi}} - Q_{\text{к}y\Sigma}; \quad (2.11)$$

Результаты расчета следует свести в таблицу (по образцу табл. 2.5, 2.6).

Таблица 2.5 – Результаты расчета компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	Q_{pi} , квар	$n_{T.min i}$, шт	m , шт	$n_{T.эi}$, шт	Q_T , квар	$Q_{нк1}$, квар	γ	$Q_{нк2}$, квар

Таблица 2.6 – Выбор типа и мощности конденсаторных установок

Наименование цеха	$Q_{нк}$, квар	Тип КУ	Количество, шт	$Q_{ку\Sigma}$, квар	$Q_{pi \text{ ут}}$, квар

2.4 Определение расчетных нагрузок по заводу

Активная, реактивная и полная нагрузка на напряжении 6 или 10 кВ завода определяется по следующим выражениям [9,11]:

$$P'_p = \kappa_{p,m} \cdot \left(\sum_1^n P_{pi} + \sum_1^k P_{p \text{ впи}} + \sum_1^l \Delta P_{Ti} \right); \quad (2.12)$$

$$Q'_p = \sum_1^n Q_{pi \text{ ут}} + \sum_1^k Q_{p \text{ впи}} + \sum_1^l \Delta Q_{Ti}; \quad (2.13)$$

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q'_p)^2}; \quad (2.14)$$

где $P_{p \text{ впи}}$, $Q_{p \text{ впи}}$ - расчетная активная и реактивная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ (насосы, компрессоры, электрические печи, преобразователи и т.д.);

ΔP_{Ti} , ΔQ_{Ti} - потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых подстанций;

n – число цехов;

k – число высоковольтных потребителей;

l – число цеховых трансформаторов;

$\kappa_{p,m}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки ($\kappa_{p,m} \leq 0,9$).

Активная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ определяется по выражению:

$$P_{p \text{ впи}} = \kappa_{и i} \cdot P_{ном.впи}; \quad (2.15)$$

где $\kappa_{и i}$ - коэффициент использования высоковольтных потребителей (определяется по табл. А.15 приложение А);

$P_{ном.впи}$ - номинальная активная мощность высоковольтных потребителей.

Реактивная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ определяется по выражению:

$$Q_{p \text{ впи}} = P_{p \text{ впи}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (2.16)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности высоковольтных потребителей (определяется по табл. А.15 приложения А).

При определении $Q_{p\text{ впи}}$ следует иметь ввиду, что потребители с синхронными двигателями должны работать с опережающим $\cos\varphi=0,9$.

В выражении (2.12) составляющая $\Delta P_T \approx 1-2\%$ от мощности трансформаторов, поэтому её можно не учитывать.

Потери реактивной мощности в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta Q_{Ti} = \frac{I_{xx} + k_{3.T}^2 \cdot u_k}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (2.17)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора в, %.

Значения I_{xx} и u_k определяются по таблице 2.2.

2.5 Построение картограммы нагрузок завода, определение места расположения ГПП, РП и цеховых трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов ГПП

Место расположения ГПП определяется геометрическим центром нагрузок предприятия. Для определения геометрического центра нагрузок строится картограмма нагрузок. Пример её построения показан на рисунке 2.3.

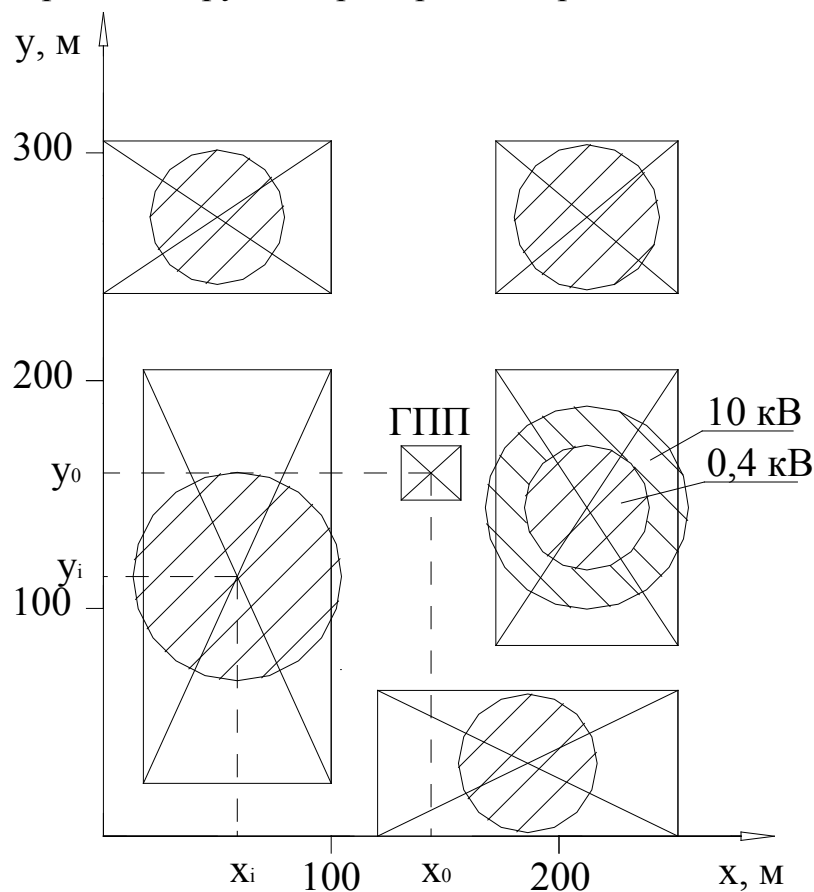


Рисунок 2.3 - Пример картограммы заводских нагрузок

Предполагается, что нагрузки цехов равномерно распределены по площади цеха, тогда расчетную нагрузку S_{pi} можно совместить с геометрическим центром цеха.

Для наглядности нагрузку цехов изображают с помощью кругов. Центр круга совмещают с геометрическим центром цеха, а радиус круга находят по выражению:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (2.18)$$

где $\pi=3,14$; m – масштаб (в 1 мм² сколько-то кВА).

В цехах, где имеется нагрузка как до, так и выше 1000 В делаются два круга с разными масштабами.

Определяется геометрический центр нагрузок всего предприятия по выражению:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}; \quad (2.19)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}; \quad (2.20)$$

где x_i, y_i – координаты центров нагрузки цехов;
 n – число цехов.

В точке с координатами x_0, y_0 следует размещать ГПП. Отступление от этой точки допускается в следующих случаях:

- 1) точка попадает на цех или корпус;
- 2) в данную точку нельзя подвести напряжение 110 кВ воздушными линиями;
- 3) на предприятии имеются цеха, которые выделяют вредные выбросы, которые могут воздействовать на оборудование ГПП;
- 4) если предприятие химическое или нефтехимическое.

Число трансформаторов на ГПП определяется по выражению:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S'_p}{n_T \cdot k_{3.т}}; \quad (2.21)$$

где n_T - число трансформаторов на ГПП;

$k_{3.т}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ($k_{3.т}=0,65-0,7$ при питании от ГПП потребителей I и II категории, $k_{3.т}=0,75-0,85$ при питании от ГПП потребителей II и III категории).

По $S_{ном.т}$ подбирается ближайший по мощности стандартный трансформатор по табл. А.6 приложения А. Технические данные трансформатора приведены в табл. 2.7. В табл. 2.8 приводятся результаты расчетов.

Распределительные пункты (РП) 6, 10 кВ обычно предусматриваются в цехах, где есть потребители напряжением 6, 10 кВ. Если расстояние от потребителей 6,10 кВ до шин 6,10 кВ ГПП не превышает 300 м, то эти потребители запитываются от ГПП.

Цеховые трансформаторные подстанции желательно применять внутрицеховые или встроенные в здание цеха. Они должны быть максимально приближены к геометрическому центру нагрузок цеха и размещаться со стороны ГПП, чтобы не было обратных перетоков мощности.

Таблица 2.7 – Технические данные трансформаторов ГПП

Тип трансформаторов	$S_{\text{ном.т}},$ кВА	$n_{\text{т}},$ шт	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ	$u_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{хх}},$ %	Пределы регулирования

Таблица 2.8 – Результаты расчета центра нагрузок завода

Наименование цеха	$x_i,$ м	$y_i,$ м	$S_{\text{pi}},$ кВА	$r_i,$ мм	$S_{\text{pi}} \cdot x_i$	$S_{\text{pi}} \cdot y_i$

2.6 Выбор схемы электроснабжения завода с технико-экономическим обоснованием

Схемы электроснабжения заводов строятся по ступенчатому принципу. Число ступеней распределения электроэнергии на предприятии определяется потребляемыми мощностями и топологическим расположением электрических нагрузок на территории предприятия. Число ступеней распределения должно быть не более 2-3. При большем числе ступеней снижается надежность схем и они становятся неэкономичным.

На небольших и средних предприятиях, а также на второй и последующих ступенях электроснабжения крупных предприятий электроэнергия распределяется на напряжении 10 кВ в основном по кабельным линиям. Напряжение 6 кВ является неперспективным и применяется только при большом количестве двигателей мощностью от 200 до 800 кВт (химия, нефтехимия).

Применяются две основные схемы распределения электроэнергии – радиальная и магистральная в зависимости от числа и взаимного расположения цеховых подстанций или других электроприемников по отношению к питающему их пункту. При выполнении обе схемы обеспечивают требуемую надежность электроснабжения электроприемников любой категории. Выбор той или иной схемы осуществляется на основе технико-экономического

сравнения различных вариантов. При этом следует учитывать достоинства и недостатки обеих схем.

Радиальные схемы применяются в тех случаях, когда нагрузки рассредоточены от центра питания, а также для питания РП и высоковольтных потребителей.

Магистральные схемы следует применять при распределенных нагрузках и таком взаимном расположении подстанций, когда линии от источника питания до потребителей электроэнергии могут быть проложены без значительных обратных направлений. Магистральные схемы имеют следующие преимущества:

- 1) позволяют лучше загрузить кабели;
- 2) позволяют экономить число шкафов КРУ или КСО на питающем пункте;
- 3) позволяют легче осуществить резервирование цеховых подстанций.

К недостаткам магистральных схем относятся: усложнение схем коммутации цеховых подстанций (их приходится подключать через выключатель нагрузки).

Число цеховых трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности и от ответственности питаемых потребителей. Допускается 2-3 при мощности трансформаторов 1000-2500 кВА и 4-5 при мощности 250-630 кВА.

Примеры выполнения радиальных и магистральных схем приведены на рисунке 2.4.

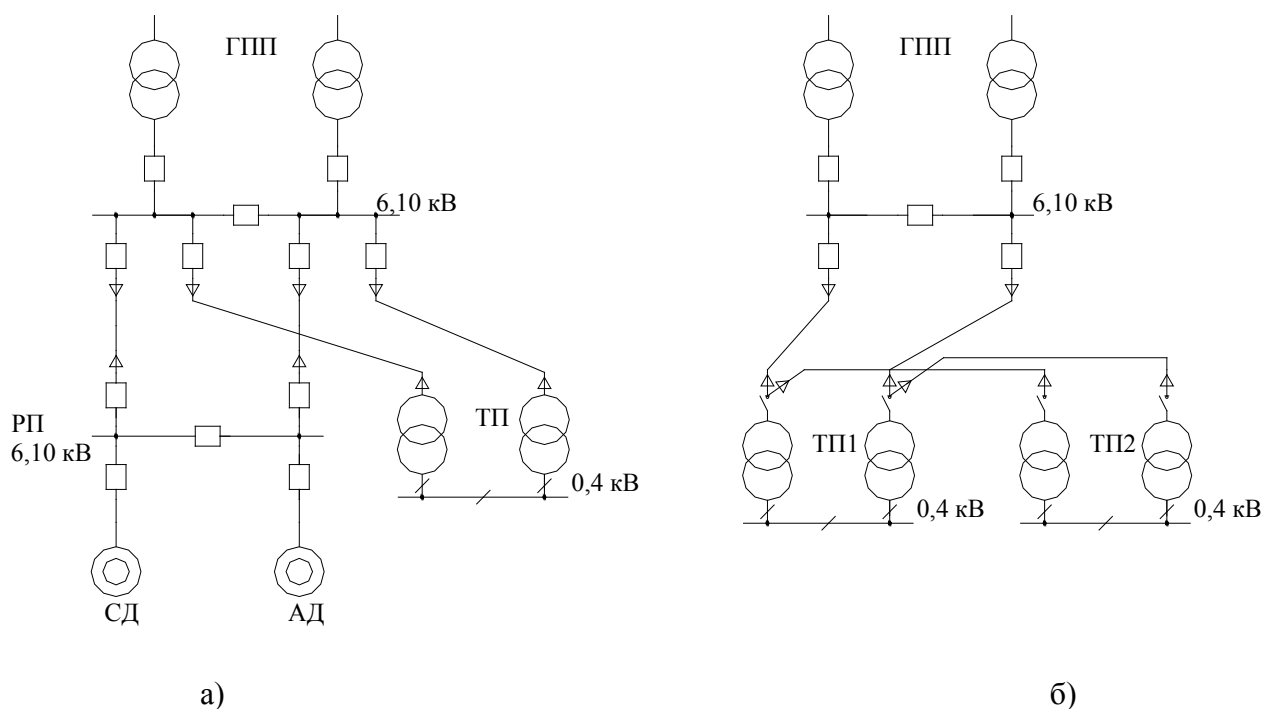


Рисунок 2.4 - Схемы распределения электроэнергии:
а – радиальная; б – магистральная

При большом числе потребителей применяется смешанная схема их питания, т.е. часть потребителей питается по радиальной схеме (РП, высоковольтные потребители), а часть по магистральной схеме.

Методика технико-экономического сравнения вариантов схем приведена в разделе 3.

2.7 Расчет компенсации реактивной мощности в целом по заводу

Основными типами компенсирующих устройств в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий являются конденсаторные установки и синхронные электродвигатели.

Если на предприятии имеются синхронные двигатели, их следует использовать для компенсации реактивной мощности в первую очередь, так как это не связано с затратами на установку данных источников реактивной мощности.

Каждый синхронный двигатель работающий с $K_3 < 1$ должен работать с опережающим $\cos\varphi = -0,9$. Поэтому синхронный двигатель будет генерировать реактивную мощность равную:

$$Q_{сд} = P_{ном\ сд} \cdot K_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (2.22)$$

где K_3 коэффициент загрузки синхронного двигателя.

Если реактивной мощности синхронных двигателей недостаточно для доведения $\operatorname{tg} \varphi$ предприятия до $\operatorname{tg} \varphi_{э1}$, которое задается энергосистемой в период её максимума нагрузки, то в сети 6 или 10 кВ необходимо устанавливать высоковольтные конденсаторные установки.

Мощность высоковольтных конденсаторов определяется по выражению:

$$Q_{вк} = Q_p' - Q_{э1}; \quad (2.23)$$

где Q_p' определяется по выражению (2.13);

$Q_{э1}$ - экономическое значение реактивной мощности, которую энергосистема может передать в сеть предприятия в часы максимума нагрузки. Оно определяется по выражению:

$$Q_{э1} = P_p' \cdot \operatorname{tg} \varphi_{э1}, \quad (2.24)$$

Высоковольтные конденсаторные установки устанавливаются в РУ – 6 (10) кВ ГПП или на РП - 6(10) кВ питающих высоковольтные потребители.

По значению $Q_{вк}$ по таблице А.2 приложения А выбираются мощности стандартных конденсаторных батарей.

2.8 Расчет токов короткого замыкания

2.8.1 Общие положения

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок 0,4-110 кВ производятся приближенным, так называемым практическим методом.

При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость ВЛ и КЛ;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию трехфазной системы;
- влияние недвигательной нагрузки на токи КЗ;
- подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1000 В при расчете токов КЗ в сети выше 1000 В.

Для расчетов токов КЗ составляется расчетная схема (пример схемы приведен на рис. 2.5). Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ. В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели выше 1000 В, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, реакторы, ВЛ и КЛ, связывающие источники питания с местом КЗ.

Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазное, реже (в сетях 110 кВ и выше) – однофазное КЗ.

Расчетным видом КЗ при расчетах цепей релейной защиты, как правило, являются: в сетях 10 кВ двух- и трехфазное КЗ; в сетях 110 кВ трех- двух- и однофазное КЗ.

Проверка термической стойкости пучка, состоящего из двух и более параллельно включенных кабелей, производится по току КЗ непосредственно за пучком. В этом случае каждый кабель пучка проверяется по току $\frac{I_k^{(3)}}{n}$, где n – число кабелей в пучке.

Для решения задачи проверки и выбора аппаратов и проводников по условиям КЗ, расчетную схему следует составлять так, чтобы ток КЗ в выбираемом или проверяемом элементе сети был бы наибольшим. Обычно этому соответствует максимальный режим работы питающей энергосистемы, наибольшее число электродвигателей, связанных с расчетной точкой КЗ. Если в схеме электроснабжения предусмотрена раздельная работа питающих источников на сборные шины 10 кВ, разделенные нормально отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы обычно является режим, когда один трансформатор отключен, а секционный выключатель включен.

При этом все электродвигатели должны находиться в работе. При изображении на расчетной схеме однопольных, одинаково соединенных с

точкой КЗ электродвигателей, целесообразно показывать их в виде одного эквивалентного электродвигателя, номинальная мощность которого записывается как число объединенных электродвигателей, умноженное на номинальную мощность единичного электродвигателя.

После того, как составлена расчетная схема (рисунок 2.5.), составляется схема замещения (рисунок 2.6.). Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные связи представлены электрическими сопротивлениями. При расчетах трехфазных токов КЗ, генерирующие источники (энергосистема, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Если активное сопротивление ветви не превышает 30% её индуктивного сопротивления, то определение периодической составляющей тока КЗ производится при условии $R_{\Sigma} = 0$. В электроустановках напряжением выше 1000 В условие $R_{\Sigma} \leq 0,3 \cdot x_{\Sigma}$, как правило выполняется.

В таблице 2.9 приведены ЭДС различных источников питания.

Таблица 2.9. – ЭДС источников питания

Источник питания	ЭДС, о.е.	Условия работы до короткого замыкания
Энергосистема	1,0	-
Синхронный электродвигатель	1,05 – 1,07	перевозбуждение
То же	0,9	недовозбуждение
Асинхронный электродвигатель	0,9	-

При составлении схемы замещения на рис. 2.6 можно не учитывать сопротивление кабелей питающих электродвигатели, если длины кабельных линий не превышают 50 м.

На схеме замещения намечаются точки, в которых надо определить токи короткого замыкания (ТКЗ). Эти точки выбираются с таким расчетом, чтобы по полученным ТКЗ можно было провести выбор и проверку всех аппаратов и проводников в сетях выше 1000 В по термической и динамической устойчивости.

Характерные точки, в которых надо определять ТКЗ, приведены на рис. 2.5, 2.6.

Для расчета ТКЗ в характерных точках необходимы следующие исходные данные:

- 1) мощность короткого замыкания на шинах источника питания $S_{КЗ.ЭС}$, МВА;
- 2) параметры всех элементов схемы электроснабжения (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, электродвигателей, реакторов и т.д.).

Так как выбор сечений ЛЭП и кабельных линий пока не производился, то их индуктивное сопротивление принимается по данным [9]:

- 1) кабельные линии 6-10 кВ 0,08 Ом/км;

- 2) воздушные линии 6-10 кВ 0,39 Ом/км;
- 3) воздушные линии 35-110 кВ 0,425 Ом/км;

Параметры элементов схемы замещения можно определять в именованных или относительных единицах. В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние номинальные напряжения по шкале $U_{\text{ср.ном}}$, кВ: 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,4.

В дипломных проектах параметры схемы замещения следует определять в относительных единицах. Для этого необходимо задаться базисной мощностью и вычислить значения базисного тока на отдельных ступенях трансформации, где стоят точки короткого замыкания, по выражению:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}, \quad (2.25)$$

В таблице А.17 приложения А приведены формулы для определения относительных сопротивлений различных элементов систем электроснабжения.

При расчетах $S_{\text{б}}$ рекомендуется принимать равной 10000 МВА.

Для выбора аппаратов и проводников и проверки их по термической и динамической устойчивости в каждой точке короткого замыкания определяются следующие токи короткого замыкания:

$I_{\text{по}}$ - наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ;

$i_{\text{уд}}$ - ударный ТКЗ.

Эти токи определяются по следующим выражениям:

$$I_{\text{poi}} = \frac{E_{*\Sigma}}{x_{*\Sigma}} \cdot I_{\text{бi}}, \quad (2.26)$$

$$i_{\text{yi}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{poi}} \cdot k_{\text{уди}}; \quad (2.27)$$

где $E_{*\Sigma}$ - ЭДС всех источников питания;

$x_{*\Sigma}$ - результирующее относительное сопротивление сети до точки короткого замыкания;

$k_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (принимается по таблице А.14 приложения А).

Рассмотрим определение ТКЗ для схемы на рисунке 2.6.

2.8.2 Расчет тока короткого замыкания в точке К₁

Для данной точки короткого замыкания можно не учитывать подпитку места короткого замыкания от электродвигателей, т.к. они значительно удалены от точки короткого замыкания. Тогда расчетная схема замещения для точки К₁ будет иметь вид (рисунок 2.7):

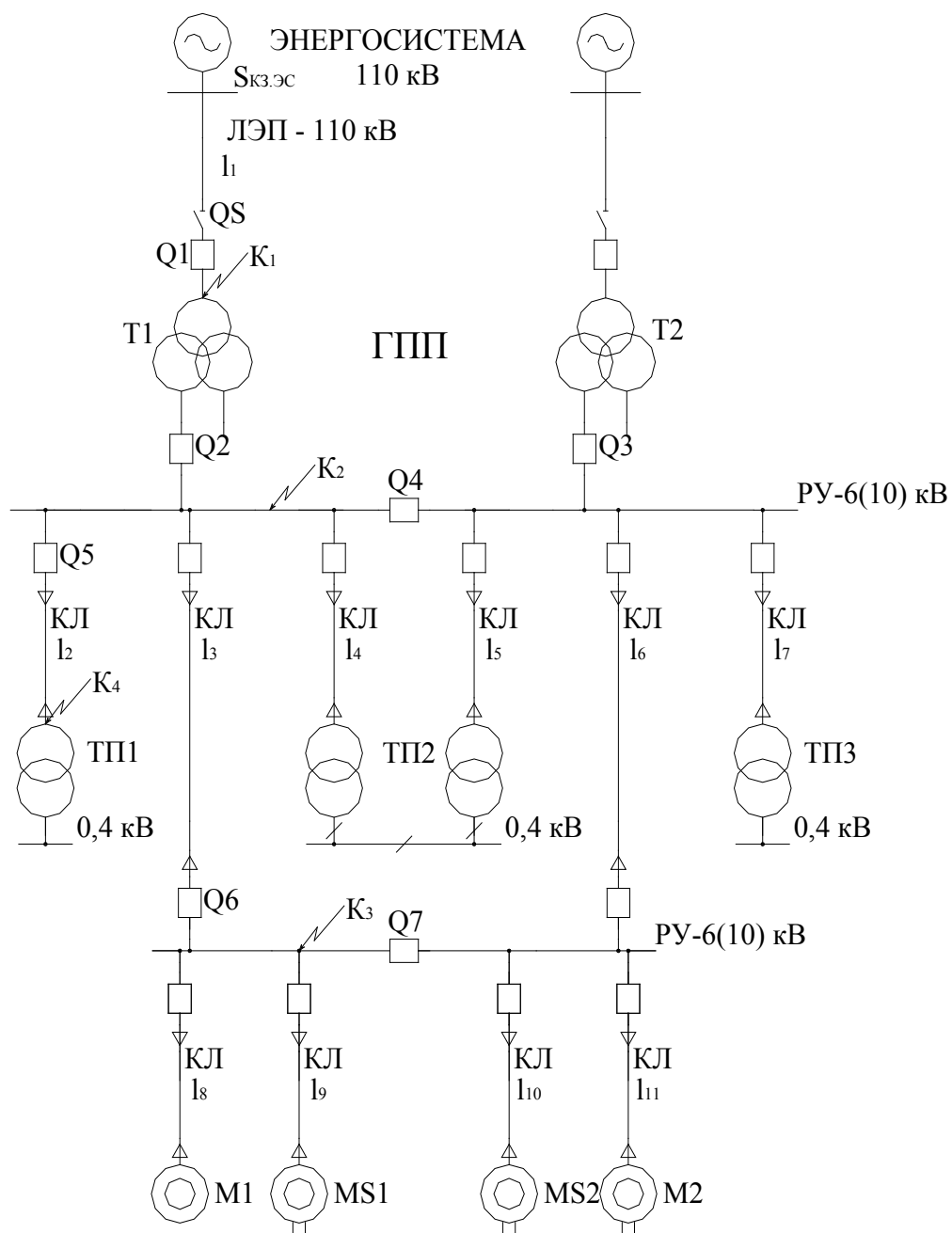


Рисунок 2.5 - Пример схемы для расчета токов короткого замыкания

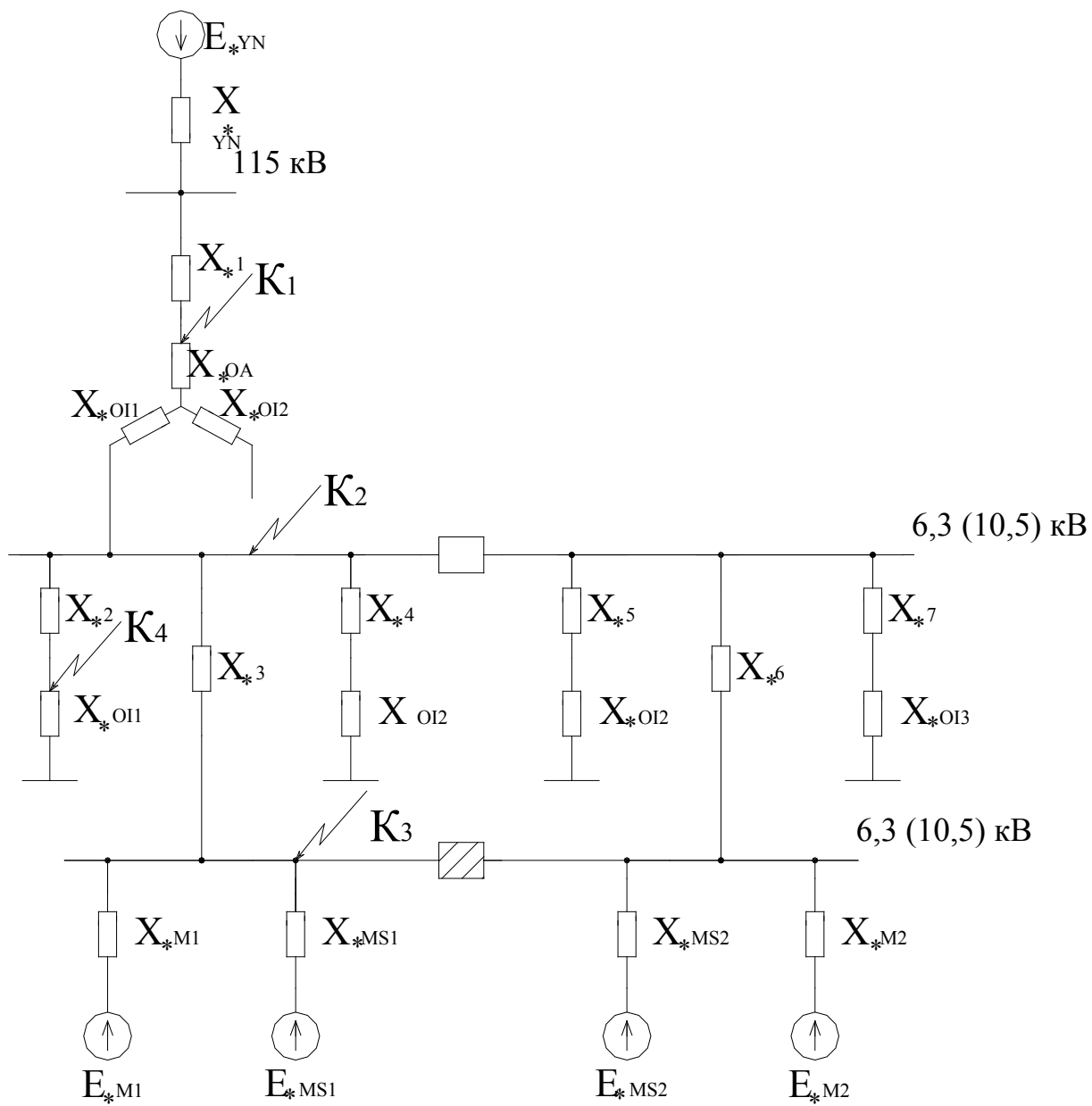


Рисунок 2.6 - Пример схемы замещения для расчета токов короткого замыкания

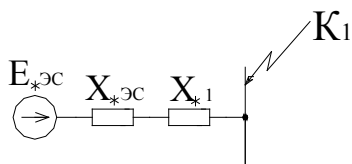


Рисунок 2.7 - Схема замещения для точки K_1

Результирующее сопротивление до точки К₁ будет равно:

$$X_{*\Sigma 1} = X_{*эс} + X_{*1}; \quad (2.28)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в точке К₁ будет равна:

$$I_{\text{пол}} = \frac{E_{*эс}}{X_{*\Sigma 1}} \cdot I_{б1}; \quad (2.29)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₁ будет равен:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пол}} \cdot k_{уд1}; \quad (2.30)$$

2.8.3 Расчет тока короткого замыкания в точке К₂

Для данной точки необходимо учитывать подпитку места короткого замыкания от всех синхронных и асинхронных электродвигателей, которые питаются от РП – 6(10) кВ.

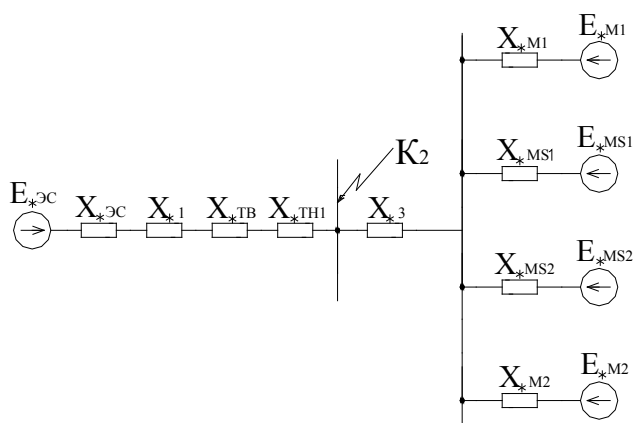
Расчетная схема замещения для точки К₂ будет иметь вид (рисунок 2.8, а). Упрощаем схему замещения (рисунок 2.8, б).

В схеме на рисунке 2.8, б значения отдельных составляющих определяются по выражениям:

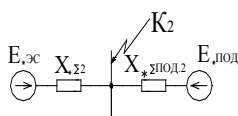
$$X_{*\Sigma 2} = X_{*эс} + X_{*1} + X_{*ТВ} + X_{*ТН1}; \quad (2.31)$$

$$X_{*\Sigma \text{под.2}} = X_{*3} + X_{*9}; \quad (2.32)$$

$$X_{*9} = X_{*3} + \frac{1}{Y_{\Sigma \text{эд}}}; \quad (2.33)$$



а)



б)

Рисунок 2.8 - Схемы замещения для точки К₂

$$y_{\Sigma \text{эд}} = \frac{1}{x_{*m1}} + \frac{1}{x_{*m2}} + \frac{1}{x_{*ms1}} + \frac{1}{x_{*ms2}} ; \quad (2.34)$$

$$E_{* \text{под}} = y_{\Sigma \text{эд}} \left(\frac{E_{*m1}}{x_{*m1}} + \frac{E_{*m2}}{x_{*m2}} + \frac{E_{*ms1}}{x_{*ms1}} + \frac{E_{*ms2}}{x_{*ms2}} \right) ; \quad (2.35)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в точке K_2 без учета подпитки от электродвигателей будет определяться выражением:

$$I_{\text{по2}} = \frac{E_{* \text{эс}}}{x_{*\Sigma 2}} \cdot I_{62} ; \quad (2.36)$$

Ток подпитки точки K_2 определяется по выражению:

$$I_{\Sigma \text{под.2}} = \frac{E_{* \text{под}}}{x_{*\Sigma \text{под.2}}} \cdot I_{62} ; \quad (2.37)$$

Суммарный ТКЗ в точке K_2 будет равен:

$$I_{\text{по2}\Sigma} = I_{\text{по2}} + I_{\Sigma \text{под.2}} ; \quad (2.38)$$

Ударный ТКЗ в точке K_2 определяется по выражению:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по2}\Sigma} \cdot k_{\text{уд2}} ; \quad (2.39)$$

2.8.4 Расчет тока короткого замыкания в точке K_3

Расчетная схема замещения для точки K_3 будет иметь вид (рисунок 2.9.)

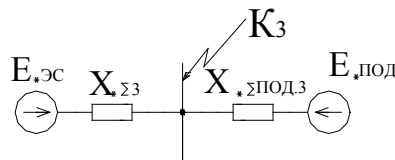


Рисунок 2.9. Схема замещения для точки K_3

В схеме на рисунке 2.9 значения отдельных составляющих определяется по выражениям:

$$x_{*\Sigma 3} = x_{* \text{эс}} + x_{*1} + x_{* \text{тв}} + x_{* \text{тн1}} + x_{*3} ; \quad (2.40)$$

$$x_{*\Sigma \text{под.3}} = x_{*9} ; \quad (2.41)$$

Значение x_{*9} определяется по (2.33) – (2.34).

Периодическая составляющая ТКЗ в точке К₃ без учета подпитки от электродвигателей определяется выражением:

$$I_{\text{по3}} = \frac{E_{*эс}}{X_{*\Sigma3}} \cdot I_{б3}; \quad (2.42)$$

Ток подпитки точки К₃ определяется по выражению:

$$I_{\Sigma\text{под.3}} = \frac{E_{*\text{под}}}{X_{*\Sigma\text{под.3}}} \cdot I_{б3}; \quad (2.43)$$

Суммарный ТКЗ в точке К₃ будет равен:

$$I_{\text{по3}\Sigma} = I_{\text{по3}} + I_{\Sigma\text{под.3}}; \quad (2.44)$$

Ударный ТКЗ в точке К₃ будет равен:

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по3}\Sigma} \cdot K_{\text{уд3}}; \quad (2.45)$$

2.8.5 Расчет тока короткого замыкания в точке К₄

Расчетная схема замещения для точки К₄ будет иметь вид (Рисунок 2.10.)

