

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»
(ВлГУ)**

Кафедра электротехники и электроэнергетики

Кабельные и воздушные линии электропередачи

Методические указания к самостоятельной работе студентов
(бакалавриат)

Составитель:

Г.П. Колесник

Владимир 2017

УДК.621.311

ББК 22.332

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры
«Биотехнические и электронные системы и технологии», Владимирского государственного университета

В.С. Грибакин

Печатается по решению редакционно-издательского совета

Владимирского государственного университета

Кабельные и воздушные линии электропередачи (Электронный ресурс). Методические указания к самостоятельной работе студентов (бакалавриат). / Составитель Г.П. Колесник. – Владимир, Владим. гос. ун-т. 2017. 126 с.

Содержат методические указания к самостоятельной работе студентов при подготовке к лекционным, лабораторным и практическим занятиям по расчету, моделированию и экспериментальным исследованиям кабельных и воздушных линий электропередачи, входящих в расчетную схему системы электроснабжения.

Методические указания составлены в соответствии с Федеральным Государственным образовательным стандартом для студентов направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (бакалавриат) всех форм обучения.

Табл.23. Ил. 32. Библиогр.: 16 назв.

УДК 621.311

ББК 22.332

ISBN

©Владимирский государственный
университет, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение..... | 5 |
| 1. Источники информации и самостоятельная работа студента..... | 7 |
| 1.1. Оформление ссылок на литературу и Интернет-ресурсы..... | 8 |
| 2. Требования к организации СРС при подготовке к занятиям по дисциплине «Кабельные и воздушные линии электропередачи»..... | 11 |
| 2.1. Темы практических занятий..... | 14 |
| 3. Темы СРС..... | 15 |
| 3.1. Производство и распределение электрической энергии..... | 15 |
| 3.2. Воздушные линии электропередачи..... | 27 |
| 3.2.1. Требования к опорам ВЛ..... | 32 |
| 3.2.2. Требования к фундаментам опор ВЛ..... | 34 |
| 3.2.3. Требования к проводам и грозозащитным тросам ВЛ.... | 34 |
| 3.2.4. Условия выбора изоляторов и линейной арматуры ВЛ...36 | |
| 3.2.5. Требования к защите ВЛ от грозовых перенапряжений ..38 | |
| 3.2.6. Требования к линейному коммутационному оборудованию..... | 38 |
| 3.2.7. Требования к защите ВЛ от гололедно-ветровых воздействий..... | 39 |
| 3.2.8. Требования к диагностированию и мониторингу ВЛ..... | 40 |
| 3.2.9. Схемы замещения воздушных линий электропередачи и их параметры..... | 41 |
| 3.2.10. Схемы замещения ВЛ для расчетов симметричных режимов..... | 46 |
| 3.3. Кабельные линии электропередачи..... | 48 |
| 3.3.1. Схемы замещения кабельных линий электропередачи и их параметры | 50 |

| | |
|---|-----|
| 3.3.2. Схемы замещения КЛ для расчетов симметричных режимов..... | 55 |
| 3.3.3. Методики определения целости жил и фазировки КЛ... | 57 |
| 3.3.4. Оборудование для выполнения фазировки КЛ..... | 63 |
| 3.3.5. Методики определения целости жил, характера и места повреждения кабельных линий..... | 66 |
| 3.3.6. Приборы и оборудование для определения зоны повреждения кабеля..... | 71 |
| 3.3.7. Конструктивные параметры, классификация и обозначение силовых кабелей..... | 74 |
| 3.3.8. Кабельная арматура, прокладка и маркировка | 87 |
| 3.3.9. Условия перспективного развития КЛ | 99 |
| 3.3.10. Требования к применению экранов кабелей. Диагностирование и мониторинг КЛ:..... | 102 |
| 3.3.11. Схемы и средства измерений сопротивления изоляции силовых кабелей..... | 104 |
| 3.3.12. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции..... | 107 |
| 4. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов..... | 111 |
| 5. Увеличения пропускной способности электропередач и снижение потерь активной мощности | 114 |
| 6. Темы контрольных заданий | 123 |
| 7. Вопросы к самостоятельной работе студентов..... | 124 |
| Библиографический список..... | 124 |

Введение

Самостоятельная работа является одним из видов учебных занятий студентов всех форм обучения, которому отводится более половины учебного времени, определяемого государственным образовательным стандартом. Особенность самостоятельной работы студентов (СРС) состоит в том, что это не просто самостоятельная деятельность по усвоению учебного материала, регламентированного учебными планами (и рабочими программами учебных дисциплин) направлений подготовки бакалавров, а особая система условий обучения, организуемых и направляемых преподавателем, который лишь определенным образом организует познавательную деятельность студентов, само же познание осуществляет сам студент. Независимо от полученной профессии и характера работы любой начинающий специалист должен обладать фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности своего профиля, опытом творческой и исследовательской деятельности по решению новых проблем, опытом социально-оценочной деятельности. Все эти составляющие образования формируются именно в процессе самостоятельной работы студентов с источниками информации, так как предполагает максимальную индивидуализацию деятельности каждого студента и может рассматриваться одновременно и как средство совершенствования творческой индивидуальности личности.

Основные задачи самостоятельной работы:

- развитие и привитие навыков студентам самостоятельной учебной работы с источниками информации и формирование потребностей в самообразовании и самосовершенствовании;
- освоение содержания учебной дисциплины в рамках тем, выносимых на самостоятельное изучение студента;
- осознание, углубление содержания и основных положений курса в ходе конспектирования материала на лекциях, отработки в ходе подготовки к семинарским и практическим занятиям;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий, при написании курсовых и дипломной работ, для эффективной подготовки к промежуточной и итоговой аттестации.

Целью самостоятельной работы студентов является:

- качественное освоение знаний и умений по конкретной учебной дисциплине, составляющих, в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО), базовый уровень профессиональной подготовки специалиста;
- расширенное и углубленное изучение учебной дисциплины с целью освоения фундаментальных предметных и методологических знаний и способов деятельности;
- формирование умений выполнять самостоятельную работу (уметь учиться) в познавательной, практической, учебно-исследовательской, научно-исследовательской, рефлексивной, проектной деятельности;
- развитие у студентов лично и профессионально значимых качеств, индивидуального стиля учебной и профессиональной деятельности, общих и профессиональных способностей (способность принимать на себя ответственность, самостоятельно формулировать и решать проблемы, находить конструктивные решения в различных, в том числе конфликтных ситуациях, толерантность и др.).

В результате самостоятельной работы студенты приобретают дополнительные для изучения вопросов перспективного развития средств передачи электроэнергии, их проектирования и эксплуатации **знания** основных нормативных документов проектно-конструкторской, производственно-технологической и других видах профессиональной деятельности. Приобретают **умения** применять современные методы и средства исследования, проектирования, технологической подготовки производства и эксплуатации электроэнергетических и электротехнических объектов. **Овладевают** программными средствами для решения профессиональных задач в области электроэнергетики.

Для учебного процесса характерно два вида самостоятельной работы: аудиторная и внеаудиторная.

- *Аудиторная самостоятельная работа* по дисциплине «Кабельные и воздушные линии электропередачи» выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданиям и контролируется опросом студентов на аудиторных занятиях и мероприятиями по рейтинг-контролю знаний обучаемых.

- *Внеаудиторная самостоятельная работа* выполняется студентом по заданию преподавателя в соответствии с рабочей программой конкретной дисциплины, но без его непосредственного участия, по рекомендованным учеб-

ным пособиям и методическим разработкам. Разумеется, это не исключает поиск самим студентом дополнительных источников информации по конкретной тематике, включая информацию фирм-производителей электротехнических изделий и устройств.

В рамках изучения дисциплины используются следующие виды заданий для самостоятельной работы:

- самостоятельное изучение темы теоретического курса;
- подготовка устных ответов на контрольные вопросы, приведенные после каждой темы;
- написание рефератов и подготовка докладов;
- подготовка к тестовым заданиям по усвоению материала.

1. Источники информации и самостоятельная работа студента

Содержание аудиторной и внеаудиторной самостоятельной работы студентов определяется в соответствии с рекомендуемыми видами учебных заданий, представленными в рабочей программе учебной дисциплины.

Самостоятельная работа с книгой, как первоисточником, помогает студентам овладеть, закреплять и систематизировать знания при помощи:

- чтения текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы и т.д.);
- составления плана текста, графического изображения структуры текста, конспектирования текста, выписки из текста и т.д.;
- работы со справочниками и другой справочной литературой;
- ознакомления с нормативными и правовыми документами;
- учебно-методической и научно-исследовательской работы;
- использования компьютерной техники и Интернета и др.;
- обработки текста и повторной работой над учебным материалом учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио и видеозаписей;
- подготовки ответов на контрольные вопросы и аналитической обработки текста;
- подготовка мультимедиа презентации и докладов к выступлению на семинаре (конференции, круглом столе и т.п.);
- подготовка реферата и составление библиографии использованных литературных источников;

В результате чтения книги у бакалавров формируются умения:

- решения ситуационных задач и упражнений по образцу;
- выполнения расчетов (графические и расчетные работы);
- подготовки к контрольным работам;
- подготовки к тестированию;
- проектирования и моделирования разных видов и компонентов профессиональной деятельности;
- проведения опытно-экспериментальных работ;
- анализ профессиональных умений с использованием аудио – и видеотехники и др.

Предположительно студенты вуза уже обладают навыками внимательного, тщательного и сосредоточенного чтения. Не пропускают непонятные места, обдумывают прочитанное и не пропускают абзацы, дочитывают текст до логического конца.

Фонды библиотек непрерывно пополняются, но умелая работа с предметными каталогами и поисковой системой сократит до минимума время поиска книги (электронного ресурса). Отметим, что электронные ресурсы учебных материалов по всем специальным дисциплинам кафедры ЭтЭн доступны каждому студенту направления «Электроэнергетика и электротехника» и могут быть скопированы в ауд. 519-3.

Необходимо подчеркнуть особенность работы с Интернет-ресурсами. В общем случае информация, полученная из Интернета, может быть не совсем точной или вообще не соответствовать действительности. Поэтому, прежде всего, необходимо уточнить научную репутацию автора, издательство, ссылки других авторов на этот источник, является ли эта информация научной или плодом чьих-то раздумий. Правильно будет работать с книгами, рекомендованные преподавателем, а все прочие использовать как вспомогательные материалы для размышления.

1.1. Оформление ссылок на литературу и Интернет-ресурсы

При подготовке студентом докладов, рефератов, научных публикаций в обязательном порядке необходимо ссылаться на первоисточники. Правила оформления библиографических записей и ссылок на первоисточники регламентированы стандартами:

ГОСТ 7.1-2003 Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ГОСТ 7.82-2001 Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления.

ГОСТ Р 7.0.5-2008 Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.

ГОСТ Р 7.0.12-2011 Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на русском языке. Общие требования и правила.

Указанные стандарты доступны на абонементных читальных залах корпуса №1, читального зала нормативно-технической документации корпуса №2, ауд. 129, а также на сайте научной библиотеки ВлГУ (НБ ВлГУ), БД – Стандарты.

Примеры оформления библиографических записей приведены ниже.

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: ил.

2. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 3-е изд. перераб. – КНО-РУС, 2012. – 648 с.

3. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов и др.; Под ред. И. П. Крюčkова и В. А. Старшинова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

При ссылке на Интернет-ресурс необходимо руководствоваться следующим алгоритмом:

1. Начинать описание электронных ресурсов с заглавия. Его необходимо дать точно в том виде, как оно представлено на сайте, т.е. слово в слово.

2. Обозначить интернет-источник. После заглавия ставится пробел и в квадратных скобках название материала – [Электронный ресурс].

3. Напечатайте заглавие на иностранном языке, если оно имеется в интернет-источнике. После квадратной скобки поставьте пробел, знак «=» и с прописной буквы название статьи на другом языке.

4. Перечислить дополнительные сведения к заглавию. После названия интернет-источника поставьте двоеточие и напечатайте информацию. Например, «:проблемы, перспективы, пути решения».

5. Оформить имя автора статьи, редактора или наименование учреждения, которое поместило в интернет определенный источник. После предыдущего шага или после квадратной скобки с надписью «Электронный ресурс» поставить косую черту и напишите ответственное лицо, затем точку и тире. Например, «/ И. Иванов.-», «/ под ред. И.И. Иванова.-», «/ Центр информ. технологий.-».

6. Указать имеющуюся информацию об издании, если были внесены исправления или дополнения к исходному материалу. Например, «Изд. 2-е, испр. и доп.». После этого также надо ставить точку и тире.

7. Определить вид ресурса. К примеру, «Электрон. дан.-», «Электрон. журн.-» и пр.

8. Добавить объем интернет-источника в круглых скобках, если он состоит из нескольких файлов. Например, «(3 файла)».

9. Установить издательские данные: город, название издательства (не обязательно), дату издания источника. Например, «М.: Справочно-информационный интернет-портал «Грамота. Ру», 2009.-». Если же нет сведений о городе и годе издания, пишется примерная информация с вопросительным знаком в квадратных скобках («[Минск?]:», «[200-?].-»).

10. Сделать ссылку на электронные ресурсы и условия доступа (платный или свободный). Например, «Режим доступа: http://www.vedomosti.ru/lifestyle/news/1512663/что_proishodit_s_yazykom_segodnya, свободный.-».

11. Написать примечание к заглавию. Например, «Загл. с экрана».

12. Ссылка на сайт в целом

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова: [Электронный ресурс]. М., 1997-2012. URL: <http://www.msu.ru>. (Дата обращения: 18.02.2012).

13. Ссылка на web-страницу

Информация для поступающих: [Электронный ресурс] // Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. М., 1997-2012. URL: <http://www.msu.ru/entrance/>. (Дата обращения: 18.02.2012).

14. Ссылка на on-line-журнал

Секретарь-референт. 2011. № 7: [Электронный ресурс]. URL: http://www.profiz.ru/sr/7_2011. (Дата обращения: 18.02.2012).

15. Ссылка на on-line-статью

Каменева Е.М. Формы регистрации документов: // Секретарь-референт. 2011. № 7. URL: http://www.profiz.ru/sr/7_2011/formy_registracii_dokov. (Дата обращения: 18.02.2012).

16. Ссылка на on-line-книгу

Степанов В. Интернет в профессиональной информационной деятельности: [Электронный ресурс]. 2002-2006. URL: <http://textbook.vadimstepanov.ru>. (Дата обращения: 18.02.2012).

2. Требования к организации СРС при подготовке к занятиям по дисциплине «Кабельные и воздушные линии электропередачи»

В период подготовки к занятиям по дисциплине «Кабельные и воздушные линии электропередачи» студенту необходимо научиться методам самостоятельного умственного труда, сознательно развивать свои творческие способности и овладевать навыками творческой работы. Для этого необходимо строго соблюдать дисциплину учебы и поведения. Четкое планирование своего рабочего времени и отдыха является необходимым условием для успешной самостоятельной работы. В основу его нужно положить рабочие программы изучаемых в семестре дисциплин. Ежедневной учебной работе студенту следует уделять 9 – 10 часов своего времени, т.е. при шести часах аудиторных занятий самостоятельной работе необходимо отводить 3–4 часа.

Планирование самостоятельной работы должно быть связано со структурой и содержанием дисциплины, а также с распределением часов аудиторных и внеаудиторных занятий по изучаемой дисциплине, численные значения которых приведено в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

| Семестр | Трудоёмкость, зач. ед./ час. | Лекции, час. | Практич. занятия, час. | Лаборат. работы, час. | СРС, час. | Форма промежуточного контроля (экз./зачёт) |
|---------|------------------------------|--------------|------------------------|-----------------------|-----------|--|
| Седьмой | 2/72 | - | 36 | - | 36 | Зачет |
| Восьмой | 2/72 | 10 | 20 | - | 15 | Экзамен - 27 |
| Итого | 4/144 | 10 | 56 | - | 51 | Зачет, экзамен - 27 |

Таблица 2

Структура и содержание дисциплины «Кабельные и воздушные линии электропередачи»

| № | Раздел дисциплины | Семестр | Недели семестра | Виды учебной работы и трудоёмкость в часах | | | | | КП/КР. | Объем учебной работы, с применением интерактивных методов (в часах/%) | Формы текущего контроля и промежуточной аттестации |
|------------------------------|---|---------|-----------------|--|---------------------|----------------------|--------------------|-----------|--------|---|--|
| | | | | Лекции | Лабораторные работы | Практические занятия | Контрольные работы | СРС | | | |
| 1 | Тема 1. Конструктивные особенности, параметры и маркировка силовых кабелей. Классификация линий электропередачи. Характеристика задач расчета конструктивной части линий. | 7 | 1 | - | - | 2 | - | 4 | - | 1,0/50,0 | |
| 2 | Тема 2. Методы расчета сопротивления, емкости, абсорбции и диэлектрических потерь изоляции силовых кабелей. | 7 | 2-3 | - | - | 4 | - | 6 | - | 2,0/50,0 | |
| 3 | Тема 3. Моделирование и расчет воздушных линий электропередачи населенных пунктов. | 7 | 4-6 | - | - | 6 | + | 6 | - | 3,0/50,0 | Рейтинг-контроль |
| 4 | Тема 4. Моделирование и расчет кабельных линий электропередачи городских электрических сетей. | 7 | 7-9 | - | - | 6 | - | 6 | - | 3,0/50,0 | |
| 5 | Тема 5. Приборы и расчетные методы определения целостности жил силовых кабелей и фазировка кабельных линий | 7 | 10-12 | - | - | 6 | - | 6 | - | 3,0/50,0 | Рейтинг-контроль |
| 6 | Тема 6. Определение вида и места повреждения кабельных линий. Критическая длина пролета. Условия максимальной стрелы провеса провода. Критическая температура. Допустимые напряжения. Расчет однородных (монометаллических) проводов. Расчет сталеалюминевых проводов. | 7 | 13-18 | - | - | 12 | + | 8 | - | 6,0/50,0 | Рейтинг-контроль |
| Итого за 7-й семестр: | | | 18 | - | - | 36 | + | 36 | | 18/50,0 | Зачет |

Продолжение таблицы 2

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|-----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|--|----------------|----------------------------|
| 1 | Тема 1. Конструкция воздушных линий электропередачи. Конструктивные элементы воздушных линий электропередачи (ЛЭП). Провода ВЛ и их тросы. Опоры: их классификация и конструкция, область применения, линейная арматура; изоляторы. Фундаменты опор. | 8 | 1-2 | 2 | - | 4 | | 3 | | 4,0/66,7 | |
| 2 | Тема 2. Конструкция кабельных линий электропередачи. Конструктивные элементы КЛ. Классификация кабельных линий, принципы формирования марки кабеля, маркировка кабелей, конструктивное исполнение кабелей различного уровня номинального напряжения, их область применения. Газоизолированные линии, кабельные линии с форсированным охлаждением, криогенные кабельные линии. | 8 | 3-4 | 2 | - | 4 | + | 3 | | 4,0/66,7 | |
| 3 | Тема 3. Условия работы линий электропередачи. Особенности условий работы ВЛ и КЛ. Внешние воздействующие факторы. | 8 | 5-6 | 2 | - | 4 | | 3 | | 4,0/66,7 | Рейтинг-контроль |
| 4 | Тема 4. Исходные условия расчёта конструктивной части линий. Причины повреждаемости ВЛ и КЛ. Мероприятия по повышению механической прочности ВЛ. Расчетные климатические условия. Механические нагрузки проводов и тросов. | 8 | 7-8 | 2 | - | 4 | | 3 | | 4,0/66,7 | РГР |
| 5 | Тема 5. Теория расчетов проводов и грозозащитных тросов. Стрела провеса провода. Силы тяжения. Уравнение кривой провисания провода. Напряжение в материале провода при разных климатических условиях. Уравнение состояния провода. Критическая длина пролета. Условия максимальной стрелы провеса провода. Критическая температура. Допустимые напряжения. Расчет однородных (монометаллических) проводов. Расчет сталеалюминевых проводов. Определение физико-механических характеристик сталеалюминевых проводов. Три критических пролета. | 8 | 9-10 | 2 | - | 4 | | 3 | | 4,0/66,7 | Рейтинг-контроль |
| | Итого за 8-й семестр: | | 10 | 10 | - | 20 | + | 15 | | 20/66,7 | Экзамен - 27 |
| | Итого: | | 10 | 10 | - | 56 | | 51 | | 38/57,6 | Зачет, экзамен - 27 |

2.1. Темы практических занятий

Цель проведения практических занятий – отработка методик расчета кабельных и воздушных линий электропередачи, подготовка студентов к выполнению расчетно-графической работы - научить их проектировать механическую часть воздушных линий (выбирать конструктивные элементы, проверять их по условиям работы в нормальных и аварийных режимах), расставлять опоры по профилю трассы ВЛ, проверять выполнение основных условий.

1. Определение погонных параметров кабельной линии.
2. Расчет и сравнение погонных параметров воздушных линий напряжением 6 кВ и 10 кВ при одинаковых и разных типах опор.
3. Расчет потребности в проводе заданного сечения для монтажа или реконструкции воздушной линии напряжением 10 кВ заданной протяженности.
4. Расчет и сравнение параметров схем замещения кабельной и воздушной линии одного класса напряжения, равным сечением токоведущих жил и равной протяженностью.
5. Расчет пропускной способности воздушной линии с учетом конструктивных параметров.
6. Расчет падения и потери напряжения нагруженной линии электропередачи.
7. Расчет напряжения в начале кабельной линии с учетом несимметрии и параметров нагрузки в конце линии.
8. Расчет зависимости пропускной способности линии от сечения и марки токоведущих жил.
9. Определение наибольшей потери напряжения в разомкнутой трехфазной сети напряжением 380 В, выполненную кабелем и воздушными линиями.
10. Расчет мощности и места установки конденсаторных батарей в сети 380 В для уменьшения потерь напряжения.
11. Определение конструктивных параметров воздушной линии с заданными параметрами нагрузки и параметрами схемы замещения.
12. Расчет токораспределения в кольцевой сети, выполненной кабелем и воздушной линией с заданными сечениями токоведущих жил.
13. Расчет годовых нагрузочных потерь электроэнергии в кабельных и воздушных линиях.

14. Расчет удельных механических нагрузок на конструктивные элементы воздушной линии при использовании однородных и сталеалюминевых проводов.

15. Расчет тяжения проводов при обрыве в одном из пролетов, выбор и проверка изоляторов.

16. Выбор и проверка изоляторов и линейной арматуры по механической прочности.

17. Построение разбивочного шаблона и расстановка опор по профилю трассы воздушной линии.

18. Построение монтажных графиков для сооружаемых воздушных линий электропередачи.

3. Темы СРС

3.1. Производство и распределение электрической энергии

Целью СРС по данной теме является закрепление знаний, полученных на практических занятиях и углубленная проработка учебного материала в плане подготовки к восприятию учебного материала последующих тем. В этом разделе рекомендуется особое внимание обратить на средства передачи электрической энергии к потребителю от генерирующих ветвей, руководствуясь материалом изложенным ниже.

Электрическая сеть, как часть электроэнергетической системы, обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние, преобразование параметров электроэнергии (напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории вплоть до непосредственных *электроприемников*.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются *многоступенчатостью, сложностью конфигурации и многорежимностью*. т.е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой многоступенчатой сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров с большим разнообразием загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое рабочими изменениями во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом.

В настоящее время для электрических сетей стандартизованы 4 напряжения менее 1 кВ (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1 кВ (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока. Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением приведена в табл. 3.

Таблица 3

| Признак | Номинальные напряжения, кВ | | | | |
|------------------------|---|------|----------|-------------------|------|
| | < 1 | 3—35 | 110—220 | 330—750 | 1150 |
| Номинальное напряжение | НН | СН | ВН | СВН | УВН |
| Охват территории | Местные | | Районные | Региональные | |
| Назначение | Распределительные | | | Системообразующие | |
| Характер потребителей | Городские, промышленные, сельскохозяйственные | | | — | |

По размерам территории, охватываемой сетью, могут быть выделены так называемые местные ($U_{ном} = 35$ кВ), районные (110 — 220 кВ) и региональные сети ($U_{ном} = 330$ кВ). Линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН), являющиеся основой последней категории сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных объединенных энергосистемах (ОЭС), так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают системообразующие и распределительные сети. Первые осуществляют функции формирования районных энергосистем (РЭС) путем объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединение РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей.

По данным Положения ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе в 2013 году общая протяжённость воздушных и

кабельных линий электропередачи *магистрального* электросетевого комплекса напряжением до 1150 кВ составляет **131583,063 км**, в том числе [1]:

- линий напряжением 1150 кВ - 948,8 км;
- линий напряжением 750 кВ - 3708,468 км (в т.ч. ВЛ-800 кВ);
- линий напряжением 500 кВ - 36722,39 км (в т.ч. ВЛ-400 кВ);
- линий напряжением 330 кВ - 10984,735 км;
- линий напряжением 220 кВ - 77540,93 км;
- линий напряжением 110 кВ - 1206,76 км (в т.ч. ВЛ-150 кВ);
- линий напряжением 0,4 - 35 кВ - 470,98 км.

Общее количество трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП) напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации *магистрального* электросетевого комплекса составляет **885 ед.**, в том числе:

- напряжением 1150 кВ - 3 ед.;
- напряжением 750 кВ - 12 ед.; (в т.ч. 3 ед. ПС 800 кВ)
- напряжением 500 кВ - 104 ед. (в т.ч. 1 ед. ПС 400 кВ);
- напряжением 330 кВ - 68 ед.;
- напряжением 220 кВ - 612 ед.;
- напряжением 35-110 кВ - 42 ед.;
- напряжением 10 кВ – 44 ед.

Состояние производственных активов *магистрального* электросетевого комплекса Единой национальной сети (ЕНЭС) характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 56% для подстанций (ПС) и 77% для линий электропередачи (ЛЭП), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 20% и 35% соответственно.

По итогам формирования балансов электрической энергии в сетях ЕНЭС за 2012 год значение потерь электроэнергии в сети ЕНЭС (*в магистральном сетевом комплексе*), отнесенное к общему отпуску электроэнергии из сети ЕНЭС в сети распределительных сетевых компаний, потребителей и независимых АО-энерго, составила 4,24%, из них:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;
- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, опреде-

ляющее надежность и экономичность работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Наиболее часто встречающимися причинами повреждений оборудования подстанций являются износ оборудования, недостатки эксплуатации и ремонтов, а также дефекты изготовления оборудования.

Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев. В 2013 году значение данного показателя обусловлено ростом числа технологических нарушений, связанных с валкой деревьев на провода ВЛ при организации и выполнении целевых программ по расширению просек ВЛ.

Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети. Распределительные линии можно выделить в сетях различных номинальных напряжений, поэтому не следует отождествлять понятия местных и распределительных сетей, как это делалось ранее. В настоящее время по мере развития сетей СВН верхняя граница этого диапазона в ряде ОЭС сдвинулась в сторону более высоких напряжений, и современные сети 110 — 220 кВ и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных. Так, по мере наложения вновь создаваемой сети 750 кВ на сеть 330 кВ в тех районах, где ранее последняя выполняла функции системообразующей, сети 330 кВ постепенно переходят в разряд распределительных. В будущем аналогичный процесс будет наблюдаться в тех частях ЕЭС России, где линии напряжением 1150 кВ возьмут на себя роль основных связей между ОЭС, в которых сейчас основными являются сети 500 кВ.

В *распределительных электрических сетях*, находящихся на балансе операционных компаний, используются сети напряжением 0,4 - 220 кВ. Общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4-110 (220) кВ составляет **2109693,7 км**, в том числе [1]:

- линий напряжением 220 кВ – 2895,4км;
- линий напряжением 110 кВ – 254345,5км (в т.ч. ЛЭП 60 и 150кВ);
- линий напряжением 35 кВ – 162722км;

- линий напряжением 6-20 кВ – 947143,2 км;
- линий напряжением 0,4 кВ – 742587,6 км;

Общее количество трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, находящихся в эксплуатации составляет **461864 ед.**, в том числе:

- напряжением 110 – 220 кВ – 6884 ед.;
- напряжением 35 кВ – 7304 ед.;
- напряжением 6 – 20 кВ – 447676 ед.

Средняя степень износа электросетевых объектов распределительных электрических сетей, включая здания и сооружения, составляет свыше 70%.

Воздушные линии напряжением 0,4 – 20 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27 – 35 кН·м.

Линии электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5 – 10 лет.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с одно- или двухтрансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Трансформаторные ПС 35 – 110 (220) кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами и построены с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения. Количество указанных подстанций составляет примерно 70% от общего числа подстанций данного класса напряжения. На вышеуказанных подстанциях установлены трансформаторы с устройствами РПН в количестве 16694 ед., что составляет 68% от общего количества трансформаторов - 24522 ед.

В сетях, подключенных к трансформаторам, не оборудованным устройствами РПН, как правило, происходят отклонения напряжения на шинах потребительских подстанций выше предельно допустимых значений. Более половины парка силовых трансформаторов требует замены.

Трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в одно трансформаторном исполнении. Из общего числа трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ, в закрытом исполнении выполнены 62055 ед. или 14%. В эксплуатации свыше 30 лет находится более 55% подстанций.

Уровень автоматизации сетей 35-110 (220) кВ и особенно 6-20 кВ значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах. Только 38% от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16% имеют телеуправление. Предприятия электрических сетей и около 78% районов электрических сетей имеют диспетчерские пункты, из которых только 60% оснащены диспетчерскими щитами.

Показатели надежности электроснабжения в связи с высоким износом распределительных электрических сетей за последние годы снижаются. В сетях напряжением 6-20 кВ происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ – до 100 отключений в год на 100 км. Причинами повреждений на ВЛ 6-20 кВ являются [1]:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации – 18%;
- климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений – 19%;
- грозовые перенапряжения – 13%;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала – 6%;
- посторонние, несанкционированные воздействия – 16%;
- невыясненные причины повреждений – 28%.

Кабельные линии в классах напряжения 0,4 – 110 (220) кВ в основном повреждаются по следующим причинам:

- дефекты прокладки – 20%;
- естественное старение силовых кабелей – 31%;
- механические повреждения – 30%;
- заводские дефекты – 10%;
- коррозия – 9%.

Наиболее часто встречающимися повреждениями силовых трансформаторов 35 – 110 (220) кВ являются отказы, вызванные снижением диэлектрических свойств изоляции, повреждениями комплектующих устройств таких, как переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы. Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются дефекты конструкций, при их изготовлении, монтаже и ремонте, а также несоблюдение правил и норм эксплуатации, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ, ударные токи и перегрузки.

Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет 8,4%. На долю потерь электрической энергии при

её передаче по сетям, находящимся на балансе МРСК, приходится примерно 78% от общей величины потерь в электрических сетях России, включая сети ЭСК, в том числе [1]:

- в сетях ВН – 25,4%
- в сетях СН1 – 5,5%
- в сетях СН2 – 24,6%
- в сетях НН – 22,6%

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки или «условно-постоянные» потери, составляют 23%. При этом в структуре потерь независящих от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 67%, на собственные нужды подстанций – 11%, а прочие потери суммарно составляют 22%. «Нагрузочные» потери составляют 74% от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 86% составляют потери в линиях электропередачи, а 14% - в трансформаторах.

Отметим, что местные и распределительные сети могут различаться *по характеру подключаемых к ним потребителей*. Определенную специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов и называемые соответственно промышленными, городскими и сельскими. Так, *сельские электрические сети* характеризуются значительной протяженностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума которой также относительно невелико. Напротив, чисто *промышленные сети*, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки с плотно заполненным графиком нагрузки промышленных предприятий. Условно промежуточное положение занимают в этом плане *городские сети*. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность в ряде случаев (когда основными источниками питания города являются ТЭЦ, работающие по тепловому графику) вызывает необходимость привлечения дополнительных маневренных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

В соответствии с родом тока различают сети переменного и постоянного тока. Отметим, что в России сети трехфазного переменного тока напряжением

110 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низких напряжений — с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например, в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяженные электропередачи постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

По **конфигурации** различают *разомкнутые* и *замкнутые сети*. К разомкнутым относятся сети, образованные *радиальными* или *радиально-магистральными* линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой сети является одноконтурная (кольцевая) сеть. Питающие сети, как правило, являются сложно-замкнутыми, т.е. имеют большое число контуров.

По **отношению к помещению** иногда различают *внутренние* и *наружные сети*. И, наконец, по **конструктивному выполнению** сети делятся на *внутренние проводки* (до 1 кВ), *кабельные* (до 500 кВ) и *воздушные* (до 750 — 1150 кВ) сети. Внутренние сети промышленных предприятий иногда частично выполняются закрытыми комплектными токопроводами, прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети 6 — 20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышленных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей.

Для производства электроэнергии в настоящее время на тепловых электрических станциях России эксплуатируется около 1200 *турбогенераторов* суммарной установленной мощностью около 150 ГВт (150 тыс. МВт). Все турбогенераторы — отечественного производства. Большая часть общей мощности (около 60 %) — это турбогенераторы мощностью 100—320 МВт. Распределение турбогенераторов по группам мощностей приведено в табл. 4.

По сравнению с США структура мощностей турбогенераторов России несколько сдвинута в область меньших мощностей (100—200 МВт). В США

доля установленной мощности блоков 300—500 МВт составляет 40 %, что несколько больше, чем в России (30 %).

Таблица 4

| Группа | Диапазон мощностей турбогенераторов, МВт | Суммарная мощность турбогенераторов, ГВт |
|----------|--|--|
| 1 | 25—63 | 33,5 |
| 2 | 100—200 | 54,5 |
| 3 | 300—500 | 46,1 |
| 4 | 800 | 12,8 |
| 5 | более 1000 | 1,2 |
| | | Итого: 148,1 ГВт |

Увеличение единичной мощности турбогенераторов приводит к снижению удельных затрат материалов генераторов на единицу мощности, удельных капиталовложений при сооружении станции и стоимости электроэнергии. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Коэффициент полезного действия (КПД) турбогенераторов мощностью 1200 МВт примерно равен 99 %, однако, отводимые в виде теплоты потери в нем достигают 12000 кВт, что требует обеспечения интенсивного охлаждения. Рост единичных мощностей турбогенераторов замедлился по причинам чисто технического характера, которые связаны с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения, ограничениями по механическим напряжениям ротора и вибрациям. Принципиально электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000 — 2500 МВт, однако социально-экономические последствия аварийного выхода из строя такого агрегата довольно тяжелые.

В качестве охлаждающих агентов в турбогенераторах применяются воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло. По принципу охлаждения все турбогенераторы можно подразделить на машины с *косвенным (поверхностным) охлаждением* и *непосредственным охлаждением* проводников обмоток статора и ротора различными агентами, а также смешанным охлаждением. Типы турбогенераторов с различными видами охлаждения представлены в табл. 5.

Водородное охлаждение, в том числе и водородно-водяное, применяется для 64,5 % турбогенераторов (по мощности), водяное, в том числе водо-масляное, — для 5,5 % турбогенераторов (по мощности). Отечественные турбогенераторы с водоводородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных машин, а по ряду показателей их превосходят. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением мощностью 50 — 800 МВт за рубежом не изготавливаются, поскольку там освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением мощностью до 300 (450) МВт, а в России — до 160 МВт.

Турбогенераторы серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт и напряжением до 36,75 кВ охлаждаются трансформаторным маслом, воздухом и водой. Для обмоток статора масло является и хорошей изолирующей средой, что позволяет увеличить их напряжение до 36,75 кВ по сравнению с 20 — 24 кВ для генераторов с другими типами охлаждения. С целью отделения объема статора, заполняемого маслом, от вращающегося ротора внутри сердечника статора устанавливается цилиндр, изготовленный из изоляционного материала. Обмотка ротора турбогенераторов серии ТВМ охлаждается водой, поверхность ротора — воздухом, зубцы ротора — водой. В настоящее время в турбогенераторах ТВМ масло заменяют негорючим жидким диэлектриком (совтол, клофен, пиранол и т.п.).

Таблица 5

| Наименование серии | Расшифровка | Система охлаждения | | |
|---|--|------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | Обмотка статора | Сердечник статора | Обмотка ротора |
| Т2-2,5-2; Т2-4-2; Т2-6-2; Т2-12-2 (завод «Электросила»); Т-2,5-2УЗ; Т-4-2УЗ; Т6-2УЗ; Т-12-2УЗ (Лысьвинский завод) | Т — турбогенератор; 2 — вторая серия; 2,5 — мощность, 2 — двухполюсный, УЗ — климатическое исполнение и категория размещения | Косвенное воздушное | Непосредственное воздушное | Косвенное воздушное |
| ТВ2-30-2; ТВ2-100-2; ТВ2-150-2 (завод «Электросила») | В — водородное охлаждение | Косвенное водородом | Непосредственное водородом | Косвенное водородом |
| ТВФ-63-2ЕУЗ; ТВФ-110-2ЕУЗ (ЛПЭО «Электросила») | Ф — форсированное охлаждение ротора | Косвенное водородом | Непосредственное водородом | Непосредственное водородом |
| ТВВ-160-2ЕУЗ; ТВВ-220-2ЕУЗ; ТВВ-320-2ЕУЗ; ТВВ-500-2ЕУЗ; ТВВ-800-2ЕУЗ, ТВВ-1000-2УЗ; ТВВ-1200-УУЗ (ЛПЭО «Электросила») | ВВ — водородно-водяное охлаждение, Е — единая серия | Непосредственное водой | Непосредственное водородом | Непосредственное водородом |

| | | | | |
|--|---|--|----------------------------|---|
| ТЗВ-800-2УЗ (ЛПЭО «Электросила») | ЗВ — трижды водяное охлаждение | Непосредственное вододой | Непосредственное вододой | Непосредственное вододой |
| ТГВ-200-2; ТГВ-200-2Д; ТГВ-200-МТ; ТГВ-200-2М; ТГВ-300-2; ТГВ-500-2 (Харьковский завод «Электротяжмаш») | ТГ — турбогенератор, водородно-водяное охлаждение обмоток, М — модификация | Непосредственное водородом, для ТГВ-500, 800, ТГВ-200-2М — вододой | Непосредственное водородом | Непосредственное водородом, ТГВ-500, 800 — вододой |
| ТВМ-300, ТВМ-500 (ПО «Сибэлектротяжмаш») | М — масляное охлаждение статора погружного исполнения, В — водяное охлаждение обмотки ротора | Непосредственное маслом | Непосредственное маслом | Непосредственное вододой |

Следует отметить, что более 50 % общего числа турбогенераторов в России отработали установленные нормами минимальные сроки службы. Например, парк турбогенераторов мощностью 60 МВт и более, отслуживших более 25 лет, составляет 55 % против 41 % в США, и в то же время турбогенераторы, прослужившие в России менее 20 лет, составляют 26 %, а в США — 43 %. Поэтому необходимо осуществлять замену наиболее изношенных генераторов на новые наряду с мероприятиями по продлению срока службы остальных машин путем совершенствования профилактического обслуживания на базе непрерывного контроля и текущего ремонта.

На 64 гидроэлектростанциях России мощностью 30 МВт и более работают 395 агрегатов общей мощностью около 44 ГВт (табл. 6).

Таблица 6

| Группа | Диапазон мощностей гидрогенераторов, МВт | Суммарная мощность гидрогенераторов, ГВт |
|--------|--|--|
| 1 | до 49 | 6,60 |
| 2 | 50—99 | 6,64 |
| 3 | 100—199 | 6,94 |
| 4 | 200—300 | 11,42 |
| 5 | 500 и более | 12,40 |
| | | Итого 44,00 |

Основная доля вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии (54,2 %) в России приходится на гидрогенераторы большой мощности

(200 — 640 МВт). Из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских — 10, т.е. одна двенадцатая часть. Однако использование гидропотенциала по нашей стране неравномерное: в европейской части страны оно составляет 46,4 %, в Сибири 19,7 %, в восточных регионах только 3,3 % и в среднем по стране около 20 %. Экономически целесообразный к использованию гидропотенциал страны составляет 850 млрд кВт·ч в год, что примерно в 5 раз больше возможностей сегодняшних ГЭС. Во Франции и Германии степень использования экономически целесообразного гидропотенциала более 90 %, в Японии — 84 %, в США — 73 %, Испании — 63 % и т.д.

Мощности единичных гидроагрегатов определяются прежде всего параметрами источников гидроэнергии. Рекордными по полной или кажущейся (измеряемой в мегавольт - амперах — МВ·А) мощности гидрогенераторами могут быть названы машины ГЭС Итайпу (Бразилия) — 823,6 МВ·А, Саяно-Шушенской ГЭС (Россия) — 820 МВ·А, 142,8 об/мин, Гранд-Кули (США) — 600 МВ·А, 73,2 об/мин. КПД гидрогенераторов весьма высок. При больших мощностях он достигает 97 — 98,7 %.

Обычно в гидрогенераторах используется воздушное и водяное охлаждение (косвенное, форсированное или непосредственное). При *непосредственном охлаждении* охлаждающий агент (воздух или жидкость) непосредственно соприкасается с проводниками, отводя от них теплоту. Эффективность охлаждения резко возрастает, если в качестве охлаждающего агента применяется вода.

Большая доля отечественных гидрогенераторов отработала уже 30 лет и более. Ввод новых мощностей в последние годы существенно отстает от среднего мирового уровня. Доля гидрогенераторов со сроком службы менее 30 лет в мире составляет около 65 %, в России только 40 %. Для 77 % отечественных гидрогенераторов по ГОСТ уже истек нормативный срок службы.

Технико-экономические показатели синхронных генераторов в значительной степени определяются типом и качеством изоляционных материалов, используемых для обмоток электрических машин. Без совершенствования изоляции статорных обмоток генераторов было бы невозможным создание генераторов мощностью 500—1200 МВт приемлемых для современной техники габаритов. С ростом мощностей единичных агрегатов почти пропорционально возрастает ток обмотки статора, в то время как уровень напряжения не может быть увеличен из-за опасностей пробоя изоляции, возникновения короны, вы-

сокого нагрева изолирующих сред. Следует отметить, что обмотки статора работают в тяжелых условиях высоких температур, механических воздействий, существенной виброактивности, переменных нагрузок.

До начала 60-х годов большинство генераторов изготавливалось с применением *термопластичной* изоляции, требующей пропитки битумными компаундами. Ее положительные свойства — эластичность и хорошая сопротивляемость влаге. Однако в процессе эксплуатации этот тип изоляции может подвергаться размягчению и даже частичному вытеканию из зоны пазов. Поэтому в настоящее время термопластичная изоляция имеет очень ограниченное применение.

Стержни статорных обмоток современных генераторов имеют другой тип изоляции — *терморективную*, которая полимеризуется и затвердевает при температуре 150 — 160°С и при повторных нагреваниях не размягчается. Терморективная изоляция по сравнению с термопластичной имеет более высокую электрическую и механическую прочность, допустимую рабочую температуру 130°С. Диэлектрические потери в терморективной изоляции при воздействии переменного напряжения меньше в 3 — 4 раза, чем в термопластичной. Электрическая прочность созданных типов терморективной изоляции «Слюдотерм», «Монолит», «Монолит-2», ВЭС-2 примерно в 2 раза выше, чем у термопластичной, и достигает 30 — 34 киловольт на миллиметр толщины (кВ/мм). Особенностью терморективной изоляции является ее меньшая пластичность, что ограничивает деформацию стержней обмотки.

Применение нового типа изоляции позволило повысить напряжение турбогенераторов до 24 — 28 кВ, а при использовании масляного типа изоляции (например, для турбогенераторов ТВМ) до 36,75 кВ. Напряжения статорных обмоток гидрогенераторов обычно не превышают 13,8 — 15,75 кВ.

3.2. Воздушные линии электропередачи

Успешное решение вопросов энергоэффективности и энергосбережения связано с внедрением новых технологий в промышленности и современных технических средств генерирования и передачи электроэнергии до потребителя. Эти мероприятия позволяют увеличить коэффициент полезного действия при преобразовании энергии органических энергоносителей, запас которых

ограничен, в электромагнитную и другие виды энергии. Кроме того, это позволит уменьшить потери электроэнергии до уровня потерь промышленно развитых европейских стран (6 – 7 %).

Важнейшей составляющей электроэнергетической системы являются линии электропередач, к которым относятся воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии электропередач.

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) – устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам или другим сооружениям (мостам, путепроводам). Обычно ВЛ состоит из трех фаз, поэтому опоры одноцепных ВЛ напряжением выше 1 кВ рассчитаны на подвеску трёх фазных проводов (одной цепи), на опорах двухцепных ВЛ подвешивают шесть проводов (две параллельно идущие цепи). При необходимости над фазными проводами подвешивается один или два грозозащитных троса. На опорах ВЛ распределительной сети до 1 кВ подвешивается от 5 до 12 проводов для электроснабжения различных потребителей по одной ВЛ (наружное и внутреннее освещение, электросиловое хозяйство, бытовые нагрузки). ВЛ до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью помимо фазных снабжена нулевым проводом.

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных линий электропередачи (ЛЭП, ВЛ) являются [1]:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- сокращение влияния ВЛ на экологию, включая минимизацию ширины лесных просек за счет применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов, создания компактных ВЛ, снижение потерь электроэнергии в ВЛ;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры, характеризующие надёжность ВЛ, в течение всего срока службы;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение стальных многогранных, узкобазых решетчатых, железобетонных секционированных или композитных опор ВЛ, создание компактных ВЛ при соответствующем экономическом обосновании;

- использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;

- развитие технологий диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, позволяющих производить оценку технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ, оснащение ВЛ 6 - 110 кВ высокоточными системами для определения мест повреждения в линиях.

- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;

- использование систем автоматизированного проектирования (САПР ВЛ) при разработке и технико-экономическом обосновании проектов ВЛ;

- внедрение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

- для ВЛ 35 - 220 кВ следует, как правило, применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (ПУЭ 7-го издания, актуализированных редакций соответствующих нормативно-технической документации (НТД));

- при проектировании ВЛ 35-220 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность, вечномёрзлые грунты, солончаки, районы Крайнего Севера), а также ВЛ 330 кВ и выше следует, как правило, применять индивидуальное проектирование опор и фундаментов с целью обеспечения требуемой устойчивости ВЛ к внешним воздействиям, экономической эффективности строительства и эксплуатации, в том числе, устройство заземлителей опор, обеспечивающих нормативную грозоупорность ВЛ в районах с плохопроводящими грунтами;

- учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ следует производить по результатам инженерных изысканий;

- при проектировании ВЛ 110 кВ и выше, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонтов, в особых условиях, следует применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надежность, минимизацию затрат при эксплуатации;

- при проектировании пересечений вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ 220 - 500 кВ с автомобильными дорогами всех категорий минимальные габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна

пересекаемых автомобильных дорог следует принимать не менее 12 м для расчетных условий, предусмотренных соответствующим разделом действующей редакции ПУЭ;

- при проектировании ВЛ 110 кВ и выше, проходящих в местности, характеризующейся частой и интенсивной «пляской» проводов следует рассматривать применение одноцепных ВЛ с горизонтальным расположением фаз и ограничителей перенапряжений (ОПН) вместо грозозащитного троса, пониженное (до 25% от разрывного усилия) тяжение проводов и тросов, с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ;

- на ВЛ, проходящих в городах и районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных рекомендуется применять свободностоящие опоры, в том числе многогранные, железобетонные секционированные и композитные;

- для ВЛ 110 кВ и выше, трасса которых проходит по местности, характеризующейся частыми низовыми или торфяными пожарами, следует применять опоры с увеличенной высотой подвеса провода (при соответствующем экономическом обосновании), относительно требований таблиц 2.5.20 и 2.5.22 ПУЭ. Материал опор ВЛ 0,4-35 кВ (деревянные, железобетонные, металлические, композитные) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании технико-экономических обоснований с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ;

- для ВЛ 6 – 35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой;

- применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц;

- для ВЛ от 6 до 110 кВ включительно, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от «каскадных» повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов (до 1 км) и использование конструкций опор в том числе и изготовленных из композитных материалов, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.

- ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием самонесущих изолированных проводов.

При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного ТАПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления. Цель расчетов - определение возможности возникновения апериодической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных КЗ. В случае возникновения апериодической составляющей - оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии и, в случае необходимости, разработка системных технических решений по ее минимизации или исключению, а также требований к выключателям для обеспечения успешного отключения ЛЭП.

При строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ВЛ необходимо [1]:

- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;

- при необходимости увеличения пропускной способности без строительства новой ВЛ – замена сталеалюминевых проводов на провода с повышенной пропускной способностью, в том числе и высокотемпературные;

- применение, как правило, защиты опор от коррозии методом горячего цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия; применение быстромонтируемой арматуры, в том числе, – спиральной и клиносочленённой.

На магистральных электрических сетях 6-20 кВ и ниже:

- с ответвлениями – должна применяться, как правило, штыревая изоляция;

- без ответвлений – должна применяться, как правило, подвесная изоляция.

При проектировании сетей 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:

- воздушные сети должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) одного сечения по всей длине линии;

- при проектировании и строительстве ВЛ 0,4 кВ рекомендуется использовать опоры линий электропередачи напряжением 6-20 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ.

3.2.1. Требования к опорам ВЛ

В соответствии с основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных линий электропередачи опоры ВЛ должны удовлетворять следующим условиям [1]:

- на ВЛ 220-750 кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам; одноцепные, двухцепные и многоцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций;

- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих в городах и в районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных, рекомендуется применять стальные свободностоящие многогранные опоры;

- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, следует применять стальные свободностоящие опоры;

- для анкерно-угловых опор ВЛ 220-750 кВ, при отсутствии обоснований, должны применяться стальные свободностоящие опоры жесткой конструкции;

- проектные размеры и масса промежуточных опор, их расстановка должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в т.ч., за счет более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости при соответствующем технико-экономическом обосновании;

- конструкции опор для ВЛ 220 кВ и выше должны обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную эффективность монтажа проводов и тросов, отсутствие необходимости получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам;

- стальные опоры, а так же стальные детали железобетонных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия, как правило, защищаются от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия;

- расчетные климатические нагрузки на строительную часть - опоры и фундаменты - должны определяться в соответствии с действующими ПУЭ и актуализированными рекомендациям СНиП;

- применение высотных опор, монтируемых методом наращивания, обеспечивающих прохождение ВЛ через лесные участки с минимально возможной шириной просеки;

- на ВЛ, проходящих по территории населенных пунктов, туристско-рекреационным зонам, вблизи мест отдыха, в национальных парках и заповедниках, на пересечениях с крупными транспортными магистралями в окрестности городов рекомендуется осуществлять декоративную окраску опор лакокрасочными покрытиями с длительным сроком службы, а также применять опоры индивидуального проектирования, разработанные с учетом повышенных эстетических требований.

Срок эксплуатации опор ВЛ 220 и выше должен составлять не менее 50 лет.

- На ВЛ 35-110 кВ опоры должны обеспечивать надёжность и безопасность эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

- На ВЛ 0,4-20 кВ допускается применять сертифицированные деревянные опоры, обработанные специальными консервантами и антисептиками, обеспечивающими срок службы ВЛ не менее 40 лет. В исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, допускается применение деревянных опор для ВЛ 35-110 кВ. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

- На ВЛ 35-110 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании возможно применение стальных многогранных и решётчатых опор.

- На ВЛ 35-110 кВ допускается применение центрифугированных железобетонных опор, транспортировка которых по автодорогам общего пользования не требует специального разрешения (секционированных).

- На ВЛ 6-110 кВ допускается применение композитных опор и траверс при условии обоснования проектом надёжности, безопасности, эффективности их применения и конструктивного обеспечения устойчивости к внешним воздействиям.

- На магистралях ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применение железобетонных опор из вибрированных или центрифугированных стоек. При обосновании допускается применение стальных многогранных опор.

- При необходимости, ВЛ 6-20 кВ могут быть выполнены в габаритах 35-110 кВ.

- На ответвлениях ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять деревянные или железобетонные опоры из вибрированных стоек.

- Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет. Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

3.2.2. Требования к фундаментам опор ВЛ

Условия применения фундаментов опор ВЛ определяются проектной документацией с учетом требований действующих НТД в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки. При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

Должны применяться [1]:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);
- монолитные железобетонные фундаменты свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи);

Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ должен быть унифицирован.

3.2.3. Требования к проводам и грозозащитным тросам ВЛ

Провода и грозозащитные тросы воздушных линий электропередачи должны удовлетворять следующим условиям [1]:

На ВЛ 220 кВ и выше, как правило, следует применять стандартные сталеалюминевые провода. В обоснованных случаях допускается применение современных конструкций проводов, позволяющих существенно увеличить пропускную способность без увеличения нагрузки на опоры, или превосходящие стандартные провода по техническим характеристикам:

- при новом строительстве - провода с сердечником из стальных и алюминиевых сплавов, композитных немагнитных материалов обладающие: повышенной пропускной способностью, с цилиндрической поверхностью из проволок трапецеидальной или z - образной формы с меньшими коэффициентами аэродинамического сопротивления, повышенной коррозионной стойкостью и повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям, лучшей деформационной способностью, большей крутильной жесткостью;

- при реконструкции ВЛ с целью повышения пропускной способности при сохранении (или снижении) нагрузки на опоры, а также при строительстве больших переходов применять провода с длительно допустимыми температурами до 240°C с токопроводящими повивами из термостойких и сверхтермо-

стойких алюминиевых сплавов, с коррозионностойким сердечником, в т.ч. изготовленном из стали, алюминиевых сплавов, или с композитным сердечником, с целью снижения нагрузки на опоры и фундаменты;

- при достаточном технико-экономическом обосновании – провода со встроенным оптическим кабелем (ОКФП).

В качестве грозозащитных тросов должны применяться:

- канаты и провода из стальных оцинкованных по группе ОЖ или плакированных алюминием проволок, грозозащитные тросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью при новом строительстве, реконструкции и ремонте ВЛ 35 кВ и выше;

- грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в т.ч. с термостойким оптическим волокном. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ не менее 50 лет.

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться как правило стандартные сталеалюминевые провода.

В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять новые конструкции проводов, превосходящие стандартные пропускной способностью и техническими характеристиками с целью:

- снижение нагрузок на опоры и фундаменты;
- увеличения длины пролетов;
- уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;
- снижения вероятности пляски проводов;
- снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

При наличии технико-экономического обоснования в соответствии с требованиями ПУЭ на больших переходах через водные и другие естественные преграды, при обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35 – 110 кВ должен быть не менее 50 лет.

На магистралях ВЛ 6 – 20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм^2 . На отпайках от магистралей рекомендуется применение проводов типа АС или защищенных проводов сечением не менее 35 мм^2 .

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 6 – 35 кВ в первую очередь:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛ 0,4 кВ с СИП.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные самонесущие изолированные провода.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой, может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям, с учетом п.2.1.2.2 [1].

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70 мм^2 . Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм^2 .

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

3.2.4. Условия выбора изоляторов и линейной арматуры

Изоляторы и линейная арматура воздушных линий электропередачи удовлетворяют следующим условиям [1]:

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в т.ч. наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

Следует применять:

- на ВЛ 220 кВ и выше, как правило, стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех;
- на ВЛ 220 кВ, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах с степенью загрязненности атмосферы (СЗА) I – III (за исключением ВЛ, проходящих в III и выше районах по ветру/гололеду) при наличии обоснования – полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой и наличием индикатора перекрытия;
- на ВЛ 110 кВ и выше на высотных опорах применять длинностержневые фарфоровые изоляторы (при обосновании);

- для ВЛ 220 кВ и выше гирлянды изоляторов должны быть снабжены защитной арматурой;

- полимерные консольные изолирующие траверсы - для ВЛ до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда автовышки к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов;

- на больших переходах ВЛ 110 кВ и выше – стеклянные изоляторы.

Рекомендуется к применению линейная арматура воздушных линий электропередачи, в зависимости от типа, должна удовлетворять следующим условиям [1]:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока службы ВЛ;

- как правило, спиральная и клиносочлененная арматура, при соответствующих обоснованиях: прессуемая, болтовая;

- многочастотные гасители вибрации;

- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие роликовые подвесы, допускающие сезонные перемещения провода.

На ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять полимерные и стеклянные изоляторы. На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

– подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;

– полимерные изолирующие распорки;

– полимерные изолирующие траверсы;

– штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода. Соединения и ответвления проводов на ВЛ 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа. Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ.

3.2.5. Требования к защите ВЛ от грозových перенапряжений

ВЛ 110 кВ и выше, как правило, должны быть защищены по всей длине от грозových перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

Для защиты изоляции ВЛ напряжением 35 кВ и выше при прохождении в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, на больших переходах, в особых гололёдных районах взамен или в дополнение к грозозащитному тросу допускается применение ОПН. Применение на ВЛ 6-35 кВ средств ограничения перенапряжений должно обеспечивать защиту [1]:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к распределительным устройствам подстанции;
- изоляции ВЛ в районах с высокой грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых подстанций, электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов.

3.2.6. Требования к линейному коммутационному оборудованию

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20 кВ посредством [1]:

- автоматического ввода резерва;
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;
 - организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в том числе их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

Присоединения ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

3.2.7. Требования к защите ВЛ от гололедно-ветровых воздействий

Вновь сооружаемые, реконструируемые и эксплуатируемые ВЛ, проходящие в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморозевых отложений в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской проводов, необходимо оснащать (преимущественно) управляемыми установками плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным током. Допускается отказ от плавки гололеда и сооружение ВЛ в гололедоупорном исполнении при соответствующем обосновании. Рекомендуется рассматривать вопросы защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий комплексно с вопросами грозозащиты таких ВЛ [1].

Управляемые установки плавки гололеда должны иметь возможность самотестирования с выдачей информации в АСУ ТП подстанций.

Реализация плавки гололеда таким образом, чтобы в каждой схеме, она обеспечивалась за время, не превышающее одного часа.

Применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования (АИСКГН) и распределенного контроля температуры оптиче-

ского волокна при плавке гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптико-волоконным кабелем (СРКТОВ) и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололеда.