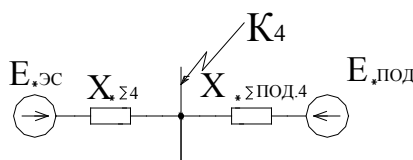


Рисунок 2.10 - Схема замещения для точки К₄

В схеме на рисунке 2.10 значения отдельных составляющих определяется по выражениям:

$$X_{*\Sigma4} = X_{*эс} + X_{*1} + X_{*ТВ} + X_{*ТН1} + X_{*2}; \quad (2.46)$$

$$X_{*\Sigma\text{под.4}} = X_{*\Sigma\text{под.2}} + X_{*2}; \quad (2.47)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в точке К₄ без учета подпитки от электродвигателей определяется по выражению:

$$I_{\text{по4}} = \frac{E_{*эс}}{X_{*\Sigma4}} \cdot I_{б4}; \quad (2.48)$$

Ток подпитки точки К₄ определяется по выражению:

$$I_{\Sigma\text{под.4}} = \frac{E_{*\text{под}}}{X_{*\Sigma\text{под.3}}} \cdot I_{б4}; \quad (2.49)$$

Суммарный ТКЗ в точке К₄ будет равен:

$$I_{\text{по}4\Sigma} = I_{\text{по}4} + I_{\Sigma\text{под},4}; \quad (2.50)$$

Ударный ТКЗ в точке К₄ будет равен:

$$i_{\text{уд}4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}4} \cdot k_{\text{уд},4}; \quad (2.51)$$

Результаты расчета ТКЗ сводятся в таблицу 2.10

Таблица 2.10 – Результаты расчета ТКЗ

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}},$ кА	$I_{\Sigma\text{под}},$ кА	$I_{\text{по}\Sigma},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА
К1				
К2				
К3				
К4				

2.9 Выбор электрооборудования на ГПП и РП

2.9.1 Выбор схемы и оборудования ОРУ 110 кВ

Выбор схемы ОРУ 110 кВ зависит от схемы питания ГПП от энергосистемы и мощности трансформаторов ГПП. Схемы питания ГПП могут быть магистральные и радиальные. При мощности трансформаторов до 16 МВА включительно схемы ОРУ принимаются упрощенными с короткозамыкателями, а при мощности трансформаторов 25 МВА и выше схемы следует принимать с масляными выключателями. На рисунке 2.11 приведены возможные схемы ОРУ 110 кВ. Схемы: рисунков 2.11,а применяются при радиальном питании ГПП, а рисунки 2.11,б при магистральном питании ГПП мощностью до 16 МВА. Схема рисунка 2.11,в применяется при магистральном и радиальном питании ГПП при мощностях трансформаторов 25 МВА и выше. Схема рисунка 2.11,г применяется при наличии на предприятии потребителей I категории.

Как видно из рисунков 2.11, основными элементами ОРУ 110 кВ являются: разъединители, отделители, короткозамыкатели, масляные выключатели, трансформаторы тока, разрядники, заземлители однополюсные.

При выборе электрооборудования в сетях напряжением выше 1000 В следует учитывать:

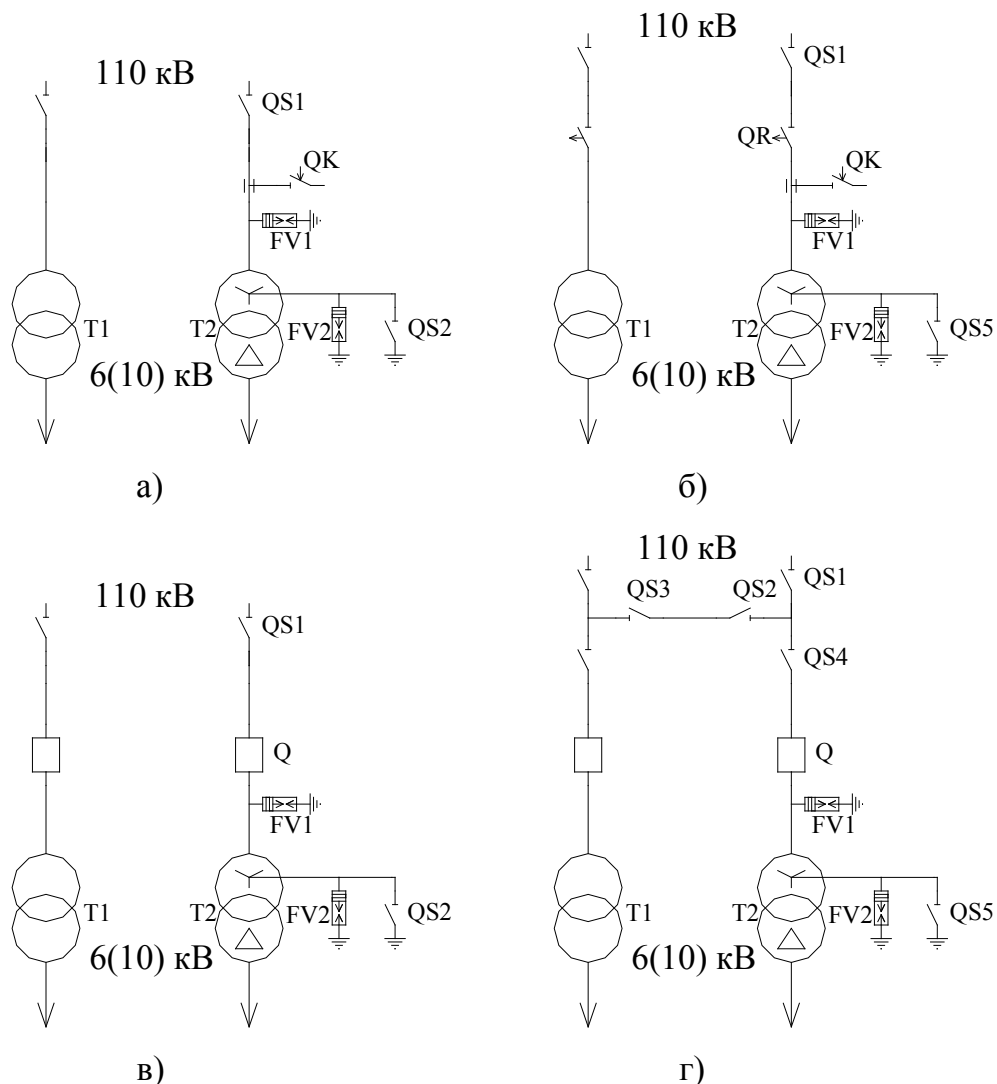


Рисунок 2.11 - Возможные схемы ОРУ 110 кВ

- прочность изоляции в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режимах короткого замыкания;
- технико-экономическую целесообразность;
- соответствие окружающей среды и роду установки;
- достаточную механическую прочность.

Все электрооборудование должно проверяться на термическую и динамическую устойчивость к реальным токам короткого замыкания.

В приложении А таблицы А.16 приведены параметров элементов оборудования для ОРУ 110 кВ.

Результаты выбора и проверки оборудования ОРУ 110 кВ сводятся в таблицу.

В таблице 2.11 приведен пример заполнения таблицы выбора и проверки оборудования ОРУ 110 кВ.

Таблица 2.11 - Выбор оборудования ОРУ 110 кВ

Наименование и тип электрооборудования	Условия выбора	Расчетные данные	Технические параметры	Проверка условия
1	2	3	4	5
Разъединители (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $I_{дин} \leq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $I_{по} =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $I_{дин} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	
Отделители (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $I_{дин} \leq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $I_{по} =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $I_{дин} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	
Короткозамыкатели (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $I_{дин} \leq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $I_{по} =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $I_{дин} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	
Масляные выключатели (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $I_{дин} \leq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $I_{по} =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $I_{дин} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	
Трансформаторы тока (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$	
Разрядники (типы)	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} =$	$U_{ном} =$	

2.9.2 Выбор схемы и оборудования ЗРУ 6(10) кВ

Выбор схемы ЗРУ 6(10) кВ зависит от мощности трансформаторов. При мощности трансформаторов до 16 МВА включительно ЗРУ выполняется двух секционным, при мощности трансформаторов 25 МВА и выше – четырех секционным. В ЗРУ для приема и распределения электроэнергии должны выбираться комплектные распределительные устройства типа КСО или КРУ. КСО выбирается для небольших предприятий и наличии неотвественных потребителей. В таблице А.1 приложения А приведены данные КСО и КРУ.

Основными ячейками ЗРУ являются: вводные, секционные, отходящих линий, трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Результаты выбора и проверки оборудования ЗРУ 6(10) кВ сводятся в таблицу. Форма таблицы приведена ниже.

Таблица 2.12 - Выбор оборудования ЗРУ 6(10) кВ

Наименование и тип электрооборудования	Условия выбора	Расчетные данные	Технические параметры	Проверка условия
1	2	3	4	5
Выключатель вводной	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $I_{дин} \leq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $I_{по} =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $I_{дин} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	
Выключатель секционный	Те же			
Выключатель отходящей линии	Те же			
Трансформатор тока вводной	Те же			
Трансформатор тока секционный	Те же			
Трансформатор тока отходящей линии	Те же			
Трансформатор напряжения	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} =$	$U_{ном} =$	
Предохранитель для защиты ТН	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} =$	$U_{ном} =$	
Предохранитель для защиты ТСН	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} =$	$U_{ном} =$	
Ограничитель перенапряжения	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} =$	$U_{ном} =$	
Выключатель нагрузки	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_p$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$U_{с.ном} =$ $I_p =$ $i_{уд} =$ $B_k =$	$U_{ном} =$ $I_{ном} =$ $i_{дин} =$ $I_T^2 \cdot t_T =$	

Аналогично ЗРУ 6(10) кВ выбирается оборудование РП 6(10) кВ для питания высоковольтных электроприемников.

2.10 Выбор сетей напряжением выше 1 кВ

2.10.1 Выбор воздушных линий 110 кВ

Сечение воздушных линий выбирается по следующим условиям:

- 6) экономической плотности тока;
- 7) нагреву;
- 8) короне;
- 9) механической прочности.

Выбор по экономической плотности тока

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р1}}}{j_{\text{эк}}}; \quad (2.52)$$

где $j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (таблица 2.13)

$I_{\text{р1}}$ - определяется по выражению:

$$I_{\text{р1}} = \frac{S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{зт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.53)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора ГПП;

$k_{\text{зт}}$ - коэффициент загрузки трансформатора.

Выбор по нагреву

Условие выбора

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (2.54)$$

где $I_{\text{р}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.55)$

$I_{\text{доп}}$ - допустимый по нагреву ток (принимается по таблице А.12 приложения А)

Для ВЛ-110 кВ сечение по короне должно быть не менее 70 мм², а по механической прочности не менее 35 мм².

Из 4 условий выбираем наибольшее сечение.

2.10.2 Выбор способа прокладки и сечения сетей 6(10) кВ

На промышленных предприятиях сети 6(10) кВ выполняют в основном кабелями. Большое распространение получили два способа прокладки кабелей: В траншеях при числе кабелей до 6 и на эстакадах при числе кабелей более 6.

Сечение кабельных линий напряжением выше 1000 В выбирают:

- 4) по нагреву;
- 5) по экономической плотности тока;
- 6) по термической устойчивости.

Выбор по нагреву

Для кабелей с бумажной изоляцией допускается перегрузка в 1,3 раза в течение 6 часов в сутки, а для кабелей с пластмассовой изоляцией в 1,1 раза, поэтому условия выбора по нагреву будут:

$$I_{p\max} \leq 1,3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (2.56)$$

$$I_{p\max} \leq 1,1 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (2.57)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый по нагреву ток (принимается по таблице А.7 и А.8 приложения А);

$I_{p\max}$ - расчетный ток протекающий по кабельной линии в аварийном режиме.

Выбор по экономической плотности

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}; \quad (2.58)$$

где I_p - расчетный ток протекающий по кабельной линии в нормальном режиме;

$j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (принимается по таблице А.10 приложения А).

Выбор по термической стойкости

Определяется минимальное сечение:

$$F_{\min} \geq \sqrt{\frac{B_T}{C}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\Pi}}, \quad (2.59)$$

где B_T - тепловой импульс;

C - коэффициент зависящий от марки кабеля, вида его жил и напряжения;

α - расчетный коэффициент ($\alpha=12$ для кабелей с алюминиевыми жилами, $\alpha=7$ для кабелей с медными жилами)

I_{∞} - установившийся ток короткого замыкания, кА;

t_{Π} - время прохождения ткз через кабель, с

$$t_{\Pi} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (2.60)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$ - время отключения выключателя, с.

Из трех сечений за окончательное выбирается наибольшее.

2.11 Расчет показателей качества электроэнергии

Расчёт показателей качества электроэнергии: отклонений и колебаний напряжения, а также несинусоидальность и несимметрию напряжения см. в разделе 8.

2.12 Выбор релейной защиты

Вопросы расчёта и выбора релейной защиты и автоматики изложены в разделе 11.

2.13 Моделирование переходных процессов

Моделирование переходных процессов см. учебное пособие Степанов В.М., Горелов Ю.И. Справочное пособие по имитационному моделированию режимов электроэнергетических систем. Тульский гос. университет. – Тула: Изд-во ТулГУ, 2009.

2.14 Мероприятия по энергосбережению

В данном разделе дипломник должен описать мероприятия по экономии электроэнергии, которые можно внедрить на данном предприятии.

Выполнение в дипломной работе раздела “Энергосбережение” вооружает выпускника теоретическими и практическими навыками, необходимыми для:

- выбора состава показателей энергоэффективности при изготовлении продукции и при эксплуатации энергопотребляющего оборудования;
- организации и проведения энергетических обследований, с целью определения потенциала энергосбережения на предприятии и составления программы энергосбережения;
- проектирования и эксплуатации оборудования, технологических процессов в соответствии с требованиями законодательных актов и стандартов по энергосбережению;
- выполнения требований органов государственного надзора за эффективностью использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);
- для разработки мер финансового (инвестиционного) характера, поощряющих энергосбережение;
- прогнозирования развития и оценки последствий, вызванных в рыночных условиях возможной негативной динамикой цен и тарифов на ТЭР, а также и для принятия мер по предотвращению возможных негативных последствий.

В пояснительной записке дипломного проекта материалы раздела “Энергосбережение” излагаются в отдельной главе, именуемой “Энергосбережение”, которая имеет следующие подразделы:

1. Постановка проблемы.
2. Анализ существующего положения.
3. Мероприятия по энергосбережению.
4. Оценка эффективности мер по энергосбережению.
5. Выводы.

Материалы раздела “Энергосбережение” необходимо выполнять в сочетании с другими разделами дипломного проекта. Поэтому вопросы

“Энергосбережение” должны раскрываться при технико-экономическом обосновании проекта, в его основных частях: технологической, графической и др.

Выводы по разделу “Энергосбережение” должны освещаться в докладе при защите дипломного проекта перед Государственной аттестационной комиссией.

Материалы раздела “Энергосбережение” должен дополнять и развивать выполняемую студентом тему дипломного проекта. Должны быть приведены как общеорганизационные меры в области энергосбережения на предприятии с учетом принципов энергосберегающей политики государства и требований государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов, так и описаны и обоснованы разработанные мероприятия, направленные на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Вся нормативная техническая литература, использованная в разделе “Энергосбережение”, приводится в общем “Библиографическом списке” пояснительной записки дипломного проекта.

Перечень основной и дополнительной нормативной, учебной, технической и научной литературы, которая может быть использована при выполнении раздела “Энергосбережение”, приведен в списке рекомендуемой литературы.

Оформление текста раздела “Энергосбережение” должно соответствовать оформлению текста пояснительной записки дипломного проекта с применением компьютерного набора, машинописным способом и др.

Основные принципиальные решения (энергосберегающие мероприятия), как и основные показатели по “Энергосбережение”, рекомендуется представлять на отдельном листе графической части дипломного проекта.

Во время преддипломной практики студенты должны ознакомиться с организацией работы по энергосбережению на предприятии и собрать следующие сведения:

- об обоснованных мероприятиях в программе энергосбережения предприятия, составленной по результатам его энергетического обследования;
- о потенциале энергосбережения на предприятии (объемах нерационально используемых ТЭР);
- основные показатели деятельности предприятия, в объеме энергетического паспорта промышленного потребления ТЭР или энергетического паспорта организации;
- об объеме, площадях, ограждающих конструкциях производственного здания (цеха) по месту практики, организации в нем вентиляции, отопления, освещения. Сравнить с проектными показателями;
- о фактических показателях работы энергопотребляющего оборудования, технологических процессов, сопоставить эти показатели с проектными, со среднемировыми или достигнутыми в отдельных странах (приложение 1);

- о выполнении энергосберегающих мероприятий в цехе по месту практики;
- о предписаниях Госэнергонадзора по рациональному использованию энергоресурсов и об их выполнении;
- о наличии систем и узлов коммерческого и внутризаводского учета расходуемых энергоресурсов;
- о наличии системы двухтарифного учета расхода электроэнергии по времени суток;
- о действующих тарифах на топливно-энергетические ресурсы;
- о показателях нормирования удельных расходов ТЭР по конкретному цеху, технологическому процессу;
- об основных принципах стимулирования сокращения удельного потребления и рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

При сборе данных следует особое внимание уделить изучению энергетического и экологического паспортов предприятия, цехов, технического паспорта котельной, отчетов по энергетическим обследованиям (энергоаудиту).

При выполнении дипломного проекта (работы) студенту целесообразно использовать следующую схему – предварительно ознакомиться с соответствующими законодательно-нормативными актами, публикациями и на основе уже имеющихся, а также собранных в период преддипломной практики материалов, нормативов, среднеотраслевых (среднероссийских, среднемировых) показателей эффективности оформлять раздел “Энергосбережение” в дипломном проекте.

Постановка проблемы. В этом подразделе, ссылаясь на директивные документы по энергосбережению, раскрываются основные принципы энергосберегающей политики государства в целом и применительно к рассматриваемому технологическому процессу, оборудованию. Перечисляются основные направления энергосберегающих мер в рассматриваемых технологической схеме и оборудовании, указываются, какие из этих мер были использованы в дипломной работе по разделу “Энергосбережение”.

Анализ существующего положения. В данном подразделе анализируется фактический баланс потребления ТЭР предприятия, цеха или производственного участка (при его наличии) или производится оценка показателей энергетической эффективности рассматриваемого объекта, желательно в сопоставлении с лучшими российскими или среднемировыми показателями. Эти материалы являются основой для формирования мероприятий по энергосбережению.

Объектами, которые рассматриваются в разделе “Энергосбережение” дипломного проекта, могут быть:

- технологическое оборудование, машины, установки, агрегаты, потребляющие топливно-энергетические ресурсы;
- технологические процессы для производства продукции;

- технологические процессы, связанные с преобразованием и потреблением топлива и энергии на вспомогательные нужды (освещение, отопление, вентиляцию и т.п.);
- производственные подразделения (например, корпус, цех);
- предприятие в целом.

Фактический баланс потребления ТЭР может состоять из следующих разделов (их объем определяется преподавателем-консультантом):

- общее потребление энергоносителей;
- потребление электроэнергии;
- потребление тепловой энергии;
- потребление котельно-печного топлива;
- потребление моторного топлива.

Показатели энергопотребления обобщаются в произвольной форме. Необходимые данные могут быть получены из энергетического паспорта предприятия.

При выполнении дипломного проекта, связанного с разработкой или реконструкцией объекта(цеха, участка, машины, аппарата), показатели энергопотребления следует привести в сравнении: до и после реконструкции объекта, желательно по показателю “энергоемкость производства продукции”. При этом целесообразно указать, чем вызваны изменения в объемах потребления ТЭР, так и возможные изменения в структуре потребления энергоносителей.

Сравнение технологических вариантов по выпуску однородной продукции целесообразно вести по показателю “Полная энергоемкость изготовления продукции” (то есть включая расход ТЭР на добычу, транспортировку, переработку полезных ископаемых, производство сырья, материалов, деталей комплектующих изделий с учетом коэффициента использования материалов), в соответствии с ГОСТ Р 51541-99, ГОСТ Р 51750-2001.

Если на предприятии (объекте) используются вторичные ресурсы (ВЭР) и/или местные (возобновляемые) источники энергии, привести сведения об их использовании.

Необходимые обоснования и расчеты по одной из вышеприведенных или дополнительно принятых тем данного подраздела студент выполняет по указанию преподавателя-консультанта.

Мероприятия по энергосбережению. В данном подразделе студентом формируются мероприятия по энергосбережению, в первую очередь, те, которые вытекают из анализа (оценки) показателей энергетической эффективности рассматриваемого объекта, который выполняется в предыдущем разделе работы.

При этом рекомендуется широко использовать:

- мировой опыт энергосбережения в данной отрасли промышленного производства;

- известный отраслевой опыт в России /1, 3/;
- результаты энергетических обследований, проведенных на данном предприятии или на аналогичных по своей продукции;
- мероприятия ,которые наиболее часто используются на практике в настоящее время.

Следует уделять внимание, в первую очередь:

- организационным мероприятиям;
- режимным работам на оборудовании;
- возможности перехода на дифференцированные тарифы по потребленной электроэнергии;
- модернизации систем освещения;
- пересмотр мощности нагруженного оборудования;
- более глубокому использованию температуры уходящих газов топливо-потребляющих агрегатов;
- выбору энергоносителей;
- внедрению систем учета энергоносителей.

Оценка эффективности мер по энергосбережению. В данном подразделе все предложенные мероприятия классифицируются по уровню инвестиционных затрат:

- беззатратные и низкзатратные;
- средnezатратные;
- высокзатратные, исходя из имеющегося опыта и материалов, собранных в период преддипломной практики.

Целесообразно выполнить оценку эффективности одного или двух мероприятий по энергосбережению по усмотрению студента. Данную работу можно провести с использованием приложения 3 и И.

Выводы. В данной заключительной части раздела “Энергосбережение” дипломник должен сформулировать выводы о показателях энергетической эффективности разработанной им новой технологии, оборудования, систем управления и т.д.

Желательно изложить это в следующей форме:

- указать потенциал энергосбережения, который оказался нереализованным в существующей технологии, оборудовании, системе и т.д.;
- привести суммарный объем энергии кВт·ч или в кг у.т., который удастся реализовать в результате проведения работы в объеме дипломного проекта.

Методические рекомендации по выполнению организационно-экономической части дипломного проекта

Содержание организационно-экономической части дипломного проекта должно быть органически связано с его основным содержанием, поэтому, в зависимости от темы, определяется и наполнение выше указанной части дипломного проекта.

3.1 Проекты реконструкции или строительства объектов

Для тем дипломных проектов, связанных с реконструкцией системы электроснабжения предприятия, реконструкцией сетевого района, реконструкцией или строительства районной понизительной подстанции или ГПП завода и тому подобных проектов рекомендуется провести расчет финансово-экономической эффективности внедрения данного проекта. Расчет должен быть произведен в соответствии с основным директивным документом для Российской практики анализа инвестиционных проектов, а именно - «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», 2000г.

3.1.1 Критерии эффективности проектов

Согласно методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов в основе принятия решения о приемлемости проекта лежит определение его ценности.

Ценность проекта -это разница между выгодами по проекту и затратами на его реализацию и эксплуатацию, т.е.

$$\text{Эт} = \text{Рт} - \text{Зт} , \quad (3.1.1)$$

где Эт-ценность или эффект по проекту;

Рт-выгоды или поступления по проекту;

Зт-затраты или расходы по проекту;

т- горизонт расчета.

Поступления складываются из всех платежей за произведенную по проекту продукцию и оказанные услуги. Сюда включены продажи за наличные, по которым деньги уже получены, и продажи, по которым платежи еще не поступили, но покупатели стали должниками. Доходы от продажи планируются путем умножения прогнозируемого объема реализации продукции проекта на рыночные или контролируемые цены. К прочим поступлениям относятся субсидии и иные доходы (например, арендная плата за пользование собственностью проекта), которые, вместе с доходами от продаж, дают полную сумму текущих поступлений. В сумму поступлений входит также выручка от продажи активов проекта.

Расходы равняются всем платежам за товары и услуги, используемые для выпуска продукции проекта, и делятся на две группы: **эксплуатационные расходы и капитальные затраты**.

В эксплуатационные расходы входят оплата труда, материалов и топлива, арендная плата, оплата коммунальных, общих и административных услуг, налоги, а также платежи за иные товары или услуги, необходимые для выпуска продукции проекта. Эксплуатационные расходы, в том числе расходы на техническое обслуживание и текущий ремонт, имеют место каждый год, начиная с первого дня ввода проекта в эксплуатацию. Эксплуатационные расходы оплачиваются из общих доходов предприятия. Как и доходы, подсчитываемые за каждый период, эксплуатационные (текущие) расходы включают также еще неоплаченную задолженность за оказанные проекту услуги. Примером могут служить счета за коммунальные услуги, которые оплачивают за прошедший месяц пользования теплом или электроэнергией.

Капитальными затратами являются **инвестиции**, необходимые для осуществления проекта. К ним также относятся расходы на замену или модернизацию фондов, которые изнашивались в ходе хозяйственной деятельности проекта, а также расходы на капитальный ремонт для поддержания в рабочем состоянии фондов проекта в период проведения анализа. Если, например, анализ охватывает 10 или 20 лет, то возможно, что оборудование пришлось заменить не один раз, а инфраструктура и другие основные сооружения нуждаются в реконструкции.

Для оценки рентабельности проекта в данном случае необходимо использовать контролируемые государством цены.

Управляемые цены устанавливаются правительственным органом и направлены на обеспечение фиксированного уровня субсидий.

После оценки потоков проектируемых расходов и поступлений следует этап калькуляции интегральных показателей достоинства проекта. К ним относятся **чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма дохода (ВНД), индекс доходности (ИД), срок окупаемости (Ток)**.

Чистый дисконтированный доход (Net Present Value - NPV)

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) равен разности между текущей ценностью потока будущих доходов или выгод и текущей ценностью потока будущих затрат на осуществление, эксплуатацию и техническое обслуживание проекта на всем протяжении срока его жизни.

ЧДД можно рассматривать как текущую ценность потока доходов или выгод от сделанных капиталовложений. В финансовом анализе рентабельности ЧДД представляет собой текущую ценность потока чистых поступлений, получаемых лицом или фирмой, в интересах которых предпринимается проект.

Для калькуляции ЧДД по проекту необходимо определить соответствующую ставку дисконта, использовать ее для дисконтирования потоков выгод и затрат, а затем суммировать полученные приведенные ценности. В анализе финансовой рентабельности, ставка дисконта обычно является стоимостью капитала для фирмы. В случае экономического анализа

ставка дисконта должна представлять собой альтернативную стоимость капитала, т.е. прибыль, которая могла бы быть получена при инвестировании в альтернативные проекты. Если сумма дисконтированных ценностей имеет положительное значение, проект окажет положительное влияние на результаты деятельности фирмы или экономики в целом и может быть рекомендован для финансирования.

$$\text{ЧДД} = \sum_1^T \frac{P_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}, \quad (3.1.2)$$

где: P_t - суммарные выгоды или затраты проекта в год,

Z_t - затраты на проект в год t ,

E_n – номинальная ставка дисконта,

n - срок жизни проекта.

В реальных расчетах необходимо учитывать так же инфляцию (b), которая снижает номинальную процентную ставку согласно формулы:

$$r = \frac{E_n - b}{1 + b}, \quad (3.1.3)$$

где r – реальная процентная ставка

Если общие затраты записать как сумму двух составляющих $Z_t + P_t$ и подставить в формулу (3.1.2), то она примет следующий вид

$$\text{ЧДД} = \sum_1^T \frac{P_t - Z_t}{(1 + r)^t} + \sum_1^T \frac{K_t}{(1 + r)^t}, \quad (3.1.4)$$

Внутренняя норма дохода (Internal Rate of Return - IRR)

Внутренняя норма дохода (или - внутренняя норма рентабельности) по проекту равна ставке дисконта, при которой выгоды равны затратам. Иными словами, внутренняя ставка дохода - это ставка дисконта, при которой чистый дисконтированный доход по проекту равен нулю.

Индекс доходности

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + r)^t}, \quad (3.1.5)$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД, он строится из тех же элементов и его значение связано со значением ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД > 1 и

Если ИД > 1 , проект эффективен, если ИД < 1 - неэффективен.

Период окупаемости капиталовложений (PBP-Pay Back Period)

Период окупаемости капиталовложений указывает на число лет, требуемых для возмещения капиталовложений в проект за счет чистых выгод от проекта. Этот показатель иногда удобен для быстрого расчета и может указать на вариант проекта, заслуживающий дальнейшего рассмотрения. Однако он не приводит к однозначным выводам. Так, например, один проект стоимостью в 100 у.е., приносящий ежегодную выгоду в 20 у.е., окупается за 5 лет, а другой 100-у.е. проект, приносящий в первый год выгоду в 1 у.е. и на пятый год выгоду в 99 у.е., окупается также за 5 лет. В первом случае, однако, ЧДД - положителен, а во втором - отрицателен. Срок окупаемости - минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Иными словами, это - период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными результатами его осуществления.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислять с дисконтированием или без него. Соответственно, получится два различных срока окупаемости. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

3.1.2 Разработка календарного плана-графика выполнения работ

Начинаться организационно-экономическая часть должна с краткого описания проекта. Затем необходимо разработать календарный план – график выполнения работ по проекту. Пример такого плана приведен в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Календарный план-график работ

№ этапа	Содержание этапа	Дата начала	Дата окончания	Затраты, \$US
1	Разработка бизнес-плана	01.12.2003	31.12.2003	800
2	Демонтаж оборудования	03.01.2004	28.02.2004	1000
3	Модернизация здания подстанции	01.03.2004	31.03.2004	1000
4	Закупка оборудования	20.03.2004	30.04.2004	20000
5	Монтаж оборудования	01.04.2004	30.06.2004	1500
6.	Пуско-наладочные работы	01.07.2004	31.08.2004	1500
7.	Производство электро-энергии	15.09.2004		
			Итого	25800

Расчет следует начинать с определения капитальных затрат по всем элементам электроснабжения, входящим в проект. Затем выполняются расчеты себестоимости годовых эксплуатационных расходов, включающих амортизационные отчисления, годовые затраты на потери электроэнергии и расходы, связанные с ремонтом и обслуживанием электрооборудования.

3.1.3 Определение капитальных затрат

В капитальные затраты включается: стоимость оборудования, его транспортировка, строительная часть и стоимость монтажа. В практике проектирования при определении капитальных затрат используют: локальный сметный расчет и локальную смету.

Сметы расходов на приобретение оборудования исходят из количества и типов оборудования, а также цен за единицу оборудования. Основным ориентиром при определении цен на оборудование должен служить недавний опыт по исполнению аналогичных проектов в данной стране. Для крупных и сложных проектов или же при недостатке информации о недавних контрактах, заключенных в данной стране, рекомендуется прибегнуть к услугам фирмы, специализирующейся по составлению смет расходов, или профессионального оценщика, или же получить консультацию у потенциальных подрядчиков или производителей оборудования.

В приложении А приведены цены на основное электротехническое оборудование, используемое в дипломных проектах. Цены приведены в основном по прейскурантам 1984. Для перевода цен на 01.01.2003 необходимо умножить на 36,14. Коэффициенты пересчета ежегодно официально утверждаются Госстроем России. Коэффициент пересчета с 1984 года к уровню 1991 г. равен 1,43; а с 1991 г. по 2003 г. – 25,27.

На стадии дипломного проекта капитальные затраты определяются, как правило, по локальному сметному расчету. Для этого можно использовать старые прейскуранты, а так же сборник №8 на электромонтажные работы. Вначале составляется смета в ценах года составления источника, а затем вводятся поправочные коэффициенты, которые периодически утверждаются Госстроем России. Эти расчеты производятся по всем элементам электроснабжения, входящим в объем дипломного проектирования. Пример выполнения локального сметного расчета приведен в приложении В.

3.1.4 Определение годовых издержек эксплуатации

3.1.4.1 Определение годовых амортизационных отчислений

Годовые амортизационные отчисления C_a определяется по формуле:

$$C_a = \sum_{i=1}^n p_{ai} \cdot \mathcal{K}_i, \quad (3.1.6)$$

где $p_{ai} = p_{api} + p_{aki}$ - коэффициент (норма) амортизации на однотипное электрооборудование и материалы (см. Приложение Г);

p_{api} и p_{aki} - коэффициенты амортизации на реновацию и на капитальный ремонт

Расчеты выполняются для 2-3 позиций однотипного электрооборудования, а остальные результаты сводятся в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Определение годовых амортизационных отчислений

№№ пл	Наименование	К, руб	Коэффициенты амортизации			С _а , руб./год
	электрооборудования		Р _{ар}	Р _{ак}	Р _а	
1.	Электрические машины до 100 кВт					
2.	То же выше 100 кВт					
3.	Трансформаторы					
4.	Электрооборудование (эл. аппаратура В.Н. и Н.Н.)					
5.	Электротехнологические установки					
6.	Статистические конденсаторы					
Итого:						

3.1.4.2 Определение годовых затрат на потери электроэнергии

Годовые затраты на потери электроэнергии C_{Σ} определяются по формуле:

$$C_{\Sigma} = \Delta W * C_{уэ}, \quad (3.1.7)$$

где ΔW - годовые потери электроэнергии, кВт*час;

$$\Delta W = \Delta P_C * T_{\Gamma}, \quad (3.1.8)$$

где ΔP_C - средние потери активной мощности рассматриваемого элемента электрооборудования, кВт;

T_{Γ} - годовое время работы, час/год;

$C_{уэ}$ - стоимость 1 кВт*час электроэнергии

$$C_{уэ} = \alpha / T_M + \beta ;$$

α, β - основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа на электроэнергию,

T_M - годовое число часов использования максимума нагрузки.

Подставляя значение ΔW согласно формулы (3.1.8) в формулу (3.1.7), имеем:

$$C_{\Sigma} = \Delta P_C * T_{\Gamma} * C_{уэ} = \Delta P_C * \gamma, \quad (3.1.9)$$

где γ - стоимость 1 кВт.года потерь электроэнергии, $\frac{\text{руб.}}{\text{кВт} * \text{год}}$;

$$\gamma = T_{\Gamma} * C_{уэ}.$$

Средние потери активной мощности рассматриваемого элемента электроснабжения могут быть определены следующим образом:

$$\Delta P_C = \Delta P_M * \tau_*,$$

где ΔP_M - максимальные потери активной мощности, кВт;

τ_* - относительное время использования максимума потерь.

$$\tau_* = 0,7 \frac{T_M}{T_\Gamma} \quad \text{при } \frac{T_M}{T_\Gamma} \leq 0,7 ;$$

$$\tau_* = \frac{T_M^2}{T_\Gamma^2} \quad \text{при } \frac{T_M}{T_\Gamma} > 0,7 .$$

Значения T_Γ и T_M задаются при проектировании электроснабжения. Значения T_M могут быть получены по электротехническим справочникам, а в условиях действующего производства по формуле:

$$T_M = W / P_M .$$

где W - годовое потребление электроэнергии, кВт*час;

P_M - максимальная активная мощность (нагрузка), кВт.

Максимальные потери активной мощности для различных элементов электроустановок определяется следующим образом:

а) провода и кабели

$$\Delta P_M = 3 * R * I_M^2 = R * \frac{S_M^2}{U^2}, \quad (3.1.10)$$

где R - сопротивление линии, кОм

$$R = \rho \frac{\ell}{S} ;$$

ρ - удельное сопротивление материала проводника, Ом*мм²/м;

ℓ - длина линии, км;

S - сечение линии, мм²;

I_M - максимальный ток, А;

S_M - максимальная полная нагрузка (мощность), кВА;

U - напряжение сети.

б) трансформаторы

$$\Delta P_M = \Delta P_{XX} + \Delta P_{HH} * K_3^2, \quad (3.1.11)$$

где ΔP_{XX} и ΔP_{HH} - потери х.х. и номинальные нагрузочные потери (к.з.), определяемые по каталогам и справочникам;

$K_3 = S_M / S_H$ - коэффициент загрузки трансформатора;

S_M - максимальная нагрузка (мощность) трансформатора, кВА;

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$$

P_M и Q_M - максимальные значения активной и реактивной нагрузки, кВт и кВар;

S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА.