На ВЛ или участках ВЛ, проходящих в особых районах по гололеду:

- должны применяться стеклянные изолирующие подвески; при соответствующих обоснованиях допускается установка двойных параллельных гирлянд;

- должны применяться провода современных конструкций, обладающие повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям.

- грозозащита должна выполняться линейными ОПН (при отсутствии грозозащитного троса со встроенным оптико-волоконным кабелем);

- должны применяться, как правило, полимерные междуфазные распорки;
- рекомендуемое применение устройств, предотвращающих закручивания проводов, а также устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

Для ВЛ 6-110 кВ:

- в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать альтернативную возможность строительства кабельных линий;

- для предотвращения «каскадных» разрушений сокращать длину анкерных пролётов и делать участки ВЛ с опорами из композитных материалов;

- применять опоры и провода с повышенной механической прочностью;

- применять специальные типы проводов с высокими анти-гололёдными характеристиками;

- применять плавку гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании;

- применять различные системы мониторинга температуры проводов, образования и развития гололёда с передачей информации и интеграцией в систему АСТУ (при обосновании).

3.2.8. Требования к диагностированию и мониторингу ВЛ

Диагностика и мониторинг ВЛ должны быть проблемно-ориентированы и достоверны. Надёжность систем мониторинга, устанавливаемых на опорах и проводах ВЛ, должна быть выше надёжности диагностируемого оборудования ВЛ. Диагностика должна быть периодической, плановой и аварийной. Диагностика и мониторинг должны быть на всех стадиях технологического развития

оборудования ВЛ (проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и реновации). Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ [1]:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- мониторинг температуры проводов для ВЛ, оснащенных установками плавки гололеда и при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

Средства измерений, применяемые для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должны соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение» [1].

3.2.9. Схемы замещения воздушных линий электропередачи и их параметры.

В общем случае линии электропередачи рассматриваются как линии с равномерно распределенными по её длине параметрами. В инженерных расчетах для воздушных линий электропередачи (ЛЭП) длиной менее 300 – 350 км обычно используют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами. При этом погрешности расчета линии практически зависят только от её длины. Выбор схемы замещения линии электропередачи определяется сложностью системы электроснабжения. При расчетах сложных систем электроснабжения на ЭВМ целесообразно использовать П-

образную схему замещения с целью упрощения расчетов. Схемы замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами приведены на рис. 3.1.

В схемах замещения выделяют продольные элементы – сопротивления линии электропередачи: $\underline{Z} = R + jX$ и поперечные элементы – проводимости: $\underline{Y} = G + jB$. Значения указанных параметров для ЛЭП определяются по общему выражению $\Pi = \Pi_0 L$, где $\Pi_0\{R_0, X_0, g_0, b_0\}$ - значение продольного или поперечного параметра, отнесенного к 1 км линии; L - протяженность линии электропередачи (погонные параметры).

В частных случаях, в зависимости от исполнения ЛЭП и класса напряжения, используют только доминирующие (наиболее характерные) параметры, в зависимости от их физического проявления.

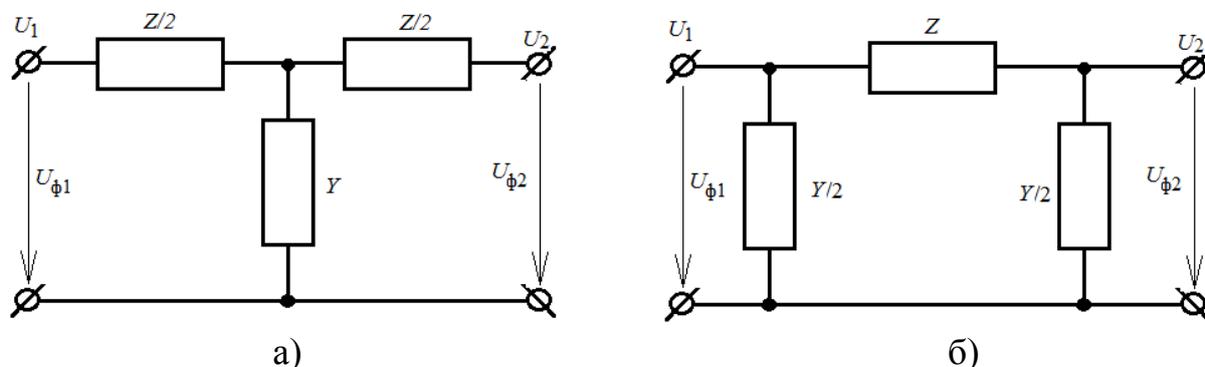


Рис. 3.1. Схемы замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами
 - Т – образная (а) и П – образная (б)

Активное сопротивление обуславливает тепловые потери и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для ЛЭП с проводами небольшого сечения из цветных металлов активное сопротивление принимают равным омическому, поскольку погрешности от неучета поверхностного эффекта на промышленной частоте в этом случае не превышают 1 %. Для ЛЭП с сечением проводов более 500 мм^2 явление поверхностного эффекта на промышленной частоте значительно.

Километрическое или погонное активное сопротивление (Ом/км) определяется по формуле

$$R_0 = \rho / S, \quad (3.1)$$

где ρ - удельное активное сопротивление металла провода, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$. Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять $\rho =$

29,5 ÷ 31,5 Ом · мм²/км, для меди $\rho = 18,0 \div 19,0$ Ом · мм²/км; S – сечение фазного провода (жила), мм².

Необходимо помнить, что активное сопротивление зависит также от температуры провода, которая определяется температурой окружающей среды, скоростью ветра и значением протекающего по проводу силы тока. Зависимость активного сопротивления от температуры провода t определяется соотношением

$$R_0^t = R_0^{20} [1 + \alpha(t - 20^\circ\text{C})], \quad (3.2)$$

где R_0^{20} – нормативное значение сопротивления R_0 рассчитывается по соотношению (3.1) при температуре проводника $t = 20^\circ\text{C}$;

- α - температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/град (для медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $\alpha = 0,00403$, для стальных – $\alpha = 0,00455$).

Индуктивное сопротивление проводника X обусловлено магнитным полем, возникающим внутри и вокруг проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L \frac{di}{dt},$$

направленная в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника. Индуктивное сопротивление X зависит от частоты тока $\omega = 2\pi f$ и индуктивности фазы L

$$X = 2\pi fL = \omega L.$$

Индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП зависит также от взаимного расположения фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции, значение которой в каждой фазе зависит от конструкции ЛЭП. Например, при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинакова и одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаково, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов различны. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз ЛЭП высоких напряжений (500 кВ и выше) на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, Ом/км, отнесенное к 1 км линии, на частоте тока 50 Гц и $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с проводов из цветных металлов ($\mu =$

1) определяется по эмпирической формуле как сумма внешнего \dot{X}_0 и внутреннего \ddot{X}_0 индуктивных сопротивлений. Внешнее индуктивное сопротивление определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов и значениями величин D_{cp} и r_{np} . Внутреннее индуктивное сопротивление определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

$$X_0 = \dot{X}_0 + \ddot{X}_0 = \omega \cdot \left(0,46 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,05\mu \right) \cdot 10^{-3}, \quad (3.3)$$

где $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{23}}$ - среднегеометрическое расстояние между фазными проводами (жилами), м;

$r_{np} = (1,15 \div 1,2) \sqrt{\frac{S+S_{cm}}{\pi}}$ - радиус многопроволочных проводов, м; S_{cm} - сечение стальной части провода; S - суммарная площадь сечения токоведущей части многопроволочного провода; μ - магнитная проницаемость материала, Гн/м.

При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимной индукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП. Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3 – 5 раз) в кабельных линиях. Разработаны компактные воздушные линии высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25 – 30 % индуктивным сопротивлением.

Из изложенного выше следует, что активное сопротивление линии электропередачи зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость $R_0 = f(S)$ обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда R_0 имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов. Индуктивное сопротивление ЛЭП определяется исполнением линии, конструкцией фазы и практически не зависит от сечения проводов (значение $\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \approx \text{const}$).

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей. В практических расчетах рабочую емкость трехфазной воздушной линии (ВЛ) с одним проводом в фазе на единицу длины, Ф/км, определяют по формуле

$$C_0 = 0,024 \cdot \left(\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}. \quad (3.4)$$

Аналогично определяется емкостная проводимость воздушной линии электропередачи, См/км

$$b_0 = \omega C_0 = 7,78 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)^{-1}. \quad (3.5)$$

Под действием приложенного напряжения через емкости линий электропередачи протекают емкостные (зарядные) токи. Расчетное значение емкостной силы тока на единицу длины, кА/км

$$I_{c0} = U_{\phi} b_0 = U b_0 / \sqrt{3}. \quad (3.6)$$

Зарядная мощность линии электропередачи, обусловленная током I_{c0} , зависит от напряжения в каждой точке линии

$$Q_{c0} = 3U_{\phi} I_{c0} = 3U_{\phi}^2 b_0 = U^2 b_0, \quad (3.7)$$

Значение зарядной мощности для всей ЛЭП определяется через действительные (расчетные) напряжения начала и конца линии, Мвар

$$Q_c = 0,5(U_1^2 + U_2^2)b_0 L = 0,5(U_1^2 + U_2^2)B_c, \quad (3.8)$$

Эта мощность приближенно определяется по номинальному напряжению линии

$$Q_c \approx B_c U_{ном}^2, \quad (3.9)$$

где B_c – емкостная проводимость ЛЭП, См; $U_{ном}$ – номинальное напряжение ЛЭП, кВ.

ЛЭП с поперечной емкостной проводимостью, потребляющая из сети опережающий напряжение емкостной ток, следует рассматривать как источник реактивной (емкостной) мощности (зарядной мощности). Зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемую по линии к потребителю. Поэтому в схемах замещения ВЛ, начиная с номинального напряжения 110 кВ., следует учитывать поперечные ветви (шунты) в виде емкостных проводимостей B_c или реактивную мощность Q_c .

Для фаз ЛЭП напряжением 35 – 220 кВ выполненных одиночными проводами индуктивное сопротивление изменяется в узких пределах: $X_0 = (0,4 \div 0,44)$ Ом/км, а емкостная проводимость находится в пределах $b_0 = (2,6 \div 2,8)10^{-6}$ См/км. Среднее значение зарядной мощности на 100 км для ВЛ напряжением 110 кВ составляет около 3,5 Мвар, для ВЛ 220 кВ – 13,5 Мвар, для ВЛ 500 кВ – 95 Мвар.

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности ΔP_k из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов, токов проводимости в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда. Удельная проводимость определяется по общей формуле для шунта, См/км

$$g_0 = \Delta P_k \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2, \quad (3.10)$$

Доминирующими являются потери на коронирование, которые возникают только при достижении критической напряженности электрического поля у поверхности провода, кВ/см

$$E = 0,345 \cdot U \cdot \left(r \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)^{-1} \quad (3.11)$$

Значение критической напряженности составляет 17 – 19 кВ/см, что возможно только для ВЛ напряжением 110 кВ и выше. Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня ПУЭ установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ напряжением 110 кВ – АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ – АС 240 (21,6 мм).

3.2.10. Схемы замещения ВЛ для расчетов симметричных режимов

При расчете симметричных установившихся режимов электроэнергетической системы схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные параметры ВЛ, сопротивления $\underline{Z} = R + jX$ изображают и вычисляют для одного фазного провода (жилы), а при расщеплении фазы – с учетом проводов в фазе и эквивалентного радиуса фазной конструкции ВЛ. Емкостная проводимость B_c учитывает проводимости (емкости) между фазами, между фазами и землей и отражает генерацию зарядной мощности всей трехфазной конструкции в начале и конце линии:

$$Q_{c1} = 0,5B_c U_1^2 \quad \text{и} \quad Q_{c2} = 0,5B_c U_2^2.$$

Активная проводимость линии G , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землей), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трех фаз в начале и в конце линии:

$$\Delta P_{k1} = 0,5GU_1^2 \quad \text{и} \quad \Delta P_{k2} = 0,5GU_2^2, \quad (3.12)$$

Поперечные проводимости (шунты) $\underline{Y} = G + jB$ в схемах замещения можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов. Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в начале передачи

$$\Delta P_{k1} = \Delta P_{k2} = 0,5\Delta P_k^0 L, \quad (3.13)$$

или в изоляции кабельной линии

$$\Delta P_{uz1} = \Delta P_{uz2} = 0,5g_0 L \operatorname{tg} \delta, \quad (3.14)$$

где L – длина линии электропередачи.

Взамен емкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = 0,5B_c U_{ном}^2. \quad (3.15)$$

Указанный учет поперечных ветвей ЛЭП нагрузками упрощает оценку электрических режимов, выполняемых вручную, поэтому такие схемы замещения называют расчетными. Схемы замещения воздушных линий электропередачи различных классов напряжения, в том числе с моделированием поперечных ветвей ЛЭП нагрузками показаны на рис. 3.2.

Для линий до 220 кВ при определенных условиях можно не учитывать те или иные параметры, если их влияние на работу сети незначительно. В ВЛ напряжением до 220 кВ потери на корону незначительны, поэтому в расчете электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают нулю активную проводимость. Необходимость учета емкости и зарядной мощности

линии зависит от соотношения значений зарядной и нагрузочной мощности. В сетях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в КЛ емкостную проводимость учитывают при напряжениях 20 и 35 кВ, а в воздушных линиях электропередачи ею можно пренебречь.

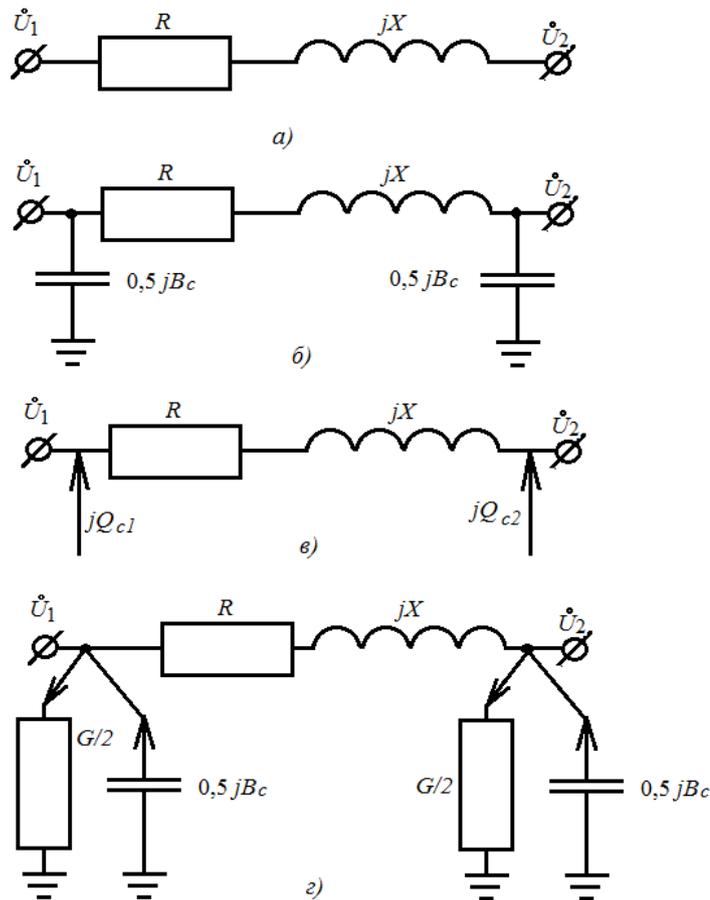


Рис. 3.2. Схемы замещения воздушных линий электропередачи: а) – ВЛ напряжением 0,38 – 35 кВ; б) – ВЛ напряжением 110 – 220 кВ с емкостными проводимостями; в) – ВЛ напряжением 110 – 220 кВ с зарядной мощностью вместо проводимостей; г) – ВЛ напряжением 330 (220) – 500 кВ с поперечными проводимостями.

3.3. Кабельные линии электропередачи

Кабельная линия электропередачи (КЛ) состоит из одного или нескольких кабелей и кабельной арматуры для соединения кабелей и для присоединения кабелей к электрическим аппаратам или шинам распределительных устройств.

По определению кабель – одна или более изолированных жил (проводников), заключенных, как правило, в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня.

Основными элементами всех типов кабелей, проводов и шнуров являются токопроводящие жилы, изоляция, экраны, оболочка и наружные покрытия.

В отличие от ВЛ кабели прокладываются не только на открытом воздухе, но и внутри помещений, в земле и воде. Поэтому КЛ подвержены воздействию влаги, химической агрессивности воды и почвы, механическим повреждениям при проведении земляных работ и смещении грунта во время ливневых дождей и паводков. Конструкция кабеля должна предусматривать защиту от указанных воздействий.

По величине номинального напряжения силовые кабели делятся на кабели *низкого напряжения* (до 1 кВ), кабели *среднего напряжения* (6...35 кВ), кабели *высокого напряжения* (110 кВ и выше). По роду тока различают кабели *переменного и постоянного тока*.

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий (КЛ) являются [1]:

- модернизация сетей и повышение их энергоэффективности с целью обеспечения надежности работы сетей на основе инновационного подхода к развитию и модернизации действующего сетевого комплекса;

- применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и арматуры КЛ, полученных на высокотехнологичных производствах (изготовление СПЭ изоляции силовых кабелей напряжением выше 1000 В по технологии «пероксидной сшивки» преимущественно тройной экструзии в среде азота), гарантирующих низкую дефектность производимых кабелей и являющихся ключевым фактором надежности, в том числе для КЛ пожаробезопасного исполнения;

- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонеполненных кабелей и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;

- применение КЛ постоянного тока;

- применение кабелей 110-500 кВ, прошедших «Предквалификационное испытание кабельной системы» на надежность по ГОСТ Р МЭК 62067-2011;

- применение кабелей 6-35 кВ, соответствующих требованиям МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 и гармонизированных HD 620 S2:2010 и HD 605 S2;
- снижение эксплуатационных издержек;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий оценки технического состояния КЛ, мониторинга режимов работы и состояния изоляции без вывода КЛ из работы;
- обеспечение гарантийного обслуживания КЛ, формирование аварийного резерва кабеля и кабельной арматуры (АР), оптимизация размещения, маршрутов доставки АР, позволяющая оперативно устранять повреждение КЛ.

3.3.1. Схемы замещения кабельных линий электропередачи и их параметры

Обычно линии электропередачи рассматриваются как линии с равномерно распределенными по её длине параметрами. В инженерных расчетах для кабельных линий электропередачи (КЛ) длиной менее 10 – 50 км обычно используют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами. При этом погрешности электрического расчета линии практически зависят только от её длины. Выбор схемы замещения линии электропередачи определяется сложностью системы электроснабжения. При расчетах сложных систем электроснабжения на ЭВМ целесообразно использовать П-образную схему замещения с целью упрощения расчетов. Схемы замещения КЛ с сосредоточенными параметрами приведены на рис. 3.3.

Общепринято в схемах замещения выделять продольные элементы – сопротивления линии электропередачи: $\underline{Z} = R + jX$ и поперечные элементы – проводимости: $\underline{Y} = G + jB$. Значения указанных параметров для КЛ определяются по общему выражению $\Pi = \Pi_0 L$, где $\Pi_0\{R_0, X_0, g_0, b_0\}$ - значение продольного или поперечного параметра, отнесенного к 1 км линии; L - протяженность линии электропередачи (погонные параметры).

В частных случаях, в зависимости от исполнения КЛ и класса напряжения, используют только доминирующие параметры, в зависимости от их физического проявления.

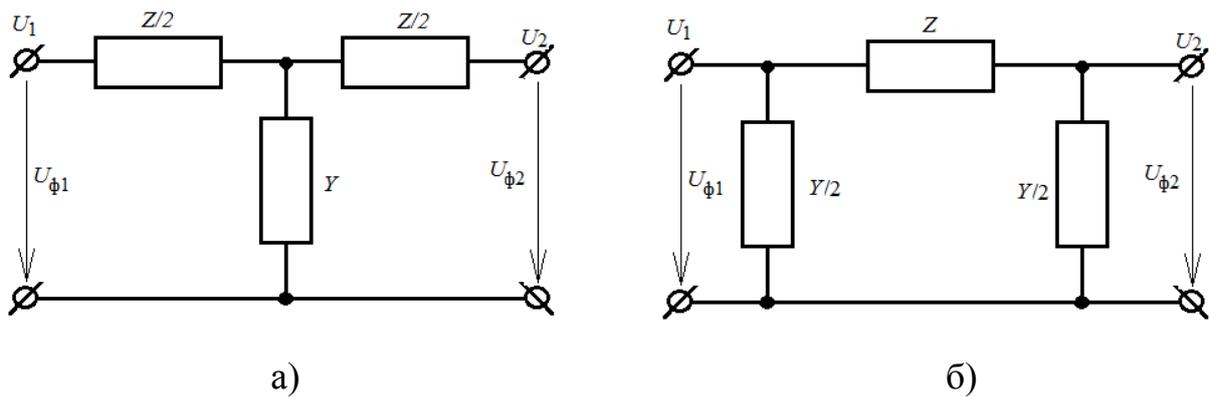


Рис. 3.3. Схемы замещения КЛ с сосредоточенными параметрами
 - Т – образная (а) и П – образная (б)

Активное сопротивление обуславливает тепловые потери и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для КЛ с проводами небольшого сечения из цветных металлов активное сопротивление принимают равным омическому, поскольку проявление поверхностного эффекта на промышленной частоте в этом случае не превышает 1 %. Для проводов сечением более 500 мм² явление поверхностного эффекта на промышленной частоте значительно.

Погонное активное сопротивление КЛ (Ом/км) определяется по формуле

$$R_0 = \rho / S, \quad (3.16)$$

где ρ - удельное активное сопротивление металла провода, $Ом \cdot мм^2 / км$. Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять $\rho = 29,5 \div 31,5 Ом \cdot мм^2 / км$, для меди $\rho = 18,0 \div 19,0 Ом \cdot мм^2 / км$; S – сечение фазного провода (жила), $мм^2$.

Необходимо помнить, что активное сопротивление токопроводящей жилы силового кабеля зависит также от температуры окружающей среды (КЛ проложена в земле, в воздухе) и значением протекающего по проводу силы тока. Зависимость активного сопротивления от температуры провода t определяется соотношением

$$R_0^t = R_0^{20} [1 + \alpha(t - 20^\circ C)], \quad (3.17)$$

где R_0^{20} - нормативное значение сопротивления R_0 рассчитывается по соотношению (3.16) при температуре проводника $t = 20^\circ\text{C}$; α - температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/град (для медных и алюминиевых проводов $\alpha = 0,00403$).

Индуктивное сопротивление токопроводящей жилы силового кабеля X , как и для воздушной линии, обусловлено магнитным полем, возникающим внутри и вокруг проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции направленная в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника. Индуктивное сопротивление X обусловлено частотой тока $\omega = 2\pi f$ и значением индуктивности фазы L .

Известно, что индуктивное сопротивление фаз многофазных линий электропередачи зависит также от взаимного расположения фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции, значение которой в каждой фазе зависит от конструкции линии электропередачи. При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимоиндукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления. Поэтому индуктивное сопротивление кабельных линий в 3 – 5 раз меньше чем аналогичный параметр воздушных линий.

Индуктивное сопротивление, Ом/км, отнесенное к 1 км линии, на частоте тока 50 Гц и $\omega = 2\pi f = 314 \text{ рад/с}$ проводов из цветных металлов определяется по эмпирической формуле как сумма внешнего \dot{X}_0 и внутреннего \dot{X}'_0 индуктивных сопротивлений. Внешнее индуктивное сопротивление определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов и значениями величин D_{cp} и r_{np} (среднегеометрического расстояния между фазными жилами и радиуса многопроволочных проводов соответственно). Внутреннее индуктивное сопротивление определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

При расчетах, в отличие от ВЛ, обычно используют заводские данные об индуктивном сопротивлении кабелей, поскольку потребитель не имеет информации о конструктивных особенностях кабелей. Для кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38 – 10 кВ индуктивное сопротивление находится в интервале 0,06 – 0,10 Ом/км и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Из изложенного выше следует, что активное сопротивление КЛ зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость $R_0 = f(S)$ обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда

R_0 имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов. Индуктивное сопротивление кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38 – 10 кВ находится в интервале 0,06 – 0,10 Ом/км и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей. В практических расчетах рабочую емкость трехфазной воздушной линии (ВЛ) или кабельной линии (КЛ) электропередачи с одним проводом в фазе на единицу длины, Ф/км, определяют по формуле

$$C_0 = 0,024 \cdot \left(\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}. \quad (3.18)$$

Численные данные рабочей емкости $C_0 \cdot 10^{-6}$, трехжильных кабелей с поясной изоляцией, Ф/км, приведены в табл. 11.

Таблица 11

| Напряжение, кВ | Сечение жилы, мм ² | | | | | | | | | | |
|----------------|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| До 1 кВ | 0,35 | 0,40 | 0,50 | 0,53 | 0,63 | 0,72 | 0,77 | 0,81 | 0,86 | 0,86 | - |
| 6 | 0,20 | 0,23 | 0,28 | 0,31 | 0,36 | 0,40 | 0,42 | 0,46 | 0,51 | 0,53 | 0,58 |
| 10 | - | - | 0,23 | 0,27 | 0,29 | 0,31 | 0,32 | 0,37 | 0,44 | 0,45 | 0,60 |

Емкостная проводимость b_0 кабельной линии, См/км, зависит от конструкции кабеля и указывается заводом изготовителем, но для ориентировочных расчетов может быть оценена по формуле

$$b_0 = \omega C_0 = 7,78 \cdot \left(\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)^{-1} \cdot 10^{-6}. \quad (3.19)$$

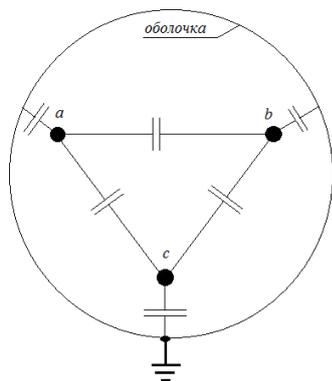


Рис. 3.4. Емкости трехфазной кабельной линии электропередачи

Под действием приложенного к КЛ напряжения через емкости линий протекают емкостные (зарядные) токи. Расчетное значение емкостной силы тока на единицу длины, кА/км

$$I_{c0} = U_{\phi} b_0 = U b_0 / \sqrt{3}. \quad (3.20)$$

Зарядная мощность кабельной линии, обусловленная током I_{c0} , зависит от напряжения в каждой точке линии

$$Q_{c0} = 3U_{\phi}I_{c0} = 3U_{\phi}^2b_0 = U^2b_0, \quad (3.21)$$

Значение зарядной мощности для всей КЛ, длиной L , определяется через действительные (расчетные) напряжения начала и конца линии, Мвар:

$$Q_c = 0,5(U_1^2 + U_2^2)b_0L = 0,5(U_1^2 + U_2^2)B_c, \quad (3.22)$$

Эту же мощность можно определить приближенно по номинальному напряжению линии

$$Q_c \approx B_c U_{ном}^2, \quad (3.23)$$

где $B_c = b_0 \cdot L$ - емкостная проводимость кабельной линии, длиной L , См; $U_{ном}$ - номинальное напряжение кабельной линии, кВ.

Для кабелей напряжением 6 – 35 кВ с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой известны генерации реактивной мощности q_0 на один километр линии (см. табл. 12), с учетом которой общая генерация КЛ

$$Q_{c\text{ кл}} = q_0L. \quad (3.24)$$

Таблица 12

Расчетные характеристики трехжильных кабелей с бумажной изоляцией

| Номинальное сечение, мм ² | Активное сопротивление жил при температуре 20°C | | Удельное индуктивное сопротивление X_0 , Ом/км | | | | | Удельная емкостная мощность q_0 , квар/км | | | |
|--------------------------------------|---|-------|--|-------|-------|-------|-------|---|------|------|----|
| | алюминий | медь | Номинальное напряжение кабеля, кВ | | | | | | | | |
| | | | До 1 | 6 | 10 | 20 | 35 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| 10 | 3,10 | 1,84 | 0,073 | 0,110 | 0,122 | - | - | 2,3 | - | - | - |
| 16 | 1,94 | 1,15 | 0,0675 | 0,102 | 0,113 | - | - | 2,6 | 5,9 | - | - |
| 25 | 1,24 | 0,74 | 0,0662 | 0,091 | 0,099 | 0,135 | - | 4,1 | 8,6 | 24,8 | - |
| 35 | 0,89 | 0,52 | 0,0637 | 0,087 | 0,095 | 0,129 | - | 4,6 | 10,7 | 27,6 | - |
| 50 | 0,62 | 0,37 | 0,0625 | 0,083 | 0,090 | 0,119 | - | 5,2 | 11,7 | 31,8 | - |
| 70 | 0,443 | 0,26 | 0,0612 | 0,080 | 0,086 | 0,116 | 0,137 | 6,6 | 13,5 | 35,9 | 86 |
| 95 | 0,326 | 0,194 | 0,0602 | 0,078 | 0,083 | 0,110 | 0,126 | 8,7 | 15,6 | 40,0 | 95 |
| 120 | 0,258 | 0,153 | 0,0602 | 0,076 | 0,081 | 0,107 | 0,120 | 9,5 | 16,9 | 42,8 | 99 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-----|
| 150 | 0,206 | 0,122 | 0,0596 | 0,074 | 0,079 | 0,104 | 0,116 | 10,4 | 18,3 | 47,0 | 112 |
| 185 | 0,167 | 0,099 | 0,0596 | 0,073 | 0,077 | 0,101 | 0,113 | 11,7 | 20,0 | 51,0 | 115 |
| 240 | 0,129 | 0,077 | 0,0587 | 0,071 | 0,075 | - | - | 13,0 | 21,5 | 52,8 | 119 |
| 300 | 0,105 | 0,062 | - | 0,063 | 0,066 | - | - | - | - | 57,6 | 127 |
| 400 | 0,078 | 0,047 | - | - | - | 0,092 | - | - | - | 64,0 | - |

Активная проводимость КЛ обусловлена потерями активной мощности ΔP_k из-за несовершенства изоляции. Удельная проводимость g_0 определяется по общей формуле для шунта, См/км

$$g_0 = \Delta P_k \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2, \quad (3.25)$$

В кабельной линии под влиянием наибольшей напряженности находится слой поясной изоляции у поверхности жил кабеля. Чем выше рабочее напряжение кабеля, тем заметнее токи утечки через материал изоляции и нарушение её диэлектрических свойств (увеличение тангенса диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$).

Активная проводимость кабеля на единицу длины, См/км

$$g_0 = \omega C_0 \cdot \text{tg}\delta = b_0 \cdot \text{tg}\delta, \quad (3.26)$$

и соответствующий ток утечки в изоляции кабеля

$$I_y = U_\phi \cdot b_0 \cdot L \cdot \text{tg}\delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U \cdot B_c \cdot \text{tg}\delta, \quad (3.27)$$

где $B_c = b_0 L$.

Тогда диэлектрические потери в материале изоляции КЛ, МВт, которые обязательно следует учитывать для КЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше можно определить по формуле (3.13) или по соотношению:

$$\Delta P_{уз} = 3 I_y^2 \frac{1}{\omega C_0 \text{tg}\delta} L = U^2 g_0 L = U^2 \omega C_0 L \cdot \text{tg}\delta = U^2 G, \quad (3.28)$$

где $G = g_0 L = \omega C_0 L \cdot \text{tg}\delta$ – активная проводимость КЛ с учетом её длины.

3.3.2. Схемы замещения КЛ для расчетов симметричных режимов

При расчете симметричных установившихся режимов электроэнергетической системы схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные

параметры КЛ, сопротивления $\underline{Z} = R + jX$ изображают и вычисляют для одного фазного провода (жилы).

Емкостная проводимость B_c учитывает проводимости (емкости) между фазами, между фазами и землей и отражает генерацию зарядной мощности всей трехфазной конструкции в начале и конце линии:

$$Q_{c1} = 0,5B_cU_1^2 \quad \text{и} \quad Q_{c2} = 0,5B_cU_2^2.$$

Активная проводимость линии G , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землей), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трех фаз в начале и в конце линии:

$$\Delta P_{k1} = 0,5GU_1^2 \quad \text{и} \quad \Delta P_{k2} = 0,5GU_2^2, \quad (3.29)$$

Поперечные проводимости (шунты) $\underline{Y} = G + jB_c$ (рис. 3.5,в и 3.5,д) в схемах замещения кабельных линий электропередачи можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов (рис. 3.5,г). Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в изоляции кабельной линии

$$\Delta P_{из1} = \Delta P_{из2} = 0,5g_0L \operatorname{tg} \delta, \quad (3.30)$$

а взамен емкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = 0,5B_cU_{ном}^2. \quad (3.31)$$

В кабельных линиях напряжением до 10 кВ небольших сечений (50 мм² и менее) определяющим является активное сопротивление, и в таком случае индуктивные сопротивления могут не учитываться (рис. 3.5,а). Диэлектрические потери кабельных линий напряжением до 35 кВ незначительны и в расчетах электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают равной нулю активную проводимость (рис. 3.5,в).

Учет активной проводимости необходим для кабельных линий напряжением 110 кВ и выше в расчетах, требующих вычисления потерь электроэнергии. В местных сетях небольшой протяженности при номинальных напряжениях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в КЛ емкостную проводимость учитывают только при напряжениях 20 и 35 кВ.

Необходимость учета индуктивных сопротивлений зависит также от доли реактивной составляющей тока в общей электрической нагрузке. При анализе электрических режимов с низким коэффициентом мощности ($\cos \varphi < 0,8$) индуктивное сопротивление кабельной линии необходимо учитывать, чтобы избежать ошибки при определении потери напряжения.

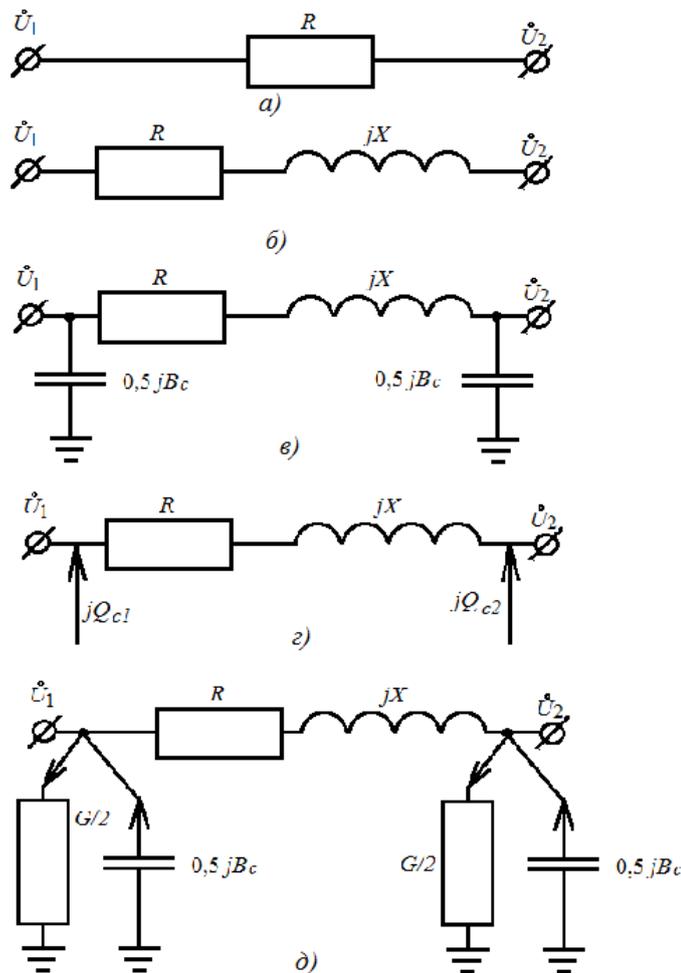


Рис. 3.5. Схемы замещения воздушных линий электропередачи: а) – КЛ напряжением 0,38 – 10 кВ малых сечений; б) – КЛ напряжением 0,38 – 20 кВ; в) – КЛ напряжением 35 кВ с емкостными проводимостями; г) – КЛ напряжением 35 кВ с зарядной мощностью вместо емкостных проводимостей; д) – КЛ напряжением 110 – 500 кВ с поперечными проводимостями.

3.3.3. Методики определения целости жил и фазировки КЛ

При введении в эксплуатацию новых электрических линий, а также после проведения ремонтных работ на действующих линиях обязательно произ-

водится проверка целости жил и фазировка кабельных линий. Измерение сопротивления изоляции кабельных линий (КЛ) рекомендуется производить мегаомметром на напряжение 2500 В. Выполнять измерения разрешается только на отключенных и разряженных КЛ.

Измерения сопротивления изоляции одножильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки), проложенных в земле, производятся между жилой и землей; для одножильных кабелей, проложенных на воздухе, сопротивление изоляции не измеряется.

Измерение изоляции одножильных кабелей с металлическим экраном (оболочкой, броней) производится между жилой и экраном. Измерение изоляции многожильных кабелей без металлического экрана (брони, оболочки) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными между собой.

Измерение изоляции многожильных кабелей с металлическим экраном (броней, оболочкой) производится между каждой жилой и остальными жилами, соединенными вместе и с металлическим экраном (броней, оболочкой), например для трехжильного кабеля, с обозначением жил *A*, *B* и *C*, по следующей схеме: – *A* – *B* + *C* + оболочка; – *B* – *C* + *A* + оболочка; – *C* + *B* – *A* + оболочка (знак + означает, что жила используется в опыте, а знак – что жила остается свободной).

Электрическая схема измерения сопротивления изоляции кабеля с металлической броней приведена на рис 3.6.

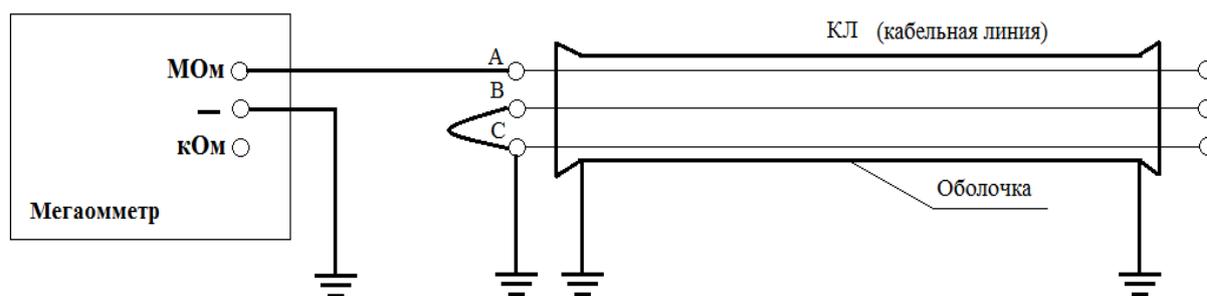


Рис. 3.6. Схема электрических соединений для измерения сопротивления изоляции жил силового кабеля мегаомметром типа М4100/5

Технический смысл фазировки жил кабеля заключается в определении соответствия фазы кабеля, находящейся под напряжением от распределительного устройства с предполагаемой одноименной фазой шин распределительного устройства, где производится фазировка. При этом под фазой трёхфазной

системы понимают отдельный участок трёхфазной цепи, по которому проходит один и тот же ток, сдвинутый относительно двух других по фазе. Для обозначения фаз используются прописные буквы **A**, **B**, **C** или цветовая маркировка. Необходимо помнить, что по определению фазовым углом или просто фазой также называется угол, характеризующий определённую стадию периодически изменяющегося параметра, например, напряжения.

В соответствии с ПУЭ при переменном трехфазном токе шины фазы A окрашиваются в жёлтый цвет, фазы B – в зелёный цвет и фазы C – в красный цвет. Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трёхфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трёхфазного тока.

Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью обозначаются PE и имеют цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (15 – 100 мм) желтого и зеленого цветов. Защитный (PE) проводник это проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой N и голубым цветом. Такие проводники в установках до 1 кВ предназначены для питания электроприёмников и соединяются с глухозаземлённой нейтралью генератора или трансформатора в сетях трёхфазного тока, с глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, или с глухозаземлённой точкой источника в сетях постоянного тока.

Совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводник имеет буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах. Этот проводник в электропроводках до 1 кВ совмещает функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников. При постоянном токе положительная шина (+) обозначается красным цветом, отрицательная (-) – синим и нулевая рабочая – голубым цветом.

Трёхфазные системы могут отличаться порядком следования фаз, под которым понимается порядок, в котором ЭДС трёх фаз непрерывно проходит через одни и те же значения. Различают прямой порядок следования фаз, при котором выполняется последовательность следования фаз **A**, **B**, **C** и обратный - **A**, **C**, **B**. В отличие от термина «порядок следования фаз» под термином «чередование фаз» понимают очередность, в которой фазы трёхфазной цепи расположены в пространстве. Расположение шин в распределительных устройствах кроме комплектных сборных ячеек одностороннего обслуживания

(КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6 – 10 кВ, а также панелей 0,4 – 0,69 кВ заводского изготовления, регламентируется ПУЭ. Так, в распределительных устройствах 6 – 220 кВ при переменном трёхфазном токе сборные и обходные шины, а также все виды секционных шин располагаются в следующем порядке:

а) при горизонтальном расположении:

- одна под другой: сверху вниз ***A-B-C***;
- одна за другой, наклонно или треугольником: наиболее удаленная шина - ***A***, средняя - ***B***, ближайшая к коридору обслуживания – ***C***.

б) при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): слева направо ***A-B-C*** или наиболее удаленная шина ***A***, средняя – ***B***, ближайшая к коридору обслуживания – ***C***.

в) ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания:

- при горизонтальном расположении: слева направо ***A-B-C***;
- при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): сверху вниз ***A-B-C***.

В пяти- и четырехпроводных цепях трёхфазного переменного тока в электроустановках напряжением до 1 кВ предусматривается следующее расположение шин:

а) при горизонтальном расположении:

- одна под другой: сверху вниз ***A-B-C-N-PE (PEN)***;
- одна за другой: наиболее удалённая шина ***A***, затем фазы ***B-C-N***, ближайшая к коридору обслуживания – ***PE (PEN)***;

б) при вертикальном расположении: слева направо ***A-B-C-N-PE(PEN)*** или наиболее удалённая шина ***A***, затем фазы ***B-C-N***, ближайшая к коридору обслуживания – ***PE(PEN)***;

в) ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания:

- при горизонтальном расположении: слева направо ***A-B-C-N-PE(PEN)***;
- при вертикальном расположении: ***A-B-C-N-PE(PEN)*** сверху вниз.

Несоблюдение порядка следования фаз и чередования фаз приводит к возникновению короткого замыкания (КЗ). Варианты несовпадения фаз двух электроустановок показаны на рис. 3.7. При этом на рис.3.7,а показан случай ошибки монтажа, когда фазы одноименных напряжений совпадают (см. векторную диаграмму), а порядок чередования обозначений зажимов у выключателя - не совпадают. На рис.3.7,б наоборот приведен вариант, когда порядок

чередования фаз совпадает, а фазуемые напряжения оказываются сдвинутыми по фазе (разные группы соединения обмоток). Исключить возможность возникновения короткого замыкания возможно при совпадении, как фаз одноименных напряжений, так и порядка их чередования. Вариант такого включения электроустановок приведен на рис.3.8.

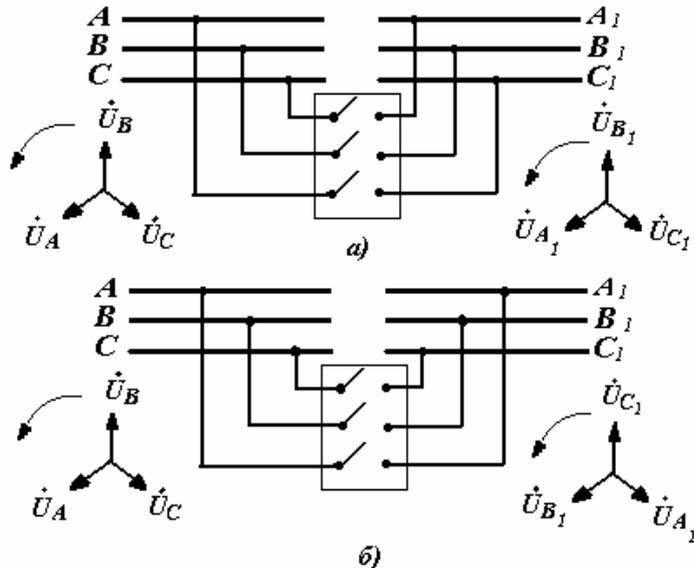


Рис. 3.7. Варианты несовпадения фаз двух электроустановок

Определение токов КЗ и проверка оборудования и линий по термической и динамической стойкости для случая аварийной ситуации проводится в соответствии с рекомендациями ПУЭ. Допустимое значение тока КЗ для кабельной линии по условию её термической стойкости определяется в зависимости от материала и сечения жил кабелей, а также длительности прохождения тока КЗ.

Сечение S , при котором проводник обладает термической стойкостью к току короткого замыкания, при заданном значении приведенного времени t_n определяется по формуле

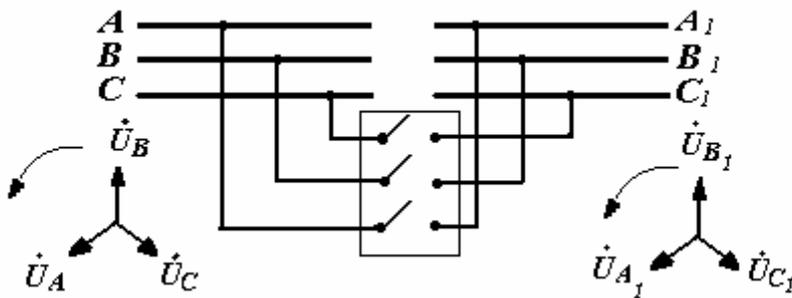


Рис. 3.8. Вариант совпадения фаз двух электроустановок

Сечение S , при котором проводник обладает термической

стойкостью к току короткого замыкания, при заданном значении приведенного времени t_n определяется по формуле

$$S = I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{np}} / C, \quad C = \sqrt{\frac{\gamma_{ж} C_{ж} (T_{кз} - T_H)}{0,24 \rho \left\{ 1 + \alpha \left[(T_H - T_0) + \frac{T_{кз} - T_H}{2} \right] \right\}}}, \quad (3.32)$$

где t_{np} - допустимая продолжительность тока короткого замыкания, с;

I_{∞} - действующее значение установившегося тока к.з., А;

C – термический коэффициент.

$T_{кз}$ – допустимая температура жилы при к.з., °С;

$\gamma_{ж}$ – плотность материала жилы, г/см³;

$C_{жс}$ – удельная теплоёмкость жилы, Дж/(кг · К);

ρ – удельное сопротивление жилы, Ом · см;

α – температурный коэффициент материала жилы;

T_n – температура нагрева жилы в нормальном режиме, °С;

T_0 – температура окружающей среды, °С.

Расчетные значения термического коэффициента C для кабелей с алюминиевыми жилами приведены в табл.13, где в числителе указаны значения для температуры окружающей среды $T_0 = 15^{\circ}\text{C}$, в знаменателе $T_0 = 25^{\circ}\text{C}$.

Таблица 13

| Тип кабеля | Допустимая температура, °С | | Загрузка линии до момента к.з. | | | |
|---|----------------------------|-------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | длительная | при к.з. | $0,5P_n$ | $0,65P_n$ | $0,75P_n$ | P_n |
| С бумажной изоляцией напряжением: | | | | | | |
| 35 кВ | 50 | 125 | 86/84 | 84/82 | 81/80 | 73/74 |
| 20 кВ | 55 | 125 | 86/83 | 82/81 | 80/78 | 70/71 |
| 10 кВ | 60 | 200 | 107/105 | 104/103 | 101/101 | 94/95 |
| 6 кВ | 65 | 200 | 106/105 | 103/102 | 106/105 | 92/93 |
| С изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида | 70 | 120 130 160 | 82/79 86/83 94/95 | 77/75 81/79 91/90 | 72/73 77/76 88/87 | 59/60 64/65 77/78 |
| С бумажной изоляцией на 1 кВ | 80 | 200 | 105/103 | 100/100 | 97/97 | 85/87 |
| С изоляцией из вулканизированного полиэтилена | 90 | 250 | 114/113 | 110/109 | 109/106 | 95/96 |

Допустимые значения токов короткого замыкания, для кабелей напряжением 6 - 10 кВ с бумажной изоляцией и 100% номинальной нагрузкой указаны в таблицах ПУЭ для алюминиевых и медных токопроводящих жил. При расчёте токов КЗ в сетях 6 - 10 кВ приведенное время может быть принято равным действительному.

Изменение маркировки зажимов электрических машин и аппаратов приводит к изменению режимов их работы и, возможно, возникновению аварийной ситуации. В соответствии со стандартом основными схемами соединения

обмоток электрических машин (двигателей, генераторов, трансформаторов и т.д.) являются «звезда» (Y) и «треугольник» (Δ) Преднамеренное или случайное изменение маркировки зажимов обмотки приводит к изменению направления вектора ЭДС наводимой в этой обмотке на противоположное. Такой же результат получается при изменении направления намотки обмотки. Для того, чтобы исключить возможные ошибки и систематизировать все многообразие схем соединения обмоток трансформаторов используется понятие «группа соединений», которое характеризует угловое смещение векторов линейных ЭДС вторичных обмоток относительно одноименных векторов линейных ЭДС первичных обмоток. Группа соединений обозначается числом, которое при умножении на 30° даёт угол отставания вектора ЭДС вторичной обмотки. Если, например, схема и группа соединений трансформатора обозначена Y/ Δ -11, то смещение векторов линейных ЭДС равно 330° . На параллельную работу включаются трансформаторы только с одинаковой группой соединения обмоток.

В соответствии с нормативными документами рекомендуется применять две группы соединения обмоток трёхфазных двухобмоточных трансформаторов: 0 и 11. Однако на практике могут встречаться 12 групп, а также такие соединения, которые нельзя отнести ни к одной из групп. Как правило, они возникают вследствие ошибок, допущенных при монтаже и ремонте оборудования.

Выбор метода фазировки, как обязательной технологической операции, проводимой при вводе оборудования в работу после монтажа или ремонта, зависит от его вида (линия, трансформатор, генератор) и класса напряжения, на которое оно рассчитано. Следует различать прямые и косвенные методы фазировки. Прямыми методами называются такие, которые используются для фазировки оборудования, находящегося под напряжением. Прямые методы используются в установках до 110 кВ. Косвенными называются методы, в которых фазировку проводят с помощью трансформаторов напряжения, которые подключены к фазуемым частям установки. Данные методы могут применяться в различных установках независимо от класса её напряжения.

3.3.4. Оборудование для выполнения фазировки кабельных линий

В электрических сетях 0,4 кВ для выполнения фазировки вновь вводимого в эксплуатацию кабеля с кабелем находящимся под напряжением может

быть использован вольтметр с диапазоном измерений, рассчитанным на двойное фазное или двойное линейное напряжение. Схема выполнения фазировки приведена на рис. 3.9.

Кабель, который вводится в эксплуатацию, с одного конца подключается к шинам, а на другом конце измеряется напряжение между одноименными фазами действующего и нового кабеля. Фазировка силового кабеля выполнена правильно в том случае, когда напряжение между одноименными фазами равно нулю, а между разноименными фазами равно линейному напряжению.

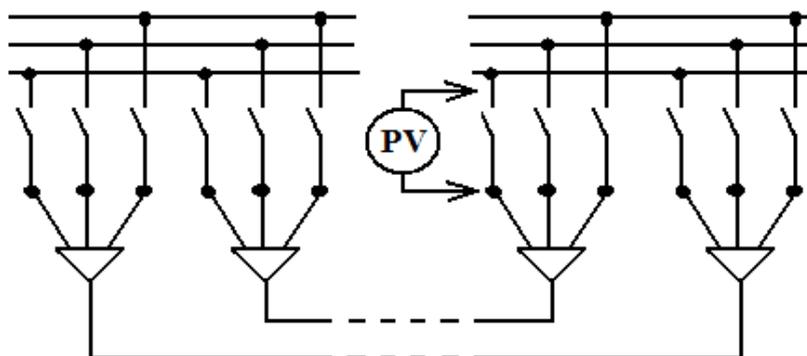


Рис. 3.9. Фазировка силовых кабелей под напряжением в сетях 0,4 кВ с помощью вольтметра

При параллельном подключении двух силовых кабелей до включения необходимо убедиться, что подключение произведено в соответствии с маркировкой и между их жилами отсутствует короткое замыкание. Такая проверка выполняется с помощью контрольной лампы, питаемой от постороннего источника, или мегаомметра по схеме, приведенной на рис. 3.10.

Обесточенные кабельные линии можно сфазировать при помощи мегаомметра путем измерения сопротивлений токоведущих жил. Для этого поочередно заземляют жилы в начале кабеля, а в конце кабеля мегаомметром измеряют сопротивление изоляции жил относительно земли. Менее трудоёмким является способ, который заключается в следующем. С одного конца силового кабеля одна из жил заземляется, вторая жила заземляется через сопротивление 8 - 10 МОм, а третья жила не заземляется. На противоположном конце кабеля измеряются сопротивления жил относительно земли. По показаниям прибора легко определить последовательность следования фаз. Сопротивление заземленной жилы будет равно нулю, жилы заземлённой через сопротивление – значению этого сопротивления, а у незаземленной жилы - бесконечно большим.

В сетях с напряжением до 500 В для определения порядка следования фаз может использоваться прибор ФУ-2, принцип действия которого такой же, как у асинхронного двигателя. Прибор содержит три обмотки расположенные на ферромагнитных сердечниках и алюминиевый диск. В том случае, когда фазы исследуемой сети совпадают с маркировкой на приборе, диск вращается в направлении указанном стрелкой на корпусе прибора. Такое вращение соответствует прямому порядку следования фаз. Вращение диска в противоположном направлении - обратному порядку следования фаз.

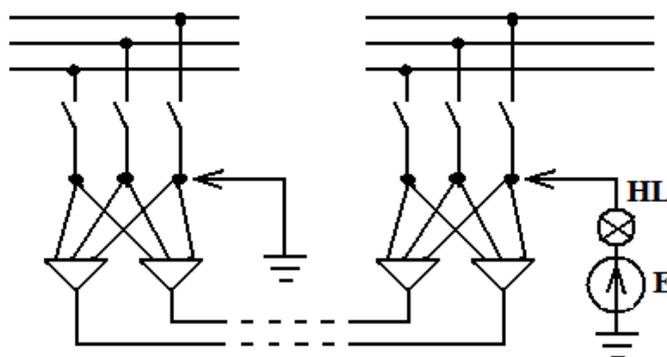


Рис. 3.10. Фазировка двух силовых кабелей при отсутствии напряжения

Порядок следования фаз можно определить универсальным прибором вольт-ампер-фазометром ВАФ-85, который позволяет производить измерения действующего значения напряжения и тока промышленной частоты и их фазовые сдвиги, а также определять правильность следования фаз. Угол сдвига фаз определяется относительно трёхфазной системы напряжения. Предел допустимой основной погрешности этого прибора при измерении переменного напряжения и тока не превышает 4%, угла сдвига фаз – 1,5%. Для определения порядка следования фаз трехфазное напряжение подводится к контактным зажимам «А», «В», «С» прибора, затем отжимается рукоятка верньера чтобы обеспечить вращение свободной оси фазорегулятора. Вращение лимба прибора по часовой стрелке указывает на прямой порядок следования фаз.

В установках напряжением выше 1000 В для выполнения фазировки кабельных линий электропередачи широко применяются указатели напряжения. В комплект указателя, как правило, входят: собственно указатель напряжения, трубка с добавочными резисторами и соединительный проводник. Внешний вид указателя напряжения типа УВНФ показан на рис. 3.11., а схема его подключения при фазировке в сетях 6 - 10 кВ показана на рис. 3.12. В корпусе указателя напряжения расположена сигнальная лампа, параллельно которой

включен высоковольтный конденсатор. Для проверки фазировки щупы указателя подносят к токоведущим частям установки и следят за свечением сигнальной лампы. В том случае, когда щупы указателя напряжения касаются различных фаз, сигнальная лампа ярко светится.

Отсутствие свечения лампы свидетельствует о том, что щупы указателя касаются одной и той же фазы.

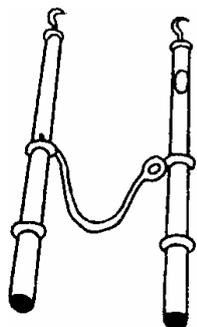
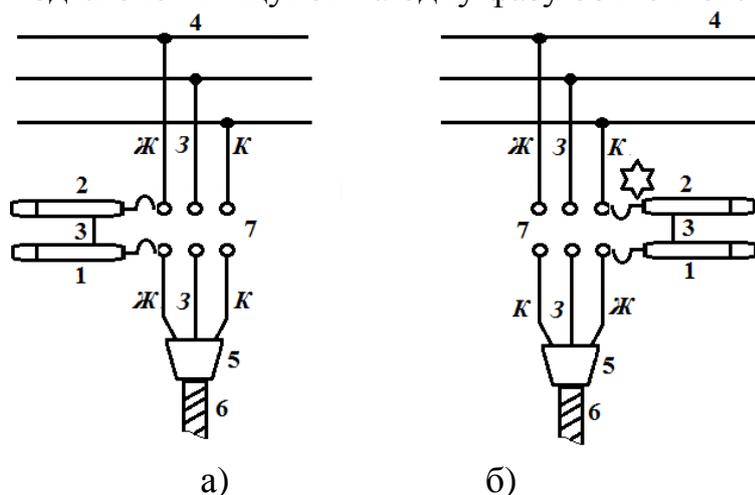


Рис. 3.11. Указатель напряжения типа УВНФ и соединенная с ним гибким проводником трубка сопротивления.