в) реакторы в трехфазной сети

$$\Delta P_C = 3 * \Delta P_{HP} * \frac{I_M^2}{I_H^2}, \quad (3.1.12)$$

где I_M и I_H - максимальный и номинальный ток реактора, А;

ΔP_{HP} - номинальные потери активной мощности одной фазы, определяемые по каталогам и справочникам, кВт.

г) электродвигатели

$$\Delta P_M = \Delta P_{XX} + \Delta P_{HH} * K_3^2, \quad (3.1.13)$$

где ΔP_{XX} - потери х.х., кВт; $\Delta P_{XX} = 0,33 * \Delta P_H$ для двигателей до 100 кВт и $0,45 * \Delta P_H$ для двигателей выше 100 кВт;

ΔP_{HH} - номинальные нагрузочные потери, кВт; $\Delta P_{HH} = 0,67 * \Delta P_H$ для двигателей до 100 кВт и $0,55 * \Delta P_H$ для двигателей выше 100 кВт;

Для асинхронных двигателей номинальные потери ΔP_H определяются по формуле:

$$\Delta P_H = P_H * \frac{1 - \eta_H}{\eta_H}, \quad (3.1.14)$$

а для синхронных двигателей как

$$\Delta P_H = P_H * \frac{1 - \eta_H}{\eta_H} - \Delta P_{QH}, \quad (3.1.15)$$

где P_H - номинальная мощность двигателя, кВт;

η_H - номинальный КПД двигателя;

Коэффициент загрузки двигателя K_3 определяется как отношение максимальной мощности P_M к номинальной мощности P_H двигателя:

$$K_3 = P_M / P_H.$$

$$\Delta P_{QH} = \Delta P_{YC} * Q_{CH} = D_1 + D_2$$

где ΔP_{QH} - номинальные потери активной мощности синхронного двигателя (СД) от реактивной нагрузки, кВт;

Q_{CH} - номинальная реактивная мощность СД, кВар;

ΔP_{YC} - удельные потери активной мощности на 1 кВар реактивной нагрузки СД, кВт/кВар, лежат в диапазоне 0,01-0,04;

D_1 и D_2 - составляющие потерь активной мощности СД от реактивной нагрузки при номинальном режиме, определяются из каталогов.

Следует отметить, что на стадии технико-экономических обоснований затраты на потери электроэнергии определяются только для элементов,

которые различаются в сравниваемых вариантах.

Результаты расчетов сводятся в таблицу Д.1 (см. Приложение Д- пример определения потерь мощности и затрат на потери электроэнергии).

Кроме того, дополнительно рассчитываются потери электроэнергии ΔW по формуле :

$$\Delta W = \Delta P_C * T_{\Gamma} . \quad (3.1.16)$$

Результаты расчетов сводятся в табл. 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Сводная таблица потерь электроэнергии и затрат на них по отдельным элементам

Элементы электро-снабжения	ΔP_{XX} кВт	ΔP_M кВт	τ^*	$\Delta P_C = \Delta P_{XX} + P_M * \tau$ * кВт	$T_{\Gamma},$ <u>час</u> год	$\Delta W = \Delta P_C * T_{\Gamma}$ кВт*ч	$C_{y\epsilon},$ <u>руб.</u> кВт*ч	$C_{\epsilon} = \Delta W * C_{y\epsilon}$ руб/год	$\frac{C_{\epsilon}}{C_{\Sigma}} * 100\%$ %
Воздуш-ная ЛЭП									
Высоковольт-ные кабели									
Реакторы									
Трансформа-торы									
Низковольт-ные сети									
Электродви-гатели									
Прочие токоприем-ники									

3.1.4.3 Определение годовых затрат на ремонт и обслуживание электрооборудования

Затраты на ремонт и обслуживание C_{PO} включают в себя затраты на заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала C_3 и затрат на комплектующие изделия, запасные части и материалы, используемые при ремонтах и обслуживании C_M :

$$C_{PO} = C_3 + C_M . \quad (3.1.17)$$

а) Определение затрат на заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала.

Для расчета затрат на заработную плату определяется численность ремонтного и обслуживающего персонала, исходя из трудоемкости этих работ.

Трудоемкость ремонтных работ определяется, исходя из структуры ремонтного цикла и межремонтного периода каждого вида оборудования (см. [4], табл.3-1, 3-2, 4-1, 5-1 и др.).

Годовая трудоемкость капитальных $T_{кр}$ и текущих ремонтов $T_{тр}$ электрооборудования определяется следующими выражениями:

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^m \frac{n_i t_{кр i}}{T_{рц i}} ; \quad (3.1.18)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^m n_i \cdot N_i \cdot t_{тр i} ; \quad (3.1.19)$$

где n_i - количество единиц однотипного оборудования;

m - количество позиций однотипного оборудования;

$t_{кр i}$ - трудоемкость капитального ремонта единицы оборудования (см. Табл. 3-3, 4-2, 5-2, 6-2 и др., [4]) чел.час;

$T_{рц i}$ - продолжительность ремонтного цикла, лет;

N_i - количество текущих ремонтов в году;

$t_{тр i}$ - продолжительность текущего ремонта единицы оборудования (см. табл. 3-3, 4-2, 5-2, 6-2 и др.,) чел.час;

Расчеты $T_{кр}$ и $T_{тр}$ выполняются для 2-3 наименования электрооборудования, а результаты по всему электрооборудованию цеха (участка) оформляются в виде табл. 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Годовая трудоемкость текущих и капитальных ремонтов электрооборудования

№ №	Наименование электрообору- дования	п, шт	$t_{кр},$ чел*час	$T_{кр},$ чел*час	N	$t_{тр},$ чел*час	$T_{тр},$ чел*час
1	Трансформаторы до 10 кВ 1000 кВА						
2	Двигатель с к.з.р. до 1кВт						
3	И т.д. ...						
Итого:				х			х

Необходимое количество ремонтных рабочих для выполнения капитальных и текущих ремонтов электрооборудования определяется следующими выражениями:

$$N_{кр} = \frac{T_{кр}}{\Phi_{эф} \cdot K_{вн}} ; \quad (3.1.20)$$

$$N_{\text{ТР}} = \frac{T_{\text{ТР}}}{\Phi_{\text{эф}} \cdot K_{\text{ВН}}}; \quad (3.1.21)$$

где $N_{\text{КР}}$ и $N_{\text{ТР}}$ - необходимое количество ремонтных рабочих для выполнения капитальных и текущих ремонтов электрооборудования;

$T_{\text{КР}}$ и $T_{\text{ТР}}$ - суммарные годовые трудоемкости капитальных и текущих ремонтов всего электрооборудования согласно расчета в табл. 3.1.4;

$\Phi_{\text{эф}}$ - годовой эффективный фонд рабочего времени рабочего, $1800 \div 2000$ час.;

$K_{\text{ВН}}$ - $1,1 \div 1,2$ - коэффициент выполнения норм.

Поскольку в трудоемкости всех видов ремонтов заложена трудоемкость станочных работ (10% от общей трудоемкости), электрослесарных работ (80%) и прочих работ - сварочных, кузнечных, малярных и др. (10%), можно соответственно определить количество станочников, электрослесарей и прочих ремонтных рабочих.

Численность обслуживающего персонала определяется по плановой годовой трудоемкости технического обслуживания (ТО) электрооборудования.

Плановая месячная трудоемкость ТО при работе в одну смену определяются как:

$$T_{\text{ПТОМ}} = K_{\text{СР}} * K_{\text{У}} * T_{\text{ТР}};$$

где $K_{\text{СР}}$ - коэффициент сложности ремонта данного вида оборудования (см. табл. 3.1.5);

$K_{\text{У}}$ - утяжеляющий коэффициент условия работы принимаемый согласно табл. 3.1.5;

$T_{\text{ТР}}$ - плановая месячная трудоемкость текущего ремонта каждой единицы оборудования, чел.час./мес.;

При двух- и трехсменной работе плановая трудоемкость ТО соответственно удваивается или утраивается. Исключения здесь составляют электроустановки, которые работают круглосуточно (статические конденсаторы, средства связи, электрические сети). Для определения годовой трудоемкости ТО месячная трудоемкость умножается на 12.

В качестве примера в табл. 3.1.5 дан расчет трудоемкости ТО электрооборудования цеха, работающего в две смены, в котором имеется 156 единиц оборудования с 208 электродвигателями разных характеристик.

Годовая трудоемкость ТО электрооборудования определится умножением месячной на 12:

$$T_{\text{ГТР}} = 812 * 12 = 9744 \text{ час.}$$

Таблица 3.1.5 - Пример расчета трудоемкости ТО электрооборудования

№ № пп	Наименование электрооборудования и сетей	Суммарная трудоем- кость текущего ремонта, чел*час	Коэффици- ент слож- ности расчета	Утяжел. коэффици- циент	Трудоем- кость ТО при 2 ^х сменной работе, чел*час
1.	Электродвигатели:				
	- в нормальных условиях	1413	0,1	1,0	283
	- на горящих химических участках	659	0,1	1,1	145
	- на загрязненных участках	437	0,1	1,05	96
2.	Низковольтная аппаратура, включая светильники	1084	0,1	1,0	217
3.	Конденсаторные установки	0	0,05	1,0	2
4.	Цеховые электросети*	623	0,1	1,0	62
5.	Сети заземления*	240	0,03	1,0	7
Итого			-	-	812

* - сменность не учитывается

Годовая трудоемкость ТО электрооборудования определится умножением месячной на 12:

$$T_{ГТР} = 812 \cdot 12 = 9744 \text{ час.}$$

Численность обслуживающего персонала определяется по формуле

$$N_{ТО} = \frac{T_{ГТО}}{\Phi_{эф} \cdot K_{ВН}};$$

Затраты на заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала определяются по следующей методике. Определяются средние тарифные размеры электрослесарных, станочных и прочих работ для всего электрооборудования цеха (участка) по нижеследующей табл. 3.1.6.

Путем умножения среднего тарифного разряда на трудоемкость работ определяется фонд основной заработной платы по соответствующим профессиям и в целом для выполнения электроремонтных работ.

К полученному таким образом фонду основной заработной платы добавляются:

- а) дополнительная заработная плата в размере 10% от основной;
- б) начисления на заработную плату в размере 35,6 % от суммы основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.1.6 - Средние тарифные разряды

Электрооборудование сети	Средние тарифные разряды работ		
	электрослесарных	станочных	прочих
1. Распределительные устройства и оборудование высокого напряжения	5,0	3,5	3,0
2. То же низкого напряжения	5,0	4,0	3,0
3. Электродвигатели низкого напряжения	4,0	3,5	3,0
4. То же высокого напряжения	5,0	3,5	3,0
5. Кабельные и воздушные сети и сети заземления	3,5	—	3,0
6. Машины и оборудование для контактной электросварки	5,8	3,5	3,0
7. Машины постоянного тока и коллекторные двигатели пер. тока	6,0	4,0	3,0
8. Нагревательные электропечи	4,0	3,5	3,8
9. Электроаппаратура низкого напряжения	3,5	3,0	3,0

Путем умножения среднего тарифного разряда на трудоемкость работ определяется фондом основной заработной платы по соответствующим профессиям и в целом для выполнения электроремонтных работ.

К полученному таким образом фонду основной заработной платы добавляются:

а) дополнительная заработная плата в размере 10% от основной;

б) начисления на заработную плату в размере 35,6 % от суммы основной и дополнительной заработной платы.

Фонд заработной платы обслуживающего персонала для технического обслуживания определяется аналогично, исходя из трудоемкости ТО и среднего тарифного разряда работ который можно принять равным 4,0.

Таким образом, затраты на заработную плату по видам обслуживания C_3 определяются как:

$$C_3 = C_{ЗКР} + C_{ЗТР} + C_{ЗО} ; \quad (3.1.22)$$

где $C_{ЗКР}$ - годовые затраты на капитальный ремонт, руб./год;

$C_{ЗТР}$ - годовые затраты на текущий ремонт, руб./год;

$C_{ЗО}$ - годовые затраты на техническое обслуживание, руб./год;

б) Затраты на материалы и запасные части

Определение этих затрат непосредственно по расходам материалов представляет значительные трудности. Поэтому в целях упрощения расчетов затраты на материалы определяются пропорционально заработной плате на

соответствующий вид ремонта и обслуживание. При этом определяются затраты на материалы по соответствующим формулам:

на капитальный ремонт

$$C_{МКР} = a_{КР} * C_{ЗКР} ;$$

на текущий ремонт

$$C_{МТР} = a_{ТР} * C_{ЗТР} ;$$

на обслуживание электроустановок

$$C_{МО} = a_C * C_{ЗО} ;$$

где $a_{КР}$, $a_{ТР}$ и a_C - коэффициенты пропорциональности равные $a_{КР}=1,25$; $a_{ТР}=0,5$; $a_C=0,15$

Общие затраты на материалы определяются:

$$C_M = C_{МКР} + C_{МТР} + C_{МО} ; \quad (3.1.23)$$

После определения всех составляющих определяются эксплуатационные затраты по формуле:

$$З = C_a + C_э + C_{ро} ;$$

Анализ проекта должен проводиться на протяжении определенного времени, называемого горизонтом расчета, величина которого зависит от конкретного проекта. Результатом расчета должна явиться таблица эксплуатационных затрат (например, табл. 3.1.7)

Таблица 3.1.7 - Пример потока годовых эксплуатационных затрат

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затра- ты,\$	1000	4000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000

3.1.5 Расчет поступлений по проекту

Выгоды или поступления по проекту складываются из объемов сбываемой продукции на ее стоимость. Зачастую возникают проблемы с определением выгод, так как результатом проекта может являться решение локальных проблем энергосистемы, например увеличение пропускной способности ЛЭП. В этом случае необходимо анализировать финансовые потоки по всей энергосистеме в целом, что практически сделать невозможно. В этом случае выгоды по проекту можно принять условно исходя из общей рентабельности работы энергосистемы, которую можно принять 12-15 %.

Если проект связан с реконструкцией системы электроснабжения промышленного предприятия, то здесь подход аналогичен, и рентабельность так же можно принять в том же диапазоне. Пример потока годовых поступлений приведен в табл. 3.8.

Таблица 3.8 - Пример потока годовых поступлений

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выгоды,\$	8000	12000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000

3.1.6 Расчет показателей достоинства проекта

а) Чистый дисконтированный доход (ЧДД)

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & -25800 + \frac{7000}{1,1} + \frac{8000}{1,1^2} + \frac{8000}{1,1^3} + \frac{8000}{1,1^4} + \frac{8000}{1,1^5} + \frac{8000}{1,1^6} + \frac{8000}{1,1^7} + \frac{8000}{1,1^8} + \\ & + \frac{8000}{1,1^9} + \frac{8000}{1,1^{10}} = 22451,97\$US \end{aligned}$$

б) Внутренняя норма рентабельности

ВНД – это такая ставка дисконта, при которой ЧДД=0

При $r=10\%$ ЧДД=22451,97\$US

При $r=20\%$ ЧДД=6906,44 \$US

При $r=27\%$ ЧДД=327 \$US

При $r=28\%$ ЧДД=-429 \$US

Таким образом, ВНД=27,5%

в) Индекс доходности

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K} = \frac{22451,97}{25800} = 0,87$$

Это означает, что на каждый доллар вложенных средств получается 87 центов чистого дохода.

г) Расчет графика окупаемости проекта (не дисконтированного)

3.2 Проектирование системы электроснабжения промышленного предприятия

Экономическая часть дипломного проекта для специальности 1004 складывается из 3-х основных разделов:

Таблица 3.9 - Расчет не дисконтированного графика, \$

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Инвестиции, K_t	25800									
2. Затраты, Z_t	1000	4000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
3. Выгоды, P_t	8000	12000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000
4. Ежегодная экономия, B_t	7000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
5. Окончательное сальдо, стр.4-стр.1	-17800	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
6. То же, нарастающим итогом	-17800	-9800	-1800	6200	14200	22200	30200	38200	46200	54200

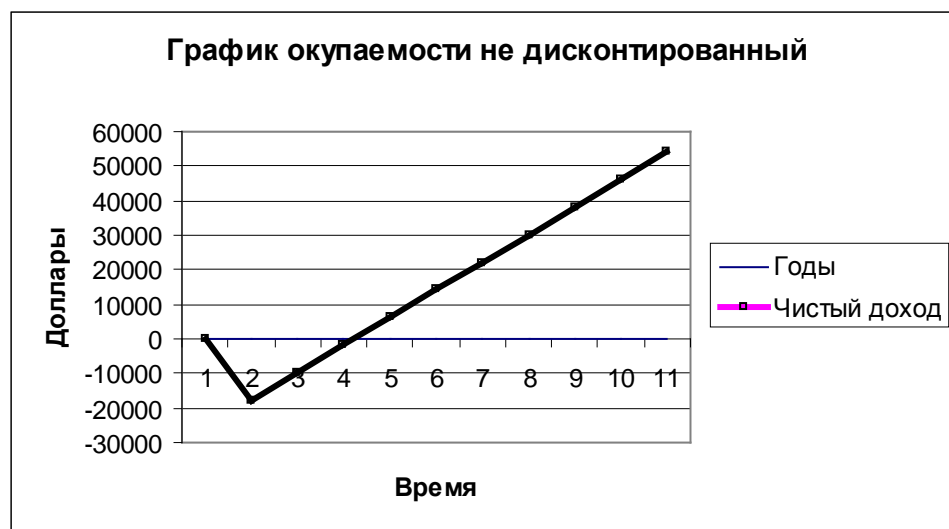


Рисунок 3.1 - График окупаемости

д) Расчет графика окупаемости дисконтированного

Таблица 3.10 - Расчет дисконтированного графика, \$

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.Инвестиции, К t	25800									
2.Затраты, Zt	1000	4000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
3.Выгоды, Pt	8000	12000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000	13000
4. Ежегодная экономия, Bt	7000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
5. То же дисконтированная, стр.4 / $(1+r)^t$	6363,6364	6611,57	6010,52	5464,1	4967,4	4515,8	4105,3	3732,1	3392,8	3084,3
5. Окончательное сальдо, стр.5-стр.1	-19436,36	6611,57	6010,52	5464,1	4967,4	4515,8	4105,3	3732,1	3392,8	3084,3
6. То же, нарастающим итогом	19436,36	-12825	-6814,3	-1350	3617,2	8133	12238	15970	19363	22447

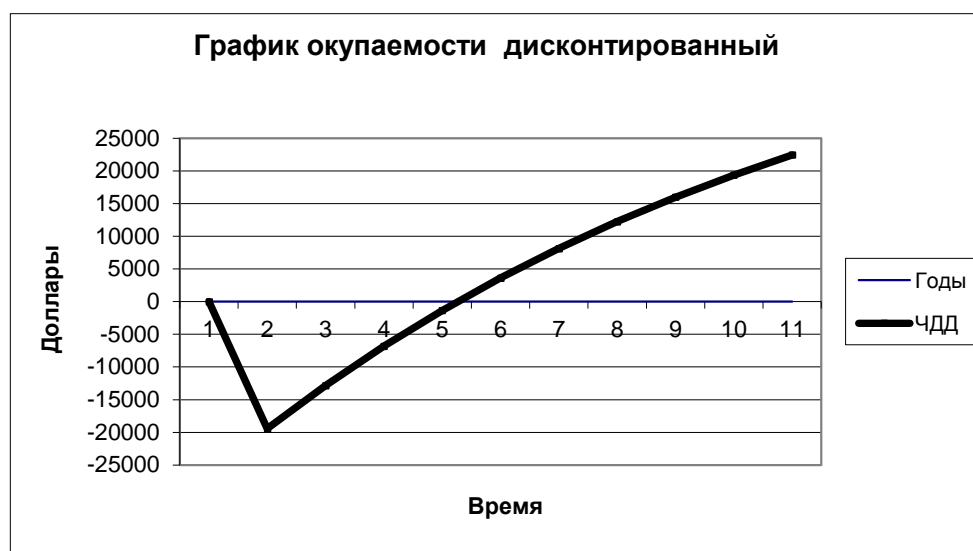


Рисунок 3.1.2 - График окупаемости дисконтированный

- 1- технико-экономические обоснования (ТЭО) вариантов технических решений (если это целесообразно по составу проекта);
- 2- определение технико-экономических показателей выбранного варианта;
- 3- графическая часть.

3.2.1 Техничко-экономическое обоснование вариантов технических решений

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий в дипломных проектах возникают следующие вопросы технико-экономических сравнений различных вариантов:

- определение наиболее экономичного напряжения электроснабжения:
 - а) внутрицехового (380 или 660 В);
 - б) цехового (6-10 кВ или 380-660 В) от соседней цеховой подстанции;
 - в) внутризаводского (6 или 10 кВ);
 - г) внешнего (6,10,35,110,220 кВ).
- определение экономичных мощностей трансформаторов, их количества и места расположения:
 - а) цеховых подстанций;
 - б) главных понизительных подстанций.
- обоснование необходимого количества распределительных пунктов и места их расположения.
- определение экономичных способов компенсации реактивной мощности.
 - технико-экономическое сопоставления электродвигателей:
 - а) синхронных с асинхронными;
 - б) высоковольтных с низковольтными одной и той же мощности.
 - технико-экономическое сопоставление различных способов канализации электроэнергии:
 - а) в цеховых сетях;
 - б) в заводских сетях.
 - определение наиболее экономичной схемы внешнего и внутризаводского электроснабжения предприятия (при необходимости - с учетом ущерба от нарушения питания);
 - технико-экономическое обоснование автоматизации и телемеханизации системы электроснабжения предприятия;
 - технико-экономическое обоснование применения регулирующих устройств, повышающих качество электроснабжения:
 - а) при регулировании напряжения (по отклонению и по колебанию);
 - б) при компенсации несимметричных нагрузок;
 - в) при компенсации несинусоидальности.
 - технико-экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения;
 - определение наиболее экономичных сечений проводников;
 - другие вопросы.

Перед тем, как выполнять технико-экономические обоснования дипломных проектов, студент должен выбрать возможные для данных условий варианты электроснабжения с описанием их технико-экономических преимуществ и недостатков. Затем, после определенных мотивировок и соображений, выделяются два или три варианта, которые считаются наиболее

целесообразными. Этот начальный этап должен быть согласован с руководителем дипломного проекта.

Технико-экономические обоснования базируются в общем случае на методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов [1], т.е. главным критерием оценки таких проектов является максимум эффекта:

$$\mathcal{E}_T = P_T - \mathcal{Z}_T = \text{Max} \quad (3.2.1)$$

Однако, данные проекты характеризуются тем, что выгоды по ним, которые определяются как произведение объемов сбытаемой продукции на ее цену, не изменяются, т.е. $P_T = \text{const}$. Это объясняется тем, что конечный результат определяют технологи, а не проектировщики систем электроснабжения предприятий.

Таким образом, при постоянстве полезного результата, максимум эффекта будет при минимуме затрат по проекту, т.е.:

$$\mathcal{Z}_T = \text{Min} \quad (3.2.2)$$

Если предположить, что по годам затраты так же будут неизменными, то критерий сравнительной экономической эффективности принимает вид:

$$\mathcal{Z} = r * K + C, \text{ руб./год} \quad (3.2.3)$$

где K - капитальные затраты сравниваемых вариантов электроснабжения, руб.;

C - годовая себестоимость производства или эксплуатации, руб./год.

По старым методикам вместо r принимался параметр E_n , который назывался нормативным коэффициентом эффективности капитальных вложений и нормировался. Это было справедливо для условий стабильной плановой экономики, и не применимо для условий рыночной.

Применительно к вариантам электроустановок формулу (3.2.3) целесообразно преобразовать и представить в следующем виде:

$$\mathcal{Z} = p * K + C_{\mathcal{E}}, \quad (3.2.4)$$

где p - суммарный коэффициент отчислений от капитальных затрат

$$p = r + p_a + p_0, \quad (3.2.5)$$

p_a - норма амортизации;

p_0 - коэффициент отчислений на текущий ремонт и обслуживание.

Значение p , p_a , и p_0 приведены в приложении Г;

$C_{\mathcal{E}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии (см. раздел 3.1.2.3).

Приведенные затраты определяются только для тех элементов, которые различаются в сравниваемых вариантах. Наиболее экономичным считается

вариант, который при прочих равных условиях имеет наименьшие приведенные затраты.

Если, например, сравниваются два варианта с капитальными затратами K_1 и K_2 и стоимость затрат на годовые потери электроэнергии $C_{Э1}$ и $C_{Э2}$, то приведенные затраты определяются как:

$$З_1 = p_1 * K_1 + C_{Э1} = K_{1Г} + C_{Э1} ;$$

$$З_2 = p_2 * K_2 + C_{Э2} = K_{2Г} + C_{Э2} ;$$

где $K_{Г1} = p_1 * K_1$ и $K_{Г2} = p_2 * K_2$ - годовые приведенные капитальные затраты.

Годовой экономический эффект определяется разностью приведенных затрат:

$$\mathcal{E} = З_1 - З_2 \quad (3.2.6)$$

или

$$\mathcal{E} = З_2 - З_1$$

в зависимости от соотношения приведенных затрат сравниваемых вариантов.

Во многих случаях возникает необходимость определить экономическую эффективность или, иначе, весомость экономического эффекта. Если $K_{Г2} > K_{Г1}$, $C_{Э2} < C_{Э1}$ и $З_2 < З_1$, экономическая эффективность второго варианта по отношению к первому определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{*21} = (З_1 - З_2) / (K_{Г2} - K_{Г1}). \quad (3.2.7)$$

Экономическая эффективность \mathcal{E}_{*21} означает, что на каждый рубль дополнительных капитальных вложений варианта 2 имеет место чистая экономия в размере \mathcal{E}_{*21} рублей.

В тех случаях, когда $K_{Г2} > K_{Г1}$, но $C_{Э2} < C_{Э1}$ и $З_1 < З_2$, экономическая эффективность варианта 1 по отношению к варианту 2 определится формулой:

$$\mathcal{E}_{*12} = (З_2 - З_1) / (K_{Г2} - K_{Г1}). \quad (3.2.8)$$

Это означает, что на каждый рубль дополнительных затрат варианта 1 на потери электроэнергии имеет место чистая экономия в размере \mathcal{E}_{*12} рублей.

Могут быть случаи, когда $K_{Г1} > K_{Г2}$ и $C_{Э1} > C_{Э2}$ или $K_{Г2} > K_{Г1}$, но $C_{Э2} > C_{Э1}$ в этих случаях экономический эффект обусловлен только затратами на разработку, экспериментальные исследования и внедрение более экономичного варианта. Эти затраты относительно невелики и поэтому экономическая эффективность будет весьма большой. Очевидно, в этих условиях численное значение экономической эффективности можно не определять. В приложении Д приведен пример технико-экономического обоснования по выбору варианта схемы электроснабжения.

3.2.2 Определение технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели проекта всесторонне характеризуют выбранный к реализации вариант. К ним относятся: общие и удельные затраты на передачу электроэнергии, затраты на электроэнергию у потребителя.

Расчет проводится аналогично тому, как это описано в разделах 3.1.2; 3.1.3.

Далее определяются приведенные затраты на электрооборудование выбранного варианта, удельные затраты и затраты на потребляемую электроэнергию.

а) Определение приведенных затрат

После определения всех составляющих приведенных затрат на передачу электроэнергии, определяются приведенные затраты по формуле:

$$З = r * K + C = r * K + C_a + C_{po} + C_{\varepsilon};$$

Все расчеты должны быть сведены в табл. 3.2.1. В этой таблице затраты отдельных составляющих приводятся не только в абсолютном выражении, но и в процентах от приведенных затрат.

б) Определение удельных затрат на передачу электроэнергии

Удельные капитальные и приведенные затраты определяются:

а) на единицу производственной площади

$$K_{yF} = \frac{K}{F}; \quad З_{yF} = \frac{З}{F};$$

б) на единицу установленной мощности

$$K_{yP} = \frac{K}{P_H}; \quad З_{yP} = \frac{З}{P_H};$$

в) на единицу полезно потребляемой энергии

$$K_{yW} = \frac{K}{W_{\Pi}}; \quad З_{yW} = \frac{З}{W_{\Pi}};$$

где

$$W_{\Pi} = P_M * T_M = P_C * T_{\Gamma}.$$

в) Определение затрат на электроэнергию

Сначала определяется общее потребление электроэнергии по формуле:

$$W = W_{\Pi} + \Delta W ; \quad (3.2.9)$$

и максимальная активная нагрузка по формуле:

$$P_M = \frac{W}{T_M} ; \quad (3.2.10)$$

По полученным значениям показателей стоимость годового потребления электроэнергии определится по формуле:

$$C_{ЭW} = (\alpha * P_M + \beta * W) ; \quad (3.2.11)$$

где α и β - основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа на электроэнергию.

В заключении определяется себестоимость электроэнергии у потребителя:

$$C_y = \frac{C_{ЭW} + C_a + C_{po}}{W_{\Pi}} ; \quad (3.2.12)$$

Результаты заносятся в таблицу 3.2.1.

3.2.3 Графическая часть

Графическая часть должна выполняться на обычном листе ватмана. Она должна включать в себя упрощенные принципиальные схемы сравниваемых

Таблица 3.2.1 - Технико-экономические показатели выбранного варианта электроснабжения

№№ пп	Наименование показателей	Обозна- чение	Единица измерения	Источник или формула	Численные значения	
					Абсолютные	в % кз
1	2	3	4	5	6	7
1.	Общие затраты на передачу электроэнергии:					
1.	Капитальные затраты	K	руб.	Табл.1		
2.	Годовые капитальные затраты (нормативные отчисления)	K _Г	$\frac{\text{руб}}{\text{год}}$	r * K		
3.	Амортизационные отчисления	Ca	-"	$\sum_{i=1}^n P_{Ai} * K_i$		

Таблица 3.2.1 – Продолжение

1	2	3	4	5	6	7
4.	Затраты на потери электроэнергии	C_{Σ}	-"			
5.	Затраты на ремонт и обслуживание	C_{PO}	-"	$C_a + C_{\Sigma} + C_{PO}$		
6.	Годовые эксплуатационные расходы	C	-"			
7.	Приведенные затраты	Z	-"	$K_{\Gamma} + C$		
2.	Удельные затраты на передачу электроэнергии					
8.	Удельные капитальные затраты					
	- на единицу площади	K_{yF}	$\frac{\text{руб}}{\text{м}^2}$	$\frac{K}{F}$		
	-на единицу установленной мощности	K_{yP}	$\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$	$\frac{K}{P_H}$		
9.	Себестоимость передачи электроэнергии	C_{yW}	$\frac{\text{руб.}}{\text{кВт.ч.год}}$	$\frac{C}{W_{\Pi}}$		
10.	Удельные разовые приведенные затраты					
	а) на единицу площади	Z_{yF}	$\frac{\text{руб}}{\text{год.м}^2}$	$\frac{Z}{F}$		
	б) на единицу установленной мощности	Z_{yP}	$\frac{\text{руб}}{\text{кВт.год}}$	$\frac{Z}{P_H}$		
	в) на единицу полезнопотребляемой электроэнергии	Z_{yW}	$\frac{\text{руб.}}{\text{кВт.ч.год}}$	$\frac{Z}{W_{\Pi}}$		
11.	Полезное потребление электроэнергии	W_{Π}	кВт.ч.	$P_M * T_M = P_C * T_{\Gamma}$		
12.	Потери электроэнергии	ΔW	-"	$\Delta P_M * \tau = \Delta P_C * T_{\Gamma}$		
13.	Общее потребление электроэнергии	W	-"	$W_{\Pi} + \Delta W$		
14.	Максимальная активная нагрузка	P_M	кВт	$\frac{W}{T_M}$		
15.	Коэффициент мощности (максимальный)			Проектные данные		

Таблица 3.2.1 – Окончание

17.	Стоимость годового потребления электроэнергии	$C_{ЭW}$	$\frac{\text{руб}}{\text{год}}$	$(\alpha \cdot P_M + \beta W)$		
18.	Себестоимость электроэнергии у потребителя	C_y		$\frac{C_{ЭW} + C_A + C_{PO}}{W_{\Pi}}$		

вариантов (принципиальные схемы сравниваемых вариантов должны быть повторены в пояснительной записке к дипломному проекту) и технико-экономические показатели.

В схемах должны быть отражены те элементы, которые сравниваются.

Технико-экономические показатели могут быть оформлены в виде масштабных столбиков, кружков и т.п. или же в табличной форме по согласованию с консультантом по организационно-экономической части.

3.3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

По специальности "Электроснабжение промышленных предприятий" выполняются самые разнообразные научно-исследовательские работы. Поэтому не представляется возможным дать конкретные исчерпывающие указания. Однако, независимо от характера этих работ, во всех случаях должны определяться затраты на проведение научно-исследовательской работы (НИР). В эти затраты должны включаться трудовые затраты инженера-исследователя (дипломника), его руководителя, а также затраты связанные с использованием ЭВМ и различного оборудования, необходимого для проведения экспериментов.

В качестве примера приведем организационно-экономическую часть дипломного проекта, в котором разрабатывается и внедряется новое устройство, а именно, происходит реконструкция автоматической линии.

Расчет начинается с составления сметы

Исходными документами для составления сводной сметы является:

1. График основных этапов проведения научно-исследовательской работы (НИР) и затраты на её проведение.
2. Определение капитальных затрат для базового и нового вариантов.
3. Определение эксплуатационных затрат сравниваемых вариантов.
4. Определение экономического эффекта от применения программируемого контроллера.

3.3.1 График основных этапов проведения НИР и расчет затрат

График основных этапов проведения НИР является основным

документом, характеризующим затраты по заработной плате. Вместе с тем, в известной мере отражает и организацию проведения работы, а именно: состав и количество привлекаемых к выполнению работы исполнителей.

Для составления графика основных этапов проведения НИР рассмотрим временные интервалы проведения работ:

1. Подготовительный этап.
2. Теоретические разработки.
3. Проектирование и выполнение технического задания на ЭВМ.
4. Консультации с руководителем проекта.
5. Машинные расчеты и оформление отчета в электронном виде.

Для расчета общих затрат необходимо знать трудоемкости всех этапов выполняемой работы. Для определения трудоемкости составляется перечень всех видов работ, которые должны быть выполнены. Трудоемкость выполнения работы определяется по сумме трудоёмкостей этапов и видов составляющих работ, оцениваемых экспериментальным путем в человеко-днях. Она носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов. Поэтому в практике применяются следующие величины при оценке трудоемкости:

- a_i - минимальные возможные трудоемкости отдельных видов работ;
- b_i - максимальные возможные трудоемкости отдельных видов работ;
- m_i - наиболее вероятная трудоемкость отдельных видов работ.

Ожидаемое значение трудоемкости T_i и их дисперсия D_i оцениваются по формулам:

$$T_i = \frac{a_i + 4 \times m_i + b_i}{6}, \quad (3.3.1)$$

$$D_i = \frac{(b_i - a_i)^2}{6} \quad (3.3.2)$$

Дисперсия характеризует степень неопределённости выполнения работы за ожидаемое время. Продолжительность работы $T_{\text{пн}}$ оценивается по формуле:

$$T_{\text{пн}} = T_i / \chi_i, \quad (3.3.3)$$

где T_i - трудоёмкость, чел.-дни;

χ_i - численность исполнителей, чел.

Пример: необходимо определить эффект от внедрения программируемого контроллера (ПК) на предприятии в качестве системы управления автоматической линией.

Т.к. установка разрабатывается одним человеком, то $T_{\text{пн}} = T_i$. При допущении, что работы ведутся в проектной организации для проведения НИР по данному проекту и выполнения основных этапов НИР понадобится следующий персонал:

- ведущий инженер - руководитель проекта;

- инженер - разработчик проекта.

Принятые величины трудоемкости и полученные при расчете значения трудоемкостей сводим в таблицу 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Трудоемкости основных этапов проведения НИР

№ этапа	ai	bi	mi	Ti	Di
1	30	35	35	34,2	4,16
2	130	150	140	140	66,6
3	160	200	180	180	266,6
4	10	15	15	14,2	4,16
5	25	30	25	25,4	4,16

На основании значений, полученных при расчете по данным формулам, составляется график проведения работ, представленный в таблице 3.3.2

Таблица 3.3.2 - Календарный план-график основных этапов проведения НИР

Наименование этапа	Дата начала	Длительность, недель
1. Подготовительный (подбор, изучение литературы, анализ состояния вопроса, составление технического задания)	01.04.2002	4
2. Теоретическая разработка (проектирование схем, разработка теоретических обоснований)	22.04.2002	18
3. Проектирование и выполнение технического задания на ЭВМ	29.07.2002	24
4. Консультации с руководителем проекта	01.04.2002 02.09.2002	2
5. Машинные расчёты и отчёт в электронном виде	16.12.2002	2,5

Затраты на теоретическую часть и работу с литературой

$$З_т = C_p * T_т \quad (3.3.4)$$

где $C_p = 16$ руб./час - тарифная ставка инженера II категории;

$T_т$ - время, затраченное на работу с литературой и теоретический анализ;

$$З_т = 16 \times 273,6 = 4377,6 \text{ руб.}$$

Затраты на теоретические разработки

$$З_{pc} = C_p * T_p \quad (3.3.5)$$

где T_p - время, затраченное на теоретические разработки.

$$З_{pc} = 16 \times 252,8 = 4044,8 \text{ руб.}$$

Затраты на проектирование и выполнение технического задания на ЭВМ

$$З_{\pi} = C_{\pi} * T_{\pi} \quad (3.3.6)$$

где T_{π} - время, затраченное на проектирование и выполнение технического задания на ЭВМ.

$$З_{\pi} = 16 \times 101,4 = 1622,4 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату машинного времени

$$З_{\text{м}} = C_{\text{м}} * T_{\text{м}} \quad (3.3.7)$$

где $C_{\text{м}} = 15 \text{ руб./час}$ - стоимость одного часа машинного времени;

$T_{\text{м}} = 101,4 + 203,2 \text{ час}$ - время использования машины.

$$З_{\text{м}} = 15 \times 304,6 = 4569 \text{ руб.}$$

Затраты на консультацию с руководителем

$$З_{\text{кп}} = C_{\text{кр}} * T_{\text{кп}} \quad (3.3.8)$$

где $C_{\text{кр}} = 21 \text{ руб./час}$ - тарифная ставка ведущего инженера;

$T_{\text{кп}}$ – время консультаций с руководителем.

$$З_{\text{кп}} = 21 \times 113,6 = 2385,6 \text{ руб.}$$

Полные затраты при использовании ЭВМ для расчетов и составления отчета

$$З_{\text{сум}} = З_{\text{т}} + З_{\text{тр}} + З_{\pi} + З_{\text{м}} + З_{\text{кп}} \quad (3.3.9)$$

$$З_{\text{сум}} = 4377,6 + 4044,8 + 1622,4 + 4569 + 2385,6 = 16999,4 \text{ руб.}$$

Значение составляющих затрат заносим в итоговую таблицу 3.3.3, где в последнем столбце указано их относительное значение в процентах к полным затратам.

Таблица 3.3.3 - Составляющие затрат при проведении НИР

Наименование затрат	Обозначение	Сумма	
		в рублях	в %
1. Работа с литературой и теоретическая часть	$З_{\text{т}}$	4377,6	25,7
2. Теоретические разработки	$З_{\text{тр}}$	4044,8	23,8
3. Проектирование и выполнение технического задания на ЭВМ	$З_{\pi}$	1622,4	9,5
4. Оплата машинного времени	$З_{\text{м}}$	4569	26,8
5. Консультация с руководителем	$З_{\text{кп}}$	2385,6	14,2
ИТОГО	$З_{\text{сум}}$	16999,4	100

3.3.2 Определение капитальных затрат сравниваемых вариантов

Полная стоимость системы управления, собранной на элементах жёсткой логики составляет:

$$K_1 = 1670 \$ = 42120 \text{ рублей}$$

Стоимость программируемого контролера УПУ-ТП-2М, согласно данных Пензенского производственного объединения «Электромеханика», составляет:

$$K_2 = 30000 \text{ рублей.}$$

3.3.3 Определение эксплуатационных затрат сравниваемых вариантов

В состав текущих затрат на эксплуатацию электрооборудования входят:

1. Годовые затраты на обслуживание и текущий ремонт $C_{ро}$;
2. Стоимость годовых потерь электроэнергии $C_э$;
3. Годовые амортизационные отчисления C_a .

$$C = C_{ро} + C_э \text{ (руб./год)} \quad (3.3.10)$$

Годовые амортизационные отчисления

$$C_a = p \times K \text{ (руб./год)}, \quad (3.3.11)$$

где $p = 20\%$ – норма амортизации для цехового оборудования.

$$C_{a1} = 0,2 \times 42120 = 8424 \text{ руб./год,}$$

$$C_{a2} = 0,2 \times 30000 = 6000 \text{ руб./год.}$$

Годовые амортизационные отчисления включаются в годовые эксплуатационные расходы для корректного расчета налогов, но исключаются при расчете интегральных показателей проекта

Годовые затраты на обслуживание и текущий ремонт

$$C_{ро} = P_{ор} \times K \text{ (руб./год)}, \quad (3.3.12)$$

где $P_{ор}$ – коэффициент годовых эксплуатационных расходов на обслуживание и текущий ремонт.

$$P_{ор} = 0,15 \text{ (1 вариант)}, \quad P_{ор} = 0,05 \text{ (2 вариант).}$$

$$C_{ро1} = 0,15 \times 42120 = 6350 \text{ руб./год,}$$

$$C_{ро2} = 0,05 \times 30000 = 1500 \text{ руб./год.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии

$$C_{\Sigma} = N \times K_N \times K_{\text{ОД}} \times K_{\text{ВР}} \times T_{\text{ШК}} \times C / \eta \text{ (руб.)}, \quad (3.3.13)$$

где N – мощность электропотребителей,

$$N_1 = 1100 \text{ Вт};$$

$$N_2 = 600 \text{ Вт};$$

K_N – коэффициент загрузки по мощности,

$$K_N = 0,7;$$

$K_{\text{ОД}}$ – коэффициент одновременности работы потребителей,

$$K_{\text{ОД}} = 0,7;$$

$K_{\text{ВР}}$ – коэффициент загрузки потребителей по времени,

$$K_{\text{ВР}} = 0,85;$$

$T_{\text{ШК}}$ – время работы потребителей,

$$T_{\text{ШК}} = 4018 \text{ час/год};$$

C – цена электроэнергии,

$$C = 0,56 \text{ руб./кВт.ч};$$

η – коэффициент полезного действия потребителей,

$$\eta = 0,95.$$

$$C_{\Sigma 1} = 1,1 \times 0,7 \times 0,7 \times 0,85 \times 4018 \times 0,56 / 0,95 = 1085 \text{ руб.}$$

$$C_{\Sigma 2} = 0,6 \times 0,7 \times 0,7 \times 0,85 \times 4018 \times 0,56 / 0,95 = 590 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на эксплуатацию: $C = C_{\text{ро}} + C_{\Sigma}$ (руб./год),

$$C_1 = 6350 + 1085 = 7435 \text{ руб./год},$$

$$C_2 = 1500 + 590 = 2090 \text{ руб./год.}$$

Ежегодная экономия:

$$B = C_1 - C_2 \text{ (руб./год)}, \quad (3.3.14)$$

$$B = 7435 - 2090 = 5345 \text{ руб./год}$$

3.3.4 Определение экономического эффекта от применения ПК

Расчет экономического эффекта произведен на основании чистого дисконтированного дохода (ЧДД), определенного как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу [1].

В течение расчетного периода не происходит инфляционного изменения цен, и величина ЧДД для постоянной нормы дисконта вычисляется по формуле 3.1.4

$E_n = 0,16 \frac{1}{\text{год}}$ – норма дисконта (принимается в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ.

$\epsilon = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$ – прогнозируемый уровень инфляции на 2004 г.;

$T = 10$ лет

$$r = \frac{0,16 - 0,12}{1 + 0,12} = 0,036$$

Сумму инвестиций в данный проект определяем по формуле:

$$K_0 = Z_{\text{сум}} + K_2 - Л \text{ (руб./год)}, \quad (3.3.17)$$

где $Z_{\text{сум}}$ – затраты на основные этапы проектирования, руб./год;

K_2 – капитальные вложения, руб./год;

$Л = 0,3 \times K_1$ – ликвидационная стоимость, руб./год.

$$K_0 = 17000 + 30000 - 0,3 \times 42120 = 34360 \text{ руб./год}$$

По формуле (3.1.4) определяем ЧДД от внедрения ПК:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & \frac{5345}{(1+0,036)^1} + \frac{7125}{(1+0,036)^2} + \frac{7125}{(1+0,036)^3} + \frac{7125}{(1+0,036)^4} + \\ & + \frac{7125}{(1+0,036)^5} + \frac{7125}{(1+0,036)^6} + \frac{7125}{(1+0,036)^7} + \frac{7125}{(1+0,036)^8} + \frac{7125}{(1+0,036)^9} + \\ & + \frac{7125}{(1+0,036)^{10}} - 34360 = 10340 \text{ руб.} \end{aligned}$$

3.3.5 Определение срока окупаемости проекта

Реальный срок окупаемости проекта можно определить, пользуясь методом коэффициента аннуитета. Если предположить, что ежегодная экономия по проекту величина постоянная, то формула для расчета ЧДД приобретает следующий вид:

$$\text{ЧДД} = B \frac{1 - (1+r)^t}{r} - K_0 \quad (3.3.18)$$

Известно, что ВНД по проекту равна такой процентной ставке r , при которой ЧДД=0. Таким образом, из равенства

$$B \frac{1 - (1+r)^t}{r} - K_0 = 0$$

можно найти коэффициент аннуитета f , который определяется по одной стороны формуле:

$$f = \frac{B}{K_0}, \quad (3.3.19)$$

где B – ежегодная экономия, руб., K_0 – капитальные вложения, руб., а с другой стороны

$$f = \frac{1 - (1 + r)^t}{r} \quad (3.3.20)$$

На основании формулы (3.3.20) можно заранее рассчитать таблицу коэффициентов аннуитета (Приложение Ж)

Если известны коэффициент аннуитета f и реальная процентная ставка r , то по таблице аннуитета или по формуле (3.3.20) можно найти значение n , которое будет представлять собой реальный срок окупаемости проекта, и наоборот, если известны f и срок анализа проекта n , то по таблице или по формуле можно найти значение r , которое будет представлять собой ВНД по проекту.

В нашем примере:

$$f = \frac{5345}{34360} = 0,155.$$

Исходя из полученного результата, по таблице аннуитета (приложение Ж) получаем срок окупаемости проекта:

$$n = 7 \text{ лет}$$

Так как в цехе установлены сразу четыре подобные автоматические линии, то целесообразно произвести замену системы управления на всех линиях.

Результаты, достигаемые на этом шаге расчета, вычисляются по формуле:

$$P_t = (C_1 - C_2) \times A \text{ (руб./год)}, \quad (3.3.21)$$

где C_1 , C_2 - текущие затраты на эксплуатацию базового и нового вариантов;
 A – количество модернизаций, шт.

$$P_t = (7435 - 2090) \times 4 = 21380 \text{ руб./год.}$$

Сумма инвестиций в данный проект определяем по формуле (3.3.17):

$$K_0 = 17000 + 4 \times 30000 - 4 \times 0,3 \times 42120 = 86450 \text{ руб./год}$$

По формуле (3.3.15) определяем чистый дисконтированный доход:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \frac{21380}{(1 + 0,036)^1} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^2} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^3} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^4} + \\ &+ \frac{28500}{(1 + 0,036)^5} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^6} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^7} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^8} + \frac{28500}{(1 + 0,036)^9} + \\ &+ \frac{28500}{(1 + 0,036)^{10}} - 86450 = 92055 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Коэффициент аннуитета определяем по формуле (3.3.19):

$$f = \frac{21380}{86450} = 0,247$$

Исходя из полученного результата, по таблице аннуитета получаем срок окупаемости проекта:

n = 4 года

Графическое отображение ЧДД представлено на рисунке 3.3.1. Графики построены на основании таблиц 3.3.4, 3.3.5.

Таблица 3.3.4 - Техничко – экономические показатели проекта (A = 1)

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвестиции	34360	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономия	5345	7125	7125	7125	7125	7125	7125	7125	7125	7125
Дисконти- рованная экономика	4920	6030	5545	5105	4695	4320	3975	3655	3360	3095
Окончательное сальдо	- 29440	6030	5545	5105	4695	4320	3975	3655	3360	3095
Нарастающий итог	- 29440	- 23410	- 17865	- 12760	- 8065	- 3745	230	3885	7245	10340

Таблица 3.3.5 - Техничко – экономические показатели проекта (A = 4)

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвести- ции	86450	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономия	21380	285 00	28500	28500	28500	28500	28500	28500	28500	28500
Дисконти- рованная экономика	19670	241 20	22190	20420	18780	17280	15895	14625	13450	12375
Оконча- тельное сальдо	-66780	241 20	22190	20420	18780	17280	15895	14625	13450	12375
Нараста- ющий итог	-66780	- 426 60	- 20470	-50	18730	36010	51905	66230	79680	92055

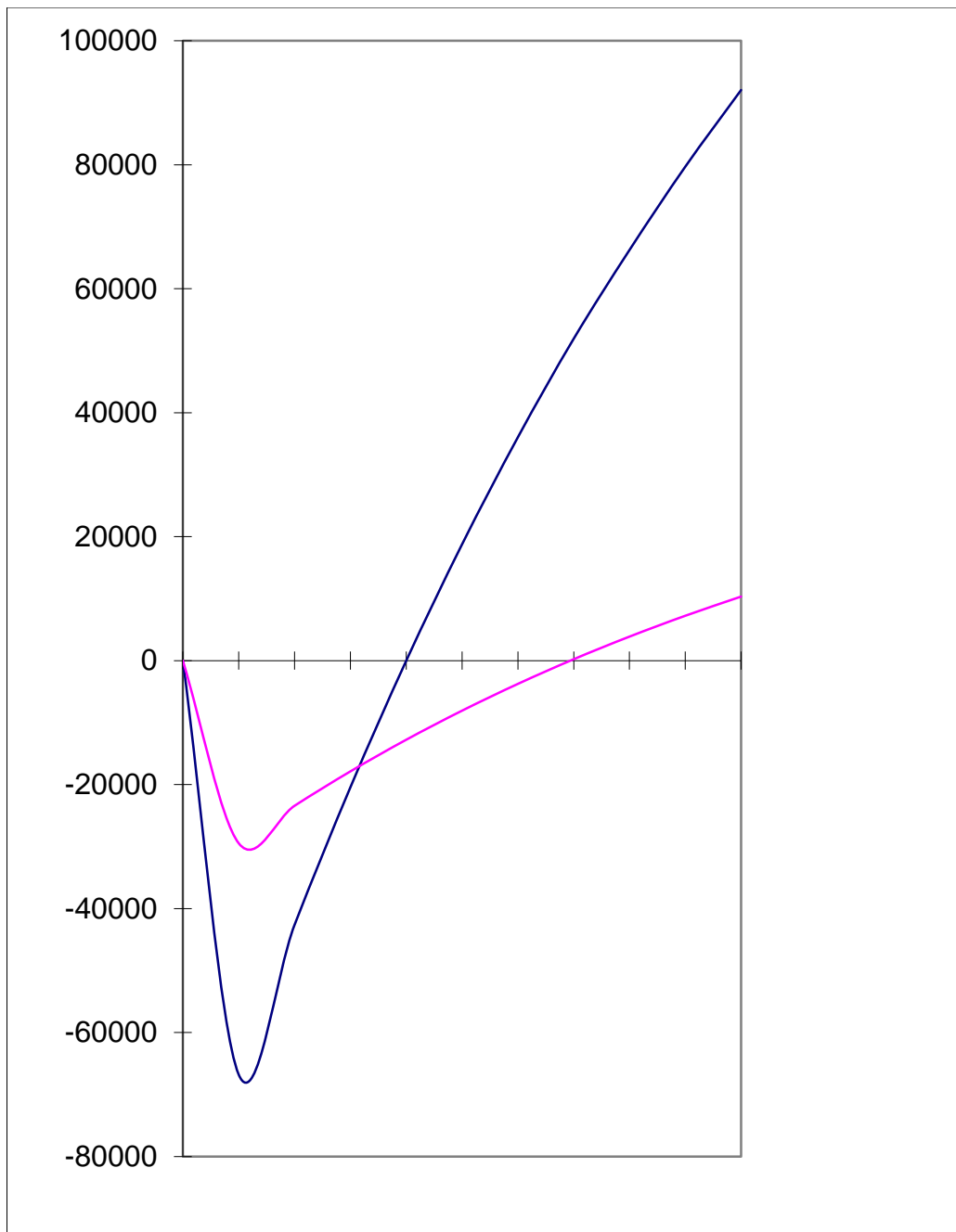


Рисунок 3.3.1 – График окупаемости проекта

Методические указания по выполнению раздела «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды»

1 Общие положения

Дипломный проект является завершающим этапом обучения студентов. Разрабатывая тему проекта, студенты обязаны предвидеть возможные причины травматизма и профессиональных заболеваний, связанных с эксплуатацией машин и оборудования, и обосновать решения по их предупреждению.

При выполнении дипломного проекта студенту надо дать решение вопросов безопасности и охраны. Основная цель этого раздела — разработка мероприятий по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды для проектируемого электрооборудования.

Содержание раздела по безопасности и охране окружающей среды должно соответствовать теме дипломного проекта и быть его составной частью. Вопросы безопасности и экологичности могут решаться и в других главах проекта, в этом случае в разделе делается ссылка о предусмотренных мероприятиях с указанием раздела дипломного проекта. Терминология и определения при изложении данного раздела должны соответствовать нормативным документам: ГОСТам, СНиПам, СанПиНам и другим правилам и нормам.

Выдача заданий по разработке вопросов безопасности и экологичности проекта производится консультантом-преподавателем кафедры «Аэрологии, охраны труда и окружающей среды».

Исходными данными для выполнения данного раздела являются:

- объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений объекта с разбивкой здания или сооружения на отдельные блоки (секции);
- месторасположение и условия возведения объекта;
- данные по обеспечению объекта энергетическими ресурсами, водой и пр.

Во время преддипломной практики студенты должны собрать материал по промышленной санитарии, технике безопасности и охране окружающей среды в соответствии с темой дипломного проекта. После возвращения с практики и окончательного согласования темы и основного задания студент-дипломник получает задание у консультанта по разделу «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды», уточняет задачи, темы расчетной части и объем графического материала.

Вопросы охраны труда должны быть отражены во всех частях дипломного проекта: технологической, конструкторской, исследовательской. Кроме этого проект должен содержать специальную главу «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды» объемом: 8-12 страниц текста с необходимым количеством поясняющих эскизов.

Если в технологическом или конструкторском разделе дипломной записки освещаются вопросы промышленной санитарии и техники безопасности, то в специальной главе «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды» на них следует только ссылаться, без повторного описания.

При выборе мероприятий по охране труда не следует переписывать инструкции, употреблять выражения «требуется», «должно быть» и т. п. Все мероприятия и расчеты предусматриваются правилами, нормами, государственными стандартами, на которые необходимо давать ссылки, например: в соответствии с ГОСТ 12. 1. 00 -,., принимаем ...; из справочника [20] выбираем ...; по методике, изложенной в учебнике [12] выполняем расчет ... и т. д. Названия учебников, справочников и государственных стандартов записываются вначале на отдельном листе и номера в тексте проставляются карандашом, а затем они вносятся в общий список и номера исправляются по библиографическому списку всего дипломного проекта (по алфавиту или по порядку появления в записке). Номера в тексте проставляются цифрой, заключенной в квадратные скобки; [12, с. 35].

Глава «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды», как правило, состоит из пяти разделов.

В первом разделе: «Анализ вредных и опасных производственных факторов при эксплуатации оборудования» в начале раздела указать вид сети, режим нейтрали, применяемые напряжения, электрооборудование на высокой и низкой стороне, марку и сечение питающей воздушной линии и кабеля.

Выявить возможные опасные и вредные факторы, воздействующие на обслуживающий персонал при монтаже и эксплуатации электрооборудования согласно заданию преподавателя-консультанта по ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям (например, повышенный уровень шума от силового трансформатора, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенное значение напряжения в электрической цепи и др.).

В первом разделе дается описание производственного помещения и оборудования с точки зрения охраны труда. Приводятся фактические значения температуры, относительной влажности и скорости воздуха в холодный и теплый период года, значения интенсивности теплового излучения, концентрации пыли, паров, газов в рабочей зоне помещений и сравниваются с нормативными по СанПиН 2.2.4. 548-96. Дается характеристика вентиляции, предлагаются мероприятия по обеспечению допустимых (или оптимальных) параметров микроклимата, уменьшению воздействия на людей вредных веществ. Далее оценивается уровень вибрации, шума, электромагнитных и ионизирующих излучений, достаточность естественной и искусственной освещенности, правильности расположения и организации рабочих мест и предлагаются мероприятия по обеспечению требуемых параметров, рациональному освещению и т. д. Здесь же делается вывод о необходимости решения одного из вопросов промышленной санитарии (который дан студенту в задании).

При анализе помещения оценивается соответствие расположения оборудования требованиям правил безопасности (по свободной площади, наличие проездов и проходов, опасных зон, подачи горючих и защитных газов, сжатого воздуха и т. д.). На основании анализа причин травматизма на таком же или подобном оборудовании выявляется наиболее опасное оборудование и предлагаются защитные мероприятия, приборы безопасности и т. п. Проводится анализ опасности поражения людей электрическим током: определяются источники питания электроэнергией, какая сеть (с глухозаземленной или изолированной нейтралью), какое напряжение; определяется класс помещения по степени опасности поражения электрическим током, предусматриваются меры по защите от электротравматизма. На основании анализа ставится задача по решению одного вопроса по технике безопасности.

Анализ поясняется рисунком в пояснительной записке. На рисунке показывается упрощенная схема расположения оборудования на участке, указываются проезды и проходы, зазоры между оборудованием, опасные зоны, ограждения, приборы безопасности, заземляющие устройства, вентиляционное оборудование, средства пожаротушения и т.п. (т. е. все по охране труда).

Во втором разделе приводится инженерное решение (т. е. с расчетом) одного вопроса по промышленной санитарии в соответствии с заданием. Название раздела должно быть конкретным, например: «Расчет механической общеобменной вентиляции помещения», «Расчет общего искусственного освещения помещения», (см. список тем).

В третьем разделе дается инженерное решение одного (по заданию) вопроса по технике безопасности, например: «Расчет зануления токарного станка», «Расчет повторного заземления нулевого провода», «Расчет защитного заземления козлового крана», «Расчет такелажной оснастки для монтажа станка» и т. п. (см. список тем).

В четвертом разделе «Пожарная безопасность» определяется качество помещения по пожарной опасности и соответствия ей степени огнестойкости здания. Выявляются основные причины возникновения пожаров и предлагаются меры по их предотвращению. Определяются виды и количество средств пожаротушения, место их расположения. Предлагаются (если это необходимо) датчики и схемы пожарной сигнализации, Предусматриваются пути эвакуации людей из помещения.

В пятом разделе: «Охрана окружающей среды» приводится анализ веществ, выбрасываемых в воздух и канализационную систему. Предлагаются способы и оборудование для очистки вентиляционных выбросов воздуха от примесей, а также очистки, обезвреживания и нейтрализации веществ, сбрасываемых в водосточную сеть. Предлагаются способы повторного использования или утилизации отходов.

После выполнения задания в дни консультации дипломник приходит, показывает черновик для проверки и решает с преподавателем все вопросы. Далее студент исправляет в черновике ошибки и замечания и переписывает весь раздел на чистовик. В часы следующей консультации студент приносит черновик по охране труда, чистовик, титульный лист, задание и всю пояснительную записку с основными чертежами, где решались вопросы охраны труда. Преподаватель смотрит черновик, где были замечания, проверяет чистовик, просматривает записку с чертежами. Если выявляется, что вопросы охраны труда в конструкторской

или технологической частях проекта не нашли должной проработки, то консультант вправе потребовать их выполнения. При полном выполнении задания консультант ставит свою подпись на титульном листе и в задании.

2 Инженерные расчёты

Дипломный проект должен содержать не менее 3-х инженерных расчётов по охране труда и технике безопасности (по заданию руководителя проекта).

Перечень тем типовых заданий инженерных расчётов по разделу «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды» следующий.

- Провести расчет общеобменной вентиляции помещения цеха по укрупненным показателям (определить количество подаваемого воздуха, длину и расположения воздуховодов, их поперечное сечение, а также производительность и мощность вентилятора).

- Рассчитать систему местной вентиляции для удаления газа, пыли или избытков тепла из рабочей зоны. Определить размеры местного отсоса, вытяжного зонта и т. п., длину воздуховода, производительность и мощность вентиляторов.

- Спроектировать систему искусственного освещения на участке. Определить тип и число светильников, высоту подвеса, схему размещения светильников. При необходимости принять комбинированное освещение.

- Спроектировать систему прожекторного освещения участка, где эксплуатируется оборудование. Определить тип прожектора, высоту прожекторных мачт, число прожекторов на каждом участке, угол наклона прожекторов и необходимые параметры.

- Выбрать и рассчитать виброизоляцию рабочего места оператора.

- Расчетным путем установить необходимое снижение уровня шума и произвести выбор способа защиты: звукоизоляция, звукопоглощение, экранирование и т. п. и рассчитать их параметры.

- Рассчитать требуемое снижение шума в помещении с большим числом источников шума одинаковой звуковой мощности и спроектировать звукопоглощающую облицовку.

- Спроектировать звукоизолирующую перегородку для уменьшения шума, проникающего из шумного помещения в менее шумное.

- Спроектировать акустический экран для ограждения шумного технологического оборудования.

- Спроектировать кожух для наиболее шумного технологического оборудования.

- Разработать мероприятия по снижению шума вентиляционной установки.

- Оценить воздействие электромагнитных полей и наметить мероприятия, снижающие напряженность полей до санитарных норм.

- Разработать средства защиты от воздействия ионизирующего излучения рентгеновской установки дефектоскопии на обслуживаемый персонал и рабочих соседних помещений.
- Разработать рабочее место оператора и т. п. с учетом требований охраны труда.
- Рассчитать и спроектировать заземляющее устройство силового трансформатора (или повторного заземления нулевого провода), или защитного заземления.
- Рассчитать ток короткого замыкания при работе схемы зануления электрооборудования и выбрать параметры предохранителей и автоматических выключателей.
- Разработать мероприятия по молниезащите объекта. Обосновать высоту молниеотвода, рассчитать сопротивление заземляющего устройства растеканию тока молнии.
- Выбрать и выполнить расчет такелажной оснастки и устройств, применяемых при подъеме и монтаже оборудования (строп, траверс и т.п.).
- Разработать мероприятия по безопасной эксплуатации электрооборудования.
- Разработать автоматическую систему оповещения и тушения пожара для объекта.
- Разработать устройство по очистке вентиляционных и промышленных выбросов от газов и пыли с учетом требований санитарных норм.
- Разработать мероприятия по очистке стоков.

3 Вредные и опасные производственные факторы

Стандарт ССБТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» подразделяет опасные и вредные производственные факторы на 4 группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизические.

К физическим опасным и вредным производственным факторам относятся:

- движущиеся машины и механизмы;
- различные подъемно-транспортные устройства и перемещаемые грузы;
- незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся и перемещающиеся приспособления и др.);

- отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента;
- электрический ток;
- повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов;
- передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;
- острые кромки, заусенцы, шероховатость на поверхности заготовок, инструментов и оборудования;
- разрушающиеся конструкции;
- обрушающиеся горные породы;
- повышенные или пониженные микроклиматические условия;
- повышенные уровни шума;
- повышенные уровни вибрации;
- повышенные уровни ультразвука;
- повышенные уровни электромагнитных излучений (ионизирующих и не ионизирующих);
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Химические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на:

- токсические;
- канцерогенные;
- раздражающие;
- мутагенные;
- сенсibiliзирующие;
- влияющие на репродуктивную функцию.

Они могут проникать в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на 4 класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высоко опасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества мало опасные.

Биологические опасные и вредные производственные факторы:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы и т. д.) и продукты их жизнедеятельности;
- растения;
- животные;
- грибы.

К психофизиологическим опасным и вредным производственным факторам относятся:

- физические (статические и динамические),
- нервно-психические (умственно перенапряжение, перенапряжение анализаторов, монотонность труда, эмоциональные нагрузки) перегрузки.

4 Микроклимат

Оптимальные и допустимые параметры воздуха рабочей зоны в помещениях определяются по СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарно-гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Микроклимат в помещении характеризуется температурой воздуха t , °С, относительной влажностью ϕ , % и скоростью движения воздуха V , м/с. Эти параметры нормируются в зависимости от периода года и категории работ (легкая, средней тяжести, тяжелая). Выбранные нормируемые параметры микроклимата привести в виде таблицы 3.9.

Технологические процессы могут сопровождаться выделением в воздух рабочей зоны вредных веществ в виде паров, газов и пыли. Указать виды вредных веществ, источники их выделения, а также класс опасности вредных веществ (чрезвычайно опасные, высокоопасные, умеренноопасные, малоопасные) и их предельно-допустимую концентрацию ПДК, мг/м³ (ГОСТ 12.1.005-88* «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»).

Для обеспечения заданных параметров микроклимата в производственных помещениях необходимо выбрать вид отопления, вентиляции или кондиционирования воздуха, согласно СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Для обеспечения необходимого воздухообмена и параметров микроклимата применяется естественная или механическая вентиляция (приточная, вытяжная, приточно-вытяжная, местная). Указать принятые в проекте виды и системы вентиляции и отопления.

Для создания безопасных условий труда должны быть предусмотрены (при необходимости) следующие решения:

- общеобменная приточно-вытяжная вентиляция и местные отсосы от мест фиксированного выделения вредностей;
- температура, влажность, подвижность воздуха, интенсивность теплового излучения в рабочей зоне применительно к выполнению работ данной категории по уровню энергозатрат в холодный и теплый периоды года должны соответствовать с СанПиН 2.2.4.548-96.

Данные свести в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Нормируемые параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин		
Холодный					
Теплый					

Таблица 4.2 - Температурный режим помещений подстанций и рекомендуемые системы отопления и вентиляции

Помещение	Температура воздуха в разные периоды года, С		Относительная влажность воздуха в разные периоды года, %		Система отопления	Система вентиляции
	Холодный	Теплый	Холодный	Теплый		
Щит управления	18-23	Не более 25	30-60	30-70	Водяное, Воздушное, Электропечи	Естественная или приточно-вытяжная
Релейного щита и других панелей	18-25	Не более 30	30-60	30-60	То же	То же
Диспетчерский зал	18-25	Не более 30	30-60	30-60	То же	приточно-вытяжная
ЗРУ	Не ограничивается		Не более 70	-	Не предусматривается	Аварийная (дымовая) вытяжная с пятикратным воздухообменом
Конденсаторных установок	Температура по ГОСТ		Не более 70	-	Не предусматривается	Естественная
Закрывающая камера трансформатора	Не ограничивается				Не предусматривается	Естественная или приточно-вытяжная
Кабельный этаж	Не более 50	Не более 40	Не более 70	-	Не предусматривается	Приточно-вытяжная
Кабельные туннели	Не ограничивается		Не более 80	-	Не предусматривается	Естественная или приточно-вытяжная
Аккумуляторная, кислотная	Не более 10	Не более 23	Не ограничивается		Водяное	Приточно-вытяжная с подогревом приточного воздуха
Насосные станции. компрессорная	15-25	Не более 35	30-70	30-60	Водяное. Электропечи	Естественная или приточно-вытяжная
Помещения маслохозяйства	15	Не ограничивается			Водяное, воздушное, совмещенное с вентиляцией	Естественная или приточно-вытяжная
Подсобные помещения	18	Не более 35	30-60	30-6-	Водяное	Естественная или приточно-вытяжная

5 Мероприятия по обеспечению техники безопасности, производственной санитарии и охраны труда

Мероприятия по охране труда на каждом рабочем месте промышленного предприятия являются приоритетными и направлены на сохранение здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и на повышение производительности труда.

Безопасность работ при электроснабжении предприятия обеспечивается за счет выполнения следующих условий:

- сокращения объемов работ, выполняемых в условиях действия опасных и вредных производственных факторов за счет применения новых проектных решений, обеспечивающих возможность применения более безопасных методов выполнения работ;
- определения безопасной последовательности выполнения работ, а также необходимых условий для обеспечения безопасности при совмещении работ в пространстве и во времени;
- выбора и размещения машин и средств механизации с учетом обеспечения безопасных условий работы;
- оснащения рабочих мест необходимой технологической оснасткой и средствами малой механизации, средствами индивидуальной защиты;
- создания рационального режима труда и отдыха;
- создания благоприятных социально-бытовых условий труда и пр.

6 Защита от шума и вибрации

При анализе вредных и опасных производственных факторов следует:

- проанализировать и перечислить источники шума, воздействующих на работающих людей на данном участке;
- привести нормативные значения уровня звука на всех рабочих местах в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96;
- предусмотреть мероприятия, снижающие уровень шума на рабочих местах при работе технологического оборудования, вентиляционных установок и пр.;
- привести нормативные значения общей и (или) локальной вибрации на рабочих местах в соответствии с ГОСТ 12.1.012–90;
- предусмотреть мероприятия, снижающие уровни общей и (или) локальной вибрации технологического оборудования, вентиляционных установок, генерирующих вибрации.

Данные свести в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Характеристика источников шума в производственных помещениях

Назначение помещений или территорий (рабочие места)	Время суток, ч	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления) L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука L_A (эквивалентный уровень звука $L_{Aэкв}$), дБА	Максимальный уровень звука L_{Amax} , дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Указать имеющиеся источники шума и вибрации, определить допустимые значения шума и вибрации на рабочих местах в производственном помещении.

Нормирование шума производится по ГОСТ 12.1.003-83* ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» или СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» в зависимости от вида трудовой деятельности и характеристики шума (широкополосный или тональный, постоянный или непостоянный) по предельному спектру уровней звукового давления, дБ, или эквивалентному уровню звукового давления, дБА. С целью снижения шума до допустимых значений необходимо разработать мероприятия для его снижения в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума». Это достигается уменьшением уровня шума в источнике, применением звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей шума, архитектурно-планировочными решениями, организационно-техническими мероприятиями и с помощью средств индивидуальной защиты.

На главной понизительной подстанции основным источником шума является трансформатор. Рассчитать уровень звукового давления, создаваемого трансформатором, и сравнить с допустимым значением по ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

Вибрация нормируется по ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность» величиной виброскорости (м/с), виброускорения (м/с²) и их логарифмическими уровнями (дБ) в зависимости от вида вибрации и частоты (Гц).