С целью устранения ложного срабатывания сигнальной лампы в процессе эксплуатации указатели напряжения подвергаются испытаниям, в ходе которых измеряется порог зажигания лампы. Так в указателях напряжения применяемых в сетях 10 кВ напряжение зажигания сигнальной лампы при включении на одну фазу должно быть не ниже 12,7 кВ, а разные фазы - 2,75 кВ. Зажигание лампы при подключении щупов на одну фазу объясняется влиянием емкостей элементов



указателя на заземлённые конструкции. Протекание тока через эти ёмкости и вызывает свечение лампы. Высоковольтные кабели фазируются с помощью трансформаторов напряжения, установленных на центрах питания (ЦП).

Рис. 3.12. Фазировка кабельной линии под напряжением: а — соответствие фаз кабеля и шин; б — разные фазы шин и кабеля в месте присоединения последнего; 1 — указатель напряжения; 2 — трубка сопротивления; 3 — провод; 4 — шина; 5 — концевая заделка; 6 — кабель; 7 — разъем спуска шин.

3.3.5. Методики определения целости жил, характера и места повреждения кабельных линий.

Определение целости жил характера и места повреждения кабельных линий (в общем случае определение места повреждения ОМП) подразделяется на три основных этапа:

- диагностика повреждения, то есть определение характера повреждения кабеля. На этом этапе ОМП устанавливается необходимость предварительного прожигания;
- определение зоны предполагаемого повреждения одним из относительных методов;
- уточнение местонахождения повреждения одним из абсолютных методов.

Метод ОМП кабельной линии выбирается в зависимости от характера повреждения. Повреждения кабеля могут быть подразделены на следующие виды:

- повреждения изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю;
- повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трёх фаз на землю либо двух или трёх фаз между собой;
- обрыв одной, двух и трёх фаз (с заземлением или без заземления фаз);
- заплывающий пробой изоляции;
- сложные повреждения, представляющие комбинации из вышеупомянутых видов повреждений.

Для установления характера повреждения кабельной линии следует:

- измерить сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы по отношению к земле;
- измерить сопротивление изоляции между парой токоведущих жил;
- измерить электрическое сопротивление токоведущих жил;
- определить целостность (отсутствие обрыва) токоведущих жил.

Измерения производятся на кабельной линии, которая отсоединена от источника питания и от неё отсоединены все электроприёмники.

Измерение сопротивления изоляции КЛ рекомендуется производить мегаомметром на напряжение 2500 В. Для измерения электрического сопротивления токоведущих жил могут использоваться мосты постоянного тока. В том случае, если температура окружающей среды T при измерениях отличается от 20°C , то после измерения производится пересчет сопротивления на температуру 20°C по формуле (3.31).

$$R_{20} = \frac{R_x}{1 + TK\rho(T - 20)}, \quad (3.31)$$

где $TK\rho$ - среднее значение температурного коэффициента удельного сопротивления.

Полученное значение сопротивления используется для определения длины исследуемого участка кабеля

$$L = \frac{RS}{k\rho}, \quad (3.32)$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление материала, из которого изготовлена токоведущая жила;

k – коэффициент, учитывающий влияние скрутки проволок в жиле, ($k = (1,02 \div 1,03)$); S – сечение жилы.

Численные значения геометрических параметров секторных алюминиевых жил кабелей напряжением 1 – 10 кВ приведены в табл. 14.

Таблица 14

| Конструкция кабеля и жилы | Высота h , мм / ширина b , мм для жил сечением | | | | | | | |
|---|--|------|------|------|------|------|------|------|
| | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| Трехжильные однопроволочные, 1 – 10 кВ | 5,5 | 6,4 | 7,6 | 9,0 | 10,1 | 11,3 | 12,5 | 14,4 |
| | 9,2 | 10,5 | 12,5 | 15,0 | 16,6 | 18,4 | 20,7 | 23,8 |
| Трехжильные многопроволочные, 1 – 10 кВ | 6 | 7,0 | 9,0 | 10,0 | 11,0 | 12,0 | 13,2 | 15,2 |
| | 10 | 12,0 | 14,0 | 16,0 | 18,0 | 20,0 | 22,0 | 25,0 |
| Четырехжильные однопроволочные, 1 кВ | — | 7,0 | 8,2 | 9,6 | 10,8 | 12,0 | 13,2 | — |
| | — | 10,0 | 12,0 | 14,1 | 16,0 | 18,0 | 18,0 | — |

После определения характера повреждения кабельной линии выбирается метод для определения места повреждения в данном конкретном случае. Рекомендуется в первую очередь определить зону, в которой расположено повреждение. Определение зоны повреждения производится одним из следующих относительных методов: импульсным (локационным), колебательного разряда (волновым) или петлевым.

Петлевой метод основан на том, что поврежденная и «исправная» жилы кабеля соединяются накоротко с одной стороны (образуется петля); с другой стороны, к концам жил подсоединяются дополнительные регулируемые резисторы – создается схема моста. Для пользования методом петли необходимо иметь хотя бы одну неповрежденную жилу кабеля или хотя бы одну жилу с переходным сопротивлением, значительно превышающим переходные сопротивления двух других жил (в 10 – 100 раз). Значения переходного сопротивления жилы должно быть не более 5000 Ом.

Методом петли надежно проверяются однофазные и двухфазные замыкания устойчивого характера. Трехфазные замыкания определяются при наличии дополнительного провода, в качестве которого может быть использован параллельно проложенный кабель.

Известны методы определения места повреждения кабеля по схеме петли Муррея и петли Варлея. Метод петли Муррея (рис 3.13) применяется,

если в определенном месте одна из жил кабеля замыкается на другую или на оболочку через переходное сопротивление R_n , значение которого не превышает 10^4 Ом. Для более точного определения места повреждения проводят замеры с двух концов кабеля.

Из условия равновесия моста следует:

$$M \cdot (2r - r_x) = R \cdot r_x; \quad r_x = \frac{M \cdot 2r}{M+R}, \quad (3.33)$$

где R – сопротивление плеча моста, подключенного к неповрежденной жиле (декады П1 – П4); M – сопротивление плеча моста, подключенного к поврежденной жиле (отсчет по декаде П5 отношений m/n); r – сопротивление жилы кабеля; r_x – сопротивление жилы кабеля до места повреждения.

При постоянном сечении токоведущих жил сопротивления отрезков пропорциональны длине соответствующих участков. Расстояние до места повреждения находится из выражения

$$L_x = 2L \frac{M}{M+R}, \quad (3.34)$$

где L – длина кабельной линии.

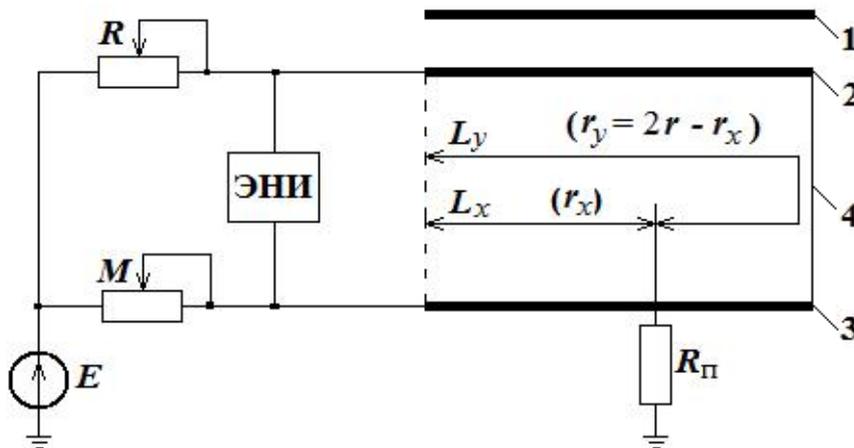


Рис.3.13. Схема измерений для определения расстояния до места повреждения кабеля методом петли Муррея: 1, 2, 3 – жилы кабеля, 4 – переключатель, R_n - переходное сопротивление, ЭНИ – индикатор.

Измерения по определению места повреждения следует производить с обоих концов кабельной линии, меняя место установки переключателя. Оценить полученные результаты можно исходя из равенства

$$L_x + L_y = 2L$$

Погрешность измерений вычисляется по формуле

$$\Delta L = \frac{2L - (L_x + L_y)}{2L} 100\%, \quad (3.35)$$

Схема измерений методом петли Варлея приведена на рис.3.14. Результаты измерений определяются по формуле

$$r_x = \frac{n(R+r)}{n+1}, \quad (3.36)$$

где r – сопротивление двух жил кабеля, Ом;

R – сопротивление плеча сравнения (декады П1 – П4);

n – множитель, устанавливаемый на декаде моста П5.

r_1, r_2 – сопротивления декады моста П5, определяющие значения множителей m и n .

Расстояние до места повреждения кабеля находится из выражения

$$L_x = \frac{r_x}{\rho} S, \quad (3.37)$$

где S – сечение токопроводящей жилы, мм²,

ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, Ом мм²/км.

Измерения также следует производить с обоих концов кабельной линии, меняя место установки перемычки.

При обрыве токоведущих жил для определения мест повреждения применяется емкостной метод, основанный на измерении емкости жил по отношению друг к другу или по отношению к земле. Схема емкостного моста приведена на рис.3.15.

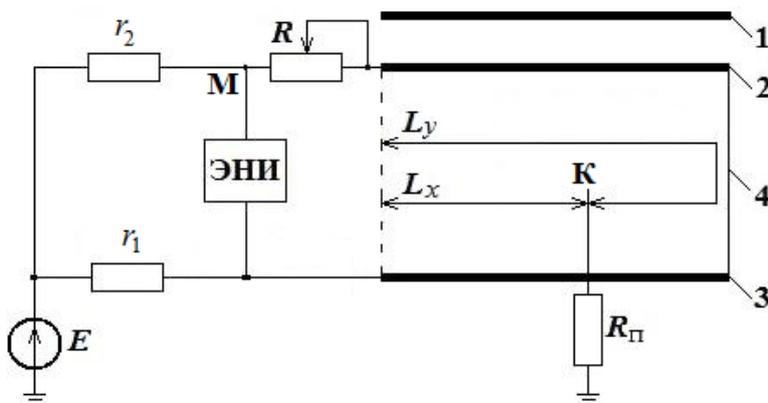


Рис.3.14. Схема измерений для определения расстояния до места повреждения кабеля методом петли Варлея: 1,2,3, - жилы кабеля, 4 – перемычка.

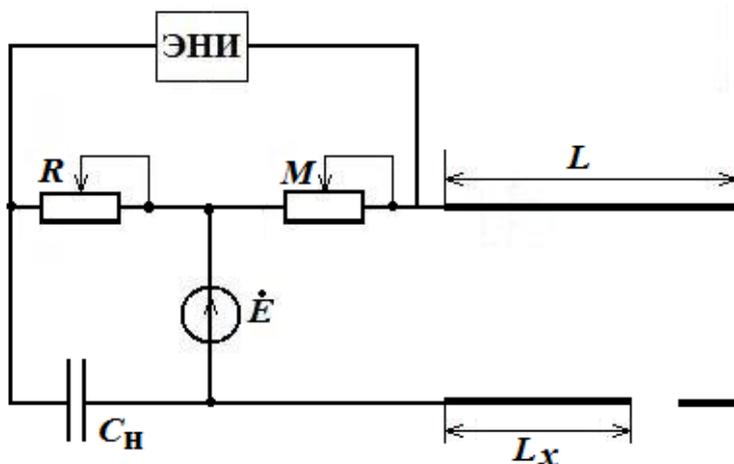


Рис.3.15. Схема измерений для определения места повреждения емкостным методом.

Из условия равновесия моста следует: $C_x = C_n \frac{R}{M}$,

где M и R – регулируемые сопротивления,
 C_x – определяемая емкость кабельной линии, мкФ,
 C_n – емкость эталонного конденсатора, мкФ.

На основании результатов измерений емкости исправной жилы C_y и емкости поврежденной жилы C_x можно определить длину участка кабеля

$$L = \frac{C_x + C_y}{2C_{y0}}, \text{ км} \quad (3.38)$$

где C_{y0} - удельная емкость.

Измерение емкости участков кабельной линии производится с обоих концов.

Расстояние от места измерения до места обрыва жилы кабеля определяется по соотношению

$$L_x = 2L \frac{C_2}{C_1 + C_2}, \quad (3.39)$$

где C_1 и C_2 – результаты первого и второго измерения, мкФ.

3.3.6. Приборы и оборудование для определения зоны повреждения кабеля

Определение зоны повреждения кабеля обычно производится с помощью специальных кабельных мостов типа КМ-61С, Р-333, или измерительных мостов ЩЗ4, Р3009, Р4056.

Кабельный мост Р-333 предназначен для измерения электрического сопротивления постоянному току в диапазоне от 0,005 Ом до 999900 Ом, а также для определения места повреждения по схемам петли Муррея (при больших сопротивлениях) и петли Варлея (при низкоомных сопротивлениях).

Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях по четырехпроводной (измерение низкоомных сопротивлений) и двухпроводной (измерение высокоомных сопротивлений) схемам измерений показан на рис.3.16 и рис.3.17 соответственно. На верхней панели моста Р-333 находятся:

- кнопки для включения мостовая схема - МВ;
- петля Муррея - ПМ петля Варлея - ПВ;
- кнопка МВ возвращает кнопки ПМ и ПВ в начальное состояние;
- ручки переключения сравнительного плеча и плеча отношений;
- кнопка для включения электронного нуля – индикатора ЭНИ;
- кнопка для включения питания моста;
- зажим для внешнего индикатора;
- зажимы для источника питания.
- зажимы проверки сопротивлений ;
- зажимы петли Варлея, Муррея и асимметрии проводов.

В основу определения мест повреждения методом петли положено сравнение сопротивления целой и нарушенной (без разрыва) жилы кабеля. Методом петли пользуются на кабельных линиях различных напряжений, которые смонтированы различными кабелями при замыкании одной или некоторых жил между собой и с землей в одном месте при условии, что переходное сопротивление повреждения не превышает 40 Ом и поврежденная жила не была оборвана.

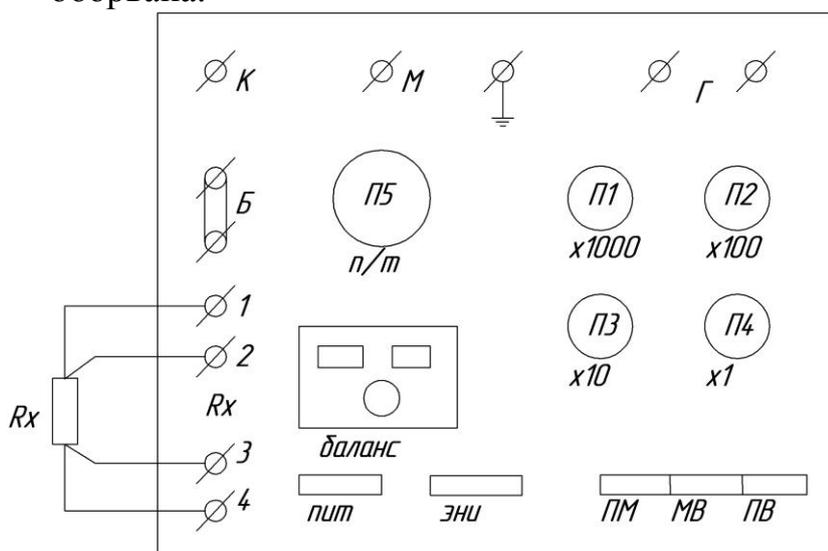


Рис. 3.16. Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях по четырехпроводной (измерение низкоомных сопротивлений) схеме

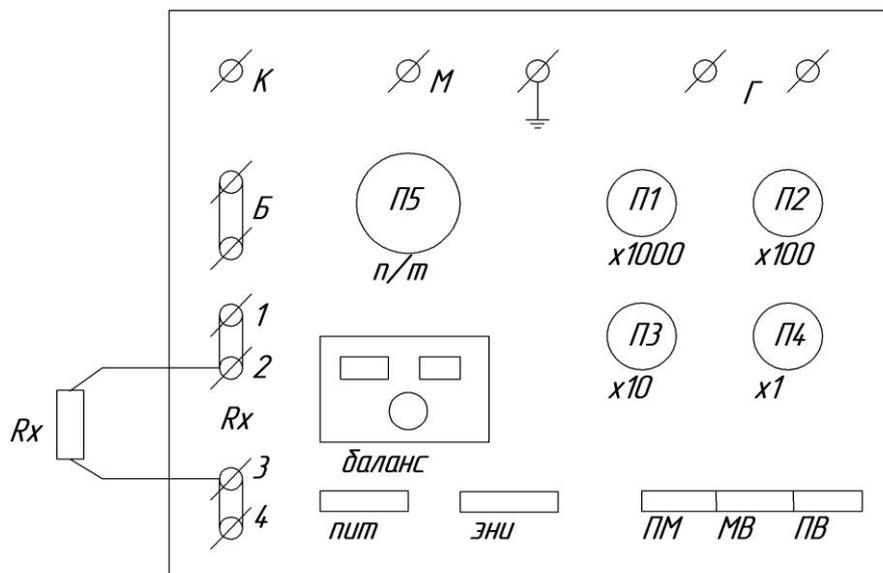


Рис. 3.17. Внешний вид верхней панели кабельного моста типа Р-333 при измерениях высокоомных сопротивлений по двухпроводной схеме

Выявление места повреждения ка-

беля методом петли можно выполнять также при помощи универсального моста сопротивлений МВУ-49, автоматического моста Щ-34 и кабельного моста Р-334. Автоматический мост Щ-34 используется для измерения электрического сопротивления постоянному току в диапазоне от 10^{-3} до 10^9 Ом. Предел допустимой основной погрешности в зависимости от диапазона измерений сопротивления не превышает 0,5%. Результаты измерений отображаются на цифровом табло в виде пятизначного десятичного числа с "плавающей" десятичной запятой и единицы измерения "Р", "К" и "М", где "Р" – Ом, "К" – Ком, «М» – МОм,

Прибор имеет следующие виды запуска:

- ручной, осуществляемый нажатием кнопки «Пуск», расположенной на лицевой панели;
- автоматический, с выдержкой времени после каждого измерения от 2 до 20сек. С помощью потенциометра «Время индикации», расположенного на лицевой панели;
- дистанционный, осуществляемый замыканием контактов разъёма «Щ20-2», расположенного на задней панели.

Кроме кабельных мостов для определения места повреждения кабеля используются приборы, реализующие метод импульсной рефлектометрии. На основе данного метода работает серия приборов типа Р5-5, Р5-8, Р5-9, Р5-10, с помощью которых можно определить место повреждения, начиная с 1 м от начала линии (Р5-9) и относительно большим переходным сопротивлением в месте замыкания на землю (Р5-8).

Импульсный метод основан на измерении времени t_x прохождения импульса от одного конца кабельной линии до места повреждения и обратно, которое при скорости распространения этого импульса v и расстояния до места повреждения L_x определяется по формулам

$$t_x = \frac{2 \cdot L_x}{v}; \quad L_x = \frac{v \cdot t_x}{2}.$$

Скорость распространения импульса для большинства кабелей составляет 160 ± 1 м/мкс, соответственно расстояние до места повреждения можно оценить как $L_x \approx 80t_x$.

При включении прибора в кабельную линию посылаются зондирующие импульсы, которые при распространении по кабелю отражаются с изменением своих амплитудных значений и знаков в тех местах, в которых волновое сопротивление отличается от волнового сопротивления кабеля (35 Ом). Чем больше отличается сопротивление от волнового, тем больше амплитуда отраженного импульса. Причем, в месте замыкания отраженный импульс меняет знак на противоположный. По амплитуде и знаку отраженного импульса определяют как место повреждения, так и характер повреждения. Однако, из-за наличия мест ослабленной изоляции кабеля (места неоднородности), вставок, муфт и т. п., в которых сопротивления также отличаются от волнового, амплитуды отраженных импульсов могут быть сопоставимы с амплитудами отраженных импульсов от мест повреждения, что усложняет идентификацию места замыкания или обрыва в кабеле. Так, например, прибором Р5-5 практически можно идентифицировать отраженный импульс от места повреждения с переходным сопротивлением, не превышающим 4 - 5-кратного значения волнового сопротивления кабеля, т. е. 150 - 200 Ом.

3.3.7. Конструктивные параметры, классификация и обозначение силовых кабелей

Силовые кабели выполняются *одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными*. Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными – кабели постоянного тока; трехжильными – кабели среднего напряжения. Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу N и нулевую защитную жилу PE или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу PEN.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с *алюминиевыми и медными жилами*. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется *кабельная бумага, пропитанная маслосиликоновым составом, пластмасса и резина*. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной пропиткой и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются *маслонаполненными или газонаполненными*. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением. Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки. Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

Силовые кабели состоят из следующих основных конструктивных элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Кроме основных элементов в конструкцию силовых кабелей могут входить экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители. Токопроводящие жилы предназначены для прохождения электрического тока. Они бывают основными и нулевыми. Основные жилы предназначены для выполнения основной функции кабеля – передачи по ним электроэнергии. Нулевые жилы используются для протекания разности токов фаз при неравномерной их нагрузке. Присоединяются они к нейтрали источника тока.

Жилы защитного заземления являются вспомогательными жилами кабеля и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановок, к которым подключен кабель с контуром защитного заземления источника тока. Изготавливаются токопроводящие жилы из меди или алюминия. Сопротивление медной токопроводящей жилы, пересчитанное на 1 мм^2 номинального сечения, 1 метр длины и приведенное к температуре 20°C должно быть не более $0,0178 \text{ Ом}$, алюминиевой жилы – не более $0,029 \text{ Ом}$. Токопроводящие жилы могут быть круглыми или фасонными (секторные, сегментные или другой формы). Применение секторных и сегментных жил вместо круглых приводит к уменьшению диаметра кабеля на 20-25 % и соответственно к сокращению расхода материалов на изоляцию, оболочку и защитные покровы. Круглые и фасонные жилы изготавливаются однопроволочными и многопроволочными. Сечения жил силовых кабелей показаны на рис. 3.18.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Изоляция, расположенная непосредственно на токоведущей жиле называется изоляцией жилы. Изоляция многожильного кабеля, наложенная поверх изолированных скрученных жил, называется поясной изоляцией.

В силовых кабелях используется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляции. Бумажная пропитанная изоляция – это многослойная изоляция из лент кабельной бумаги, наложенная в виде обмотки на токоведущую жилу и пропитанная изоляционным составом. В кабелях на напряжения до 10 кВ применяется однослойная кабельная бумага марок: К – 080, К – 120, К – 170 (толщина бумаги соответственно 0,08, 0,12, и 0,17 мм).

Номинальные сечения основных, нулевых и жил защитного заземления приведены в таблице 15.

В зависимости от вязкости пропиточного состава кабели с бумажной изоляцией изготавливаются с вязким, обедненным и нестекающим пропиточными составами. Для пропитки используется маслоканифольный составы марки МП-3 или МП-5, содержащие в разных пропорциях канифоль, полиэтиленовый воск и нефтяное масло.

Таблица 15

| Жила | Номинальное сечение жилы, мм ² | | | | | | | | | | |
|------------|---|----|----|----|----|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| Основная | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| Нулевая | 6 | 10 | 16 | 16 | 25 | 25 - 35 | 35 - 50 | 35 - 70 | 50 - 70 | 50 - 95 | 70 - 120 |
| Заземления | 4 | 6 | 10 | 16 | 16 | 25 | 35 | 35 | 50 | 50 | 70 |

Пластмассовая изоляция в виде сплошного слоя выполняется из поливинилхлорида, полиэтилена, этиленпропилена или сшитого полиэтилена. Основным требованием, которое предъявляется к изоляции силовых кабелей, является высокая электрическая прочность. Увеличение электрической прочности изоляции, позволяет уменьшить её толщину, что соответственно улучшает отвод тепла от жилы, разрешает увеличивать рабочий ток, уменьшает расход материалов на изготовление кабеля, а также повышает его гибкость.

При конструировании силовых кабелей используются специальные технические решения, которые позволяют регулировать электрическое поле, воздействующее на изоляцию, например, применение градированной изоляции, экранов и т.д. Как правило, электрическое поле в силовом кабеле, неоднородно. Неоднородность поля характеризует отношение:

$$K_n = E_{\text{макс}} / E_{\text{ср}}, \quad (3.40)$$

где K_n – коэффициент неоднородности; $E_{\text{макс}}$ и $E_{\text{ср}}$ – соответственно максимальное и среднее значение напряженности электрического поля.

Различают слабо неоднородные $K_n < 3$ и резко неоднородные $K_n > 3$ электрические поля. Условием нормальной работы изоляции является соотношение

$$K_n E_{\text{ср}} < E_{\text{доп}}, \quad (3.41)$$

где $E_{\text{доп}}$ – допустимая напряженность, при которой в изоляции отсутствуют разряды в процессе воздействия испытательного или рабочего напряжения $U_{\text{возд}}$. Для выполнения этого условия толщина изоляции Δ между жилами и между жилой и оболочкой должна быть в K_n раз больше, чем в однородном поле

$$\Delta > (U_{\text{возд}} / E_{\text{доп}}) K_n \quad (3.42)$$

Напряженность электрического поля в изоляции одножильного экранированного кабеля на поверхности радиусом r_x равна, (кВ/мм):

$$E = \frac{U}{r_x \ln R / r_1} \quad (3.43)$$

где U – напряжение между жилой и металлической оболочкой, кВ;

r_1 – радиус жилы или проводящего экрана поверх жилы, мм;

R – радиус по изоляции, мм.

Напряженность электрического поля у токопроводящей жилы радиусом r_1 будет максимальной, а напряженность у металлической оболочки радиусом R – минимальной. Средняя напряженность электрического поля в изоляции составляет (кВ/мм)

$$E_{\text{ср}} = \frac{U}{R - r_1} \quad (3.44)$$

Коэффициент использования изоляции определяется по формуле

$$\eta = \frac{r_1}{R - r_1} \ln \frac{R}{r_1}. \quad (3.45)$$

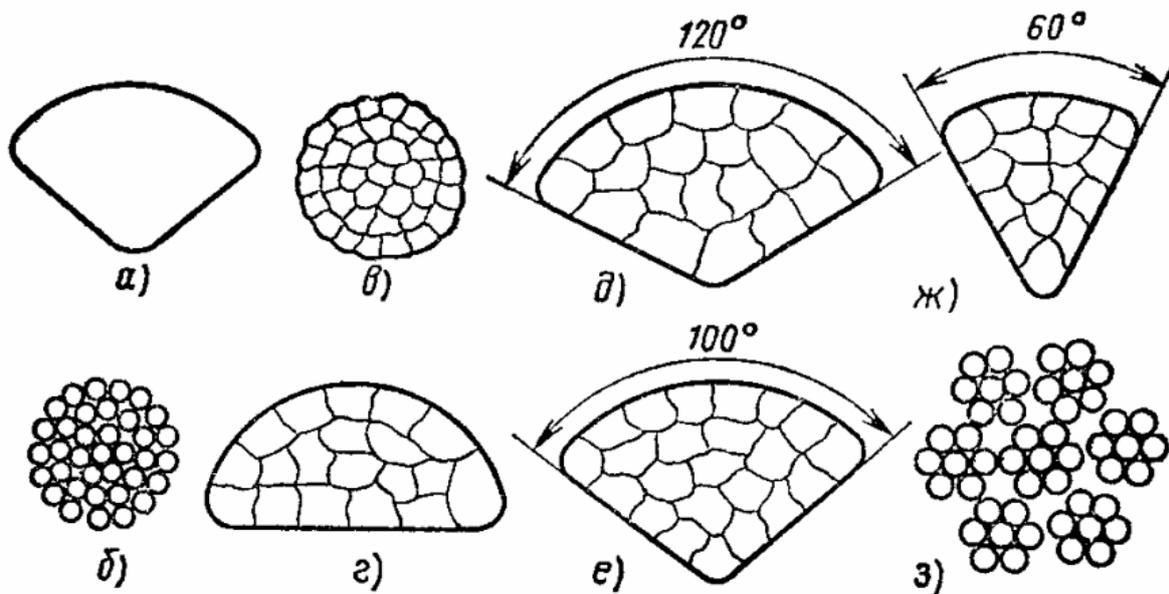


Рис. 3.18. - Сечения токопроводящих жил кабелей: а — секторная однопроволочная жила; б — круглая многопроволочная неуплотненная жила; в — круглая многопроволочная уплотненная жила, г — сегментная многопроволочная уплотненная жила для двухжильных кабелей; д — секторная многопроволочная уплотненная жила для трехжильных кабелей; е — секторная многопроволочная уплотненная жила для четырехжильных кабелей; ж — секторная многопроволочная уплотненная нулевая жила для четырехжильных кабелей; з — многопроволочная жила сложной правильной концентрической скрутки из семи стренг.

Значение максимальной напряженности электрического поля у поверхности жилы в трёхжильном кабеле с круглыми жилами при равной толщине жильной и поясной изоляции определяют по эмпирической формуле:

$$E_{\text{макс}} = U_{\text{л}} \left(\frac{1}{2\Delta_{\text{из}}} + \frac{0,18}{r_1} \right), \quad (3.46)$$

Экраны силового кабеля предназначены для выравнивания электрического потенциала вдоль изоляционной конструкции, а также для защиты внешних цепей от влияния электрических полей токов, протекающих по кабелю. В силовых кабелях на напряжения 6 - 10 кВ с бумажной изоляцией экраны располагаются на поясной изоляции. В качестве экранов применяется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ -80 и КПУ-120.