Для уменьшения вибрации возможно использование следующих способов: уменьшение вибрации в источнике, отстройка от режима резонанса, виброизоляция, виброгашение, вибродемпфирование, выбор определенного режим труда, средства индивидуальной защиты.

Шум, создаваемый силовым трансформатором. Источниками шума являются система охлаждения и трансформатор. Шум, создаваемый трансформатором, рассчитывается:

$$L_{pa}^m = 0,009N_T + 71,$$

где L_{pa}^m - скорректированные уровни звукового давления трансформаторов с выключенным охлаждением, дБА;

N_T - мощность трансформатора, МВА;

$N_T = S_{ком}$ - для двухобмоточного трансформатора;

$N_T = 2/3 S_{\text{ком}}$ - для трехобмоточного трансформатора;

$N_T = N \frac{U_B - U_C}{U_B}$ для автотрансформатора, где

U_B -высшее напряжение,

U_C -среднее напряжение.

Шум, создаваемый системой охлаждения, рассчитывается:

$$L_{pa}^A = L_{pa}^1 + 10 \lg n * m,$$

где L_{pa}^A - скорректированный уровень звукового давления системы охлаждения, дБА;

L_{pa}^1 - скорректированный уровень звукового давления одного охлаждающего устройства, дБА.

Вид Д $L_{pa}^1 = 89 \text{ дБА}$;

ДЦ $L_{pa}^1 = 96 \text{ дБА}$;

m-количество охлаждающих устройств в системе;

n=2 при навесном исполнении системы охлаждения на боковой поверхности;

n=1 при выносном исполнении на отдельной стойке.

Суммарный уровень звукового давления (L_{pa} , дБА) определяется:

$$L_{pa} = 10 \lg(10^{0,1 L_{pa}^m} + 10^{0,1 L_{pa}^A}).$$

ГОСТ 12.2.024-76. Допустимые значения среднего уровня звука силовых масляных трансформаторов

Типовая мощность трансформатора, МВА	Допустимый уровень звука L_A , дБА, не более для классов напряжения трансформаторов, кВ					
	6, 10	35	110	220	330	500 и выше
0,1	47	52	-	-	-	-
0,16	49	54	-	-	-	-
0,25	51	55	-	-	-	-
0,4	53	57	-	-	-	-
0,63	55	59	-	-	-	-
1,0	57	60	-	-	-	-
1,6	59	62	-	-	-	-
2,5	61	63	66	-	-	-
4,0	63	65	68	-	-	-
6,3	65	67	70	-	-	-
10	-	68	71	73	-	-
16	-	70	73	75	-	-
25	-	72	75	77	-	-
40	-	74	76	78	79	-
63	-	75	77	79	80	81
100	-	-	81	83	84	85
160	-	-	83	85	86	87
250	-	-	85	87	88	89
400	-	-	86	88	89	90
630	-	-	-	89	90	91
1000	-	-	-	-	91	92

Литература.

1. Снятков В.И. Методика расчета уровней шума от открыто установленных силовых трансформаторов//Борьба с шумом и звуковой вибрацией.-М.:МДНТП,1982.-с.34-38.

7 Производственное освещение

Для рационального освещения рабочих мест, способствующего снижению утомляемости и травматизма и ведущего к повышению производительности труда, необходимо определить соответствие параметров световой среды санитарным

нормам, выбрать вид освещения производственного помещения (естественное или искусственное) и систему освещения (общее или комбинированное). Необходимую освещенность (норму) определяют по СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в зависимости от характеристики зрительной работы

(наименьшего размера объекта различения), фона, контраста, вида и системы освещения.

Для искусственного освещения следует выбрать тип светильника (с люминесцентными лампами или лампами ДРЛ) в зависимости от условий среды (нормальная, пыльная, влажная, жаркая и т.п.).

Указать нормируемую освещенность для аварийного освещения и какими светильниками оно выполнено. При проектировании ГПП предусмотреть освещение ее территории.

Выполнить расчет естественного или искусственного освещения по заданию преподавателя-консультанта.

Таблица 4.3. Характеристика освещения в производственных помещениях подстанции

Помещение	Разряд зрительной работы	Тип лампы	Освещенность, лк
Камеры трансформаторов	У1	ЛН	50
РУ:			
- фасад щита при постоянном обслуживании,	1Уг	ЛЛ	200
- фасад щита при периодическом обслуживании.	1Уг	ЛЛ	150
- задняя сторона щита.	У1	ЛЛ	100
Помещение статических конденсаторов	1Уг	ЛЛ	100
Помещение для аккумуляторов	У1	ЛН	50

8 Электрические поля промышленной частоты

Указать источники, создающие электрическое поле промышленной частоты (открытые распределительные устройства, воздушные линии и т.д.), допустимые величины по ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля токов

промышленной частоты» и при необходимости выбрать способы защиты.

Выполнить расчет величины электрической напряженности для воздушной линии на границе охранной зоны (ГОСТ 12.1.051-90 ССБТ «Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне ЛЭП напряжением свыше 1000 В») и сравнить с допустимой величиной.

Электрические поля токов промышленной частоты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.002-84; СанПиН № 5802-91; магнитные поля - предельно допустимым уровням магнитных полей частотой 50 Гц ПДУ

№ 3206-85, утвержденных Минздравом СССР; предельно допустимые уровни напряжений и токов - по ГОСТ 12.1.038-82; электромагнитные поля радиочастот - по ГОСТ 12.1.006-84; защитное заземление и зануление - по ГОСТ 12.1.030-81.

Установить класс условий труда.

В соответствии с ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ "Электрические поля промышленной частоты" установлены допустимые уровни напряженности электрического поля.

При напряженности до 5 кВ/м допускается пребывание в течение рабочего дня (8 час).

При напряженности 5-20 кВ/м допустимое время пребывания вычисляют по формуле:

$$T = \frac{50}{E} - 2,$$

где T – допустимое время, час;

E – электрическая напряженность, кВ/м.

Это допустимое время может быть реализовано одноразово или дробно в течение дня. В остальное рабочее время напряженность не должна превышать 5 кВ/м.

При напряженности 20-25 кВ/м время пребывания не должно превышать 10 мин.

При напряженности более 25 кВ/м допускается пребывание только в средствах защиты.

Допустимые значения для различных видов местности:

Вид местности	Допустимая напряженность электрического поля, кВ/м:
Ненаселенная местность	15
Населенная местность	5
Жилая застройка	1,5

Напряженность электрического поля E, кВ/м, создаваемого ВЛ на поверхности земли, определяется по формуле:

$$E = \frac{C \cdot U}{2\sqrt{3} \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \left[\frac{2H}{(x - D_0)^2 + U^2} - \frac{H}{x^2 + U^2} - \frac{H}{(x + D_0)^2 + H^2} \right],$$

где C – емкость единицы длины линии, Ф/м;
 U – номинальное напряжение, кВ;
 $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ кл/Н·м – диэлектрическая постоянная;
 H – высота подвеса провода, м;
 D_0 – расстояние между фазами, м;
 x – расстояние до расчетной точки, м;

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_0}{d}\right)};$$

d – диаметр провода, м.

Размер санитарно-защитной зоны (расстояние от крайних проводов ЛЭП до ближайших зданий)

Напряжение, кВ	Размер санитарно-защитной зоны, м
110	10
220	20
330	25
500	30

9 Электробезопасность

В процессе монтажа, наладки и работы электрооборудования существует вероятность поражения электрическим током. Дать оценку потенциальной опасности поражения электрическим током проектируемого оборудования.

Указать условия внешней среды и категорию помещения по опасности поражения электрическим током согласно ПУЭ. По ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», указать класс изделия по способу защиты человека.

Электрооборудование должно быть выбрано и установлено таким образом, чтобы не могло привести к повреждению оборудования, возникновению короткого замыкания или замыканию на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

При написании данного раздела в зависимости от задания необходимо использовать следующие нормативные документы: Правила устройства электроустановок, Правила эксплуатации электроустановок потребителей, Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001, ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ «Цвета сигнальные и знаки безопасности», ГОСТ 12.2.007.1-75 ССБТ «Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.2-75 ССБТ «Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ «Электротехнические устройства на напряжение выше 1000В. Требования безопасности», ГОСТ

12.2.007.4-75 ССБТ «Шкафы КРУ и КТП. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.5-75 ССБТ «Конденсаторы силовые. Установки конденсаторные. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.6-75 ССБТ «Аппараты коммутационные низковольтные. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.7-83 ССБТ «Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.14-75 ССБТ «Кабели и кабельная арматура. Требования безопасности».

Мероприятия по обеспечению электробезопасности разрабатываются в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность. Общие требования». Для обеспечения защиты необходимо применять следующие технические способы и средства:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- электрическое разделение сети;
- защитное отключение
- изоляция токоведущих частей (рабочая, дополнительная, усиленная, двойная);
- компенсация токов замыкания на землю;
- оградительные устройства;
- предупредительная сигнализация;
- блокировки;
- знаки безопасности;
- средства защиты и предохранительные приспособления.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где, они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При проектировании главной понизительной подстанции мероприятия по электробезопасности разрабатываются отдельно для открытого (ОРУ) и закрытого (ЗРУ) распределительных устройств, трансформаторов и другого электрооборудования.

Необходимо указать для распределительного устройства (РУ): виды блокировок; окраску шин и заземляющих ножей; используемые ограждения оборудования.

Для ОРУ указать расстояния от токоведущих частей до различных элементов, количество изоляторов на воздушной линии, указать планировку территории, размеры ограждения, проездов вдоль выключателей, и трансформаторов, проездов автотранспорта.

Для ЗРУ указать расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ, указать высоту помещения, габариты коридора обслуживания, выходы из ЗРУ, двери камер маслонаполненного оборудования, установку баковых масляных выключателей, вентиляцию помещения, огнестойкость помещения.

Если проектируется цеховая трансформаторная подстанция (ТП), то необходимо указать этаж, установку комплектных трансформаторных подстанций (КТП), установку масляного трансформатора, вентиляцию, двери камер маслонаполненного оборудования, ширину прохода, высоту помещения, полы, огнестойкость здания и ограждающих конструкций.

Установка силовых трансформаторов должна обеспечиваться удобством обслуживания, путями пережатки, необходимым расстоянием между трансформаторами, перегородками, расстоянием до трансформатора в помещении, вентиляцией камер, установкой маслоприемников.

Для кабельных линий указать размеры охранной зоны, обозначение, заземление, пожарные требования, глубину заложения, расстояния между кабелями, расстояние от кабелей до трубопроводов, теплопроводов, ВЛ.

Для воздушных линий указать размеры проезда вдоль трассы, знаки на опорах, марку и количество изоляторов, заземление, расстояние от ВЛ до зданий, до поверхности земли в населенной и ненаселенной местности, прохождение ВЛ по лесным массивам.

Указать нормы комплектования средствами защиты электрических распределительных устройств (табл. 4.3), знаки и плакаты предупреждающие, а также запрещающие (табл. 4.4).

Если в проекте имеются электроизмерительные приборы, то они должны соответствовать ГОСТ 12.2.091-83 «Приборы электроизмерительные показывающие и регистрирующие».

Таблица 4.3 - Нормы комплектования средствами защиты РУ выше 1000 В при обслуживании местным дежурным персоналом

Средство защиты	Количество
1. Штанга изолирующая	2 шт. на каждое напряжение (10, 35, 110, 220 кВ)
2. Указатель напряжения	2 шт. на каждое напряжение (10, 35, 110 кВ)
3. Изолирующие клещи (для ЗРУ)	1 шт. на каждое напряжение (до 35 кВ)
4. Диэлектрические перчатки	не менее 2-х пар
5. Диэлектрические боты для ОРУ	1 пары
6. Переносные заземления при отсутствии стационарных заземляющих ножей	2 шт. на каждое напряжение (10, 35, 110 кВ)
7. Временные ограждения	Не менее 2-х штук
8. Плакаты предупредительные	
9. Защитные очки	2 пары
10. Противогаз	2 штуки

10 Пожарная безопасность

Анализ пожарной опасности производства включает в себя: оценку пожароопасных свойств веществ, выявление возможных причин пожара и путей его распространения, разработку систем предотвращения возникновения пожара и противопожарной защиты, организационно-технические мероприятия по пожарной безопасности.

Составить полный перечень пожароопасных веществ и дать оценку их пожарной опасности по ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».

Указать возможные причины пожара. Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера (неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции, нарушение технологического процесса и т. п.) и

электрического (короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, статическое электричество, большие переходные сопротивления).

По НПБ 105-95 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» установить категорию помещения в зависимости от количества и пожароопасных свойств находящихся в них веществ и материалов.

Пожарная безопасность обеспечивается согласно ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» системой предотвращения пожара, системой противопожарной защиты и организационно-техническими мероприятиями.

В соответствии с темой проекта указать конкретные мероприятия по пожарной безопасности, включающие:

Таблица 4.4 – Знаки и плакаты

Назначение и наименование	Область применения
<i>Знаки и плакаты предупреждающие</i>	
Высокое напряжение! Опасно Для жизни!	В электроустановках напряжением выше 1000 В. Укрепляется на внешней стороне входных дверей РУ (за исключением дверей КРУ и КТП); наружных дверей камер выключателей и трансформаторов; ограждений токоведущих частей, расположенных в производственных помещениях. Плакат постоянный
Под напряжением! Опасно Для жизни	Укрепляется на наружной стороне дверей РУ, щитов и сборок напряжением до 1000 В. Плакат постоянный
Стой ! Высокое Напряжение!	В ЗРУ выше 1000 В – на сетчатых или сплошных ограждениях ячеек, соседних с местом работ; на временных ограждениях, устанавливаемых в проходах, куда не следует заходить. В ОРУ вывешивают при работах, выполняемых с земли, на канатах и шнурах, ограждающих рабочее место. Плакат переносной
Стой ! Опасно Для жизни!	На ограждениях и конструкциях при напряжении до 1000 В. Плакат переносной
<i>Запрещающие плакаты</i>	
Не включать! Работают люди	В электроустановках напряжением до и выше 1000 В. Вывешивают на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, на ключах и кнопках дистанционного управления, на коммутационной аппаратуре до 1000 В (автоматах, рубильниках, выключателях), при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на рабочее место. Плакат переносной
<i>Разрешающие плакаты</i>	
Работать здесь	В ЗРУ на месте работ, в ОРУ в том месте, где персонал должен входить в огражденное веревкой пространство. Плакат переносной
<i>Напоминающие плакаты</i>	
Заземлено	Вывешивают на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки. Плакат переносной

- максимально возможное применение негорючих веществ;
- применение электрооборудования соответствующего исполнения;
- применение в конструкции быстродействующих устройств защитного отключения возможных источников зажигания;

- применение оборудования, удовлетворяющего требованиям по электростатической безопасности;
- применение средств пожаротушения (ППБ 01-93 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»);
- применение пожарной сигнализации;
- применение строительных конструкции зданий ЗРУ, цехов, кабельных каналов с регламентируемыми пределами огнестойкости и пределами распространения огня (СНиП 21-07-96 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»);
- устройство маслоприемников для трансформаторов или выключателей;
- эвакуацию людей (установить количество, размеры и исполнение путей эвакуации);
- обучение работающих;
- разработку мероприятий на случай возникновения пожара.

Рабочий проект заданного производства должен быть разработан в полном соответствии с действующими Государственными и отраслевыми нормами и правилами взрыво-пожаробезопасности.

В данном разделе необходимо:

- 1) определить категории основных технологических процессов на данном участке по взрывной и пожарной опасности;
- 2) запроектировать систему автоматического пожаротушения в соответствии с действующими правилами и нормами пожарной безопасности НПБ 110-03;
- 3) предусмотреть первичные средства пожаротушения; количество их определить в соответствии с нормами ППБ 01-03 в зависимости от класса пожара и защищаемой площади;
- 4) для контроля состава воздуха на пожаро и взрывоопасных участках с целью предотвращения образования взрыво- и пожароопасных смесей предусмотреть стационарные автоматические или переносные газоанализаторы с сигнализирующими устройствами, которые срабатывают при достижении концентрации, равной 0,5 от взрывоопасной;
- 5) предусмотреть обеспечение защищаемых объектов установками пожарной автоматики, телефонами для связи с подразделениями военизированной охраны и аптечкой для оказания первой помощи (при необходимости).

Нормы первичных средств пожаротушения приведены в табл. 4.5.

Типы огнетушителей:

1. – огнетушитель химический воздушно-пенный ОХВП-10
2. – огнетушитель углекислотный ОУ-5
3. – огнетушитель углекислотный ОУ-25
4. – огнетушитель порошковый ОП-5
5. – огнетушитель хладоновый ОХ-3
6. – ящик с песком вместимостью 0,5 м³

Таблица 4.5 - Нормы первичных средств пожаротушения

Помещение	Единицы измерения	Количество огнетушителей типа					
		1	2	3	4	5	
Главный щит управления	Помещение ЩУ	-	4	1	-	-	-
Блочные щиты управления	Помещение ЩУ	-	4	1	-	-	-
Панели релейных щитов,	Помещение	-	4	1	-	-	-
Кабельные щиты	Помещение	-	2	-	-	-	-
Коридоры управле-ния РУСН, КРУ с масляными выключателями	Помещение	-	2	-	-	-	-
Помещение АСУ	Помещение	-	2	1	-	2	-
Трансформаторы и масляные реакторы	Агрегат	2	-	-	-	-	1

11 Мероприятия по охране окружающей среды

В данном разделе необходимо дать экологическую оценку проектируемого оборудования, т. е. указать источники загрязнения окружающей среды в процессе эксплуатации оборудования и при аварийных ситуациях.

Перечислить и дать краткую характеристику мероприятий по защите окружающей среды от воздействия электрических полей, шума, вредных выбросов в атмосферу, в водный бассейн и в почву конкретно по теме дипломного проекта.

В дипломном проекте необходимо предусмотреть мероприятия по сохранению и контролю существующей среды, которая может быть нарушена во время производства электромонтажных работ.

Проектные решения по охране окружающей среды должны разрабатываться в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01-85* (п.10), других нормативных материалов по охране природы.

Мероприятия по охране окружающей среды являются сложным многоцелевым средством, главным назначением которого являются:

- во-первых - сохранение, рекультивация естественного ландшафта;
- во-вторых - защита от загрязнения среды.

В зависимости от характера возводимых объектов и условий производства строительно-монтажных работ на конкретных объектах состав мероприятий может быть различным и должен определяться при разработке проекта индивидуально с учетом настоящих рекомендаций.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Таблица А.1 - Технические данные КРУ и КСО

Наименование параметра	КРУ		КСО-2000
	КМ1-10-20УЗ	КМ1-10-31,5УЗ	
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	6; 10	6; 10
Номинальный ток главных цепей, кА	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3150	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3150	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателя встроенного в КРУ и КСО, кА	20	31,5	20
Ток термической стойкости, кА	20	31,5	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	81	52
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В			
постоянного тока	110, 220	110, 220	110, 220
переменного тока	220	220	220
Тип выключателей на ток до 1600 А	вакуумный ВВ/TEL-10; ВБКЭ-10 масляный ВК-10; ВКЭ-10 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10; ВБКЭ-10 масляный ВК-10; ВКЭ-10 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10
на ток до 3200 А	масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	
Типы трансформаторов тока	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ-10
Типы трансформаторов напряжения	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08;	НОМ; НАМИ

Таблица А.2 - Техническая характеристика конденсаторных установок

Тип КУ	U _{ном} , кВ	Q _{ном} , квар	Число ступеней регулирования мощности
УКМ-0,4-100	0,4	100	3 по 33,33 квар
УКМ-0,4-200	0,4	200	6 по 33,33 квар
УКМ-0,4-268	0,4	268	4 по 67 квар
УКМ-0,4-402	0,4	402	6 по 67 квар
УКМ-0,4-536	0,4	536	8 по 67 квар
УКМ-6,3-450	6,3	450	нерегулируемая
УКМ-6,3-900	6,3	900	нерегулируемая
УКМ-10,5-450	10,5	450	нерегулируемая
УКМ-10,5-900	10,5	900	нерегулируемая
УКМ-10,5-1350	10,5	1350	нерегулируемая
УКМ-10,5-1800	10,5	1800	нерегулируемая

Таблица А.3 - Синхронные электродвигатели на напряжение 10 кВ

Мощность ЭД, кВт					
СТД-44 СТДП	ДСП	СДНЗ СДН	СДНЗ СДН	СДНЗ СДН	СДК-2
Число оборотов					
3000	1500	1000	750	600	500
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
630	-	-	630	630	630
800	-	800	800	-	800
1000	-	1000	-	1000	1000
1250	-	1250	-	1250	1250
-	-	-	-	-	-
1600	-	1600	1600	-	1600
2000	-	2000	-	-	-
2500	2500	2500	-	-	-
3200	-	-	3200	-	-
5000	-	-	-	-	-

Таблица А.4 - Удельные сопротивления кабельных линий с алюминиевыми жилами, Ом/км

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление	Индуктивные сопротивления		
		Кабель с бумажной изоляцией		Кабель с резиновой или полихлоридной изоляцией
		6 кВ	10 кВ	6, 10 кВ
10	2,94	0,11	0,122	0,0999
16	1,85	0,102	0,113	0,095
25	1,17	0,091	0,099	0,091
35	0,859	0,087	0,095	0,088
50	0,592	0,083	0,090	0,085
70	0,429	0,080	0,086	0,082
95	0,312	0,078	0,083	0,081
120	0,245	0,076	0,081	0,080
150	0,194	0,074	0,079	0,079
185	0,162	0,073	0,077	0,078
240	0,126	0,071	0,075	0,077

Таблица А.5-Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям

Предприятие	T _м	T _{мр}
Анилокрасочные заводы	7100	-
Нефтеперегонные заводы	7100	-
Заводы тяжелого машиностроения	3370	4840
Заводы станкостроения	4345	4750
Инструментальные заводы	4140	4960
Заводы шарикоподшипников	5300	6130
Заводы подъемно-транспортного оборудования	3330	3880
Автотракторные заводы	4960	5240
Сельскохозяйственное машиностроение	5330	4220
Приборостроение	3080	3180
Авторемонтные заводы	4370	3200
Вагоноремонтные заводы	3560	3660
Электротехнические заводы	4280	6420
Азотно-туковые заводы	7000	-
Разные металлообрабатывающие заводы	4355	5880

Таблица А.6 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6-10 - 110 кВ

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжение обмоток, кВ		U _к , %	P _х , кВт	P _к , кВт	I _х , %
		В	Н				
ТМ-400/10	400	6,3-10,5	0,4	5,5	1,1	5,9	2,5
ТМ-630/10	630	6,3-10,5	0,4	5,5	1,7	8,5	2
ТМ-1000/10	1000	6,3-10,5	0,4	5,5	2,45	11	1,4
ТМ-1600/10	1600	6,3-10,5	0,4	5,5	3,3	16,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	6,3-10,5	0,4	5,5	3,85	23,5	1,0
ТМН-6300/110	6300	115	6,3-11	10,5	13	50	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,3-11	10,5	18	60	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	6,3-11	10,5	26	85	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-11	10,5	36	120	0,8
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-11	10,5	44	145	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-11	10,5	52	175	0,7
ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3-11	10,5	73	260	0,65
ТРДЦН-80000/110	80000	115	6,3-11	10,5	89	315	0,6

Таблица А.7 - Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслосланцевой изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке

Сечение жилы, кв.мм	Ток, А, для кабелей при прокладке	
	в воздухе	в земле
2,5	-	-
4	-	-
6	-	-
10	42	60
16	50	80
25	70	105
35	85	125
50	110	155
70	135	190
95	165	225
120	190	260
150	225	300
185	290	390

Таблица А.8 - Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблица А.9 - Удельные токи замыкания на землю, А/км

Сечение жилы, мм ²	при 10 кВ
16	0,52
25	0,62
35	0,69
50	0,77
70	0,9
95	1,0
120	1,1
150	1,3
185	1,4
240	1,6

Таблица А.10 - Экономическая плотность тока

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

Таблица А.11 - Экономическая плотность тока для ЛЭП – 110, 220 кВ

Проводники	J _э при T _М		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Алюминий	1,3	1,1	1

Таблица А.12 - Допустимый длительный ток для проводов марки АС ЛЭП – 110, 220 кВ

Сечение, мм ²	I _{дл} , А	Сечение, мм ²	I _{дл} , А
10	84	95	330
16	111	120	390
25	142	150	450
35	176	185	520
50	210	240	610
70	265	300	690

Таблица А.13 - Активное и реактивное сопротивление сталеалюминевых проводов

Марка провода	Сопротивление единицы длины, Ом/км	
	активное	индуктивное
АС 35	0,9	0,43
АС 50	0,65	0,42
АС 70	0,46	0,41
АС 95	0,33	0,40
АС 120	0,27	0,39
АС 150	0,21	0,38
АС 185	0,17	0,37
АС 240	0,13	0,36
АС 300	0,11	0,35

Таблица А.14 - Средние значения отношения x_{Σ} / r_{Σ} постоянной времени и T_a ударного коэффициента $k_{уд}$ для характерных радиальных ветвей системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ

Схема	Точка КЗ	Ветвь	x_{Σ} / r_{Σ}	T_a, c	$k_{уд}$
	K1	Энергосистема	10	0,03	1,72
	K2	Энергосистема и ВЛ 110-220 кВ	15	0,05	1,8
	K3	Энергосистема и трансформатор ГПП 25-80 МВА	35-50	0,12-0,16	1,92-1,94
	K4	Линейный реактор $I_{ном} \geq 1 \text{ кА}$ $I_{ном} \leq 0,63 \text{ кА}$	72 35	0,23 0,11	1,96 1,91
	K5	Трансформатор 10(6)/0,4-0,69 кВ	6-10	0,02-0,03	1,6-1,7
	K6	Кабельная линия 10(6) кВ длиной 200-300 м	3	1,4	0,01
		Асинхронный электродвигатель	13	0,04	1,6
		Синхронный электродвигатель мощностью, МВт:			
		До 1,6 2-4 выше 4	16 22 32	0,05 0,07 0,10	1,8 1,9 1,9

Таблица А.15 - Расчетные коэффициенты электрических нагрузок электроприемников

Электроприемники	$k_{и}$	$\cos \varphi$
1. Металлорежущие станки	0,12-0,2	0,65
2. Электродвигатели сопротивления	0,7	1,0
3. Вентиляторы	0,7	0,8
4. Насосы	0,7	0,8
5. Компрессоры	0,7	0,8

Таблица А.16 - Параметры оборудования ОРУ 110 кВ

Разъединители								
Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод
				амплитуда предельного сквозного тока	предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей	
РНДЗ 2-СК-110/1000У	110	26	1000	80	31,5	3	1	ПР-У1
РНД-110/1000У1	110	26	1000	80	31,5	3	1	ПР-У1 ПД-5У1
РНД31а-110/1000У1	110	26	1000	80	31,5	3	1	ПР-У1 ПД-5У1

Таблица А.16 - Окончание

Короткозамыкатель										
Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Полное время включения без гололеда, с, не более	Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н, не более	Привод	
КЗ-110 УХЛ1	110	126	51	12,5	12,5	3	0,14	784	ПРК-1У1 ПРК-1ХЛ1	
Отделитель										
Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный ток термической стойкости главных ножей, кА	Амплитуда предельного сквозного тока главных ножей, кА	Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н	Полное время отключения с приводом, не более, с			Привод
							без гололеда	при гололеде толщиной, мм		
								10	15	
ОДЗ-110/1000 УХЛ1	110	1000	31,5	80	3	780	0,38	0,45	0,5	ПРО-1У1 ПРО-1ХЛ1
Выключатель										
Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, КЗ		Ток термической стойкости, кА допустимое время её действия, с	Время отключения (с приводом), с	Собственное время отключения (с приводом), с		
				Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей					
ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1	110	1000	20	52	20	20/3	0,08	0,05		
Трансформаторы тока										
Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность	
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
ТВ110-У2; ХЛ2	200/5	75	5	-	-	-	10	20	-	
		100		-	-	-	20		-	
		150		-	-	-	20		22	
	300/5	200	5	-	-	10	30	20	-	
		100		-	-	-	20		-	
		150		-	-	-	20		-	
		200		-	-	10	30		22	
		300		-	-	15	40		20	
	600/5	200	5	-	-	10	30	20	22	
		300		-	-	15	40		20	
		400		-	-	30	-		15	
		600		10	20	50	-		25	

**Укрупнённые технико-экономические показатели стоимости
элементов СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Таблица Б.1 - Укрупненные показатели стоимости оборудования

Тип	U _{ном} , кВ	S _{ном} , кВ·А	Стоимость, руб
Трансформаторы силовые, руб. на I кв. 1998 г			
ТДНЛ-63000/35	35	63000	880133
ТДТН-25000/110	110	25000	1489291
ТМН-2500/35	35	2500	281308
ТМН-4000/35	35	4000	324348
ТМНЛ-16000/10	10	16000	590674
ТМНС-10000/35	35	10000	779283
ТРДН-25000/110	110	25000	1377366
ТРДН-32000/220	220	32000	1899058
ТРДН-40000/110	110	40000	1557161
ТРДН-63000/110	110	63000	1711481
ТРДН-80000/110	110	80000	1964704
ТРДНС-63000/220	220	63000	2805334
ТРДЦН-100000/220	220	100000	3981303
ТРДЦН-63000/110	110	63000	1831982
Масляные выключатели, руб. на конец 1997 г			
ВМТ-220-40	220		908512
ВМТ-110-40	110		298402
ВМТ-110-25	110		231426
Разъединители			
РЛНД-10	10		14310-26580
РДЗ-35	35		15120-104580
РДЗ-110	110		54180-284520
РДЗ-150	150		88650-388890
РДЗ-220	220		121440-765930
РДЗ-330	330		429930-511350
РДЗ-500	500		559080-639960
РНДЗ-330	330		475800-624960
РНДЗ-500	500		584940-629760
Трансформаторы тока, руб. на конец 1997 г			
ТФЗМ-35	35		33040-41890
ТФЗМ-110	110		60000
ТФЗМ-150	150		74730
ТФЗМ-220	220		133094
ТФЗМ-330	330		249667
ТФЗМ-500	500		379223

Таблица Б.1 - Окончание

Тип	U _{ном} , кВ	S _{ном} , кВ·А	Стоимость, руб
Трансформаторы силовые, руб. на I кв. 1998 г			
ТРДЦН-63000/220	220	63000	2641718
ТМ-25/10	10	25	9400
ТМ-40/10	10	40	10100
ТМ-63/10	10	63	11000
ТМ-100/10	10	100	14000
ТМ-160/6	6	160	15200
ТМ-160/10	10	160	15200
ТМ-250/10	10	250	20800
ТМ-400/10	10	400	24100
ТМ-630/10	10	630	28000
ТМ-1000/10	10	1000	70100
ТСЗУ-1000	10	1000	125000
ТСЗУ-630	10	630	115000
ТСЗУ-400	10	400	100000
Отделители			
ОДЗ-35	35		89550-114300
ОДЗ-110	110		229920-289890
ОДЗ-150-220	150-220		355470-403500
Короткозамыкатели			
КРН-35У1	35		79230
КЗ110 У(ХЛ)1	110		76650-81960
КЗ-150, 220 У1	150, 220		82710-92790
Разрядники трубчатые			
РТВ-10, 35, 110	10,35,110		2370-5400
Трансформаторы напряжения, руб. на конец 1997 г			
ЗНОМ-15/63У2	15		20000
ЗНОМ-20	20		20000
ЗНОМ-35-65	35		8000
НОМ-35-66	35		8800
НКФ-110-57	110		32000
НКФ-110-58	110		34000
НКФ-220-58	220		60000
НКФ-330	330		82000

Таблица Б.2 - Укрупненные показатели стоимости ячеек КРУ 6-10 кВ

Тип ячейки	КРУ серии	Номинальный ток выключателя, А	Тип выключателя	Стоимость, тыс. руб. (на 1984 г)			
				строительных работ	монтажных работ	оборудования	общая
КРУ	...	600	ВМПЭ-10	...	0,06	1,42	1,48
КРУ	...	600-1000	ВМПП-10	...	<u>0,075</u> 0,066	<u>1,59</u> 1,98	<u>1,665*</u> 2,046
КРУН	К-VI-V	600-1000	ВМП-10К	0,107	0,05	2,65	2,807
КРУН	К-37	600-1000	ВМП-10К	0,132	0,05	3,72	,0902
РП	КРУ2-20-20УЗ	630-1600	ВМПЭ-10	–	0,04	1,42	1,46
РП	КР-10-31,5УЗ	630-1600	ВМПЭ-10	–	0,04	2,55	2,59
РП	КСО-272	630-1000	ВМГ-10	–	0,04	1,39	1,43
РП	КМ-1-20	630-1600	ВК-10	–	–	0,04	2,36
РП	КМ-1-31,5	630-1600	ВК-10	–	0,04	2,38	2,42

*-В числителе – серии КРУ-2-10-20УЗ, в знаменателе – серии К-ХП со шкафами серии К-ХV на вводах и секционных выключателях при токе 3000 А.