В кабелях с пластмассовой изоляцией напряжением 6 кВ экраны накладываются на жилы и на поясную изоляцию. При этом материал экрана и изоляции должен быть одинаковым, чтобы в процессе эксплуатации между экраном и изоляцией не образовывалось пустот. Заполнители используются для

устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля с целью герметизации, придания необходимой формы и механической устойчивости конструкции. В качестве заполнителей в кабелях с бумажной изоляцией применяются жгуты из сульфатной бумаги, пропитанной кабельной пряжи или штапелированной стеклопряжи. Для кабелей с пластмассовой изоляцией заполнение должно быть: при изоляции из полиэтилена, самозатухающего, вулканизирующего полиэтилена – из материала изоляции или из поливинилхлоридного пластиката; при изоляции из поливинилхлоридного пластиката – из поливинилхлоридного пластиката. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 1 кВ допускается выполнять без заполнителей.

Оболочки предназначены для предотвращения проникновения в изоляцию влаги, защиты её от воздействия света, различных химических веществ, а также предохранения от механических повреждений. В кабелях с бумажной изоляцией оболочки изготавливаются из свинца или алюминия.

Свинцовые оболочки изготавливаются из свинца марок С-2 и С-3 с добавлением различных присадок, например, сурьмы. Алюминиевые оболочки изготавливаются прессованными из алюминия марки А или сварными из алюминия марки АД1.

Пластмассовые – поливинилхлоридные и полиэтиленовые оболочки отличаются от изоляционного состава соответствующим подбором пластификаторов и стабилизаторов, которые обеспечивают повышенную стойкость против светового (солнечная радиация) старения. Кроме того, эти оболочки более стойки к агрессивным средам по сравнению с алюминиевыми и свинцовыми.

Защитные покровы предназначены для защиты оболочки кабеля от внешних воздействий. В зависимости от конструкции кабеля в защитные покровы входят подушка, бронепокров и наружный покров.

Подушка – часть защитного покрова, наложенная на оболочку и предназначенная для предохранения оболочки от повреждения её лентами или проволокой брони.

Бронепокров – часть защитного покрова, состоящая из металлических лент или проволок и используемая для защиты кабеля от внешних механических воздействий.

Наружный покров – часть защитного покрова кабеля предназначенного для защиты брони от коррозии и выполненная из защитного шланга, выпрессованного из пластмассы или из волокнистых материалов, пропитанных специальным противогнилостным или негорючим составом.

Различным конструктивным элементам силовых кабелей присвоены буквенные индексы, которые приведены в табл. 16.

Таблица 16

| Индекс | Место расположения индекса в марке кабеля | Значение индекса | Примеры марок силовых кабелей |
|----------------------------|---|---|--------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Токопроводящая жила | | | |
| А | На первом месте | Алюминиевая | ААБЛУ; ААШВУ; АСБУ |
| Нет | ----- | Медная | АбЛУ; СБУ; ВВГ |
| (ож) | В конце обозначения | Однопроволочные жилы | ААБЛУ 3*120 (ож); ААШВУ 3*95 (ож) |
| Изоляция жил | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Нет | ----- | Бумажная с вязкой пропиткой | ААБЛУ; ААШВУ; СБУ |
| В | В конце обозначения через дефис | Бумажная с обедненной пропиткой | ААБЛУ-В; СБУ-В; АСБУ-В |
| Ц | Впереди обозначения | Бумажная с неистекающей пропиткой | ЦААБл; ЦСБ; ЦАСБ |
| В | После индекса жил | Из поливинилхлорида | ВВГ |
| П | После индекса жил | Из полиэтилена | АПВГ; ПВГ |
| з | В конце обозначения | Заполнитель из поливинилхлорида | АВВГз; ВВГз |
| У | В конце обозначения | Бумажная с повышенными температурами нагрева | ААБЛУ; ААШВУ; ААШпсУ |
| пс | В середине обозначения | Из самозатухающего полиэтилена | АпсВГ |
| пв | В середине обозначения | Из вулканизированного полиэтилена | АпвВГ |
| Пвс | В середине обозначения | Из вулканизированного самозатухающего полиэтилена | АПвсВГ |
| Р | В середине обозначения | Из резины | НРГ; ВРГ |
| Рт | В середине обозначения | Из резины повышенной теплостойкости | НРтГ; ВРтГ |
| Оболочка | | | |
| А | На первом или втором месте | Алюминиевая | ААБЛУ; ААШпсУ; АбЛУ |
| С | На первом или втором месте | Свинцовая | АСБУ; АСШВУ; СБУ |
| В | В середине обозначения | Поливинилхлоридная | АВВГ; АПВБбШв; ПВГ |
| П | В середине обозначения | Полиэтиленовая | АВПГ; АППБ; АППГ |
| Г | После индекса оболочки | Кабель без защитного покрова | СГУ; АСГУ; ПВГ |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------------------------|--|---|-----------------------|
| Н | На первом или втором месте | Не распространяющая горение резиновая | НРГ; АНРГ |
| О | На первом или втором месте | Отдельная оболочка каждой жилы | АОСБУ; ОСБУ |
| Подушка под броней | | | |
| Нет | ----- | Крепированная бумага, пропитанная битумом | АСБУ; СБУ; АСБГ |
| л | После индекса брони | Крепированная бумага, пропитанная битумом, и одна пластмассовая лента | АСБЛУ; ААБЛУ |
| 2л | После индекса брони | Крепированная бумага, пропитанная битумом, и две пластмассовые ленты | ААБ2л; АСБ2ЛУ |
| в | После индекса брони | Выпрессованный полиэтиленовый шланг | ААБЛУ; АБЛУ |
| п | После индекса брони | Выпрессованный поливинилхлоридный шланг | ААБЛУ; АБЛУ |
| б | После индекса брони | Без подушки | ААББУ; АВВБШв |
| Броня | | | |
| Б | После индекса оболочки После индекса оболочки | Плоские стальные ленты | ААБЛУ; АСБУ; АВ-ВБШвУ |
| П | После индекса оболочки | Стальные оцинкованные плоские проволоки | СБГУ; АСПЛУ; СПЛУ |
| К | После индекса оболочки | Стальные оцинкованные круглые проволоки | СКУ; АСКУ |
| Наружный покров | | | |
| Нет | После индекса оболочки | Пропитанная битумом кабельная пряжа | ППБЛУ; АСБУ; АВВБ |
| Г | После индекса брони | Без наружного покрова на броне | СБГУ; АСБГУ; ААБЛУ |
| н | После индекса брони | Негорючий состав из стеклянной ленты или пряжи | ААБЛУ; АСБЛУ |
| Шп | После индекса брони | Полиэтиленовый шланг | ААШЛУ; АВВБШп; АСШп |
| Шв | После индекса брони | Поливинилхлоридный шланг | ААШвУ; ААБШвУ |
| Шпс | После индекса брони | Шланг из самозатухающего полиэтилена | |

Наиболее широко применяемыми в системах электроснабжения являются кабели на номинальное напряжение до 35 кВ включительно. На рис. 3.19,а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6...10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 3.19,б.

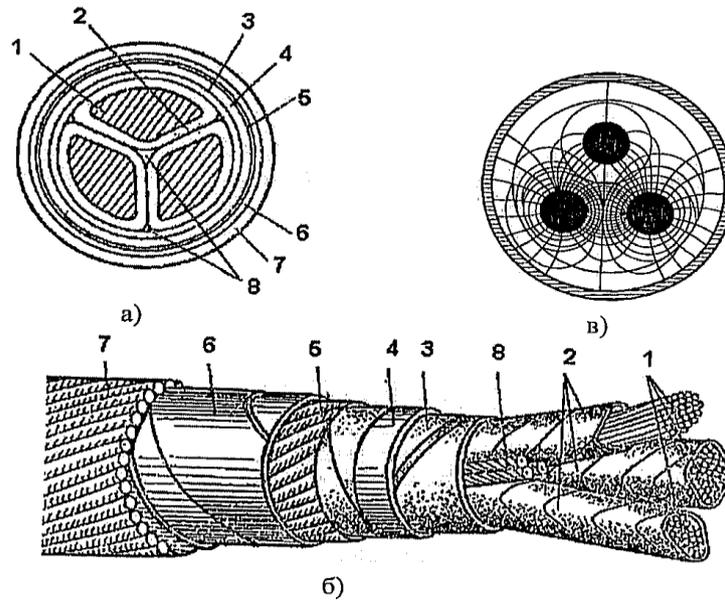


Рис. 3.19. Конструкция кабеля на напряжение 10 кВ.

Токопроводящие жилы 1 выполняются сегментообразными для придания кабелю цилиндрической формы. Жилы кабеля, как правило, многопроволочные, а для небольших сечений – монолитные. Каждая жила имеет свою фазную изоляцию 2. Все три жилы имеют поясную (общую) изоляцию 3. Бумажно-джутовые заполнители 8 служат, как и сегментообразные жилы, для придания кабелю цилиндрической формы. Герметичная оболочка 4 служит для защиты изоляции кабеля от высыхания и попадания влаги. Подушка 5 служит для защиты герметичной оболочки от механических повреждений броней 6, которая защищает кабель от механических повреждений. Наружный защитный покров 7 защищает стальную броню от агрессивности внешней среды.

Дополнительное усиление фазной изоляции общей (поясной) изоляцией объясняется следующим образом. Кабельные сети напряжением 6...35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью и могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю. В нормальном режиме работы кабеля напряжение между каждой фазой и землей (металлической герметичной

оболочкой) равно фазному напряжению, а напряжение между фазами – линейному.

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 3.19,в). Силовые линии имеют различные углы наклона к слоям бумажной изоляции. Электрическая прочность слоистой бумажной изоляции в продольном направлении на порядок меньше, чем в поперечном.

При допущении, что поясной изоляции нет, между фазами имеем двойной слой фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, а между фазой и землей - один слой изоляции, рассчитанной на фазное напряжение. При замыкании одной фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а напряжения относительно земли двух других фаз увеличиваются до линейного напряжения. Следовательно, изоляцию каждой фазы относительно земли необходимо выполнить не на фазное, а на линейное напряжение. При наличии общей поясной изоляции такой необходимости нет. Между жилами имеются два слоя фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, между жилой и землей - тоже два слоя изоляции (слой фазной и слой поясной изоляции), рассчитанной на линейное напряжение. При относительно небольших напряжениях (до 10 кВ) еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля. При напряжениях более 10 кВ увеличение толщины изоляции из-за неоднородности электрического поля становится экономически нецелесообразным.

Кабели на напряжение 20...35 кВ выполняют с отдельно свинцованными или отдельно экранированными жилами (рис. 3.20,а). Жилы 1 кабеля имеют круглую форму. Каждая фаза кабеля поверх бумажной изоляции фазы 2 имеет свою свинцовую оболочку 3 или слой тонкой перфорированной меди или металлизированной бумаги. Междуфазное заполнение кабельной пряжей 4 обеспечивает кабелю цилиндрическую форму. Стальная проволоочная броня 5 и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей 6...10 кВ.

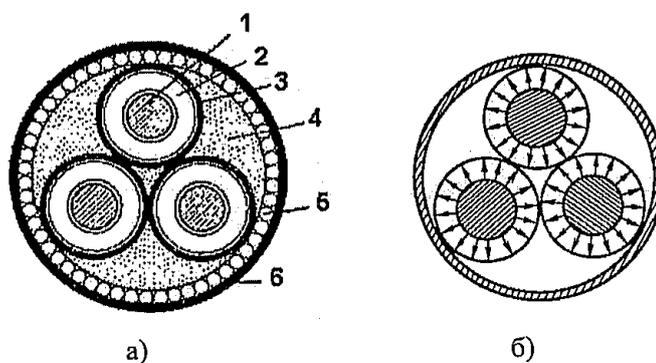


Рис.3.20. Конструкция кабеля на напряжение 20. ...35 кВ

Отдельная свинцовая оболочка или отдельный экран у каждой жилы создают эквипотенциальные поверхности вокруг изоляции каждой жилы и, следовательно, выравнивают электрическое поле и делают его радиальным по отношению к слоям бумажно-масляной изоляции (рис. 3.20,б). Толщина фазной изоляции меньше, чем требовалось бы при неоднородном электрическом поле, конструкция кабеля получается экономически целесообразной.

В буквенно-цифровом шифре обозначения кабеля отражается материал жил, изоляции, наличие тех или иных защитных оболочек, указывается номинальное напряжение кабеля, количество и сечения токоведущих жил. В табл. 17 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

Т а б л и ц а 17

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|----|----|
| Ц | А | О | С | П | Б | Л | Г |
| | | | А | В | К | 2л | Шв |
| | | | П | Р | П | в | Шп |
| | | | В | | | | н |
| | | | Р | | | | |
| | | | Н | | | | |

Наличие буквы Ц (первая колонка табл.16) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не маркируется. Буква А (вторая колонка) указывает, что жилы кабеля выполнены из алюминия. Медные жилы в маркировке кабеля не указываются.

Буква О (третья колонка) указывает, что каждая жила кабеля имеет собственную свинцовую оболочку или экран (отдельно освинцованные или отдельно экранированные жилы).

Буквы С или А четвертой колонки обозначают металлическую (свинцовую или алюминиевую) герметичную оболочку. Буквы П, В и Р этой же колонки обозначают соответственно полиэтиленовую, поливинилхлоридную и резиновую герметичные оболочки. Буква Н соответствует найритовой (негорючей) оболочке.

Пятая колонка букв характеризует материал изоляции кабеля. Буквы П, В и Р указывают, что изоляция выполнена из полиэтилена, поливинилхлорида и резины соответственно. Бумажно-масляная изоляция в маркировке кабеля не указывается.

Шестая колонка букв характеризует тип брони: Б - броня из стальных лент, К - из круглых проволок, П - из плоских проволок. Проволочная броня

применяется у кабелей, работающих при значительных растягивающих усилиях.

Буквы седьмой колонки указывают на способ выполнения подушки под броней: л - один слой, 2л - два слоя пластмассовых лент, в - шланг из поливинилхлорида.

Восьмая колонка букв характеризует наличие или отсутствие наружных защитных покровов. Отсутствие наружного покрова обозначается буквой Г (кабель голый); буквы Шв (Шп) означают наличие наружного защитного покрова из поливинилхлоридного (полиэтиленового) шланга; буква "н" обозначает негорючий наружный покров. Кабели с покровами Шв и Шп применяются при высокой коррозионной активности грунта. Наружный защитный покров из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи не маркируется.

В цифровом обозначении кабеля указываются его номинальное напряжение, количество и сечения жил. Например, АСБ10(3х95) кабель на напряжение 10 кВ, с тремя алюминиевыми жилами сечением 95 мм², бумажно-масляной изоляцией, свинцовой герметичной оболочкой, бронированный стальными лентами, с наружным защитным покровом из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи.

Улучшение качества изоляции кабелей на напряжения 110 кВ и выше достигается специальной технологией их изготовления. Такие кабели изготавливаются одножильными. На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслonaполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение. Различают маслonaполненные кабели низкого (до 0,05 МПа) и высокого (1...1,5 МПа) давления. Первые изготавливаются на напряжения ПО...220 кВ, вторые - до 500 кВ.

Конструкция маслonaполненного кабеля низкого давления показана на рис. 3.21,а. Кабель имеет полую токопроводящую жилу 2, скрученную из отдельных медных проволок. Внутри жилы имеется канал 1, заполненный маслом под давлением, что исключает возможность образования пустот в бумажной изоляции 4 и значительно повышает ее электрическую прочность. По поверхности жилы накладывается экран 3 из полупроводящей бумаги. Такой же экран накладывается поверх бумажной изоляции. Далее идет свинцовая герметичная оболочка 5, подушка 6 из поливинилхлоридных лент, медные ленты 7, усиливающие свинцовую оболочку, броня 8 и наружный защитный покров 9. Маслопроводящий канал через специальные муфты соединяется с расположенными вдоль трассы баками давления.

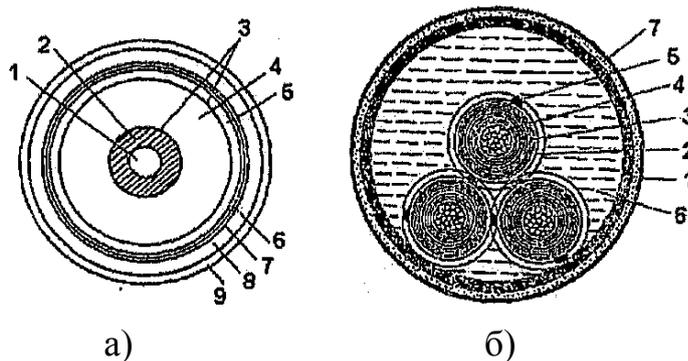


Рис. 3.21. Конструкции маслonaполненных кабелей низкого (а) и высокого (б) давления

Конструкция маслonaполненного кабеля высокого давления показана на рис. 3.21,б. Все три фазы уложены в стальной трубопровод 1, поверх которого имеется антикоррозийное покрытие 7. Стальной трубопровод, являющийся защитой от механических повреждений, заполнен маслом 6 под избыточным давлением. Токоведущие жилы 4 из медных проволок имеют бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции наложен экран 2 из медных лент. Полу-круглая проволока скольжения 5 служат для механической защиты изоляции от повреждений при протягивании кабеля в стальной трубопровод.

В настоящее время электротехнической промышленностью освоен выпуск кабелей с изоляцией из *сшитого полиэтилена*. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6... 10 кВ изготавливаются как трехжильными, так и одножильными. На напряжения 35...500 кВ такие кабели изготавливаются одножильными. Конструкция одножильного кабеля на напряжение 10 кВ показана на рис. 3.22. Многопроволочная токоведущая жила 1 покрыта полупроводящей пластмассой 2. Изоляция из сшитого полиэтилена 3 также покрыта слоем полупроводящей пластмассы 4. Поверх экрана 5, выполненного из медных проволок, накладывается пластмассовая оболочка 6.

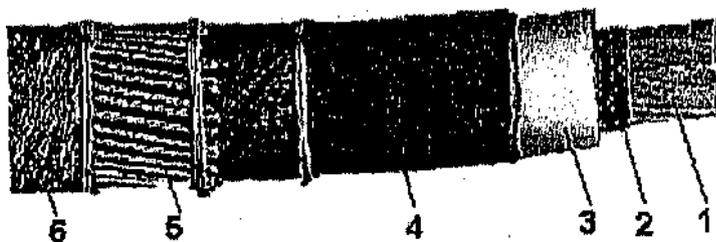


Рис. 3.22. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

В буквенном обозначении таких кабелей указывается материал жилы (А - алюминиевая, отсутствие буквы - медная); материал изоляции (Пв - сшитый полиэтилен); материал оболочки

(П - полиэтилен, В - поливинилхлорид). У кабелей с усиленной полиэтиленовой оболочкой в конце обозначения ставится прописная буква «у»; у кабелей с дополнительной герметизацией - буква «г». В цифровом обозначении кабеля указывается число и сечение жил, сечение экрана и номинальное напряжение.

Благодаря высоким термомеханическим свойствам, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают большие токовые нагрузки, чем кабели с бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией. Длительно допустимая температура жилы кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90°C, для кабелей с бумажно-масляной изоляцией - 60°C. Для сравнения в табл. 18 приведены значения допустимых токов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажно-масляной изоляцией. Сравнимые кабели имеют алюминиевые жилы, номинальное напряжение 10 кВ, одинаковый способ прокладки (в земляной траншее).

Таблица 18

| Изоляция кабеля | Допустимый ток при сечении жилы, мм | | | | | | | |
|-------------------|-------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| Сшитый полиэтилен | 145 | 170 | 210 | 250 | 280 | 320 | 360 | 415 |
| бумажно-масляная | 115 | 140 | 165 | 205 | 240 | 275 | 310 | 355 |

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена изготавливаются с сечением токоведущих жил до 1000 кв. мм.

3.3.8. Кабельная арматура, прокладка и маркировка кабелей

Главными составными элементами силовых кабельных линий являются:

- силовой кабель, служащий для передачи электроэнергии;
- соединительные муфты, при помощи которых отдельные строительные длины кабелей соединяются в одну линию;
- концевые муфты (заделки) и стопорные муфты, монтируемые на крупных участках трассы линии для предупреждения стекания кабельных масс;
- подпитывающие аппараты и системы сигнализации давления масс для линий выполненных маслонаполненными кабелями;
- кабельные сооружения – кабельные коллекторы, тоннели, каналы, шахты и колодцы.

В соответствии с ПУЭ за начало и конец КЛ принимают кабельные наконечники концевых муфт или заделок. Поскольку кабели выполняют отдельными отрезками строительной длины от 200 до 600 м различного сечения (для удобства транспортировки на кабельных катушках), то при сооружении КЛ эти отрезки соединяются друг с другом с помощью соединительных муфт. Основное назначение всех кабельных муфт это герметизация кабелей в местах соединения и окольцевания. Для герметизации изготовители выпускают кабель с запаянными концами, чтобы не было окисления изоляции (попадания воздуха и влаги) при транспортировке.

Для кабелей напряжением до 1000 В применяют эпоксидные или чугунные кабельные муфты. Для кабелей напряжением 6 – 10 кВ применяют термоусаживаемые, эпоксидные или свинцовые соединительные муфты (свинцовые служат только для соединения кабеля со свинцовой или алюминиевой оболочкой).

Концевые заделки кабелей в отличие от соединительных муфт размещаются только в одной среде (в воздухе). Для кабелей напряжением до 10 кВ применяются 3-х фазные концевые муфты. Для кабелей напряжением 35 кВ и выше – однофазные.

Таким образом, кабельная арматура предназначена для соединения отдельных кусков кабеля при выполнении монтажных и ремонтных работ, а также для подключения кабелей к различным электрическим аппаратам и шинам распределительных устройств.

Для соединения кабелей служат *соединительные муфты*. Подключение кабелей к аппаратуре на открытом воздухе и внутри помещений осуществляется с помощью *концевых муфт* и *концевых заделок* соответственно.

Соединяемые концы кабелей *разделяются*, т.е. последовательно со сдвигом 2...3 см удаляются все слои: наружная защитная оболочка, броня, подушка под броней и т.д. до токоведущей жилы. Одноименные жилы разделанных концов кабелей соединяются с помощью опрессовки в гильзах, пайки в гильзах или термитной сварки. После соединения жил восстанавливается фазная изоляция. Место соединения кабелей помещают в соединительную муфту. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяются *чугунные муфты*. Для кабелей более высокого напряжения - *свинцовые, эпоксидные, термоусаживаемые муфты*.

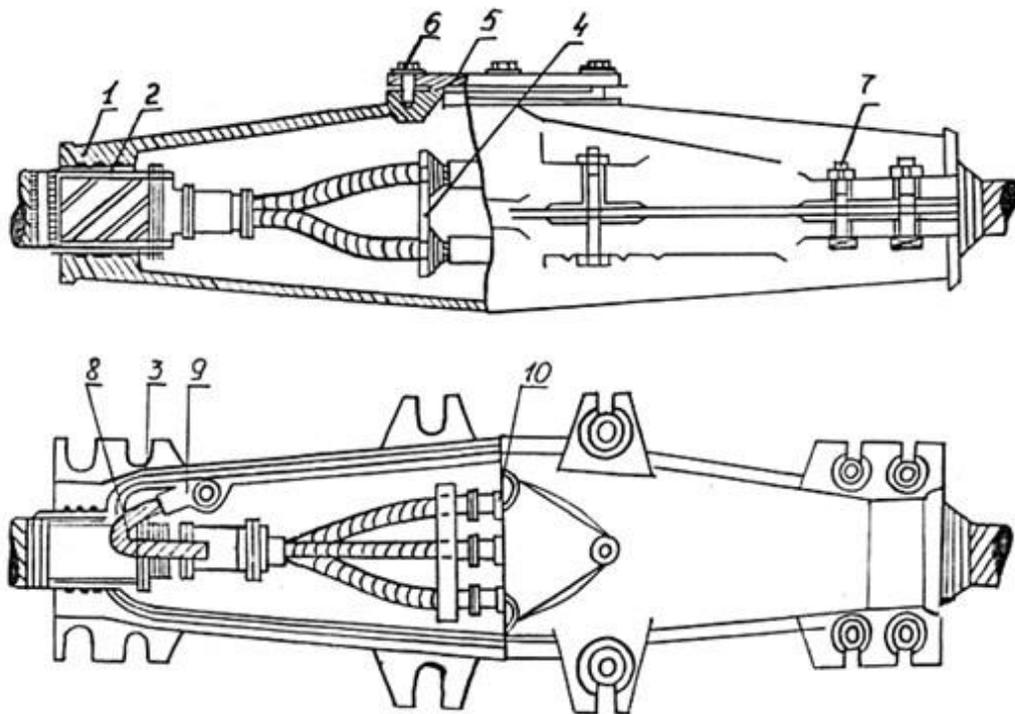


Рис. 3.23. Чугунная соединительная муфта для кабелей напряжением до 1 кВ
 1- верхняя часть; 2- подмотка для смоляной ленты; 3 – нижняя часть муфты; 4 – фарфоровая распорка; 5 – крышка; 6 - болт крышки; 7 – стягивающий болт; 8 – провод заземления; 9 – наконечник; 10 – соединительная гильза

Соединение кабелей напряжением выше 1 кВ показано на рис. 3.24. Место соединения кабелей помещается в свинцовую муфту 1 (рис. 3.24,а), представляющую собой свинцовую трубу, концы которой прижимаются и припаиваются к металлическим герметичным оболочкам соединяемых кабелей. К корпусу свинцовой муфты и броне каждого из соединяемых кабелей припаивается проводник 2, обеспечивающий надежное заземление свинцовой муфты. Соединительные муфты кабелей на напряжения 6 и 10 кВ заключаются в свинцовый корпус, который при прокладке в земле в свою очередь помещается в чугунный кожух или кожух из стеклопластиков для защиты от коррозии и механических повреждений, рис.3.24.

Эпоксидные муфты имеют разъемный корпус. Соединение кабелей с помощью такой муфты показано на рис. 3.24,в. Для обеспечения надежного контакта между металлическими оболочками соединяемых кабелей эти оболочки соединяют с помощью пайки гибким медным проводником 5. Этот проводник припаивают к броне и герметичной оболочке каждого из соединяемых кабелей.

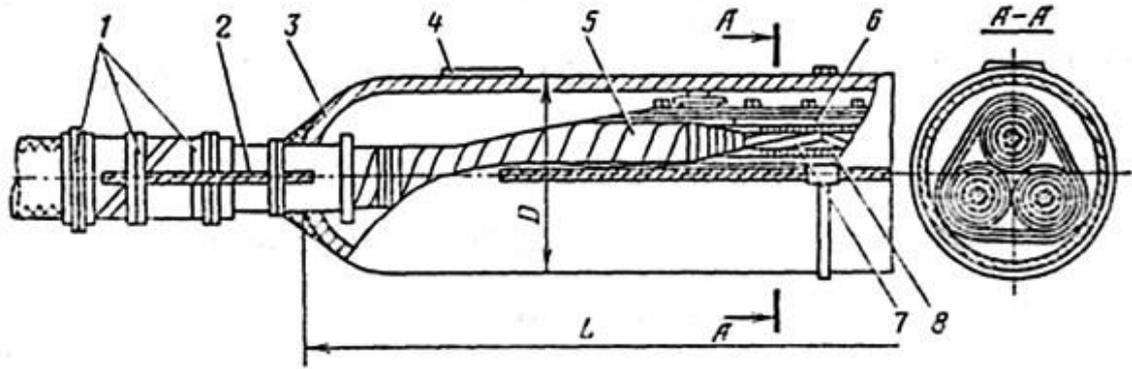


Рис. 3.24,а. Соединительная муфта в свинцовом корпусе для кабелей на напряжение 6, 10 кВ:

1 – бандаж; 2 – заземляющий провод; 3 – корпус муфты; 4 – заливочное отверстие; 5 – изоляция кабеля; 6 – подмотка из бумажных лент; 7 – токопроводящая жила; 8 – соединительная гильза

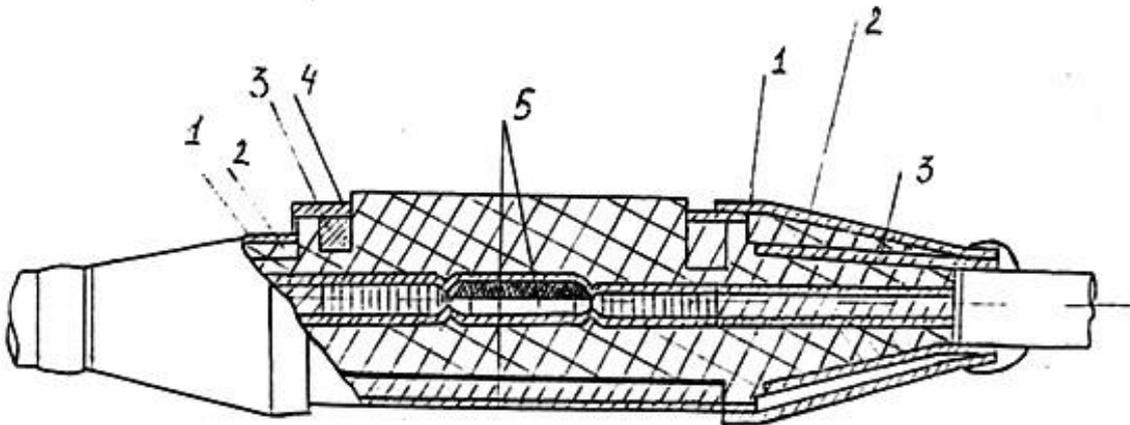


Рис. 3.24,б. Соединительная муфта для кабелей напряжением 35 кВ:
1 – экран конуса; 2 – конус; 3 – корпус; 4 – экран корпуса; 5 – место соединения

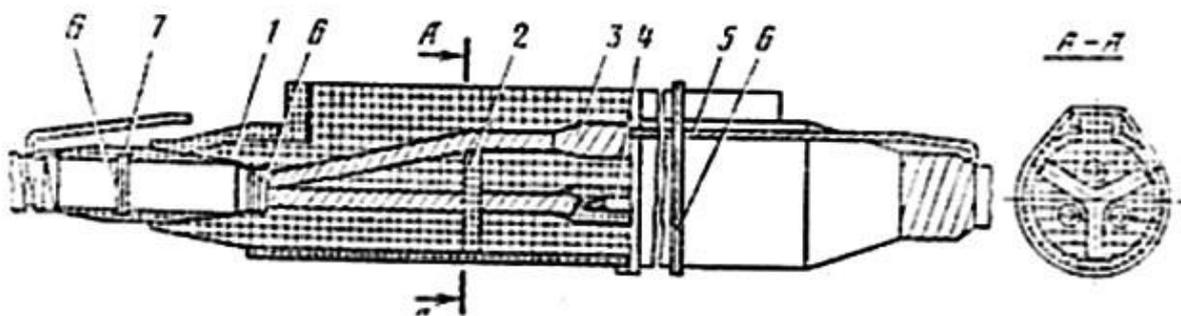


Рис. 3.24,в. Соединительная муфта в эпоксидном корпусе на напряжения 6 и 10 кВ:

1 – корпус; 2 – распорка; 3 – подмотка; 4 – соединение жил; 5 – провод заземления; 6- проволочный бандаж; 7 – герметизирующая подмотка

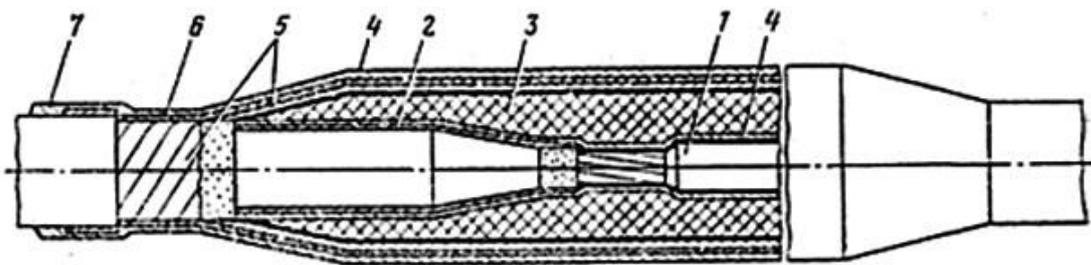


Рис. 3.24,г. Соединительная муфта для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ: 1 – гильза соединительная; 2- адгезионный слой; 3 – изоляция из самосклеивающихся лент; 4 – полупроводящий экран; 5 – металлический экран; 6 – подмотка лентой из ПВХ-пластиката; 7 – наружный покров (термоусаживаемая трубка)



Рис. 3.24,д. Термоусаживаемая соединительная муфта на напряжения 6 и 10 кВ

Внутренности чугунных и свинцовых муфт заливаются маслорбитумной кабельной массой, в эпоксидных муфтах - эпоксидным компаундом. Для этого в чугунных и эпоксидных муфтах предусмотрены специальные отверстия, в свинцовой муфте эти отверстия прорезаются ножом и запаиваются после заливки.

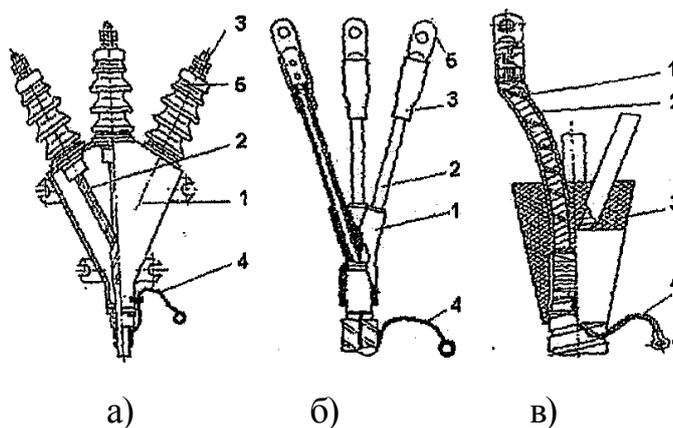
Соединение кабелей с помощью термоусаживаемой муфты показано на рис. 3.24,д. В таких муфтах используются элементы (перчатки, шланги, манжеты) из термоусаживаемой пластмассы. Эти элементы надеваются на покрытые герметиком разделанные части кабеля. При нагревании теплофеном или паяльной лампой эти элементы усаживаются, плотно охватывая разделанные части кабеля.

Способ прокладки КЛ выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

Прокладка КЛ в земляной траншее является одним из наиболее простых и экономичных способов. Глубина траншеи зависит от напряжения КЛ. Для КЛ напряжением до 10 кВ траншея имеет глубину 0,8 м, для КЛ напряжением ПО кВ - 1,5 м. Эскиз укладки кабеля напряжением до 10 кВ в земляную траншею

приведен на рис. 3.26,а. Дно траншеи покрывается слоем песка или просеянного грунта, на который укладываются в один ряд кабели. Расстояние между соседними кабелями d не менее 100 мм. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладываются железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении земляных работ. Вместо защиты от механических повреждений может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая о близком расположении кабелей. Верхняя часть траншеи засыпается обычным грунтом с послойным трамбованием. В одной земляной траншее прокладывают не более *шести* кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей их условия охлаждения ухудшаются, допустимая токовая нагрузка кабелей уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

При числе кабелей более шести, идущих в одном направлении, их уклады-



вают в отдельные траншеи. Расстояния между траншеями должно быть не менее 0,5 м. Если кабельная трасса пересекает какие-либо инженерные сооружения, например асфальтированные дороги, то в месте пересечения кабели укладывают в *асбоцементные трубы*.

Рис. 3.25. Концевые муфты и заделки

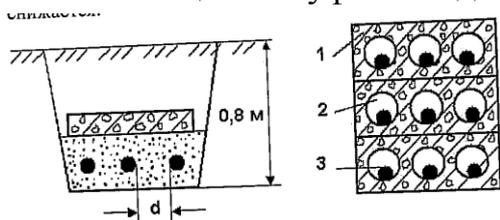


Рис. 3.26. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее и бетонном блоке.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами. Конструкции блоков могут быть различными. На рис.3.26,б показан бетонный блок, состоящий из бетонных панелей 1 с отверстиями 2, через которые прокладываются кабели 3. Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется монтаж кабелей

и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки, с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для электростанций и энергоемких промышленных предприятий, используются *кабельные тоннели, галереи и эстакады*. Эскиз прокладки кабелей в тоннеле показан на рис. 3.27,а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам 2 прокладываются кабели 3 разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные). Кроме кабелей, в тоннелях могут прокладываться и другие инженерные сети, например водопроводные 4. Размеры тоннеля позволяют проводить двухстороннее обслуживание кабелей.



Рис. 3.27. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б)

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в *железобетонных каналах* (рис. 3.27,б). Верхний блок 1 является съемным, что обеспечивает удобное обслуживание кабелей. В галереях, тоннелях, каналах и эстакадах с целью пожарной безопасности используются кабели без наружного джутового покрова.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена используются все вышеперечисленные способы прокладки. При прокладке трехжильных кабелей в одной плоскости расстояние между соседними кабелями принимается равным диаметру кабеля d (рис. 3.28, а). Одножильные кабели прокладываются треугольником и располагаются вплотную друг к другу (рис. 3.28,б). Расстояние между соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля $2d$.

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках. Галереи и эстакады в отличие от тоннелей используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

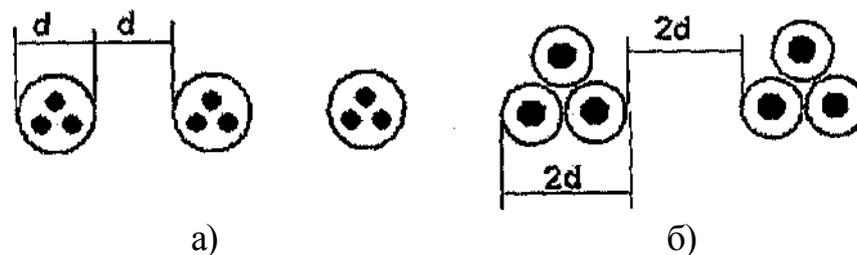


Рис. 3.28. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Среди многих систем классификации кабельных изделий основной является *классификация кабелей и проводов по назначению*. При этом различают:

Неизолированные провода – для использования при строительстве ВЛ. Провода изготавливаются из меди, алюминия, бронзы, а также комбинированием (стальной сердечник, поверх которого накладывается один или несколько повитков алюминиевой проволоки).

Самонесущие изолированные провода – для передачи электроэнергии по изолированным скрученным проводам в жгут, расположенным на открытом воздухе и прикрепленные при помощи узлов крепления к опорам.

Силовые кабели – для передачи и распределения электрической энергии. Кабели выпускаются с медными и алюминиевыми токопроводящими жилами с изоляцией из бумажных лент, пропитанных маслом или специальными составами, а также с изоляцией из ПВХ пластиката, полиэтилена, резины. Диапазон ~ напряжений силовых кабелей – от 660 В до 500 кВ. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые или пластмассовые оболочки.

Кабели связи – для передачи сигналов связи и информации. Кабели имеют медные жилы и бумажную или пластмассовую изоляцию. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые, стальные, пластмассовые или металлопластмассовые оболочки. Кабели связи делятся на высокочастотные и низкочастотные. Высокочастотные – это кабели дальней связи, низкочастотные – кабели местной связи (городские ПФ и т.д.)

Контрольные кабели – для питания приборов, аппаратов и других электротехнических устройств и используются в целях контроля. Контрольные кабели имеют токопроводящую жилу из меди, биметалла алюминий-медь, алюминия. Изоляция – в основном из ПВХ, ПЭ и резины. Число токопроводящих жил – от 4 до 37, сечения от 0,75 до 10 мм².

Кабели управления используются для целей дистанционного управления и имеют медные жилы. Изоляция – из ПЭ, ПВХ, фторопласт, резина. Число токопроводящих жил от 3 до 108. Все или отдельные токопроводящие жилы могут быть экранированными. Оболочки кабелей – пластмассовые. Поверх

оболочки может накладываться панцирная броня из стальных проволок. Форма – круглая или плоская.

Монтажные провода используются для выполнения групповых соединений в различных схемах, в том числе и в жилых домах. Токопроводящие жилы – медные, в том числе с покрытиями из серебра, никеля и олова. Изоляция – ПЭ, ПВХ, фторопласты. Часть монтажных проводов выпускается с изоляцией на основе стекловолокна, волокон лавсана и капрон. Форма – круглые и ленточные.

Установочные провода – для распределения электрической энергии в силовых и осветительных сетях. Провода выпускаются одно и многожильными (до 30) и в основном рассчитаны на напряжение до 3 кВ. Токопроводящие жилы – алюминиевые, медные и биметалл Al+Cu. Изоляция ПЭ, ПВХ, резина, асбест, стекловолокно, резиностеклоткань. Диапазон сечений от 0,5 до 120 мм².

Обмоточные провода – для изготовления обмоток электрических машин, аппаратов и приборов. Токопроводящие жилы – из меди, алюминия, сплавов сопротивлений (нитрон, манганин, константан). Изоляция – эмалевые покрытия на основе синтетических лаков, стекловолокно, шелк, пленки, бумага, пластмассы.

Радиочастотные провода – для передачи высокочастотной энергии между антеннами и различными радиотехническими и электронными устройствами. Кабели имеют коаксиальную конструкцию. Жилы – медные, изоляция из ПЭ или фторопласта. Поверх изоляции наложены экран и защитная оболочка из ПЭ или ПВХ пластмассы.

Кроме того выпускаются судовые, грузонесущие, геофизические кабели, для электрофильтров, бортовые провода, провода зажигания и др.

Основными направлениями развития кабельной техники является:

- повышение рабочих температур кабелей и проводов;
- микроминиатюризация кабельной продукции, связанная с уменьшением габаритов электронной и радиоаппаратуры;
- автоматизация производства кабелей и проводов;
- экономия цветных металлов.

Буквенные обозначения в маркировке кабелей обусловлены конструкцией брони и защитных покровов и приведены в табл.19. Расшифровка обозначений применяемых силовых кабелей дана в табл. 20.

Таблица 19

| Буква или сочетание букв | Значение буквы или сочетание букв |
|---|---|
| А | Алюминиевая жила (если буквы А нет – то медная жила) |
| АС | Алюминиевая жила и свинцовая оболочка |
| АА | Алюминиевая жила и алюминиевая оболочка |
| Б | Броня из двух стальных лент с антикоррозионным защитным покровом |
| Бн | То же, но с негорючим защитным покровом (не поддерживающим горение) |
| Г | Отсутствие защитных покровов поверх брони или оболочки |
| л (2л) | В подушке под броней имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент |
| в (п) | В подушке под броней имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена) |
| Шв (Шп) | Защитный покров в виде выпрессованного шланга (оболочки) из поливинилхлорида (полиэтилена) |
| К | Броня из круглых оцинкованных стальных проволок, поверх которых наложен защитный покров |
| н | Не поддерживающий горение защитный покров |
| П | Броня из оцинкованных плоских проволок, поверх которых наложен защитный покров |
| С | Свинцовая оболочка |
| О | Отдельные оболочки поверх каждой фазы |
| В - в конце обозначения через черточку (-В) | Обедненно-пропитанная бумажная изоляция |
| Ц | Бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом, содержащим церезин |
| НР | Резиновая изоляция и оболочка из резины, не поддерживающей горение |
| В | Изоляция или оболочка из поливинилхлорида |
| П | Изоляция или оболочка из термопластичного полиэтилена |
| Пс | Изоляция или оболочка из самозатухающего полиэтилена (не поддерживающего горение) |
| Пв | Изоляция из вулканизированного полиэтилена |
| Бб | Броня из профилированной стальной ленты |
| У | Для кабелей, изготовленных после 01.04.85. Изоляция может работать при температурах 80, 70, 65°С соответственно для кабелей на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ |

Маркировка силовых кабелей

| Марка кабеля | Расшифровка |
|--------------|---|
| СБ | кабель с бумажной пропитанной изоляцией с медными жилами в свинцовой оболочке (С) с броней из стальных лент (Б) с защитными покровами из кабельной пряжи, пропитанной битумом |
| СБГ | то же, но без защитных покровов («голый») |
| СГ | то же, но без защитных покровов |
| АСБ | то же, что СБ, но с алюминиевой жилой |
| ААБ | то же, но с алюминиевой оболочкой (А вместо С). |
| ОСБ | кабель с отдельно освинцованными жилами с броней из стальных лент с защитными покровами |
| ААШв | кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке и защитным покровом в виде шланга из поливинилхлорида. |
| ААБв | кабель с выпрессованной оболочкой из поливинилхлорида (в) под броней из стальных лент (Б) с защитными покровами |
| СРБ | кабель с резиновой изоляцией, свинцовой оболочкой, с броней из стальных лент и защитными покровами |
| ВВГ | кабель с изоляцией из поливинилхлорида, оболочкой из поливинилхлорида |
| ПВГ | то же, но с изоляцией из термопластичного полиэтилена |
| ПсВГ | то же, но с изоляцией из самозатухающего полиэтилена без защитных покровов |
| ПвВГИ | то же из полиэтилена вулканизированного |
| ПОВБ | кабель с полиэтиленовой изоляцией, фазы которого заключены в отдельные экраны из медных лент и поливинилхлоридные оболочки в общей ленточной броней, с защитными покровами |

По значениям сопротивлений изоляции, измеренной через 15 и 60 секунд после приложения напряжения, делают вывод о пригодности кабельной линии к эксплуатации. Кабельная линия напряжением до 1 кВ считается выдержавшей испытания, если сопротивление изоляции составляет не ниже 0,5 МОм.

Упомянутый временной интервал объясняется тем, что при проведении измерений следует учитывать влияние температуры и влажности на значение сопротивления изоляции кабельной линии. При повышении температуры в большинстве диэлектриков, используемых в качестве электрической изоляции, увеличивается количество свободных носителей зарядов, что приводит к снижению сопротивления. Однако однозначно сделать вывод о состоянии качества изоляции только по температурному фактору весьма затруднительно,

поэтому необходимо также учитывать влажность изоляции, поскольку большинство используемых электроизоляционных материалов являются гигроскопичными, что вносит дополнительную погрешность в значение сопротивления изоляции, поскольку при этом происходит существенное уменьшение сопротивления изоляции. На практике для оценки состояния изоляции целесообразно использовать коэффициент абсорбции, выражаемый через сопротивления изоляции 15-ти и 60 секундный интервалы измерения

$$K_{abc} = R_{60}^{**} / R_{15}^{*} \quad (3.47)$$

где R_{15}^{*} и R_{60}^{**} - значения сопротивления изоляции, измеренные соответственно через 15 и 60 секунд после приложения напряжения. Значение коэффициента абсорбции K_{abc} для влажной изоляции находится в пределах 1,0 – 1,2, для сухой изоляции – 1,2 -1,7 и выше.

Для измерения сопротивления изоляции оборудования в сетях 0,4 кВ используются мегаомметры с выходным напряжением не менее 1000 В, а в сетях 6 кВ и выше - мегаомметры с выходным напряжением 2500 В. В связи с процессом поляризации, протекающем в изоляции, значение измеряемого сопротивления зависит от времени приложения напряжения примерное значение которого можно определить рассматривая схему замещения изоляции (рис.3.28).

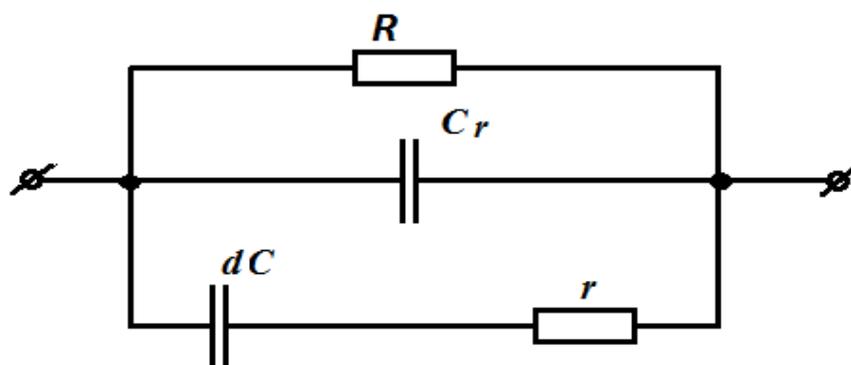


Рис. 3.29. Схема замещения изоляции оборудования

Сопротивление R в схеме замещения рис. 3.29 обусловлено протеканием в изоляции тока утечки, а ёмкость C_r – эквивалентна электрической ёмкости оборудования, которое подвергается испытанию (трансформатор, электродви-

гатель и т. д.), значение этой емкости находится в пределах от нескольких сотен до нескольких тысяч пикофарад. В связи с этим такая емкость полностью зарядится за время ограниченное 15 секундами (R_{15}^*). Силовые кабели обладают значительной электрической емкостью (1 – 2 микрофарады на фазу), поэтому их рекомендуется отключать от испытываемого оборудования с целью уменьшения погрешности (примерно на значение коэффициента абсорбции).

Последовательная цепочка dC и r эквивалентна полному сопротивлению цепи в результате протекания абсорбционных токов. При использовании для изоляции качественных диэлектриков, не содержащих примесей и влаги, для заряда емкости потребуется значительно больший промежуток времени. На практике это время ограничивают 60 секундами (R_{60}^{**}).

В процессе измерения может быть установлена асимметрия значений сопротивлений, причиной которой явится увлажнение и загрязнение концевых муфт КЛ. Для её устранения используется пропитка. Значение сопротивления изоляции КЛ напряжением выше 1 кВ не нормируется.

3.3.9. Условия перспективного развития КЛ

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий (КЛ) электропередачи являются [1]:

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;
- сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов;
- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в заглубленных кабельных каналах (лотках), на эстакадах или в коллекторах, а также, при обосновании, в грунте;
- выбор трассы для КЛ рекомендуется осуществлять за пределами охранных зон автомобильных дорог, ж/д путей, инженерных коммуникаций и зон зелёных насаждений;
- с целью единообразия (унификации), удобства эксплуатации и формирования аварийного запаса выбор параметров и марок (типов) кабелей, а также кабельной арматуры рекомендуется осуществлять с учетом уже находящихся

в обслуживании эксплуатирующей организации КЛ с перспективой минимизации расхода кабелей, арматуры, вспомогательных материалов и комплектующих изделий и упрощения технологий их монтажа;

- соединение КЛ с ВЛ напряжением 110 - 500 кВ в городской черте должно осуществляться в переходных пунктах закрытого типа. Допускается переход КЛ в ВЛ на специальных переходных опорах (порталах) при достаточном технико-экономическом обосновании;

- с момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор представителями эксплуатирующей организации;

- обеспечение возможности легкого и быстрого монтажа КЛ с максимальным качеством работ;

- использование существующих конструкций мостов и совместное сооружение мостовых и кабельных переходов через водные препятствия, большие автомагистрали т.д. при обязательной координации проектной документации;

- выбор параметров кабелей с различными условиями охлаждения выполнять по участку с наилучшими условиями охлаждения в соответствии с требованиями ПУЭ.

В районах жилой застройки, рекомендуется выполнять прокладку КЛ 35 кВ и выше в инженерных сооружениях или методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Для КЛ 0,4-20 кВ способ прокладки должен определяться с учетом первоначальных капитальных и эксплуатационно-ремонтных затрат, а так же удобства и экономичности обслуживания.

При прокладке кабелей 110-500 кВ с применением технологии ГНБ длиной более 100 м решение о прокладке резервной фазы в трубе на каждую цепь осуществлять на основе ТЭО.

В кабельных сооружениях рекомендуется предусматривать прокладку КЛ целыми строительными длинами с указанием допустимых условий эксплуатации для ремонтных соединительных муфт в инженерных спецсооружениях.

При подводной прокладке КЛ 110-500 кВ переменного и постоянного тока с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, руководствоваться, помимо прочего, результатами расчётов изготовителей кабельной продукции длительно допустимых токовых нагрузок.

При подводной прокладке однофазных кабелей 110-500 кВ должен быть предусмотрен резерв: для одной КЛ - одна фаза, для двух КЛ - две фазы, для

трёх и более - по проекту, но не менее двух фаз. Резервные фазы должны быть проложены так, чтобы они могли быть использованы взамен любой из действующих рабочих фаз.

При невозможности прокладки КЛ напряжением 6-35 кВ в земле или в кабельных сооружениях, рекомендуется применение универсального воздушного кабеля, подвешиваемого на стальном тросе с обязательным выполнением соответствующего ТЭО.

Силовые кабели должны удовлетворять следующим условиям:

- для КЛ классов напряжений 110 кВ и выше, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры кабеля, с изоляцией из сшитого полиэтилена и сечениями токопроводящих жил до 3000 мм², в т.ч. нового поколения полностью из герметизированных конструкций,

- для КЛ всех классов напряжений рекомендуется применять кабели:
- с усиленной наружной полиэтиленовой оболочкой для прокладки в земле,
- с наружным полупроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого при прокладке кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в т.ч. поливинилхлоридных (ПВХ) композиций с низким дымо- и газовыделением или из безгалогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;

- для подводной прокладки - бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, обеспечивающие работу в течение ресурсного срока службы в условиях гидростатического давления.

- для прокладки в горной местности применять бронированные кабели и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях.

- для прокладки в зонах сейсмической активности применять кабели бронированные. Способ прокладки определять проектом, с применением специальных мер защиты.

Количество и типы применяемой арматуры кабелей высокого напряжения определяются проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке:

Для напряжений 110-500 кВ

- «сухие» конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;

- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;

- соединительная арматура, не требующая технического обслуживания;

- арматура, конструкция которой обеспечивает защиту от механических повреждений, проникновения воды и пыли;

- концевая арматура, имеющая специальные адаптеры для периодического контроля уровней ЧР с помощью передвижных измерительных установок.

Для напряжений 1-35 кВ

- арматура на основе термоусаживаемых трекингоустойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;

- кабельная арматура холодной усадки и на основе предварительно изготовленных на предприятиях-изготовителях эластомерных элементов.

3.3.10. Требования к применению экранов кабелей. Диагностирование и мониторинг КЛ

При проектировании, эксплуатации и реконструкции кабельных линий необходимо выполнять следующие условия:

- в однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ или XLPE) до 500 кВ включительно необходимо обращать повышенное внимание к выбору сечения, способам соединения и заземления экранов;

- выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном режиме работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания токов КЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции согласно действующим требованиям с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

- проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов, должны осуществляться при проектировании

с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и тока короткого замыкания;

- выбор способа обустройства экранов (частичное разземление или применение систем транспозиция) должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий в зависимости, прежде всего, от значений токов короткого замыкания и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их ТООиР;

- транспозиционные колодцы должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

Диагностирование КЛ проводится:

- перед включением, в процессе эксплуатации КЛ и после ремонта КЛ;
- в соответствии с рекомендациями завода – изготовителя;
- с учётом требований ГОСТ Р МЭК 62067 – 2011.

Объём, нормы и методика диагностирования КЛ приводятся в действующей нормативной документации.

Мониторинг КЛ:

- нагрузочного режима;
- аварийных событий;
- интенсивности частичных разрядов.

Система автоматического диагностирования (мониторинга) КЛ применяется для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующее рабочее (текущее) состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации. Система мониторинга КЛ предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции концевых муфт КЛ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР). Система мониторинга КЛ регистрирует следующие параметры:

- параметры возникающих частичных разрядов, в том числе в кабельных муфтах;
- температуру муфт, токопроводящих жил и экранов КЛ.

Основной целью оснащения КЛ системами автоматической диагностики (мониторинга) является обеспечение достоверной оценки текущего технического состояния КЛ, в том числе муфт КЛ, и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития.

Экспресс-диагностика концевых кабельных муфт должна осуществляться с применением радиочастотной и акустической аппаратуры. Метрологическое обеспечение СИ, применяемых для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

3.3.11. Схемы и средства измерений сопротивления изоляции силовых кабелей

Сопротивление изоляции кабельных линий, как и любого электрооборудования, определяется протекающим током при приложении напряжения постоянного тока. При напряжениях до нескольких киловольт для этих целей применяются мегаомметры. При более высоких напряжениях используются специализированные источники выпрямленного напряжения, при условии измерения тока проводимости и проводимости изоляции.

Схема электрическая принципиальная мегаомметра типа М4100/5 приведена на рис. 3.30. Схема состоит из генератора переменного тока G , выпрямителя с умножением напряжения, измерительного механизма (логометр магнитоэлектрической системы) ИП и добавочных резисторов. Диапазоны измерения изменяются при помощи специальной перемычки находящейся на одном из соединительных проводов. При измерении сопротивления изоляции в диапазоне *мегаом* измеряемое сопротивление подключается к зажимам «МОм» и «←». При измерении сопротивления изоляции в диапазоне *килоом* измеряемое сопротивление подключается между закороченными зажимами «МОм», «←» и зажимом «кОм».

Перед началом измерений на время подключения мегаомметра к испытываемой цепи последняя должна быть временно заземлена. Опасно прикасаться к соединительным проводам и токоведущим элементам испытываемой цепи в процессе измерений. Перед началом работы необходимо проверить исправность мегаомметра в следующем порядке:

- извлечь мегаомметр из футляра и установить рукоятку генератора в рабочее положение;
- при вращении рукоятки генератора с номинальной скоростью (120 оборотов в минуту) стрелка измерительного прибора должна установиться на отметке «бесконечность» шкалы «МОм»;

- установить переключку между зажимами «МОм» и «←», затем, вращая рукоятку генератора с номинальной скоростью убедиться, что стрелка измерительного прибора должна установиться на отметке «0» шкалы «МОм»;
- убедившись в исправности мегаомметра, приступайте к измерению сопротивления изоляции. Для этого присоедините испытуемую цепь к соответствующим зажимам и, вращая рукоятку генератора с номинальной скоростью (120 оборотов в минуту), произведите отсчет по соответствующей шкале.