Таблица Б.3. Укрупненные показатели стоимости РУ собственных нужд 0,4-6 кВ

Наименование	Стоимость, тыс. руб. (на 1984 г)		
	оборудования	монтажа	всего
Шкаф КРУ КТП-СН-05	2,67	0,22	2,89
Ячейка КРУ 6 кВ отходящая с выключателем типа:			
ВМПЭ-10 на 630, 1000, 1600 и 2000 А	2,2	0,33	2,53
ВЭ-10/31,5УЗ на 1600, 2000А	8,3	0,36	8,66
ВЭ(С)-6/40УЗ на 1600, 2000 А	8,5	0,36	8,86
Ячейка вводная с выключателями типа	3,8	0,8	4,6
ВМПЭ-10 на 2000, 3200 А	8,3	0,8	9,1
ВЭ-10/31,5УЗ на 1000, 3200А	8,5	0,8	9,3
ВЭ(С)-6/40УЗ на 2000, 3200 А			

Таблица Б.4 - Укрупненные показатели стоимости синхронных электродвигателе

Тип	U _{ном} , кВ	n _н , об/мин	S _{ном} , кВА	Стои-мость, руб
Электродвигатели синхронные, руб. 1984 г				
СДН	6	1000	1000	780
СДН	6	1000	1250	9100
СДН	6	1000	1600	
СДН	6	1000	2500	12600
СДН	6	1000	3200	14600
СДН	6	1000	4000	
СДН	6	1000	5000	
СДН	6	1000	6300	
СДН	6	750	800	8200
СДН	6	750	1000	8800
СДН	6	750	1250	
СДН	6	750	1600	10800
СДН	6	750	2000	12200
СДН	6	750	2500	
СДН	6	750	3200	
СДН	6	750	4000	
СДН	6	750	5000	
СДН	6	750	6300	
СДН	6	750	8000	
СДН	6	750	10000	
СДН	6	500	400	7700
СДН	6	500	500	8200

Таблица Б.4 - Продолжение

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{н}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, кВА	Стои-мость, руб
Электродвигатели синхронные, руб. 1984 г				
СТД-630-23УХЛ4	10	3000	630	11300
СТД-800-23УХЛ4	10	3000	800	12200
СТД-1000-23УХЛ4	10	3000	1000	13500
СТД-1250-23УХЛ4	10	3000	1250	14600
СТД-1600-23УХЛ4	10	3000	1600	15800
СТД-2000-23УХЛ4	10	3000	2000	17200
СТД-2500-23УХЛ4	10	3000	2500	19200
СТД-3150-23УХЛ4	10	3000	3150	21000
СТД-4000-23УХЛ4	10	3000	4000	22600
СТД-5000-23УХЛ4	10	3000	5000	26400
СТД-630-2РУХЛ4	10	3000	630	10700
СТД-800-2РУХЛ4	10	3000	800	11700
СТД-1000-2РУХЛ4	10	3000	1000	13000
СТД-1250-2РУХЛ4	10	3000	1250	14100
СТД-1600-2РУХЛ4	10	3000	1600	15300
СТД-2000-2РУХЛ4	10	3000	2000	16700
СТД-2500-2РУХЛ4	10	3000	2500	18800
СТД-3150-2РУХЛ4	10	3000	3150	20300
СТД-4000-2РУХЛ4	10	3000	4000	22100
СТД-5000-2РУХЛ4	10	3000	5000	25700
СТД-6300-23УХЛ4	10	3000	6300	34800
СТД-8000-23УХЛ4	10	3000	8000	41200
СТД-10000-23УХЛ4	10	3000	10000	47300
СТД-12500-23УХЛ4	10	3000	12500	54800
СТДП-1250-2УХЛ4	10	3000	1250	15000
СТДП-1600-2УХЛ4	10	3000	1600	17000
СТДП-2000-2УХЛ4	10	3000	2000	19300
СТДП-2500-2УХЛ4	10	3000	2500	20600
СТДП-3150-2УХЛ4	10	3000	3150	23300
СТДП-4000-2УХЛ4	10	3000	4000	25000
СТДП-5000-2УХЛ4	10	3000	5000	29400
СТДП-6300-2УХЛ4	10	3000	6300	38300
СТДП-8000-2УХЛ4	10	3000	8000	45000
СТДП-10000-2УХЛ4	10	3000	10000	51000

**Таблица Б.5 - Стоимость монтажа и материала 1 км кабелей напряжением 6, 10 кВ
(на 1984 г)**

Стоимость, тыс. руб., для кабелей марок при прокладке							
на конструкциях					в траншее		
Напряжение 6 кВ							
Сечение, мм ²	ААБлГУ	ААГУ	ААШвУ	АСБГУ	ААБ2ЛУ	ААШвУ	СБУ
3х50	<u>2,71</u> 2,15	<u>2,09</u> 1,57	<u>2,71</u> 2,19	<u>3,86</u> 3,22	<u>3,45</u> 2,42	<u>3,22</u> 2,19	<u>6,18</u> 5,1
3х70	<u>3,06</u> 2,5	<u>2,4</u> 1,88	<u>3,09</u> 2,58	<u>4,36</u> 3,71	<u>3,82</u> 2,79	<u>3,61</u> 2,58	<u>7,49</u> 6,41
3х95	<u>3,48</u> 2,92	<u>2,79</u> 2,27	<u>3,61</u> 3,05	<u>4,86</u> 4,22	<u>4,3</u> 3,22	<u>4,08</u> 3,05	<u>9,13</u> 8,02
3х120	<u>3,98</u> 3,34	<u>3,21</u> 2,65	<u>4,03</u> 3,47	<u>5,51</u> 4,87	<u>4,75</u> 3,68	<u>4,5</u> 3,47	<u>10,61</u> 9,51
3х150	<u>4,5</u> 3,86	<u>3,68</u> 3,12	<u>4,63</u> 3,99	<u>6,29</u> 5,65	<u>5,29</u> 4,21	<u>5,06</u> 3,99	<u>12,35</u> 11,24
3х185	<u>5,17</u> 4,49	<u>4,38</u> 3,7	<u>5,26</u> 4,58	<u>7,12</u> 6,38	<u>5,95</u> 4,87	<u>5,66</u> 4,58	<u>14,37</u> 13,21
3х240	<u>5,94</u> 5,26	<u>5,1</u> 4,42	<u>6,2</u> 5,52	<u>8,34</u> 7,6	<u>6,75</u> 5,67	<u>6,6</u> 5,52	<u>17,37</u> 16,21
Напряжение 10 кВ							
3х50	<u>3,16</u> 2,6	<u>2,47</u> 1,96	<u>3,18</u> 2,66	<u>4,39</u> 3,75	<u>3,92</u> 2,88	<u>3,7</u> 2,66	<u>6,71</u> 5,63
3х70	<u>3,49</u> 2,93	<u>2,78</u> 2,27	<u>3,58</u> 3,02	<u>4,98</u> 4,35	<u>4,34</u> 3,27	<u>4,05</u> 3,02	<u>8,22</u> 7,14
3х95	<u>4,0</u> 3,36	<u>3,21</u> 2,65	<u>4,04</u> 3,48	<u>5,72</u> 5,08	<u>4,78</u> 3,7	<u>4,51</u> 3,48	<u>9,9</u> 8,79
3х120	<u>4,41</u> 3,76	<u>3,57</u> 3,0	<u>4,57</u> 3,93	<u>6,27</u> 5,63	<u>5,2</u> 4,12	<u>5,0</u> 3,93	<u>11,46</u> 10,35
3х150	<u>4,9</u> 4,26	<u>4,01</u> 3,45	<u>5,1</u> 4,46	<u>7,0</u> 6,3	<u>5,71</u> 4,63	<u>5,53</u> 4,46	<u>13,29</u> 12,13
3х185	<u>5,57</u> 4,89	<u>4,73</u> 4,05	<u>5,76</u> 5,08	<u>7,82</u> 7,08	<u>6,38</u> 5,3	<u>6,15</u> 5,08	<u>15,38</u> 14,21
3х240	<u>6,58</u> 5,84	<u>5,53</u> 4,85	<u>6,75</u> 6,07	<u>9,19</u> 8,36	<u>7,36</u> 6,25	<u>7,15</u> 6,07	<u>18,55</u> 17,33

Примечание:

- В стоимость включается приобретение кабеля, установка кабельных металлоконструкций, прокладка кабелей по металлоконструкциям и в траншее, заделка концов кабеля и монтаж муфт.
- В числителе указана стоимость по примеч. 1, в знаменателе – стоимость кабеля.

Таблица Б.6 - Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ, тыс. руб/км (на 1984 г)

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18	18,8
	III	19,4	19,1	19	19	19,7	20
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22	22	24	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27	27,2	28	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14
	II	12	12	11,4	11,7	12,9	14
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17	20	22	24
	II	17,8	17,8	18,1	20	22	24
	III	21,4	21	20,4	22,2	23,6	25
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	—
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	—
	III	5,7	6	6,2	6,8	7,5	—
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	—

Таблица Б.7 - Стоимость 1 км кабеля

Тип кабеля	U _{ном} , В	F, мм ²	Стоимость, руб/км
АВРГ	660	3 x 2,5	175
АВРГ	660	3 x 6	265
АВРГ	660	3x10	365
АВРГ	660	3 x 25	775
АВРГ	660	3 x 35	1045
АВРГ	660	3 x 50	1450
АВРГ	660	3 x 70	1800
АВРГ	660	3 x 90	2410
АВРГ	660	3 x 120	3030
АВРГ	660	3 x 150	3770
АВРГ	660	3 x 185	4640
АВРГ	660	3 x 240	6100
АВРГ	660	3 x 300	6250
АВРБГ	660	3 x 2,5	390
АВРБГ	660	3 x 4	455
АВРБГ	660	3 x 6	530
АВРБГ	660	3 x 10	665
АВРБГ	660	3 x 16	875
АВРБГ	660	3 x 25	1190
АВРБГ	660	3 x 35	1500
АВРБГ	660	3 x 50	1965

Таблица Б.7 – Окончание

АВРБГ	660	3 x 70	2360
АВРБГ	660	3 x 95	3030
АВРБГ	660	3 x 120	3680
АВРБГ	660	3 x 150	4610
АВРБГ	660	3 x 185	5600
АВРБГ	660	3 x 240	7140
ААШВ	660	3 x 10N1 x 6	750
ААШВ	660	3 x 16N1 x 10	885
ААШВ	660	3 x 25N1 x 16	990
ААШВ	660	3 x 35N1 x 16	1140
ААШВ	660	3 x 50N1 x 25	1380
ААШВ	660	3 x 70N1 x 25	1655
ААШВ	660	3 x 95N1 x 35	2020
ААШВ	660	3 x 120N1 x 3	2510
ААШВ	660	3 x 185N1 x 50	3700
ААШВ	660	3 x 10N1 x 6	795
ААШВ	660	3 x 16N1 x 10	920
ААШВ	660	3 x 25N1 x 16	1030
ААШВ	660	3 x 35N1 x 16	1175
ААШВ	660	3 x 50N1 x 25	1410
ААШВ	660	3 x 70N1 x 25	1690
ААШВ	660	3 x 95N1 x 35	2040
ААШВ	660	3 x 120N1 x 35	2520
ААШВ	660	3 x 150N1 x 50	3120
ААШВ	660	3 x 185N1 x 50	3600
ААШВ	1000	3 x 6	570
ААШВ	1000	3 x 10	630
ААШВ	1000	3 x 16	720
ААШВ	1000	3 x 25	850
ААШВ	1000	3 x 35	1000
ААШВ	1000	3 x 50	1220
ААШВ	1000	3 x 70	1510
ААШВ	1000	3 x 95	1875
ААШВ	1000	3 x 120	2200

**Таблица Б1 - ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ СМЕТЫ
НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ**

Предприятие: машиностроительный завод,
район стройки - 4-й.

Исходные данные:

Спецификация на электрооборудование и электроматериалы, чертеж № 5000.

1. Комплектная однострансформаторная подстанция внутренней установки - 1 к-т.
в составе:

- а) трансформатор ТНЗ-1600кВА - 1 шт.
- б) шкаф вводной высокого напряжения, ШВВ-3 - 1 шт.
- в) шкаф вводной низкого напряжения, ШНВ-3М - 1 шт.
- г) шкаф отходящих линий; ШНЛ-1м - 1 шт.
- д) шкаф отходящих линий; ШНЛ-2м - 1 шт.

2. Кабель ААШв-10кВ сечением 3х120 мм² - 0,2 км

3. Полоса стальная сечением 40х4 мм² - 25 м

**Таблица Б2 - ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА
НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ**

№№ пп	Наименование укрупнен. по- казат. и нормативов прейскуранта, ценника №№ поз.	Наименование и характеристика оборудования и монтажных работ	Ед. изм	Кол- во	Сметная стоимость в тыс. руб.			
					обору- дование	монтажные работы	обору- дование	монтажные работы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Раздел I. Электрооборудование и его монтаж.								
		Комплектная однострансформаторная подстанция внутренней установки в составе:	к-т	1				
1.	15-05-1 стр.8 8-694	Трансформатор ТНЗ-1600кВА, массой 7900кг	шт.	1	9350,0	156,0	9350,0	156,0
2.	15-05-1 стр.92 8-885	Шкаф вводной высокого напряжения, ШНВ-3	шт.	1	750,0	39,4	750,0	39,4
3.	15-05-1 доп.№ 4 8-885	Шкаф вводной низкого напряжения, ШНВ-3	шт.	1	5000,0	39,4	5000,0	39,4
4.	15-05-1 доп.№ 4 8-886	Шкафы отходящих линий ШНЛ-1М	шт.	1	3700,0	35,6	3700,0	35,6
5	-"	ШНЛ-2М	шт.	1	4300,0	35,6	4300,0	35,6
ИТОГО:							23100,0	306,0
6.	Указание №11 ГПИ ЭП 1973г.	Тара, транспортные и заготовительно-складские расходы 7% от 23100,0					1617,0	
ИТОГО: по разделу I.							24717,0	306,0

Таблица Б2 - Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8
II. Монтажные работы.							
7.	8-4722	Шина заземления в подстанции, сечением 160мм ²	100т	0,25	-	76,1	- 19,0
8.	8-1512	Прокладка кабеля массой до 3 кг по кабельным конструкциям	100т	2,0	-	21,0	- 42,0
9.	8-1601	Заделка концов кабеля напряжением 10кВ сечением до 150мм ²	шт.	2	-	7,57	- 15,1
Материалы не учтенные ценником:							
10.	15-09 стр.16 =1,112	Кабель ААШв-10кВ сечением 3х120 мм ²	км	0,2	-	3069,1	- 613,8
Итого по материалам:							
Итого по разделу II:							
Стоимость монтажных работ по разделам I + II:							
11.	Пост СМ №950 от 2.12.68 г.	Плановые накопления 6% от 996,9					59,8
Всего по монтажным работам:							
							1055,7

Сводка итогов		
№ раздела сметы	Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Электрооборудование	24,72
2	Монтаж	1,06
ВСЕГО:		25,78

Составил ()

(должность, подпись)

Проектировал ()

(должность, подпись)

" " 19 ____ г.

**НОРМЫ ОТЧИСЛЕНИЙ ОТ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ
ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

№№ пп	Наименование элементов электроснабжения	Амортизационные отчисления р _а	Отчисления на текущий ремонт и эксплуатацию р _э
1.	ВЛ до 220кВ на металлических и ж/б опорах	0,035	0,005
2.	То же, на опорах из пропитанной древесины	0,066	0,01
3.	То же, на деревянных опорах с ж/б пасынками	0,053	0,01
4.	ВЛ 35-160кВ на металлических и ж/б опорах	0,028	0,004
5.	То же, на опорах из пропитанной древесины	0,053	0,01
6.	То же, на деревянных опорах с ж/б пасынками	0,042	0,01
7.	ВЛ 220кВ и выше на металлических и ж/б опорах	0,024	0,004
8.	Кабельные линии в земле и под водой до 10кВ включительно	0,03	0,015
9.	То же, 35кВ	0,041	0,02
10.	То же, 110кВ и выше	0,022	0,02
11.	Кабельные линии до 10кВ включительно, проложенные в помещении, а также открыто по эстакадам или конструкциям	0,024	0,01
12.	То же, 35кВ	0,033	0,005
13.	Электродвигатель до 100кВт	0,102	0,017
14.	То же, свыше 100кВт	0,074	0,01
15.	Подстанции, распредустройства и силовое электрооборудование	0,063	0,01
16.	Токопроводы 6-10кВ	0,03	0,01
17.	Аккумуляторы стационарные	0,154	0,02
18.	То же, при непрерывном подзаряде	0,002	0,01
19.	Измерительные и регулирующие приборы и устройства	0,12	0,01
20.	Батареи статических конденсаторов	0,075	0,008

**ПРИМЕР ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СРАВНЕНИЯ ДВУХ ВАРИАНТОВ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХОВ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА**

На рис. Д.1 приведены принципиальные схемы двух вариантов электроснабжения.

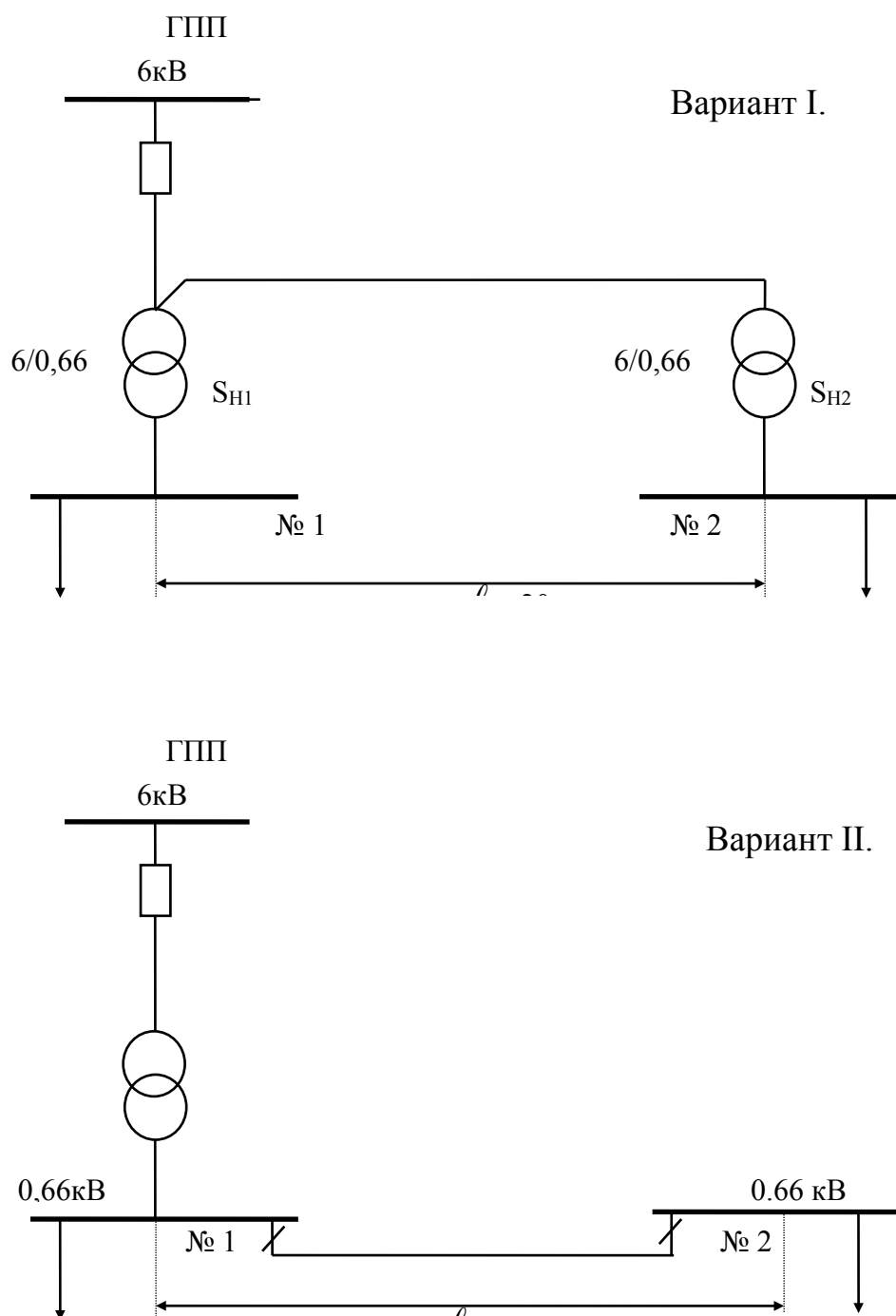


Рисунок Д.1 - Принципиальные схемы вариантов электроснабжения на высоком и низком напряжении

Необходимо обеспечить питание двух цехов от ГПП на напряжение 6 кВ.

Вариант 1 предусматривает питание обоих цехов на напряжение 6 кВ, кабельными линиями, с установкой комплектных трансформаторных подстанций.

Вариант 2 предусматривает питание цеха № 1 на напряжение 6 кВ, а цеха № 2 на низковольтное напряжение 0,66 кВ с питанием от трансформаторов цеха № 1.

Подстанции двухтрансформаторные. Однако в целях упрощения на рис. Г.1 вторые аналогичные половины схем не показаны.

Максимальная нагрузка цеха № 1 составляет 2800 кВ·А. На подстанции устанавливаются в первом варианте два трансформатора по 1600 кВА. Нагрузка цеха № 2 составляет 1600 кВ·А с установкой на подстанции двух трансформаторов по 1000 кВ·А.

Во втором варианте устанавливаются два трансформатора по 2500 кВ·А при нагрузке 4400 кВ·А (коэффициенты мощности нагрузок обеих подстанций принимаются одинаковыми).

Приведенные затраты питающих кабелей от ГПП можно считать одинаковыми, в обоих вариантах, поэтому они в расчетах не учитываются.

Расстояние между подстанциями цехов составляет $L=200$ м. Годовое время работы и время использования максимума нагрузки составляет соответственно $T_{\Gamma}=8000$; $T_{\text{М}}=6000$ час/год. Стоимость 1кВт·ч электроэнергии $C_{\text{УЭ}}=1,5$ руб/кВт·ч.

Высоковольтный и низковольтный кабели между двумя подстанциями принимается соответственно марки ААШВ-6 кВ сечением $3 \times 95 \text{ мм}^2$ и марки ААШВ-1кВ сечением $3(3 \times 185 \text{ мм}^2)$.

На основании исходных данных определяем капитальные затраты для трансформаторов и кабельных линий.

Для комплектных трансформаторных подстанций имеем:

Для п/ст. № 1 (2×1600 кВ·А) $K_1=648000$ руб.

Для п/ст. № 2 (2×1000 кВ·А) $K_2=548000$ руб.

При этом на каждый трансформатор приходится:

$K_{\text{У1}} = K_1 / 2 = 324000$ руб.

$K_{\text{У2}} = K_2 / 2 = 274000$ руб.

Для подстанции с трансформаторами 2×2500 кВ·А

$K = 779000$ руб.

или на каждый трансформатор

$K_{\text{У}} = K / 2 = 389500$ руб.

Суммарный коэффициент отчислений для трансформаторов $p=0,22$.

Для высоковольтной кабельной линии варианта I с двумя кабелями ААШВ-6 кВ сечением $3 \times 95 \text{ мм}^2$ в траншее (включая ее стоимость) имеем на 1 км длины:

$K_{\text{УВ}} = 75000$ руб./км.

Для низковольтной кабельной линии сечением $3(3 \times 185 \text{ мм}^2)$ имеем:

$K_{\text{УН}} = 242000$ руб./км.

Суммарный коэффициент отчислений для кабельной линии $p=0,19$.

Потери х.х. и номинальные и нагрузочные (к.з.) потери составляют:

Для трансформатора 1 мощностью $S_{\text{Н1}}=1600$ кВ·А:

$\Delta P_{\text{ХХ1}}=3,3$ кВт; $\Delta P_{\text{НН1}}=18,0$ кВт.

Для трансформатора 2 мощностью $S_{\text{Н2}}=1000$ кВ·А:

$\Delta P_{\text{ХХ2}}=2,45$ кВт; $\Delta P_{\text{НН2}}=12,2$ кВт.

Для трансформатора мощностью $S_{\text{Н}}=2500$ кВ·А:

$\Delta P_{\text{ХХ}}=4,6$ кВт; $\Delta P_{\text{НН}}=25,0$ кВт.

Соответствующие коэффициенты загрузки трансформаторов составляют:

$K_{31} = 1400/1600 = 0,875$;

$K_{32} = 800/1000 = 0,8$;

$K_3 = 2200/2500 = 0,88$.

Относительное время использования максимума потерь составляет (при $\frac{T_M}{T_\Gamma} > 0,7$)

$$\tau_* = \frac{T_M^2}{T_\Gamma^2} = \frac{6000^2}{8000^2} = 0,563$$

Таким образом, средние потери активной мощности на каждый трансформатор составляют соответственно:

$$\Delta P_{YC1} = \Delta P_{XX1} + \Delta P_{HH1} * K_{31}^2 * \tau_* = 3,3 + 18 * 0,875^2 * 0,563 = 6,85 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{YC2} = \Delta P_{XX2} + \Delta P_{HH2} * K_{32}^2 * \tau_* = 2,45 + 12,2 * 0,8^2 * 0,563 = 11,05 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{YC} = \Delta P_{XX} + \Delta P_{HH} * K_3^2 * \tau_* = 4,6 + 25 * 0,88^2 * 0,563 = 15,5 \text{ кВт.}$$

Средние потери активной мощности:

для двух высоковольтных кабельных линий 6кВ на 1 км длины:

$$\Delta P_{YCB} = 2 \cdot \frac{3 \cdot \rho \cdot 1,1^2 \cdot S_2^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* = 2 \cdot \frac{3 \cdot 0,0312 \cdot 1,1^2 \cdot 800^2 \cdot 0,563}{95 \cdot 6^2} = 24 \text{ кВт};$$

для двух низковольтных линий на 1 км длины:

$$\Delta P_{YCH} = 2 \cdot \frac{3 \cdot \rho \cdot S_1^2}{F \cdot U_H^2} \cdot \tau_* = 2 \cdot \frac{3 \cdot 0,0312 \cdot 800^2 \cdot 0,563}{3 \cdot 185 \cdot 0,66^2} = 278 \text{ кВт};$$

Стоимость 1 кВт.года электроэнергии равна:

$$\gamma = T_\Gamma * C_{YЭ} = 8000 * 1,5 = 12000 \text{ руб/кВт.год}$$

Все результаты расчетов сведены в таблицу Д.1.

Дальнейшие расчеты ясны из таблицы и дополнительных пояснений не требуют.

Из таблицы видно, что первый вариант оказался экономичнее.

При этом годовой экономический эффект составляет:

$$\Xi = Z_1 - Z_2 = 1219776 - 753170 = 466606 \text{ руб/год.}$$

Таблица Д.1 - Определение экономических показателей вариантов

№№ пп	Элементы электрооборудования	К _у руб./шт. руб./км	N шт. км	K руб.	P 1/год	K _Г руб./год	ΔP _{уc} кВт	ΔP=ΔP _{уc} *N кВт	γ руб./ кВт.год	C _э =ΔP*γ руб./год	3=K _Г +C _э руб./год
ВАРИАНТ 1											
1.	Трансформатор ТНЗ 10/0,4кВ, 1600кВА	324000	2	648000	0,22	142560	11,05	22,1	12000	265200	407760
2.	То же 1000кВА	274000	2	548000	0,22	120560	6,85	13,7	12000	164400	284960
3.	Кабель ААШв-6кВ в траншее 2 (3х95)мм ²	75000	0,2	15000	0,19	2850	24,0	4,8	12000	57600	60450
				1211000		265970				487200	753170
ВАРИАНТ 2											
1.	Трансформатор ТНЗ 10/0,4кВ, 2500кВА	389500	2	779000	0,22	171380	15,5	31,0	12000	372000	543380
2.	Каб. ААШв-1кВ в траншее 6 (3х185)мм ²	242000	0,2	48400	0,19	9196	278,0	55,60	12000	667200	676396
						180576				1039200	1219776

ПРИМЕР ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СРАВНЕНИЯ ДВУХ ВАРИАНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Технико-экономический расчет производится для двух вариантов построения схемы электроснабжения (рисунки Е.1 и Е.2).

Вариант 1: предусматривается питание КТП1 и восьми высоковольтных синхронных двигателей (4х400 кВт, 2х630 кВт, 2х1250 кВт) от РУ 10 кВ ГПП радиальными линиями, выполненными кабелем ААШв, проложенным по эстакаде.

Вариант 2: предусматривается сооружение распределительного пункта (РП1), от которого получают питание КТП1 и высоковольтные двигатели. Расстояние от ГПП до РП1 – 3—метров.

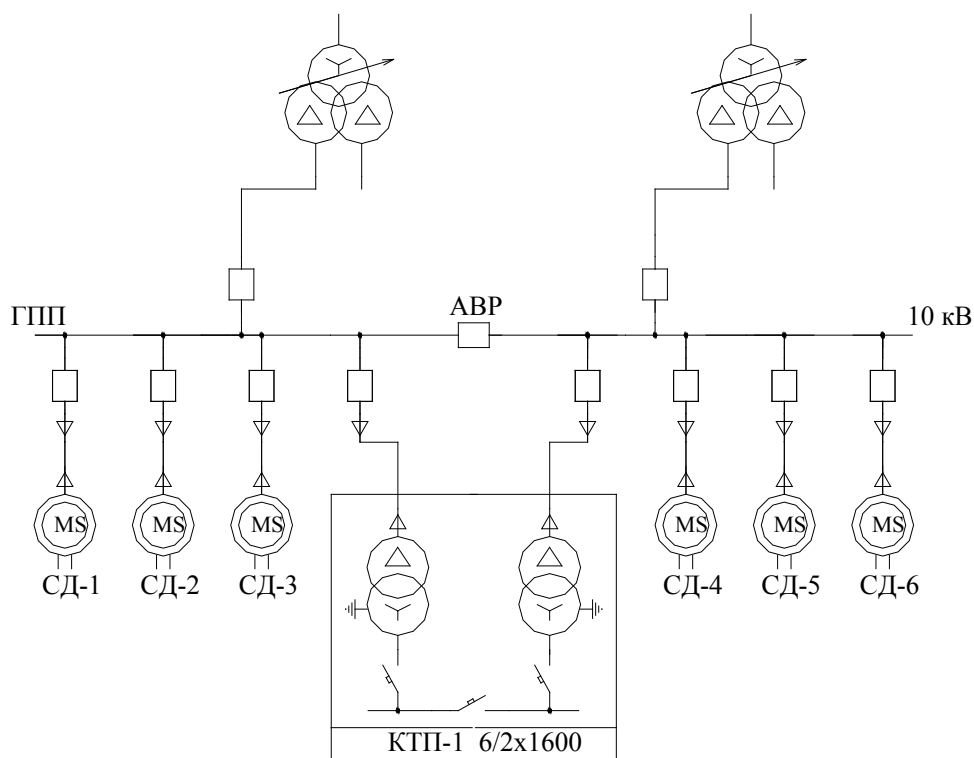


Рисунок Е.1 - Вариант 1

Достоинства первого варианта:

- простота и надежность;
- не требуется дополнительных затрат на строительство РП;
- выдержка времени срабатывания релейной защиты меньше у одноступенчатой схемы, чем у двухступенчатой.

Недостатки:

- увеличенный расход кабеля;
- увеличенный объем монтажных работ;
- большие потери в кабельных линиях.

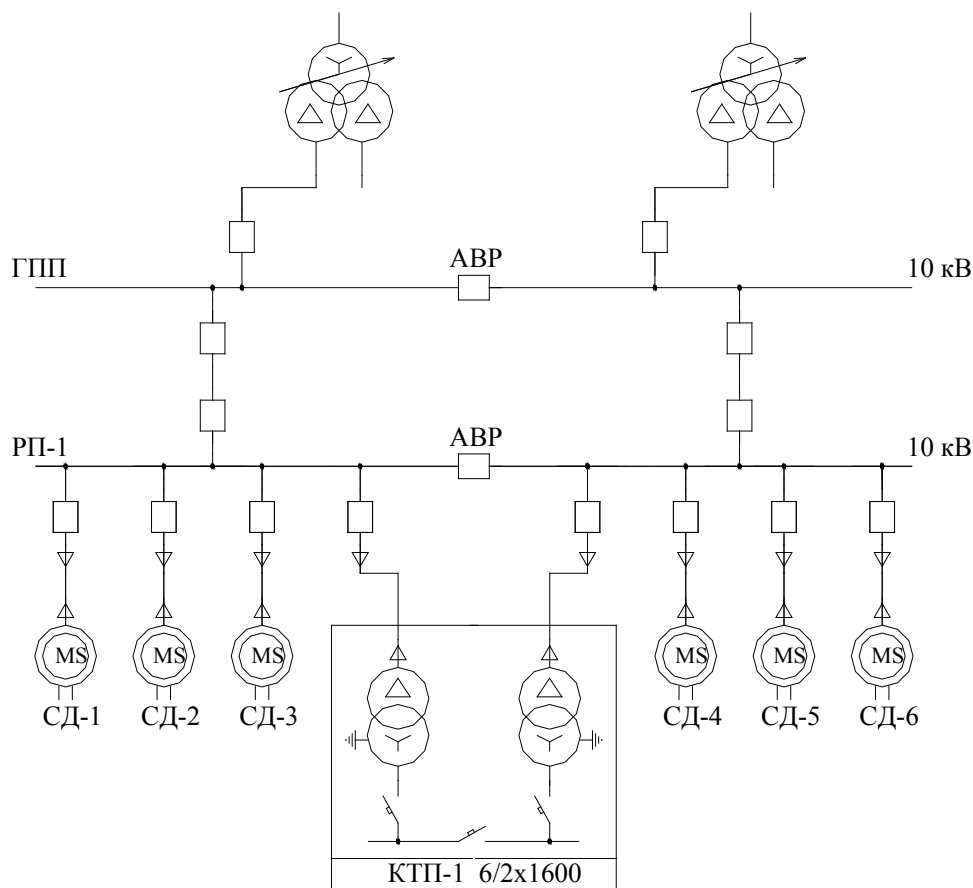


Рисунок Е.2 - Вариант 2.

Достоинства второго варианта:

- уменьшение ячеек на ГПП;
- уменьшение расхода высоковольтного кабеля;
- уменьшение объема строительно-монтажных работ.

Недостатки:

- увеличение времени действия релейной защиты;
- увеличение капитальных затрат на строительство и монтаж оборудования РП.

Наиболее экономичным решением выбора варианта схемы электроснабжения будет вариант, отвечающий требованиям и имеющий наименьшие годовые приведенные затраты. При сравнении вариантов учитываются только те элементы, которые отличаются.

Капитальные вложения определяются по формулам п.1.3 и приложения Б. Результаты расчетов приведены в таблицах Е.1 и Е.2.

Ежегодные издержки эксплуатации C определяются согласно методики, описанной в параграфах 1 и 2.

$$C = C_a + C_{po} + C_3$$

Амортизационные отчисления рассчитываются по годовым нормам амортизации P_a (приложение Г):

$$C_a = P_a \cdot K$$

Затраты на ремонт и обслуживание в данном случае определяем упрощенно, на основании выражения:

$$C_{po} = P_{po} \cdot K ,$$

где P_{po} - коэффициент отчислений на ремонт и обслуживание выбирается на основании приложения В.

Затраты на потери электроэнергии в элементах электрической сети согласно методики, изложенной в §1.4.2.

$$C_{\gamma} = \Delta P_{\text{м}} \cdot \delta_{*} \cdot \gamma$$

В расчетах принято:

$$\alpha = 208,6 \text{ руб/кВт*мес};$$

$$\beta = 0,287 \text{ руб/кВт*час}.$$

Годовое число часов работы T_{Γ} и число часов использования максимума активной нагрузки $T_{\text{м}}$ выбираем согласно ПУЭ:

$$T_{\text{м}} = 7100 \text{ ч/год},$$

$$T_{\Gamma} = 8700 \text{ ч/год}.$$

Время максимальных потерь $\tau_{\text{м}}$ зависит от соотношения $T_{\text{м}}$ и T_{Γ} (§1.4.2):

$$\frac{T_{\text{м}}}{T_{\Gamma}} = 0,82, \text{ поэтому}$$

$$\tau_{\text{м}} = \frac{T_{\text{м}}^2}{T_{\Gamma}} = \frac{7100^2}{8700} = 5794 \text{ ч/год}.$$

Стоимость одного года потерь:

$$\gamma = T_{\Gamma} \cdot \left(\frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta \right) = 5794 \cdot \left(\frac{208,6 \cdot 12}{7100} + 28,7 \cdot 10^{-3} \right) = 3706 \text{ руб/кВт*год}.$$

Коэффициенты отчислений для разных элементов электроснабжения согласно приложению В сводим в таблицу Е.3.

Реальная процентная ставка рассчитанная по формуле 1.3 при следующих значениях

$$E_{\text{н}} = 0,16 \text{ 1/год}; b = 0,12 \text{ 1/год}, \text{ таким образом } r = \frac{E_{\text{н}}}{1+b} = \frac{0,16-0,12}{1+0,12} = 0,036 \text{ 1/год}.$$

Таблица Е.3 - Коэффициенты отчислений для различных элементов системы электроснабжения

Элементы системы электроснабжения	Значения коэффициентов, доли ед.			
	P_o	P_{po}	r	$E = P_o + P_{po} + E_{\text{н}}$
Кабельные линии 10 кВ по эстакаде	0,024	0,015	0,036	0,075
Оборудование РУ 10 кВ	0,063	0,01	0,036	0,109

Результаты расчетов по вариантам сводим в таблицы Е.1 и Е.2.

Из результатов расчета по таблицам Е.1 и Е.2 видно, что наиболее экономически выгодным является первый вариант схемы электроснабжения, так как приведенные затраты на него меньше.

Поэтому принимаем первый вариант схемы электроснабжения.

Таблица Е.1 - Определение приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения (вариант 1)

Назначение	Элемент электроснабжения	К _г , тыс. руб/км	N, км/шт	K=K _г N, тыс.руб	P	PxK, тыс.руб/год	R ₀ , Ом/км	I _p , A	ΔP _м , кВт	γ, тыс.руб/кВт	C _э , тыс.руб	Σ=PxK+C _э , тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГПП-КТП	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,4/2	56	0,075	4,2	0,258	249	19,2	3,706	71,16	75,36
ГПП-СД (4х400)	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,43/3	90,2	0,075	6,765	0,258	42,8	0,6	3,706	2,22	8,985
ГПП-СД (2х1250)	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,43/3	90,2	0,075	6,765	0,258	67,4	1,5	3,706	5,56	12,325
Итого:				236,6		17,73					78,94	96,67

Таблица Е.2 - Определение приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения (вариант 2)

Назначение	Элемент электроснабжения	К ₁ , тыс. руб/км	N, км/шт	K=K ₁ N, тыс.руб	P	PxK, тыс.руб/год	R ₀ , Ом/км	I _p , А	ΔP _м , кВт	γ, тыс.руб/кВт	C ₃ , тыс.руб	Σ=PxK+C ₃ , тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГПП-РП1	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,4/2	56	0,075	4,2	0,06	699	35,2	3,706	130,45	13
РП1	Ячейки КРУ 10 кВ с выключателями	23	5	115	0,109	12,54	-	-	-	-	-	12,54
РП1-КТП1	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,005/2	0,7	0,075	0,0525	0,24	240	0,2	3,706	0,74	0,79
ГПП-СД (4х400)	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,03/3	4,2	0,075	0,315	0,24	42,8	0,037	3,706	0,137	0,45
ГПП-СД (2х1250)	Кабель ААШв 3х120 по эстакаде	140	0,03/3	4,2	0,075	0,315	0,24	67,4	0,1	3,706	0,371	0,69
Итого:				187,9		17,42					131,69	149,11

Таблица Ж1 – Расчётные значения коэффициента аннуитета

$f = V/K_0$ — коэффициент аннуитета

N , годы	Процентная ставка, г %									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1,0100	1,0200	1,0300	1,0400	1,0500	1,0600	1,0700	1,0800	1,0900	1,1000
2	0,5075	0,5150	0,5226	0,5302	0,5378	0,5454	0,5531	0,5608	0,5685	0,5762
3	0,3400	0,3468	0,3535	0,3603	0,3672	0,3741	0,3811	0,3880	0,3951	0,4021
4	0,2563	0,2626	0,2690	0,2755	0,2820	0,2886	0,2952	0,3019	0,3087	0,3155
5	0,2060	0,2122	0,2184	0,2246	0,2310	0,2374	0,2439	0,2505	0,2571	0,2638
6	0,1725	0,1785	0,1846	0,1908	0,1970	0,2034	0,2098	0,2163	0,2229	0,2296
7	0,1486	0,1545	0,1605	0,1666	0,1728	0,1791	0,1856	0,1921	0,1987	0,2054
8	0,1307	0,1365	0,1425	0,1485	0,1547	0,1610	0,1675	0,1740	0,1807	0,1874
9	0,1167	0,1225	0,1284	0,1345	0,1407	0,1470	0,1535	0,1601	0,1668	0,1736
10	0,1056	0,1113	0,1172	0,1233	0,1295	0,1359	0,1424	0,1490	0,1558	0,1627
11	9,645*10 ⁻²	0,1022	0,1081	0,1141	0,1204	0,1268	0,1334	0,1401	0,1469	0,1540
12	8,885*10 ⁻²	9,456*10 ⁻²	0,1005	0,1066	0,1128	0,1193	0,1259	0,1327	0,1397	0,1468
13	8,241 *10 ⁻²	8,812*10 ⁻²	9,403*10 ⁻²	0,1001	0,1065	0,1130	0,1197	0,1265	0,1336	0,1401
14	7,690*10 ⁻²	8,260*10 ⁻²	8,853*10 ⁻²	9,467*10 ⁻²	0,1010	0,1076	0,1143	0,1213	0,1284	0,1357
15	7,212*10 ⁻²	7,783*10 ⁻²	8,377*10 ⁻²	8,994*10 ⁻²	9,634*10 ⁻²	0,1030	0,1098	0,1168	0,1241	0,1315
16	6,794*10 ⁻²	7,365*10 ⁻²	7,961*10 ⁻²	8,582*10 ⁻²	9,227*10 ⁻²	9,895*10 ⁻²	0,1059	0,1130	0,1203	0,1278
17	6,426*10 ⁻²	6,997*10 ⁻²	7,595*10 ⁻²	8,220*10 ⁻²	8,870*10 ⁻²	9,544*10 ⁻²	0,1024	0,1096	0,1170	0,1247
18	6,098*10 ⁻²	6,670*10 ⁻²	7,271*10 ⁻²	7,899*10 ⁻²	8,555*10 ⁻²	9,236*10 ⁻²	9,941 *10 ⁻²	0,1067	0,1142	0,1219
19	5,805*10 ⁻²	6,378*10 ⁻²	6,981*10 ⁻²	7,614*10 ⁻²	8,275*10 ⁻²	8,962*10 ⁻²	9,675*10 ⁻²	0,1041	0,1117	0,1195
20	5,542*10 ⁻²	6,116*10 ⁻²	6,722*10 ⁻²	7,358*10 ⁻²	8,024*10 ⁻²	8,718*10 ⁻²	9,439*10 ⁻²	0,1019	0,1095	0,1175
25	4,541*10 ⁻²	5,122*10 ⁻²	5,743*10 ⁻²	6,401*10 ⁻²	7,095*10 ⁻²	7,823*10 ⁻²	8,581*10 ⁻²	9,368*10 ⁻²	0,1018	0,1102
30	3,875*10 ⁻²	4,465*10 ⁻²	5,102*10 ⁻²	5,783*10 ⁻²	6,505*10 ⁻²	7,265*10 ⁻²	8,059*10 ⁻²	8,883*10 ⁻²	9,734*10 ⁻²	0,1061
40	3,046*10 ⁻²	3,656*10 ⁻²	4,326*10 ⁻²	5,052*10 ⁻²	5,828*10 ⁻²	6,646*10 ⁻²	7,501*10 ⁻²	8,386*10 ⁻²	9,296*10 ⁻²	0,1023
50	2,551*10 ⁻²	3,182*10 ⁻²	3,887*10 ⁻²	4,655*10 ⁻²	5,478*10 ⁻²	6,344*10 ⁻²	7,246*10 ⁻²	8,174*10 ⁻²	9,123*10 ⁻²	0,1009
60	2,224*10 ⁻²	2,877*10 ⁻²	3,613*10 ⁻²	4,420*10 ⁻²	5,283*10 ⁻²	6,188*10 ⁻²	7,123*10 ⁻²	8,080*10 ⁻²	9,051 *10 ⁻²	0,1003

Таблица Ж1 – Продолжение

N, годы	Процентная ставка, г %									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1,1100	1,1200	1,1300	1,1400	1,1500	1,1600	1,1700	1,1800	1,1900	1,2000
2	0,5839	0,5917	0,5995	0,6073	0,6151	0,6230	0,6308	0,6387	0,6466	0,6545
3	0,4092	0,4163	0,4235	0,4307	0,4380	0,4453	0,4526	0,4599	0,4673	0,4747
4	0,3223	0,3292	0,3362	0,3432	0,3503	0,3574	0,3645	0,3717	0,3790	0,386.
5	0,2706	0,2774	0,2843	0,2913	0,2983	0,3054	0,3126	0,3198	0,3271	0,3344
6	0,2364	0,2432	0,2502	0,2572	0,2642	0,2714	0,2786	0,2859	0,2933	0,3007
7	0,2122	0,2191	0,2261	0,2332	0,2404	0,2476	0,2549	0,2624	0,2699	0,2774
8	0,1943	0,2013	0,2084	0,2156	0,2229	0,2302	0,2377	0,2452	0,2529	0,2606
9	0,1806	0,1877	0,1949	0,2022	0,2096	0,2171	0,2247	0,2324	0,2402	0,2481
10	0,1698	0,1770	0,1843	0,1917	0,1993	0,2069	0,2147	0,2225	0,2305	0,2385
11	0,1611	0,1684	0,1758	0,1834	0,1911	0,1989	0,2068	0,2148	0,2229	0,2311
12	0,1540	0,1614	0,1690	0,1767	0,1845	0,1924	0,2005	0,2086	0,2169	0,2253
13	0,1482	0,1557	0,1634	0,1712	0,1791	0,1872	0,1954	0,2037	0,2121	0,2206
14	0,1432	0,1509	0,1587	0,1666	0,1747	0,1829	0,1912	0,1997	0,2082	0,2169
15	0,1391	0,1468	0,1547	0,1628	0,1710	0,1794	0,1878	0,1964	0,2051	0,2139
16	0,1355	0,1434	0,1514	0,1596	0,1679	0,1764	0,1850	0,1937	0,2025	0,2114
17	0,1325	0,1405	0,1486	0,1569	0,1654	0,1740	0,1827	0,1915	0,2004	0,2094
18	0,1298	0,1379	0,1462	0,1546	0,1632	0,1719	0,1807	0,1896	0,1987	0,2078
19	0,1276	0,1358	0,1441	0,1527	0,1613	0,1701	0,1791	0,1881	0,1972	0,2065
20	0,1256	0,1339	0,1424	0,1510	0,1598	0,1687	0,1777	0,1868	0,1960	0,2054
25	0,1187	0,1275	0,1364	0,1455	0,1547	0,1640	0,1734	0,1829	0,1925	0,2021
30	0,1150	0,1241	0,1334	0,1428	0,1523	0,1619	0,1715	0,1813	0,1910	0,2008
40	0,1117	0,1213	0,1310	0,1407	0,1506	0,1604	0,1703	0,1802	0,1902	0,2001
50	0,1106	0,1204	0,1303	0,1402	0,1501	0,1601	0,1701	0,1800	0,1900	0,200^
60	0,1102	0,1201	0,1301	0,1401	0,1500	0,1600	0,1700	0,1800	0,1900	0,200

Таблица Ж1 – Продолжение

№, г годы	Процентная ставка, г %									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1,2100	1,2200	1,2300	1,2400	1,2500	1,2600	1,2700	1,2800	1,2900	1,3000
2	0,6625	0,6705	0,6784	0,6864	0,6944	0,7025	0,7105	0,7186	0,7267	0,7348
3	0,4822	0,4897	0,4972	0,5047	0,5123	0,5199	0,5275	0,5352	0,5429	0,5506
4	0,3936	0,4010	0,4085	0,4159	0,4234	0,4310	0,4386	0,4462	0,4539	0,4616
5	0,3418	0,3492	0,3567	0,3642	0,3718	0,3795	0,3872	0,3949	0,4027	0,4106
6	0,3082	0,3158	0,3234	0,3311	0,3388	0,3466	0,3545	0,3624	0,3704	0,3784
7	0,2851	0,2928	0,3006	0,3084	0,3163	0,3243	0,3324	0,3405	0,3486	0,3569
8	0,2684	0,2763	0,2843	0,2923	0,3004	0,3086	0,3168	0,3251	0,3335	0,3419
9	0,2561	0,2641	0,2722	0,2805	0,2888	0,2971	0,3056	0,3140	0,3226	0,3312
10	0,2467	0,2549	0,2632	0,2716	0,2801	0,2886	0,2972	0,3059	0,3147	0,3235
11	0,2394	0,2478	0,2563	0,2649	0,2735	0,2822	0,2910	0,2998	0,3088	0,3177
12	0,2337	0,2423	0,2509	0,2596	0,2684	0,2773	0,2863	0,2953	0,3043	0,3135
13	0,2292	0,2379	0,2467	0,2556	0,2645	0,2736	0,2826	0,2918	0,3010	0,3102
14	0,2256	0,2345	0,2434	0,2524	0,2615	0,2706	0,2799	0,2891	0,2984	0,3078
15	0,2228	0,2317	0,2408	0,2499	0,2591	0,2684	0,2777	0,2871	0,2965	0,3060
16	0,2204	0,2295	0,2387	0,2479	0,2572	0,2666	0,2760	0,2855	0,2950	0,3046
17	0,2186	0,2278	0,2370	0,2464	0,2558	0,2652	0,2747	0,2843	0,2939	0,3035
18	0,2170	0,2263	0,2357	0,2451	0,2546	0,2641	0,2737	0,2833	0,2930	0,3027
19	0,2158	0,2251	0,2346	0,2441	0,2537	0,2633	0,2729	0,2826	0,2923	0,3021
20	0,2147	0,2242	0,2337	0,2433	0,2529	0,2626	0,2723	0,2820	0,2918	0,3016
25	0,2118	0,2215	0,2313	0,2411	0,2509	0,2608	0,2707	0,2806	0,2905	0,3004
30	0,2107	0,2206	0,2305	0,2404	0,2503	0,2603	0,2702	0,2802	0,2901	0,3001
40	0,2101	0,2201	0,2301	0,2400	0,2500	0,2600	0,2700	0,2800	0,2900	0,3000
50	0,2100	0,2200	0,2300	0,2400	0,2500	0,2600	0,2700	0,2800	0,2900	0,3000
60	0,2100	0,2200	0,2300	0,2400	0,2500	0,2600	0,2700	0,2800	0,2900	0,3000

Таблица Ж1 –Окончание

№, г годы	Процентная ставка, г %											
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40		
1	1,3100	1,3200	1,3300	1,3400	1,3500	1,3600	1,3700	1,3800	1,3900	1,4000		
2	0,7429	0,7510	0,7592	0,7674	0,7755	0,7837	0,7919	0,8002	0,8084	0,8167		
3	0,5584	0,5662	0,5740	0,5818	0,5897	0,5976	0,6055	0,6134	0,6214	0,6294		
4	0,4694	0,4772	0,4850	0,4929	0,5008	0,5087	0,5167	0,5247	0,5327	0,5408		
5	0,4185	0,4264	0,4344	0,4424	0,4505	0,4586	0,4667	0,4749	0,4831	0,4914		
6	0,3865	0,3946	0,4028	0,4110	0,4193	0,4276	0,4359	0,4443	0,4528	0,4613		
7	0,3652	0,3735	0,3819	0,3903	0,3988	0,4073	0,4159	0,4245	0,4332	0,4419		
8	0,3504	0,3589	0,3675	0,3762	0,3849	0,3936	0,4024	0,4113	0,4201	0,4291		
9	0,3399	0,3487	0,3575	0,3663	0,3752	0,3841	0,3931	0,4022	0,4112	0,4203		
10	0,3323	0,3412	0,3502	0,3592	0,3683	0,3774	0,3866	0,3958	0,4050	0,4143		
11	0,3268	0,3358	0,3450	0,3542	0,3634	0,3727	0,3820	0,3913	0,4007	0,4101		
12	0,3226	0,3319	0,3411	0,3505	0,3598	0,3692	0,3787	0,3881	0,3976	0,4072		
13	0,3196	0,3289	0,3383	0,3477	0,3572	0,3667	0,3763	0,3859	0,3955	0,4051		
14	0,3172	0,3267	0,3362	0,3457	0,3553	0,3649	0,3746	0,3842	0,3939	0,4036		
15	0,3155	0,3251	0,3346	0,3443	0,3539	0,3636	0,3733	0,3831	0,3928	0,4026		
16	0,3142	0,3238	0,3335	0,3432	0,3529	0,3626	0,3724	0,3822	0,3920	0,4018		
17	0,3132	0,3229	0,3326	0,3424	0,3521	0,3619	0,3718	0,3816	0,3915	0,4013		
18	0,3124	0,3222	0,3320	0,3418	0,3516	0,3614	0,3713	0,3812	0,3910	0,4009		
19	0,3118	0,3216	0,3315	0,3413	0,3512	0,3610	0,3709	0,3808	0,3907	0,4007		
20	0,3114	0,3212	0,3311	0,3410	0,3509	0,3608	0,3707	0,3806	0,3905	0,4005		
25	0,3104	0,3203	0,3303	0,3402	0,3502	0,3602	0,3701	0,3801	0,3901	0,4001		
30	0,3101	0,3201	0,3301	0,3401	0,3500	0,3600	0,3700	0,3800	0,3900	0,4000		
40	0,3100	0,3200	0,3300	0,3400	0,3500	0,3600	0,3700	0,3800	0,3900	0,4000		
50	0,3100	0,3200	0,3300	0,3400	0,3500	0,3600	0,3700	0,3800	0,3900	0,4000		
60	0,3100	0,3200	0,3300	0,3400	0,3500	0,3600	0,3700	0,3800	0,3900	0,4000		

МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ПРОЕКТОВ

В условиях дефицита денежных средств, выделяемых образовательным учреждениям на энергоснабжение, очень важно уметь правильно определять затраты и сбережения от внедрения энергосберегающих мероприятий и проектов, т.е. проводить их технико-экономическую оценку. В процессе технико-экономической оценки определяются следующие основные показатели:

- 1) инвестиции (капитальные затраты), тыс. руб.;
- 2) годовое сбережение от внедрения того или иного мероприятий, тыс. руб./год;
- 3) срок окупаемости мероприятия, лет;
- 4) прибыльность мероприятия, т.е. сколько рублей прибыли мы получили на каждый вложенный рубль.

Инвестиции (I_0) включают все затраты, связанные с общими вложениями на внедрение энергосберегающего мероприятия или проекта. Они включают следующие статьи затрат:

- 1) проект;
- 2) стоимость оборудования;
- 3) стоимость материалов;
- 4) монтаж и наладка;
- 5) другие затраты;
- 6) налоги.

Годовое чистое сбережение (B) - чистые ежегодные сбережения, получаемые после внедрения энергосберегающего мероприятия или проекта.

$$B = S \cdot E, \quad (3.1)$$

где S - сбереженная за год энергия (электрическая, тепловая и т.д.), кВт·ч/год; E - стоимость единицы энергии, руб/кВт·ч.

Срок окупаемости (PB) - время, которое необходимо чтобы инвестиции окупились, лет.

$$PB = \frac{I_0}{B}, \quad (3.2)$$

Исследования показывают, что многие энергосберегающие мероприятия, имеющие одинаковый срок окупаемости дают разную прибыль при их внедрении. Поэтому для распределения мероприятий по прибыльности необходимо определить коэффициент чистой существующей прибыли.

Коэффициент чистой существующей прибыли ($NPVQ$) - отношение чистой существующей прибыли (NPV) к общим инвестициям (I_0):

$$NPVQ = \frac{NPV}{I_0}, \quad (3.3)$$

Наибольший $NPVQ$ указывает на наиболее прибыльное мероприятие.

Чистая существующая прибыль определяется по выражению:

$$NPV = B \cdot \left[\frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} \right] - I_0, \quad (3.4)$$

где r - реальная процентная ставка; n - экономический срок службы мероприятия.

Реальная процентная ставка определяется по выражению:

$$r = (n_r - b)/(1 + b), \quad (3.5)$$

где n_r - номинальная процентная ставка (соответствует заемной процентной ставке банка);
 b - уровень инфляции.

После расчета NPVQ все мероприятия по энергосбережению ранжируются по прибыльности, пример ранжирования приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Ранжирование мероприятий по энергосбережению

№ п.п.	Энергосберегающие мероприятия	I_o , тыс. руб.	S , кВт·ч/год	B , тыс.руб./год	PВ, лет	NPVQ, о.е.
1	Внедрение системы автоматического управления подачи тепловой энергии	450	81000	213	2,1	2,32
2	Уплотнение окон	300	80000	240	1,3	2,28
3	Изоляция пола чердака	375	17800	54	6,9	0,79
4	Изоляция труб, задвижек и т.д.	285	17700	54	5,3	0,73
5	Балансирование системы отопления и термостатических вентилей	675	53800	162	4,2	0,69
6	Утилизация тепла в системах вентиляции	675	37000	96	7,8	0,17

Пример 1. Определить, какое из двух энергосберегающих мероприятий прибыльнее.

1. Установка в здании термостатических радиаторных вентилей с $I_o = 69000$ руб. и $B = 17100$ руб./год.
2. Установка утилизатора тепла в системе вентиляции с $I_o = 300000$ руб. и $B = 75000$ руб./год

Расчет для термостатических вентилей

$n = 10$ лет, $n_r = 34\%$, $b = 25\%$

1. Реальная процентная ставка по (3.5):

$$r = \frac{0,34 - 0,25}{1 + 0,25} = 0,07 = 7\%$$

2. Срок окупаемости по (3.2):

$$PB = \frac{69000}{17100} = 4 \text{ года}$$

3. Чистая существующая прибыль по (3.4):

$$NPV = 17100 \cdot \frac{1 - (1 + 0,07)^{-10}}{0,07} - 69000 = 51090 \text{ руб.}$$

4. Коэффициент чистой существующей прибыли по (3.3):

$$NPVQ = \frac{51090}{69000} = 0,74$$

Расчет для утилизации тепла

$n = 15$ лет, $n_r = 34\%$, $b = 25\%$, $r = 7\%$

1. Срок окупаемости

$$PB = \frac{300000}{75000} = 4 \text{ года}.$$

2. Чистая существующая прибыль

$$NPV = 75000 \cdot \frac{1 - (1 + 0,07)^{-15}}{0,07} - 300000 = 383100 \text{ руб.}$$

3. Коэффициент чистой существующей прибыли

$$NPVQ = \frac{383100}{300000} = 1,28.$$

Выводы: Оба энергосберегающих мероприятия являются прибыльными и имеют одинаковый срок окупаемости 4 года. Однако, установка утилизатора тепла более прибыльна, поскольку NPVQ выше.

Пример 2. С целью экономии электроэнергии в осветительных установках технического университета (ТУ) были рекомендованы следующие мероприятия:

1) Замена люминесцентных ламп на лампы меньшей мощности

Замена люминесцентных ламп на лампы меньшей мощности производится по мере их перегорания и не требует дополнительных денежных затрат.

Величина экономии при этом составит 7,5 % от годового потребления. При годовом потреблении люминесцентными лампами 1784920 кВт·ч в учебных корпусах и 110151 кВт·ч в общежитиях, экономия электроэнергии составит 178492 кВт·ч/год (133869 кВт·ч – в учебных корпусах, 44623 – в общежитиях), что в финансовом выражении составляет $B = 105310$ руб.

Срок окупаемости модернизации системы освещения:

$$PB = I_0 / B = 0 / 105310 = 0.$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 105310 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-10}}{0,23} - 0 = 400102 \text{ руб.},$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, \quad n = 10 \text{ лет.}$$

Так как мероприятие является беззатратным и дает значительную годовую экономию, то оно является прибыльным и рекомендуется к осуществлению.

2) Замена ламп накаливания люминесцентными лампами

В настоящее время в корпусах и общежитиях ТУ число ламп накаливания составляет 607 штук (мощность каждой лампы 60 Вт).

Светоотдача ламп накаливания 12 лм/Вт, люминесцентных ламп 80 лм/Вт. Следовательно, мощность люминесцентных ламп, необходимых для замены ламп накаливания равна 36427 Вт, т.е. 68 светильников с люминесцентными лампами 2x40 Вт.

Стоимость одного светильника с электро-магнитным ПРА - 250 руб., с электронным ПРА - 600 руб.

а) Установка 68 светильников с электромагнитным ПРА обойдется в:

$$I_0 = 68 \cdot 250 = 17000 \text{ руб.}$$

Данное мероприятие позволяет экономить 140031 кВт·ч электроэнергии (28761 кВт·ч – в учебных корпусах, 111270 – в общежитиях), что в финансовом выражении составляет $B = 82618$ руб.

На сегодняшний момент по рублям расчетная номинальная процентная ставка банков $n_r = 33\%$, а уровень инфляции $b = 8\%$.

Срок окупаемости модернизации системы освещения:

$$PB = I_0 / B = 17000 / 82618 = 0,21 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 82618 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-10}}{0,23} - 17000 = 296888 \text{руб.},$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, n = 10 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 296888 / 17000 = 17,46.$$

б) Установка 68 светильников с электронным ПРА обойдется в:

$$I_0 = 68 \cdot 600 = 40800 \text{руб.}$$

Электронный пуско-регулирующий аппарат позволяет экономить 20% от потребляемой электроэнергии, т.е. можно получить экономию еще больше чем в случае б. Данное мероприятие позволяет экономить 168037 кВт·ч электроэнергии (34513 кВт·ч – в учебных корпусах, 133524 – в общежитиях), что в финансовом выражении составляет $B = 99142$ руб.

На период расчета по рублям расчетная номинальная процентная ставка банков $n_r = 33\%$, а уровень инфляции $b = 8\%$.

Срок окупаемости модернизации системы освещения:

$$PB = I_0 / B = 40800 / 99142 = 0,41 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 99142 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-10}}{0,23} - 40800 = 335868 \text{руб.},$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, n = 10 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 335868 / 40800 = 8,23.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что мероприятие прибыльное как при внедрении люминесцентных ламп с обычным электро-магнитным ПРА, так и с электронным ПРА.

3) Автоматизация управления освещением

Внедрение автоматизации управления освещением даст годовую экономию электроэнергии на освещение 5 % по общежитиям и 10 % по учебным корпусам или 89245 кВт·ч (66933 кВт·ч в учебных корпусах, 22311 кВт·ч в общежитиях), в денежном выражении это составит $B = 52655$ руб.

Затраты на данное мероприятие составят $I_0 = 170000$ руб.

Срок окупаемости модернизации системы освещения:

$$PB = I_0 / B = 170000 / 52655 = 3,23 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 52655 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-10}}{0,23} - 170000 = 30051 \text{руб.},$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, n = 10 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 30051 / 170000 = 0,18.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что мероприятие является прибыльным, несмотря на большие капитальные вложения.

Результаты расчетов мероприятий по экономии электроэнергии в осветительных установках сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Сводная таблица энергосберегающих мероприятий в осветительных установках

Мероприятия по сохранению энергии	Инвестиции, руб.	Чистые сбережения		Срок окупаемости, лет	NPV, руб.	NPVQ
		кВт·ч/ год	руб.			
1. Замена люминесцентных ламп на лампы меньшей мощности	0	178492	105310	0	400102	-
2 Замена ламп накаливания люминесцентными лампами:						
а) с электромагнитным ПРА	17000	140031	82618	0,21	296888	17,46
б) с электронным ПРА	40800	168037	99142	0,41	335868	8,23
3. Автоматизация управления освещением	170000	89245	52655	3,23	30051	0,18
Всего по сохранению энергии	227800	568804	335594			

Пример 3. От котельных технического университета тепловая энергия на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение отпускается объектам ТУ и сторонним потребителям. Поэтому на котельных желательно организовать пункт некоммерческого учета и автоматического контроля за тепловой энергией отпускаемого тепла для учебных корпусов ТУ. Пункты коммерческого учета тепловой энергии необходимо организовать так же на вводах сторонних потребителей.

Значительные резервы экономии имеются в системах отопления жилых и общественных зданий. Эффективным средством экономии тепловой энергии является организация в тепловых вводах учебных корпусов № 1-6 и общежитий № 1,3 и № 2,4 индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), оборудованных погодными компенсаторами и бесшумными смесительными насосами, системой автоматического регулирования (датчик температуры наружного воздуха, датчик температуры в магистрали системы отопления, ограничитель температуры обратной воды для системы горячего водоснабжения и ограничитель температуры обратной воды для системы вентиляции). Суммарная годовая экономия тепловой энергии таких ИТП может достигать 20 %.

Ниже представлены мероприятия и рекомендации по экономии теплоэнергии:

1) Снижение потерь тепла через оконные проемы путем установки штор из ПВХ пленки в межрамном пространстве окон.

Энергосберегающая пленка предназначена для снижения потерь радиационной части тепловой энергии через окна, и устанавливаются на окне в межрамном пространстве, создавая при этом эффект третьего окна. При проведении расчетов было выяснено, что такой прием снижает тепловые потери через окна в 1,25÷1,35 раза.

Общая площадь остекления во всех учебных корпусах и общежитиях ТУ равна 30893 м². Необходимо 28863 пог. м пленки при ее ширине 115 см. Стоимость пленки 3 руб./пог. м, т. е. затраты на пленку $Z_{пл} = 86589$ руб. Также для установки пленки необходимо 56000 пог. м зажимных профилей. При их стоимости 5,5 руб./пог. м затраты на них составляют $Z_{пр} = 308000$ руб. Всего капитальные затраты составят $I_0 = 394589$ рублей. Снижение потерь тепла через оконные проемы позволит получить годовую экономию тепловой энергии:

- в учебных корпусах ТУ, получающих тепло от котельной №1 – 1172 ГКал/год;
- в учебном корпусе № 6 ТУ, получающем тепло от котельной №2 – 906 ГКал/год;
- в общежитиях № 1-4, отапливаемых от теплосетей МП «Теплоэнерго» - 693 ГКал/год;
- в учебном корпусе № 8 – 41 ГКал/год;

Итого по объектам ТУ – 2811 ГКал/год.

В денежном выражении при стоимости 1 ГКал = 100 руб.:

- в учебных корпусах ТУ, получающих тепло от котельной № 1 – $1172 \cdot 100 = 117200$ руб.;

- в учебном корпусе № 6 ТУ, получающем тепло от котельной № 2 – $906 \cdot 100 = 90600$ руб.;
- в общежитиях № 1-4, отапливаемых от теплосетей МП «Теплоэнерго» - $693 \cdot 100 = 69300$ руб.;
- в учебном корпусе № 8 – $41 \cdot 100 = 4100$ руб.

Итого по объектам ТУ – $B = 410 \cdot 95 = 281100$ руб.

Срок окупаемости установки пленки ПВХ:

$$PB = I_0 / B = 394589 / 281100 = 1,4 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 281100 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-5}}{0,23} - 394589 = 393467 \text{ руб.,}$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, n = 5 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 393467 / 394589 = 1,00.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что мероприятие прибыльное.

2) Снижение теплопотребления за счет автоматизации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и установки теплосчетчиков.

Предполагается установка системы автоматизации отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и теплосчетчик. Для системы отопления эффективна таймерная регулировка снижения температуры в зданиях в ночное время и в выходные дни при учете температуры окружающего воздуха, а для вентиляции и ГВС по температуре обратной трубы. По данным фирм – производителей оборудования для автоматизации систем теплоснабжения снижение потребления тепла может достигать 30% за отопительный период. Кроме того, обеспечивается поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях, упрощается настройка, регулирование и эксплуатация систем отопления. Установка теплосчетчиков позволяет снизить финансовые затраты по тепловой энергии за счет разницы между фактическим и нормативным потреблением тепла.

Стоимость одного ИТП с теплосчетчиком составит 180000 рублей. К установке планируется 8 ИТП, т.е. капитальные затраты равны $I_0 = 1440000$ руб. Снижение потерь тепла за счет автоматизации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и установки теплосчетчиков позволит получить годовую экономию тепловой энергии:

- в учебных корпусах ТУ, получающих тепло от котельной № 1 – 1715 ГКал/год;
- в учебном корпусе № 6 ТУ, получающем тепло от котельной № 2 – 1331 ГКал/год;
- в общежитиях № 1-4, отапливаемых от теплосетей МП «Теплоэнерго» - 1112 ГКал/год;
- в учебном корпусе № 8 – 60 ГКал/год;

Итого по объектам ТУ – 4217 ГКал/год.

В денежном выражении при стоимости 1ГКал = 100 руб.:

– в учебных корпусах ТУ, получающих тепло от котельной № 1 – $1715 \cdot 100 = 171500$ руб.;

– в учебном корпусе № 6 НГТУ, получающем тепло от котельной № 2 – $1331 \cdot 100 = 133100$ руб.;

– в общежитиях № 1-4, отапливаемых от теплосетей МП «Теплоэнерго» - $1112 \cdot 100 = 111200$ руб.;

– в учебном корпусе №8 – $60 \cdot 100 = 60000$ руб.

Итого по объектам НГТУ – $B = 4217 \cdot 100 = 421700$ руб.

Срок окупаемости модернизации системы отопления:

$$PB = I_0 / B = 1440000 / 421700 = 3,4 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - I_0 = 421700 \cdot \frac{1 - (1 + 0,23)^{-10}}{0,23} - 1440000 = 162152 \text{ руб.},$$

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, \quad n = 10 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 162152 / 1440000 = 0,11.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что мероприятие прибыльное.

Результаты расчетов мероприятий по экономии теплоэнергии сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Сводная таблица энергосберегающих мероприятий по тепловой энергии

Мероприятия по сохранению энергии	Инвестиции, руб.	Чистые сбережения		Срок окупаемости, лет	NPV, руб.	NPVQ
		Гкал/ год	руб.			
1 Снижение потерь тепла через оконные проемы путем установки штор из ПВХ пленки в межрамном пространстве окон	394589	2811	281100	1,4	393467	1,00
2 Снижение теплопотребления за счет автоматизации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и установки теплосчетчиков	1440000	4217	421700	3,4	162152	0,11
Всего по сохранению энергии	1834589	7028	702800			

Пример 4. С целью определения фактических расходов холодной воды в техническом университете предполагается установка счетчиков холодной воды марки СТВ-100 в количестве 10 штук:

на вводах корпусов 1, 2-4, 3, 5, 6, 8;

на вводах общежитий № 1, 2, 3, 4.

Стоимость одного счетчика составит 4378 рублей. Капитальные затраты равны

$I_0 = 10 \cdot 4378 = 43480$ руб. Снижение потерь тепла за счет установки счетчиков холодной воды позволит получить годовую экономию холодной воды в размере 20 % от общего потребления.

При годовом потреблении 88300 м³ экономия составит 17660 м³. В денежном выражении при стоимости 1 м³ = 2,66 руб.:

$$B = 17660 \cdot 2,66 = 46976 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости модернизации системы отопления:

$$PB = I_0 / B = 43780 / 46976 = 0,9 \text{ года.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{где } r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,33 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,23, \quad n = 10 \text{ лет.}$$

Индекс доходности:

$$NPVQ = NPV / I_0 = 134695 / 43780 = 3,08.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что мероприятие прибыльное.

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И1 - Удельные тепловые характеристики промышленных зданий

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м ³	Удельные тепловые характеристики, Вт/(м ³ ·К) [ккал/(м ³ ·ч·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
1	2	3	4
Чугунолитейные цеха	10-15	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	1,28 - 1,16 (1,10 - 1,00)
	50-100	0,29 - 0,26 (0,25 - 0,22)	1,16 - 1,04 (1,00 - 0,90)
	100-150	0,26 - 0,21 (0,22 - 0,18)	1,05 - 0,93 (0,90 - 0,80)
Меднолитейные цеха	5-10	0,46 - 0,41 (0,40 - 0,35)	2,91 - 2,33 (2,50 - 2,00)
	10-20	0,41 - 0,29 (0,35 - 0,25)	2,33 - 1,74 (2,00 - 1,50)
	20-30	0,29 - 0,23 (0,25 - 0,20)	1,74 - 1,40 (1,50 - 1,20)
Термические цеха	до 10	0,46 - 0,35 (0,40 - 0,30)	1,51 - 1,49 (1,30 - 1,20)
	10-30	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	1,40 - 1,16 (1,20 - 1,00)
	30-75	0,29 - 0,23 (0,25 - 0,20)	1,16 - 0,70 (1,00 - 0,60)
Кузнечные цеха	до 10	0,46 - 0,35 (0,40 - 0,30)	0,81 - 0,70 (0,70 - 0,60)
	10-50	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	0,70 - 0,58 (0,60 - 0,50)
	50-100	0,29 - 0,18 (0,25 - 0,15)	0,58 - 0,35 (0,50 - 0,30)
Механосборочные, механические и слесарные отделения инструментальных цехов	5-10	0,64 - 0,52 (0,55 - 0,45)	0,46 - 0,29 (0,40 - 0,25)
	10-15	0,52 - 0,46 (0,45 - 0,40)	0,29 - 0,18 (0,25 - 0,15)
	50-100	0,46 - 0,44 (0,40 - 0,38)	0,18 - 0,14 (0,15 - 0,12)
Деревообделочные цеха	до 5	0,44 - 0,41 (0,38 - 0,35)	0,14 - 0,09 (0,12 - 0,08)
	5-10	0,70 - 0,64 (0,60 - 0,55)	0,70 - 0,58 (0,60 - 0,50)
	10-50	0,64 - 0,52 (0,55 - 0,45)	0,58 - 0,52 (0,50 - 0,45)
Цеха металлических конструкций	до 5	0,52 - 0,46 (0,45 - 0,40)	0,52 - 0,46 (0,45 - 0,40)
	50-100	0,44 - 0,41 (0,38 - 0,35)	0,62 - 0,52 (0,53 - 0,45)
	100-150	0,41 - 0,35 (0,35 - 0,30)	0,52 - 0,41 (0,45 - 0,35)
Цеха покрытий (гальванических и др.)	до 2	0,77 - 0,70 (0,66 - 0,60)	5,80 - 4,63 (5,00 - 4,00)
	2-5	0,70 - 0,64 (0,60 - 0,55)	4,65 - 3,49 (4,00 - 3,00)
	5-10	0,64 - 0,52 (0,55 - 0,45)	3,49 - 2,33 (3,00 - 2,00)
Ремонтные цеха	5-10	0,70 - 0,58 (0,60 - 0,50)	0,23 - 0,18 (0,20 - 0,15)
	10-20	0,58 - 0,52 (0,50 - 0,45)	0,18 - 0,12 (0,15 - 0,10)
	до 5	0,81 - 0,76 (0,70 - 0,65)	0,46 - 0,35 (0,40 - 0,30)
Паровозное депо	5-10	0,76 - 0,70 (0,65 - 0,60)	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)

Таблица И.1 - Окончание

1	2	3	4
Котельные цеха	100-250	0,29(0,25)	0,70(0,60)
Котельные (отопительные и паровые)	2-5	0,12(0,10)	0,35 - 0,58 (0,30 - 0,50)
	5-10	0,12(0,10)	0,35 - 0,58 (0,30 - 0,50)
	10-20	0,09(0,08)	0,23 - 0,46 (0,20 - 0,40)
	5-10	0,58(0,50)	0,58(0,50)
Мастерские	10-15	0,46(0,40)	0,35(0,30)
	15-20	0,41(0,35)	0,29(0,25)
	20-30	0,35(0,30)	0,23(0,20)
	до 0,5	1,22(1,05)	
Насосные	0,5-1	1,16(1,00)	
	1-2	0,70(0,60)	
	2-3	0,58(0,50)	
	до 0,5	0,81(0,70)	
Компрессорные	0,5-1	0,81 - 0,70 (0,70 - 0,60)	
	1-2	0,70 - 0,52 (0,60 - 0,45)	
	2-5	0,52 - 0,46 (0,45 - 0,40)	
	5-10	0,46 - 0,41 (0,40 - 0,35)	
Газогенераторные	5-10	0,12(0,10)	2,09(1,80)
Регенерация масел	2-3	0,87 - 0,70 (0,75 - 0,60)	0,70 - 0,58 (0,60 - 0,50)
Склады химикатов, красок и т.п.	до 1	0,99 - 0,87 (0,85 - 0,75)	—
	1-2	0,87 - 0,76 (0,75 - 0,65)	—
	2-5	0,76 - 0,68 (0,65 - 0,58)	0,70 - 0,52 (0,60 - 0,45)
	5-10	0,46 - 0,41 (0,40 - 0,35)	
Бытовые административно- вспомогательные помещения	и 0,5-1	0,70 - 0,52 (0,60 - 0,45)	—
	1-2	0,52 - 0,46 (0,45 - 0,40)	—
	2-5	0,46 - 0,38 (0,40 - 0,33)	0,16 - 0,14 (0,14 - 0,12)
	5-10	0,38 - 0,35 (0,33 - 0,30)	0,14 - 0,13 (0,12 - 0,11)
	10-20	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	0,13 - 0,12 (0,11 - 0,10)

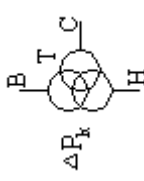
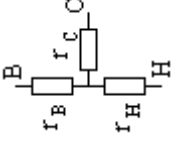
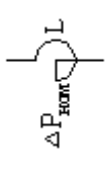
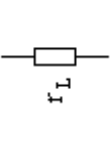
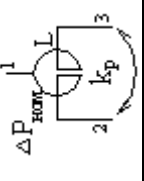
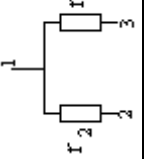
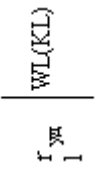
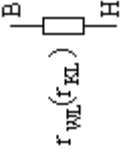
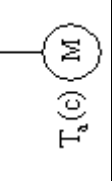
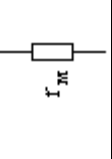
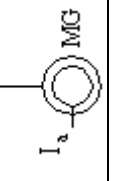
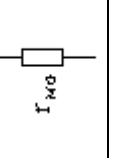
Таблица И2 – Расчётные формулы для определения сопротивлений элементов сети

Элемент сети	Схема		замещения		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_6=U_{\text{ср,ном}}$
	расчетная			отн. ед.	Ом
Индуктивные сопротивления сети					
1	2	3	4	5	
Трансформатор двухобмоточный			$X_{*T} = \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}}$	$X_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}}$	
Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			–	$Z_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}}$ $X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}$	
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$X_{*B} = \frac{u_{кВН} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}} \left(1 - \frac{K_P}{4} \right);$ $X_{*H1} = X_{*H2} = \frac{u_{кВН} \cdot S_6 \cdot K_P}{100 \cdot S_{\text{ном,т}} \cdot 2}$	$X_B = \frac{u_{кВН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}} \left(1 - \frac{K_P}{4} \right);$ $X_{H1} = X_{H2} = \frac{u_{кВН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2 \cdot K_P}{100 \cdot S_{\text{ном,т}} \cdot 2},$	
Трансформатор трехобмоточный			где $K_P = 4 \left(\frac{u_{кВН1}}{u_{кВН}} - 1 \right)$	$X_B = \frac{u_{кВ} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}};$ $X_C = \frac{u_{кС} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}};$ $X_H = \frac{u_{кН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}};$	

Таблица И2 – Продолжение

1	2	3	4	5
Реактор токоограничивающий одинарный			$X^*_{*L} = X_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$X^*_{*L} = X_{ном}$
Реактор токоограничивающий сдвоенный			$X^*_{*1} = -K_p \cdot X_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2};$ $X^*_{*2} = X^*_{*3} = (1 + K_p) \cdot X_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$X_1 = -K_p \cdot X_{ном};$ $X_2 = X_3 = (1 + K_p) \cdot X_{ном}$
Линия электропередачи			$X^*_{*WL} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$X_{WL} = X_{уд} \cdot l$
Асинхронный электродвигатель			$X^*_{*M} = X_k \frac{S_6}{S_{ном}}$	$X_M = X_k \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}},$ где $X_k = 1/K_{п}$
Синхронный электродвигатель			$X^*_{*MG} = x_d \frac{S_6}{S_{ном}}$	$X_{MG} = x_d \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
Энергосистема			$X^*_{*GS} = \frac{S_6}{S_k}$	$X_{GS} = \frac{U_{ср,ном}^2}{S_k}$
Трансформатор двухобмоточный			$r^*_{*T} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{ном,т}^2}$	$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,т}^2}$
Трансформатор двухобмоточный С расщеплённой обмоткой нижнего напряжения			$r^*_{*B} = \frac{\Delta P_{кВН} \cdot S_6}{2 \cdot S_{ном,т}^2};$ $r^*_{*H1} = r^*_{*H2} = 2 \cdot r^*_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{кВН} \cdot U_{ср,ном}^2}{2 \cdot S_{ном,т}^2};$ $r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B$

Таблица И2 – Окончание

1	2	3	4	5
Трансформатор трехобмоточный (см. примеч. 2)			$I_{*B} = I_{*C} = I_{*H} = 0,5 \cdot I_{*},$ где $I_{*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{\text{НОМ},T}^2}$	$I_B = I_C = I_H = 0,5 \cdot I,$ где $I_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ},T}^2}$
Реактор токоограничивающий одинарный			$I_{*L} = \frac{\Delta P_{\text{НОМ}} \cdot S_6}{I_{\text{НОМ}}^2 \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2}$	$I_L = \frac{\Delta P_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2}$
Реактор токоограничивающий сдвоенный			$I_{*2} = I_{*3} = \frac{\Delta P_{\text{НОМ}} \cdot S_6}{I_{\text{НОМ}}^2 \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2}$	$I_2 = I_3 = \frac{\Delta P_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2}$
Линия электропередачи			$I_{WL} = I_{уд} \cdot I \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.НОМ}}^2}$	$I_{WL} = I_{уд} \cdot I$
Асинхронный электродвигатель			$I_{*M} = \frac{X_M}{\omega \cdot T_a}$	$I_M = \frac{X_M}{\omega \cdot T_a}$
Синхронный электродвигатель			$I_{*MG} = \frac{X_{*MG}}{\omega \cdot T_a}$	$I_{MG} = \frac{X_{MG}}{\omega \cdot T_a}$

Примечание: 1. В таблице приняты следующие обозначения: ΔP_k - потери в трансформаторе, МВт; $\Delta P_{\text{НОМ}}$ - номинальные потери на фазу реактора, МВт; $I_{уд}$ - удельное сопротивление (активное) ЛЭП, Ом/км; l - длина ЛЭП, км; K_p - номинальный коэффициент связи сдвоенного токоограничивающего реактора; ω - круговая частота сети; T_a - постоянная времени апериодической составляющей тока статора электродвигателя.

2. Активные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора даны для случая, когда номинальные мощности обмоток высшего ($S_{вн}$), среднего ($S_{ср}$) и низшего ($S_{нн}$) напряжения трансформатора равны между собой.

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К1 - Значения расчетного коэффициента активной мощности $K_P = f(n_э; K_{и})$ для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные пункты и шинопроводы, сборки, щиты ($T_0 = 10$ мин)

$n_э$	$K_{и}=0,1$	$K_{и}=0,15$	$K_{и}=0,2$	$K_{и}=0,3$	$K_{и}=0,4$	$K_{и}=0,5$	$K_{и}=0,6$	$K_{и}=0,7$
2	8,00	5,30	4,00	2,66	2,00	1,60	1,33	1,14
3	4,52	3,20	2,55	1,90	1,56	1,41	1,28	1,12
4	3,42	2,47	2,00	1,53	1,30	1,24	1,14	1,08
5	2,84	2,10	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01
7	2,50	1,86	1,54	1,25	1,12	1,10	1,04	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00
9	2,26	1,70	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1,00	1,00
11	2,10	1,60	1,35	1,10	1,05	1,04	1,00	1,00
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1,00	1,00
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1,00	1,00
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1,00	1,00
15	1,90	1,46	1,25	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,34	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,40	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица К2 - Значения коэффициентов одновременности $K_{о.м}$ на шинах (6-10 кВ) трансформаторов ГПП

$K_{и}$	$\leq 0,3$	$0,3 < \dots < 0,5$	$\geq 0,5$
$K_{о.м}$	0,75	0,8	0,85

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

КРАТКИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ ПО СБОРУ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1. Общие сведения о промышленном предприятии

1.1 Генеральный план предприятия, на котором обозначены места расположения цехов, пути внутризаводского транспорта, зеленые насаждения, трубопроводы, другие объекты и сооружения.

1.2 Характеристика технологического процесса производства предприятия и отдельных цехов, технологическая взаимосвязь цехов, оценка влияния внезапных перерывов электроснабжения на технологический процесс.

1.3 Электрические нагрузки по цехам предприятия в виде установленной мощности. Для цеха, электроснабжение которого надо разработать подробно – паспортные данные отдельных приёмников электроэнергии: номинальная мощность $P_{ном}$, коэффициент мощности ($\cos \varphi$), К.П.Д. (η), номинальное напряжение ($U_{ном}$); для приёмников электроэнергии с повторно-кратковременным режимом работы, дополнительно – продолжительность включения (ПВ%).

1.4 Перспективы роста электрических нагрузок отдельных цехов и предприятия в целом (за счёт реконструкции, ввода новых мощностей и т.п.).

1.5 Графики активных и реактивных нагрузок промышленного предприятия в целом и отдельных его цехов за характерные летние и зимние сутки.

1.6 Характеристика потребителей электроэнергии с точки зрения их влияния на качество электроэнергии.

1.7 План расположения оборудования в цехе, отделении, участке, корпусе.

1.8 Сведения о характере окружающей среды в цехе (степень возгораемости строительных материалов и конструкций, влажность среды помещения, наличие химически активных веществ и т.д.).

1.9 При подробном рассмотрении освещения данного цеха требуются дополнительные сведения: разрез освещаемого помещения с указанием размеров световых проёмов и характера окружающей поверхности стен, потолка, рабочей поверхности или пола (например, побелённый потолок, бетонные стены с окнами и т.п.).

1.10 Перечень механизмов и промышленных установок с указанием типа машин и паспорта мощности электродвигателей.

1.11 Основные экономические показатели работы промпредприятия: себестоимость выпускаемой продукции, производительность и электровооружённость труда.

1.12 Основные укрупнённые показатели работы предприятия: количество трудящихся, число рабочих смен, часов работы в смену и в сутки.

1.13 Намеченные мероприятия по охране труда и окружающей среды.

1.14 Район климатических условий местности.

2. Электротехнические сведения о промышленном предприятии

2.1. Сведения об источниках электроснабжения промышленного предприятия: схема существующего питания с указанием мощности источников питания (генераторов или силовых трансформаторов); при отсутствии таких данных необходимы сведения о возможных источниках питания и их мощности; реактивное сопротивление источников питания или мощности КЗ на шинах источников питания; если эти данные отсутствуют, необходимо знать отключающую мощность выключателя источника питания; расстояния от источников питания до промышленного предприятия; напряжения на сборных шинах источников питания; мощности, которые могут быть получены от источников питания (электростанций, энергосистемы) при проектировании электроснабжения данного предприятия.

2.2. Значения реактивных мощностей, которые могут быть переданы из энергосистемы в электрическую сеть промышленного предприятия в режиме её наибольшей и наименьшей

активной нагрузки, а также распределение этих реактивных мощностей по цехам (участкам, отделениям, корпусам) предприятия.

2.3. Схема внешнего электроснабжения с указанием мощности и напряжения трансформаторов РТП энергосистемы, величины токов КЗ на шинах РПТ, длины в км и сечения проводов, питающих воздушных ЛЭП 35-110-220-35 кВ.

2.4. Схема питания ГПП предприятия с указанием длин и сечения питающих ЛЭП напряжением 35-110-220-330 кВ.

2.5. Максимальная получасовая фактическая нагрузка в кВт на сборных шинах ВН ГПП промпредприятия.

2.6. Однолинейная схема коммутации ГПП предприятия с указанием мест установки АВР и АПВ.

2.7. План и размеры здания ГПП существующей на предприятии.

2.8. Величина токов КЗ на шинах ВН ГПП предприятия.

2.9. Величина $\cos \varphi$, заданного энергосистемой и фактического на стороне ВН ГПП предприятия.

2.10. Мощность и места установки косинусных конденсаторов, наличие и мощность синхронных рабочих электродвигателей.

2.11. Однолинейная схема внутреннего электроснабжения промпредприятия (внутризаводского и внутрицехового электроснабжения).

2.12. Удельный расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции и стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

2.13. Принятая система оплаты за получаемую электроэнергию – по установленному энергосистемой максимуму нагрузки в кВт или по двухставочному тарифу по счётчику с оплатой за каждый 1 кВт·А установленной мощности на стороне ВН.

2.14. Принцип действия промышленных электроустановок, в том числе и автоматизированных.

2.15. Однолинейные схемы коммутаций цеховых трансформаторных подстанций с планами и разрезами.

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Таблица М1 - Потери электроэнергии в кабельных линиях

Потери электроэнергии в кабельных линиях за год.											
Таблица 3.12.2											
Наименование объекта	лимит	Р, кВт	Ток, А	l, км	Rуд., Ом/км	R, Ом	Потери Р, кВт	Эгод, кВт*ч, при cosφ=0,7	Эгод, кВт*ч, при cosφ=0,8	Эгод, кВт*ч, при cosφ=0,9	Эгод, нсм, кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	10
1	392178	135	293,5	0,5	0,153	0,0765	21,74168135	63137,84263	48339,91076	38194,49739	101,0205482
2	296060	101,9	221,5	0,5	0,153	0,0765	12,39042323	35981,78905	27548,55724	21766,76128	57,57086248
3	92895	31,99	69,51	0,5	0,153	0,0765	1,219863817	3542,484524	2712,214714	2142,984465	5,667975238
4	204231	70,33	162,8	0,5	0,153	0,0765	5,896170033	17122,47777	13109,39705	10358,04211	27,39596444
5	220236	75,84	164,8	0,5	0,153	0,0765	6,856512826	19911,31325	15244,59921	12045,11542	31,8581012
6	106575	36,7	79,75	0,5	0,153	0,0765	1,60559998	4662,662342	3569,850856	2820,622898	7,460259747
7	78420	27	58,68	0,5	0,153	0,0765	0,869321353	2524,50921	1932,827364	1527,172238	4,039214736
8	158501	54,58	118,6	0,5	0,153	0,0765	3,551327175	10313,05412	7895,932057	6238,761132	16,50088659
9	109866	37,83	82,21	0,5	0,153	0,0765	1,706291776	4955,071317	3793,726477	2997,512278	7,928114107
10	413843	142,5	309,7	0,5	0,153	0,0765	24,21017333	70306,34336	53828,29413	42530,99783	112,4901494
11	85915	29,59	64,29	0,5	0,153	0,0765	1,043433222	3030,130078	2319,943341	1833,041652	4,848208124
12	81038	27,91	60,64	0,5	0,153	0,0765	0,928333665	2695,880962	2064,033862	1630,84157	4,31340954
13	15440	5,317	11,55	0,5	0,153	0,0765	0,03369933	97,86285365	74,92624732	59,20098554	0,156580566
14	14505	4,995	10,85	0,5	0,153	0,0765	0,02974145	86,36917073	66,12639634	52,24801686	0,138190673
15	35948	12,38	26,9	0,5	0,153	0,0765	0,182673747	530,4845618	406,1522426	320,9104139	0,848775299
16	53602	18,46	40,11	0,5	0,153	0,0765	0,40615206	1179,465582	903,0283363	713,5038707	1,887144931
17	40963	14,11	30,65	0,5	0,153	0,0765	0,237197541	688,821659	527,3790827	416,6945839	1,102114654
18	54483	18,76	40,77	0,5	0,153	0,0765	0,419612771	1218,555487	932,9565451	737,1508504	1,94968878
19	140887	48,51	105,4	0,5	0,153	0,0765	2,805876259	8148,264657	6238,515128	4929,197138	13,03722345
20	97900	33,71	73,26	0,5	0,153	0,0765	1,354852619	3934,492004	3012,345441	2380,124793	6,295187207
21	193980	66,8	145,2	0,5	0,153	0,0765	5,319129716	15446,75269	11826,42003	9344,331877	24,71480431
22	19681	6,777	14,73	0,5	0,153	0,0765	0,054754648	159,0074988	121,7401163	96,1897215	0,254411998
23	78488	27,03	58,73	0,5	0,153	0,0765	0,870829629	2528,889242	1936,180826	1529,821887	4,046222787
24	436973	150,5	327	0,5	0,153	0,0765	26,99205052	78384,9147	60013,45032	47418,03482	125,41586635
25	215818	74,32	161,5	0,5	0,153	0,0765	6,5841846	19120,47208	14639,11143	11566,70533	30,59275532
26	266303	91,7	199,3	0,5	0,153	0,0765	10,02487092	29112,22515	22289,04738	17611,09917	46,57956024
27	69517	23,94	52,02	0,5	0,153	0,0765	0,683138427	1983,833991	1518,8729	1200,097106	3,174134386
28	120450	41,48	90,13	0,5	0,153	0,0765	2,050880143	5955,755934	4559,875637	3602,864701	9,529209495
29	98790	34,02	73,92	0,5	0,153	0,0765	1,379598274	4006,353387	3067,364312	2423,596494	6,41016542
30	274113	94,39	205,1	0,5	0,153	0,0765	10,62150204	30844,84193	23615,5821	18659,22537	49,35174709
31	354188	122	265	0,5	0,153	0,0765	17,73349585	51498,07194	39428,21133	31153,15463	82,39691511
32	109093	37,57	81,63	0,5	0,153	0,0765	1,682365838	4885,590394	3740,530145	2955,480609	7,81694463
33	50300	17,32	37,64	0,5	0,153	0,0765	0,357653634	1038,626152	795,1981475	628,3047091	1,661801843
34	28520	9,821	21,34	0,5	0,153	0,0765	0,114980903	333,9045414	255,6456645	201,9916361	0,534247266
35	36850	12,69	27,57	0,5	0,153	0,0765	0,191955984	557,4401783	426,7901365	337,216898	0,891904285
Итого	5046550						172,1503287	499924,5544	382754,737	302423,4959	799,879287

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. СПб.: ДЕАН, 2007. 176 с.
2. Нормы технологического проектирования по проектированию промышленных предприятий. Электроснабжение. М.: Тяжпромэлектропроект, 2000. 67 с.
3. Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения РТМ 36.18.32.4-92. М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. 70 с.
4. Указания по проектированию электроснабжения. ВСН 59.88/СП31-110-2003. М.: Тяжпромэлектропроект, 2003. 127 с.
5. Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98/Под ред. Б.Н. Неклепаева.- М.: Изд-во ЭНАС, 2002-152 с.
6. Косырихин В.С. Основы электроснабжения. Методические указания по выполнению курсового проекта. Тула: РИО ТулГУ, 2000. - 11с.
7. Косырихин В.С. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания по выполнению курсового проекта. Тула: РИО ТулГУ, 2000. - 12с.
8. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Рекомендовано Президиумом Совета учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям подготовки дипломированных специалистов 180400 – «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов», 181300–«Внутризаводское электрооборудование»/В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тул. гос. университет. - Тула: Изд-во «Шар», 2002.- 120 с.
9. Потери мощности и электроэнергии и их снижение. Учебное пособие. Рекомендовано Президиумом Совета учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям подготовки дипломированных специалистов 180400– «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов», 181300–«Внутризаводское электрооборудование» и инженеров, специализирующихся в области электропривода, автоматизации и электроснабжения промышленных предприятий и установок / В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тул. гос. университет. - Тула: Изд-во «Шар», 2002.- 130 с.
10. Проектирование систем внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий: Учебн. пособие. Рекомендовано Президиумом Совета учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированных

- специалистов 654500 – «Электромеханика, электротехника и электротехнологии» специальности 181300 – «Электрооборудование и электрохозяйство, предприятий, организаций и учреждений» и по направлению подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» специальности 100400 – «Электроснабжение». / В.М. Степанов, В.С. Косырихин, Н.М. Меркулов. Тульский гос. университет. – Тула: Изд-во ТулГУ, 2004.- 90 с.
11. Проектирование цеховых трансформаторных подстанций: Учебн. пособие. Рекомендовано Президиумом Совета учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 654500 – «Электромеханика, электротехника и электротехнологии» специальности 181300 – «Электрооборудование и электрохозяйство, предприятий, организаций и учреждений» и по направлению подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» специальности 100400 – «Электроснабжение»/В.М. Степанов, В.С. Косырихин, Н.М. Меркулов. Тул. гос. университет. - Тула: Изд-во ТулГУ, 2004.- 100 с.
12. Расчёт и проектирование систем промышленного электроснабжения. Учебн. пособие. / В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тула: Изд-во ТулГУ, 2006.- 102 с.
13. Расчёт и проектирование электропитающих систем и электрических сетей. Учебно-методическое пособие для курсового и дипломного проектир. / В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тула: Изд-во ТулГУ, 2006.- 81 с.
14. Передача и распределение электроэнергии, расчёты линий электропередач и электрических сетей. Учебное пособие./В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тула: Изд-во ТулГУ, 2008.- 189 с.
15. Расчёт и проектирование электрической сети 35-220 кВ промышленного района. Учебное пособие./В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тула: Изд-во ТулГУ, 2009. - 43с.
16. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35...750 кВ. 4-е изд., перераб. и доп. НТО Минэнерго СССР. М., 2001. 86 с.
17. Типовые схемы принципиальные РУ 6—750 кВ подстанций и указания по их применению. М.: Энергосетьпроект, 2003.
18. Электротехнический справочник: в 4 т. /Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд. стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2004 г
19. Макаров Е.Ф. Справочник по электр. сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. в 7 томах /Под ред. И.Т.Горюнова и др. – М.: Папирус Про, 2007 г.

20. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – М, 2006. – (Высшее образование).
21. Степанов В.М., Горелов Ю.И. Справочное пособие по имитационному моделированию режимов электроэнергетических систем в системе MATLAB.
22. Степанов В.М., Косырихин В.С. Электроэнергетические системы и сети электрические сети. Учеб.-методич. пособие для вузов. Тула. Изд-во ТулГУ, 2013, 227 с.
23. Степанов В.М., Косырихин В.С. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем. Тула. Изд-во ТулГУ, 2014. 350 с.

КОМПЬЮТЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

1. Расчетные компьютерные программы: «GUEXPERT», «GUSELECT». Московский энергетический институт.
2. Программно-методический комплекс «САПР-Э» (подсистема «Сеть» - силовое электрооборудование). ВНИИЭлектропривод.
3. Программный комплекс «Proekt Studio Электрика». Версия 3.4.
4. Программный комплекс «Proekt Studio Освещение» 5.5.
5. Программный комплекс «Proekt Studio Сила» 2.5.
6. Программный комплекс RastrWin. Неуймин В.Г. Кафедра «Автоматизированные электрические системы». УГТУ – УПИ.
7. САПР «Альфа 70». Проектирование силовых однолинейных электросхем.
8. Специализированная программа nano CAD Eltktro.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Введение	4
1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	6
1.1 Цель и задачи дипломного проекта	6
1.2 Подготовка к выполнению дипломного проекта	6
1.3 Тематика дипломного проектирования	7
1.4 Исходные данные для выполнения дипломного проекта.....	9
1.5 Задание на выполнение дипломного проекта	10
1.6 Требования к оформлению дипломного проекта	11
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	14
2.1 Общие положения	14
2.2 Расчет электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности	15
2.3 Расчет нагрузки электроприемников напряжением выше 1 кВ	17
2.4. Расчет пикового тока	18
2.5 Расчет нагрузки электрического освещения	18
2.6 Расчет электрической нагрузки предприятия	19
2.7 Определение расчётных электрических нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения	20
2.8 Потери активной мощности и электроэнергии в отдельных элементах системы электроснабжения промышленных предприятий и их расчет	23
2.8.1 Общие принципы экономии электроэнергии	23
2.8.2 Расчет экономии электроэнергии в кабельных сетях	26
2.8.3 Расчёт дополнительных потерь активной мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения промышленных предприятий, обусловленных несимметрией напряжения	28
2.8.4 Расчет потерь активной мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения промышленных предприятий, обусловленных изменением частоты питающего напряжения	33
3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	36
3.1 Общие требования к системам электроснабжения	36

3.2 Выбор источников питания и пунктов приёма электрической энергии	38
3.3 Выбор напряжения питающих и распределительных сетей	41
3.3.1 Рекомендации по выбору напряжения питающих сетей промышленных предприятий	42
3.3.2 Рекомендации по выбору напряжений распределительных сетей высокого напряжения	42
3.4 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия	43
3.5 Глубокие вводы 35—220 кВ	48
3.6 Выбор сечения воздушных и кабельных линий	50
3.6.1 Выбор воздушных линий 110 кВ	50
3.6.2 Выбор способа прокладки и сечения сетей 6(10) кВ	51
3.7 Выбор места расположения главной понизительной подстанции.	52
3.8 Проектирование главных понизительных подстанций	53
3.8.1 Выбор схемы электрических соединений ГПП	54
3.8.2 Основные требования к размещению оборудования подстанции	54
3.8.3 Выбор конструктивного выполнения главных понизительных подстанций	55
3.8.4 Выбор комплектных трансформаторных подстанций	55
3.9 Особенности технико-экономических расчетов в системе электроснабжения.	56

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Общие требования к силовым трансформаторным подстанциям	58
4.2 Допустимые систематические и аварийные перегрузки силовых трансформаторов.	58
4.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	61
4.4 Техничко-экономическое обоснование выбора трансформаторов ГПП (ПГВ).	63
4.5 Применение трансформаторов с расщепленными обмотками и трёхобмоточных трансформаторов	65
4.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.	67
4.7 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности	69

4.7.1	Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов	70
4.7.2	Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	71
5	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	74
5.1	Общие принципы построения схем внутризаводского распределения электроэнергии	74
5.2	Выбор схем распределительной сети предприятия	74
5.2.1	Схемы питания распределительных пунктов 10(6) кВ	76
5.2.2	Схемы питания трансформаторных подстанций и электроприёмников напряжением 10(6) кВ	77
5.2.3	Схемы питания различных групп потребителей (нелинейных, резкопеременных, несимметричных)	80
5.3	Выбор рационального напряжения распределительной сети	81
5.4	Размещение цеховых трансформаторных и распределительных подстанций на генеральном плане предприятия	82
5.5	Определение количества трансформаторов в каждом цехе	84
5.6	Выбор трасс линий межцеховой сети	84
5.7	Применение токопроводов в распределительных сетях промышленных предприятий	85
5.7.1	Условия рационального применения токопроводов	85
5.7.2	Выбор трассы токопровода и РП на генплане	85
5.7.3	Выбор изоляции и арматуры	86
5.7.4	Расчёт жёстких и гибких токопроводов	86
5.8	Выбор рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия	89
6	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	90
6.1	Общие положения	90
6.2	Порядок расчета токов трехфазного короткого замыкания в установках до 1 кВ	90
6.3	Порядок расчета токов однофазного короткого замыкания в конечной точке шинпровода.	91
7	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	94
7.1	Классификация производственных помещений по характеру микроклимата.	94
7.2	Выбор схемы цеховой электрической сети	95
7.2.1	Системы заземления электроустановок напряжением до 1 кВ.	95
7.2.2	Схемы силовых и осветительных сетей	100
7.3	Рекомендации по выбору напряжения в электрических сетях до 1 кВ.	112

7.4 Рекомендации по выбору напряжения осветительных сетей	113
7.5 Размещение трансформаторных и распределительных подстанций на плане цеха	114
7.6 Подбор совокупностей электроприемников, питаемых от ТП . . .	114
7.7 Конструкции элементов цеховой сети	115
7.8 Выбор оборудования электрической сети напряжением до 1 кВ и выше	116
7.8.1 Общие положения	116
7.8.2 Выбор сечений жил кабелей напряжением выше 1 кВ . . .	116
7.8.3 Выбор автоматических выключателей	117
7.8.4 Выбор шинпроводов	119
7.8.5 Выбор предохранителей	119
7.8.6 Выбор сечений проводов и кабелей до 1 кВ с учетом выбора защиты.	120
8 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ . . .	122
8.1 Основные рекомендации	122
8.2 Расчет отклонений напряжения	122
8.3 Расчет колебаний напряжения.	124
8.4 Расчет несинусоидальности напряжения	125
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	127
9.1 Постановка задачи компенсации реактивной мощности	127
9.2 Способы и средства компенсации реактивной мощности.	129
9.3 Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением до 1 и 10(6) кВ.	129
9.4 Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с специфическими нагрузками	136
9.5 Схемы включения и регулирования конденсаторных батареи: схемы соединения, системы регулирования, разряд конденсаторов.	144
9.6 Конструкция и установка конденсаторных батарей	148
10 ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ	150
10.1 Системы и виды освещения	150
10.2 Нормирование и устройство освещения	152
10.3 Расчет осветительной установки	155
10.4 Электроснабжение осветительных установок	157

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	162
11.1 Требования к релейной защите	162
11.2 Защита трансформаторов подстанций	162
11.3 Расчет токов замыканий (ТКЗ) для цепей релейной защиты	168
11.4 Защита отходящих линий	171
11.5 Защита электропечных установок	175
11.6 Защита синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ.	180
11.7 Релейная защита токопроводов и кабельных линий напряжением до 1 кВ.	192
11.8 Релейная защита двигателей напряжением до 1 кВ	192
11.9 Релейная защита статических конденсаторов	193
11.10 Автоматический ввод резерва	194
11.11 Микропроцессорная защита электроустановок	197
12 УЧЕТ И ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	200
13 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. МОЛНИЕЗАЩИТА. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ	202
13.1 Режимы нейтралей	202
13.2 Системы заземлений сетей	204
13.3 Допустимые сопротивления заземляющих устройств	207
13.4 Искусственные и естественные заземлители и заземляющие проводники.	208
13.5 Расчёт заземляющих устройств	209
13.6 Молниезащита	211
13.6.1 Требования к молниезащите зданий и сооружений	211
13.6.2 Расчёт и построение зон защиты молниеотводов	213
13.7 Защита от перенапряжений	219
Приложение 1. Примеры содержания заданий проектов	224
Приложение 2. Методические рекомендации по выполнению некоторых проектов.	231
Приложение 3. Методические рекомендации по выполнению организационно-экономической части дипломного проекта	261
Приложение 4. Методические указания по выполнению раздела «Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды»	294
Приложение А. Технические данные электрооборудования	314
Приложение Б. Укрупнённые технико-экономические показатели стоимости элементов систем электроснабжения.	321

Приложение В. Пример выполнения локальной сметы на электрооборудование	329
Приложение Г. Нормы отчислений от капитальных затрат для различных элементов системы электроснабжения	332
Приложение Д. Пример технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения цехов машиностроительного завода	333
Приложение Е. Пример технико-экономического сравнения двух вариантов системы электроснабжения предприятия.....	337
Приложение Ж. Таблица аннуитета	342
Приложение З. Методика технико-экономической оценки энергосберегающих мероприятий и проектов ...	346
Приложение И. Удельные тепловые характеристики промышленных зданий.....	353
Приложение К. Значения расчётного коэффициента активной мощности $K_p = f(n_\Sigma, K_{и})$, коэффициента одновременности $K_{ом}$	358
Приложение Л. Краткий перечень вопросов по сбору материалов для дипломного проектирования	359
Приложение М. Потери электроэнергии в кабельных линиях ..	361
Список литературы	362

Учебное издание

Степанов Владимир Михайлович
Косырихин Виктор Семёнович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ**

Учебно-методическое пособие

Авторское редактирование

Изд. лиц. ЛР №020300 от 12.02.97. Подписано в печать 15.07.2015.

Формат бумаги 60х84 $\frac{1}{16}$. Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 21,7. Уч.-изд. л. 18,6.

Тираж 100 экз. Заказ 137

Тульский государственный университет

300012, г. Тула, просп. Ленина, 92

Отпечатано в Издательстве ТулГУ

300012, г. Тула, просп. Ленина, 95