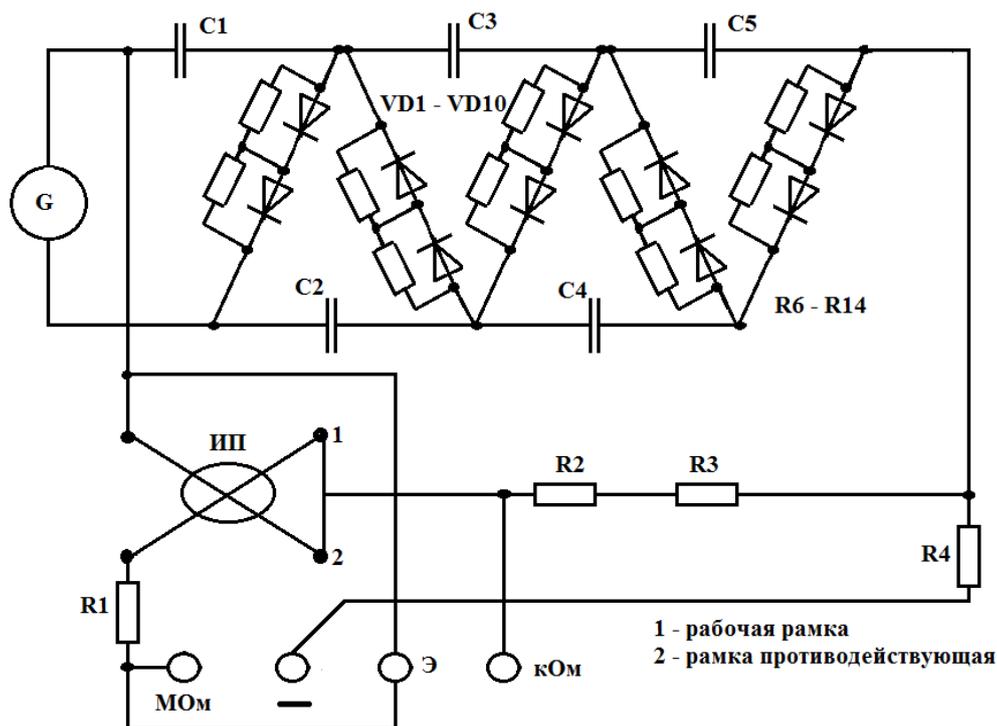


Рис. 3.30. Схема электрическая принципиальная мегаомметра М4100/5

Результат измерения сопротивления изоляции мегаомметром М41001/5 может быть искажен поверхностными токами утечки объекта. Для уменьшения искажения результата измерений, на изоляцию испытуемой цепи накладываются токоотводящий электрод, который присоединяется к зажиму «Э». Технические характеристики мегаомметра М4100/5 приведены в табл. 21.

Обычно используются две схемы включения мегаомметра – прямая и перевернутая: соответственно заземляются выводы "Э" или "-". Наиболее часто применяется перевернутая схема включения. Экранирование объекта измерения применяется в случаях, когда необходимо исключить влияние поверхности изоляционной конструкции или ограничить область контролируемой изоляции.

Для исключения влияния состояния поверхности на наружной части изоляционной конструкции около электрода, соединенного с выводом "r_x" мегаомметра, устанавливается экранирующее кольцо из мягкого провода, соединяемое с выводом "Э". Для ограничения контролируемой области изоляции потенциал экрана мегаомметра подается на соответствующий электрод (рис. 3.31).

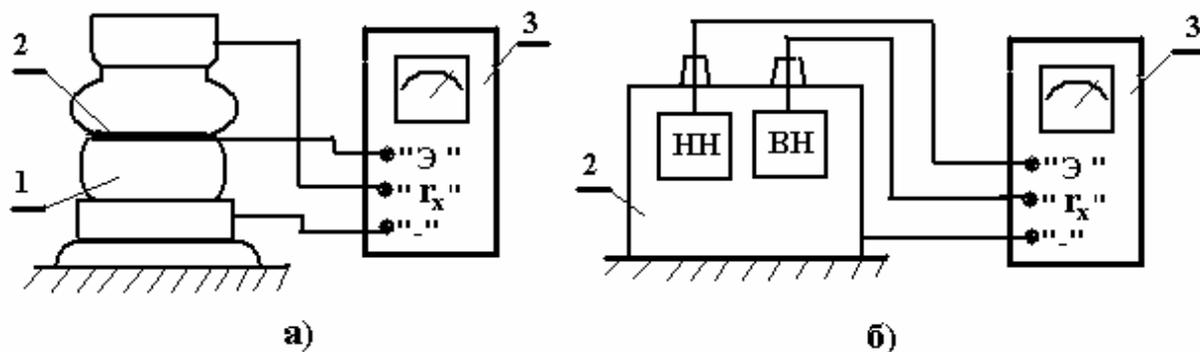


Рис. 3.31. - Экранирование при измерении сопротивления изоляции: а - исключение влияния поверхности изоляции; б - исключение влияния изоляции обмотки НН трансформатора; 1 - объект; 2 - экранное кольцо (бандаж); 3 – мегаомметр.

Таблица 21

| | | | |
|----|--|--|----------------|
| 1 | Диапазон измерений | кОм – 0 – 20000 | МОм – 0 – 1000 |
| 2 | Выходное напряжение на диапазоне измерений «МОм», В | 2500 ± 250 | |
| 3 | Основная погрешность %, не более | ±1 от длины шкалы | |
| 4 | Класс точности | 1,0 | |
| 5 | Длина шкалы мм, не менее | 80 | |
| 6 | Питание мегаомметра | Встроенный генератор, приводимый во вращение от руки | |
| 7 | Номинальная скорость вращения рукоятки генератора, об/мин. | 120 | |
| 8 | Масса мегаомметра, кг, не более | 4,9 (с футляром) | |
| 9 | Время установления рабочего режима | Непосредственно после достижения номинальной скорости вращения рукоятки генератора | |
| 10 | Температурный диапазон | От минус 30 до плюс 40 °С | |
| 11 | Относительная влажность при плюс 30 °С | До 90 % | |

Сопротивление, включенное между выводами "Э" и "r_x" (см. рис.3.30) в схемах с экранированием шунтирует измерительный элемент мегаомметра, чем может внести недопустимую погрешность в измерения. Наименьшее допустимое значение этого сопротивления нормируется; оно не должно быть

меньше 1% конечного (наибольшего) значения шкалы на данном пределе измерений. Желательно чтобы сопротивление цепей экранирования в 50-100 раз было больше, чем сопротивление измерительного элемента мегаомметра.

3.3.12. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции

На значение допустимого тока нагрузки в силовых кабелях, особенно с бумажной пропитанной изоляцией, существенное влияние оказывают диэлектрические потери, которые возрастают при увеличении уровня напряжения. При напряжении 220 кВ величина этих потерь может достигать 50% потерь в токопроводящих жилах.

Под диэлектрическими потерями понимают электрическую мощность, рассеиваемую в изоляции в единицу времени под действием приложенного напряжения и вызывающую нагрев изоляции. Диэлектрические потери в изоляции одной фазы участка кабеля можно определить по значению электрической емкости C и заданном уровне переменного напряжения U с частотой $\omega = 2\pi f$ по формуле

$$P = U^2 \omega C \cdot \operatorname{tg} \delta, \text{ Вт/м} \quad (3.48)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь равный отношению активного и реактивного токов в изоляции в соответствии с соотношением (3.42) (величина обратная $\operatorname{tg} \delta$ называется добротностью изоляции Q).

$$\operatorname{tg} \delta = I_a / I_p. \quad (3.49)$$

Диэлектрические потери существенно зависят от температуры изоляции и при её повышении возрастают вследствие увеличения тока проводимости и тока абсорбции. В случае однородной изоляции в кривой зависимости тангенса угла диэлектрических потерь от температуры $\operatorname{tg} \delta = f(T)$ наблюдается максимум вследствие дипольной поляризации. Если изоляционные материалы состоят из двух или большего количества дипольных веществ, в этой зависимости наблюдается несколько максимумов. У гигроскопичных материалов значение $\operatorname{tg} \delta$ заметно возрастает при увеличении влажности. Повышение напряжения также сопровождается увеличением значения $\operatorname{tg} \delta$, что обуслов-

лено процессом ионизации газовых включений в изоляции. Значение диэлектрических потерь зависит также от времени нахождения кабеля под напряжением. По количественному изменению значения $\operatorname{tg}\delta$ можно сделать вывод о качестве изоляции данной марки силового кабеля.

Удельные диэлектрические потери в изоляции силового кабеля (Bm/m^3) определяются в соответствии с формулой:

$$p = E^2 \omega \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \operatorname{tg}\delta, \quad (3.50)$$

где E – напряженность электрического поля (B/m);

ε_0 - электрическая постоянная ($\varepsilon_0 = 8,85418782 \cdot 10^{-12} \text{ Ф/м}$);

$\varepsilon_r \operatorname{tg}\delta$ - коэффициент диэлектрических потерь;

ε_r - диэлектрическая проницаемость.

Градирирование изоляции позволяет снизить напряженности у жилы кабеля или уменьшить толщину изоляции, осуществив более равномерное распределение напряженности по толщине изоляции. Градирирование изоляции в кабелях выполняется при помощи бумаги различной плотности и толщины. Более тонкая и плотная бумага имеет большую диэлектрическую проницаемость и электрическую прочность и наматывается слоями, ближайшими к жиле. Последующие слои выполняются из более дешёвой имеющей меньшую диэлектрическую прочность бумаги. Применение трёхслойного градирирования позволяет уменьшить толщину изоляции маслонаполненного кабеля на напряжение 110 кВ с 16,8 до 12,6 мм.

Электрическая ёмкость одной фазы силового кабеля C на единицу длины в фарадах на метр (Ф/м) для круглых токопроводящих жил и неградирированной изоляции определяется по формуле

$$C = \frac{10^{-9} \varepsilon_r}{18 \ln(D/d_{жс})} \quad (3.51)$$

где D – диаметр кабеля по фазной изоляции; $d_{жс}$ – диаметр токоведущей жилы кабеля.

Для градирированной изоляции значение электрической ёмкости кабеля определяется по формуле

$$C = \frac{10^{-9}}{18 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{\varepsilon_i} \cdot \frac{d_{i+1}}{d_i}} \quad (3.52)$$

Ёмкость трёхжильного силового кабеля с секторными жилами можно определить приближенно по приведенным формулам с заменой секторных жил на круглые, но с сечением, увеличенным на 50% при той же толщине изоляции.

Значения диэлектрической проницаемости ϵ_r и тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции $\operatorname{tg}\delta$ при максимально допустимых температурах и максимально возможных для каждого типа кабеля напряжениях приведены в табл. 22.

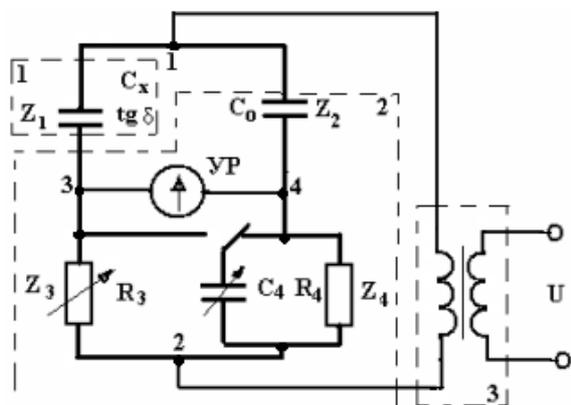
Для эксплуатационного контроля тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции применяется схема измерений с мостом Шеринга. Мостовая схема измерений (рис.3.31) состоит из контролируемого объекта с параметрами C_x и $\operatorname{tg}\delta$ (плечо Z_1), образцового конденсатора C_0 (плечо Z_2), цепей уравнивания (плечи Z_3, Z_4) и указателя равновесия (УР). Измерительным элементом схемы (первичным преобразователем), через который протекает ток объекта, является плечо Z_3 (резистор R_3). Мост может использоваться при прямой, перевернутой и обратной схемах включения. При прямой схеме заземляется точка 2 моста; при перевернутой схеме — точка 1, а при обратной — точка 3. Обратная схема включения иногда называется схемой с заземленной диагональю.

Таблица 22

| Тип кабеля | $\operatorname{tg}\delta$ | ϵ_r |
|---|---------------------------|--------------|
| Кабели с пропитанной бумажной изоляцией | | |
| С вязкой пропиткой, с полностью или предварительно пропитанной изоляцией или пропитанные нестекающей массой | 0,01 | 4 |
| Маслонаполненные низкого давления | 0,004 – 0,0045 | 3,3 – 3,75 |
| Маслонаполненные высокого давления в стальном трубопроводе | 0,0045 | 3,7 |
| газонаполненные | 0,004 – 0,0045 | 3,4 – 3,5 |
| Кабели с изоляцией из других материалов | | |
| Из резины на основе бутилкаучука | 0,05 | 4,5 |
| Из этилпропиленовой резины | 0,04 | 3 |
| Из поливинилхлорида | 0,1 | 8 |
| Из сшитого полиэтилена | 0,0008 | 2,5 |
| Из термопластичного полиэтилена | 0,001 | 2,3 |

Процесс измерения заключается в уравнивании мостовой схемы, для чего поочередными изменениями сопротивления резистора R_3 и емкости конденсатора C_4 производят выравнивание напряжений плеч Z_3 и Z_4 моста.

При равновесии моста, что устанавливается по отсутствию показаний указателя равновесия, выполняется равенство $Z_1 Z_4 = Z_2 Z_3$, исходя из которого, определяются параметры изоляции контролируемого объекта:



$$\operatorname{tg} \delta = C_4 R_4 \quad \text{и} \quad C_x = \frac{R_4}{R_3} C_0.$$

Рис.3.32. Мостовая схема измерений: 1 – объект контроля; 2 – средство измерений (измерительный мост); 3 – источник напряжения.

При наличии помех (тока влияний) возможны случаи, когда ток образцового конденсатора отстает по фазе от тока, протекающего по плечу Z_3 моста и являющегося суммой тока объекта и тока помех. При этом для измерения так называемого отрицательного значения $\operatorname{tg} \delta$ конденсатор C_4 следует включать параллельно резистору R_3 ; значение $\operatorname{tg} \delta$ рассчитывается по формуле $\operatorname{tg} \delta(-) = -\omega C_4 R_4$.

Серийно выпускаемые измерительный мост типа Р5026 и образцовый конденсатор Р5023 обеспечивают возможность измерений при высоком напряжении до 10 кВ (три диапазона измерений емкости — А1, А2 и А3) и при низком напряжении (50 В от встроенного трансформатора, диапазоны А4 и А5). Все элементы схемы помещены внутри экрана ("Э"), изолированного от заземляемого корпуса на рабочее напряжение моста 10 кВ (для проведения измерений при перевернутой схеме включения). Основные характеристики моста Р5026 и формулы для расчёта результатов измерений приведены в табл. 23.

При измерениях следует выбирать такой шунт (диапазон емкостей), при котором уравнивание производится не менее чем тремя декадами резистора R_3 . Диапазон измеряемых отрицательных значений $\operatorname{tg} \delta$ при включенном шунте (диапазоны емкости А2 и А3) значительно уже, чем при измерениях без шунта. Поэтому при измерениях в условиях интенсивных влияний, когда возможно отрицательное значение $\operatorname{tg} \delta$, мост Р5026 следует использовать в диапазоне А1.

Таблица 23

| Пределы измерения | | Пределы рабочего напряжения, кВ | Положение переключателя | | Формулы расчета | | $I_{C_x, \max, A}$ |
|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|-----|-------------------------------------|-------------------|--------------------|
| C_x | $\text{tg}\delta$ | | A | N | $C_x, \text{мкФ}$ | $\text{tg}\delta$ | |
| 10 - 1000 | $10^{-4} - 0,1$ | 5 - 10 | 1 | 0,1 | $0,1C_0 R_4/R_3$ | $0,1C_4$ | $3 \cdot 10^{-3}$ |
| 100 - 10000 | $10^{-4} - 1,0$ | 3 - 10 | 1 | 1 | $C_0 R_4/R_3$ | C_4 | $3 \cdot 10^{-2}$ |
| $10^4 - 10^5$ | | | 2 | 1 | $200C_0 \frac{150 - S + R_3}{R_3}$ | C_4 | $3 \cdot 10^{-1}$ |
| $10^5 - 10^6$ | $5 \cdot 10^{-4} - 1,0$ | 3 - 5 | 3 | 1 | $2000C_0 \frac{150 - S + R_3}{R_3}$ | C_4 | 3 |
| $650 - 2 \cdot 10^5$ | $5 \cdot 10^{-3} - 0,1$ | < 0,1 | 4 | 0,1 | $4 \cdot 10^{-4} \cdot R_4/R_3$ | $0,1C_4$ | $4 \cdot 10^{-3}$ |
| $6500 - 2 \cdot 10^6$ | $5 \cdot 10^{-3} - 1,0$ | | 4 | 1 | $4 \cdot 10^{-3} \cdot R_4/R_3$ | C_4 | $3 \cdot 10^{-2}$ |
| $2 \cdot 10^6 - 5 \cdot 10^8$ | | | 5 | 1 | R_4/R_3 | | $2 \cdot 10^{-1}$ |

Примечание к табл. 23: - C_0 - ёмкость образцового конденсатора P5023, пФ; - C_4 - отсчет ёмкости магазина ёмкостей плеча Z_4 моста, мкФ; - R_3 - отсчёт сопротивления магазина сопротивлений плеча Z_3 моста, Ом. - на пределе A1 значение $\text{tg}\delta(-) = -\text{tg}\delta \cdot R_3/R_4$; - на пределах A2 и A3 значение $\text{tg}\delta(-) = -\text{tg}\delta \cdot R_3/R_4 \cdot \frac{150}{150+R_3}$;

4. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов

В соответствии с основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации электросетевого комплекса [1]:

Запрещается применять при строительстве и реконструкции объектов 35 кВ и выше:

- силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет;
- бетонные токоограничивающие реакторы;
- вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов при наличии специальных обоснований;
- воздушные, масляные выключатели 110-750 кВ;
- автогазовые выключатели 6-10 кВ;
- маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;

- трансформаторы тока и напряжения с классами точности обмоток для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений, несоответствующие требованиям раздела 2.3.3.5;

- все виды СИ (в т.ч. измерительные трансформаторы, а также встроенные СИ, применяемые для мониторинга состояния основного оборудования) не утвержденного типа, то есть не зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и не обеспеченных поверкой/ калибровкой;

- разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110-750 кВ;
- разъединители напряжением 35 кВ и выше без двигательного привода;
- засыпку гравием маслоприемников (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов;

- маслonaполненные корпуса для присоединения (авто)трансформаторов к КРУЭ;

- кабельные маслonaполненные корпуса для подключения кабелей 110-500 кВ к силовым (авто)трансформаторам;

- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без автоматического ввода резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;

- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД);

- опоры со штыревыми изоляторами в местах гнездования крупных птиц.

Запрещается оснащение строящихся и реконструируемых объектов:

- электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции;

- указателями высокого напряжения, для работоспособности которых требуется заземление рабочей части указателя;

- указателями напряжения с применением газоразрядных ламп.

- указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации;

- плакатами и знаками безопасности, выполненными из гигроскопичных материалов.

При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется:

- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

На ПС 35-220 кВ:

– схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с отделителями и короткозамыкателями;

– схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с беспортальным приемом ВЛ;

– аккумуляторные батареи открытого исполнения;

– гибкие изолированные проводники для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;

– открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:

– комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;

– воздушные выключатели и малообъемные масляные выключатели;

– негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;

– распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;

– вентильные разрядники серии РВО.

На воздушных линиях 35-220 кВ:

– полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;

– полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

– стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;

– вентильные и трубчатые разрядники;

– гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На воздушных линиях 0,4-20 кВ:

– при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;

– неизолированные провода марки А (алюминий);

– подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;

– полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;

- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры - 40 лет;
- устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6-20 кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);
- трубчатые разрядники 6-10 кВ.

5. Увеличения пропускной способности электропередач и снижение потерь активной мощности

В процессе управления режимом ЭЭС осуществляется управление распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы. Понятие «источники реактивной мощности (ИРМ)» обычно относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на *баланс реактивной мощности* в электроэнергетической системе. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. ИРМ — это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно-ступенчато. Основным параметром регулирования ИРМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой ИРМ предназначен, или и то, и другое одновременно. Для повышения чувствительности регулирования в регулятор ИРМ вводят каналы, реагирующие на скорость изменения напряжения или реактивной мощности. Структура органов регулирования ИРМ и реализуемый закон регулирования определяются его назначением. В целом ИРМ является многофункциональным устройством именно благодаря возможности регулирования реактивной мощности — одного из основных режимных параметров электрической системы.

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения *потерь активной мощности* и электроэнергии;
- *регулирования напряжения* в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности *электропередач*;
- увеличения запасов *статической устойчивости* электропередач и генераторов электростанций;

- улучшения *динамической устойчивости* электропередач;
- ограничения *перенапряжений*;
- симметрирования режима.

В *системах электроснабжения* (СЭС) промышленных предприятий ИРМ применяют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Кроме того, в СЭС с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей *токи высших гармоник*, ИРМ могут выполнять и роль фильтро-компенсирующих устройств.

Регулируемая *компенсация реактивной мощности* обеспечивается с помощью шунтовых устройств, подключаемых к шинам подстанции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две принципиально отличные друг от друга группы. К первой группе ИРМ относятся вращающиеся синхронные машины: *синхронные генераторы* электростанций, *синхронные компенсаторы*, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность как в режиме генерирования, так и потребления. Ко второй группе относятся статические ИРМ или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся *конденсаторные батареи*, реакторы, но не токоограничивающие, устройства на базе *преобразователей* (*выпрямители, инверторы*) с искусственной коммутацией *тиристоров* или их комбинации.

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую ими мощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, выключения) применяют в сетях до 1 кВ — обычные контакторы, в сетях 6—10 кВ и выше — *выключатели* либо *тиристорные ключи* (два тиристора или тиристорных блока, включенных встречно-параллельно).

Реактивную мощность, потребляемую реакторами, можно регулировать как ступенчато, используя для этого такую же, как и для конденсаторов, коммутационную аппаратуру, так и плавно с помощью тиристоров. К особой группе относятся насыщающиеся реакторы, способные плавно изменять потребляемую реактивную мощность *параметрически* без регулятора в зависимости от приложенного к нему напряжения в точке подключения.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться ИРМ, способные генерировать реактивную мощность. К таким ИРМ относятся синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, обладая способностью плавно регулировать реактивную мощность, что

является их достоинством, обладают большой инерционностью, обусловленной постоянной времени *системы возбуждения*, что является их недостатком. Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10 — 20 мс) при ступенчатом регулировании реактивной мощности. В ряде задач, например обеспечения статической устойчивости электропередач, ступенчатое регулирование практически неприемлемо. Решение проблемы находят в применении комбинированных ИРМ, которые способны при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, включенных параллельно.

В отличие от конденсаторной батареи, т.е. устройства *прямой компенсации*, комбинированные ИРМ называют устройствами *косвенной компенсации*, имея в виду, что реактор в таком ИРМ выполняет вспомогательную роль, обеспечивая плавность регулирования, тогда, когда ИРМ в целом генерирует реактивную мощность. Но ИРМ косвенной компенсации в зависимости от соотношения установленных мощностей конденсаторов и реакторов может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность при плавном переходе от одного режима к другому. Однако при относительно большой мощности регулируемых тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших *гармоник тока*. И это — их недостаток, устранение которого возможно путем установки фильтров высших гармоник тока. Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор—реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику.

Синхронные генераторы как основные источники реактивной мощности являются также одним из основных средств регулирования напряжения. Возможность генератора как регулирующего устройства определяется его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и *автоматическим регулятором возбуждения* (АРВ). Регулируемым параметром генератора является напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах $0,95U_{\text{ном}} < U_{\Gamma} < 1,05U_{\text{ном}}$. Заданное напряжение может поддерживаться только в том случае, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах: $Q_{\text{min}} < Q_{\Gamma} < Q_{\text{max}}$.

Для *турбогенераторов* вследствие их конструктивной особенности регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать в зависимости от его коэффициента мощности. Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от коэффициента мощности. Гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме *синхронного компенсатора*, т.е. для них $Q_G = S_{G.ном}$.

Турбогенератор может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность. Необходимость в этом связана с регулированием (поддержанием) напряжения на зажимах генератора (на шинах генераторного напряжения). Способность генератора в этом отношении иллюстрируется его статической характеристикой $U_G = f(Q_3)$ и обеспечивается его АРВ путем изменения тока возбуждения. С увеличением тока возбуждения реактивная мощность возрастает, изменяясь при этом в допустимых пределах от $Q_{G \min}$ до $Q_{G \max}$. Если при уменьшении Q_3 реактивная мощность генератора уменьшается до $Q_{G \min}$, напряжение на его шинах начинает возрастать. И наоборот, если реактивная мощность увеличивается до $Q_{G \max}$, напряжение на его шинах снижается. На участке от $Q_{G \min}$ до $Q_{G \max}$ напряжение благодаря действию АРВ поддерживается с заданным *статизмом*, определяемым наклоном его статической характеристики. Такое регулирование напряжения возможно, как уже отмечалось, в диапазоне $(0,95—1,05)U_{ном}$.

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем они и влияют на режим электроэнергетической системы (ЭЭС). Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках ЭЭС, где *график нагрузки* меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это *подстанции* 330 — 500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10 — 20 кВ.

Синхронный компенсатор — электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки. Синхронный компенсатор, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как $Q_{СК} = U^2/x_d$, где x_d — синхронное реактивное сопротивление СК. При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим).

Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК, как правило, не ниже 50 % номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности.

В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\max} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Так же, как и для генераторов, свойства СК определяются и его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, т.е. способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах. Параметрами регулирования СК являются реактивная мощность и напряжение, ограниченные допустимыми диапазонами изменения $Q_{\min} < Q_{\text{СК}} < Q_{\max}$, $0,95U_{\text{ном}} < U_{\text{СК}} < 1,05U_{\text{ном}}$. Статическая характеристика СК аналогична характеристике синхронного генератора.

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор — это устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и приложенное к его проводникам напряжение. *Емкость конденсатора*, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т.е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т.е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10—15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость,

т.е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,5 — 4, а полистирольной пленки — 2,5 — 2,7.

Таким образом, емкость конденсатора, измеряемая в *микрофарадах* (мкФ), составляет $C = eS \cdot 10^{-6}/d$, где e — диэлектрическая проницаемость, Ф/м; S — площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, м²; d — расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), м · 10⁻⁶.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь и характеризующих удельные потери (Вт/квар) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (квар), составляет от 10 до 100 квар.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10—15 мкм (0,01 — 0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные — один.

Шкала *номинальных напряжений* конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют *конденсаторной батареей*. Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует *конденсаторную установку* (КУ).

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной емкости C пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{КБ} = U^2 f C$. Поэтому нерегулируемые КБ обладают *отрицательным регулирующим эффектом*,

что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать. Преодоление этого недостатка находят в формировании КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи в целом. Это и позволяет увеличивать суммарную мощность КБ при снижении напряжения.

Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения КУ *зоны нечувствительности* по напряжению. В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции КУ. В противном случае напряжение на КУ достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше *зона нечувствительности* регулятора КУ.

Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители. Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно.

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать более 2 — 4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных *резисторов* R или трансформаторов напряжения TV . Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора. В этой связи такие КУ пригодны только для регулирования реактивной мощности с целью обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В этом режиме КУ применяют для снижения *потерь напряжения* в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии. Эффект и

в том, и в другом случае проявляется за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку.

Конденсаторы в силу их параметрических свойств очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, т.е. к высшим *гармоникам тока*. Действительно, сопротивление конденсатора $X_C = 1/(nfC)$ тем меньше, чем выше частота nf гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В результате за счет высших гармоник, проникающих в конденсатор, резко возрастают и потери активной мощности в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву.

Как уже отмечалось, параметрическое свойство конденсаторов широко используют при создании фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

Применение КУ в задачах, где требуется *быстродействующее регулирование* реактивной мощности, частое переключение секций КБ практически невозможно из-за систематических бросков тока и перенапряжений, возникающих при коммутациях КБ обычными выключателями. Броски тока при включении КБ и перенапряжения при их отключении удалось достигнуть за счет применения вместо обычных выключателей *тиристорных ключей*, обеспечивающих коммутацию КБ в определенный момент времени. Тиристорный ключ состоит из двух тиристоров, включенных встречно-параллельно, их применяют для регулирования конденсаторных батарей и реакторов. В силу специфики коммутационных свойств конденсаторов и реакторов управление их мощностью с **помощью тиристоров принципиально различно**. Так, для ограничения бросков тока тиристор следует открывать в тот момент времени, когда мгновенное значение напряжения сети и на КБ равны (идеальный случай) или близки. А для ограничения перенапряжений при отключении КБ тиристор следует закрывать при переходе тока в нем через нулевое значение. Следуя этому принципу, можно практически исключить броски тока и перенапряжения, сняв таким образом ограничение на частоту переключения КБ.

Обычно реактор подключается с помощью *выключателя* или *отделителя* непосредственно на шины электропередачи или к третичной обмотке трансформатора. Высоковольтный реактор, как и трансформатор, может быть одно- или трехфазным. Сердечник реактора выполняется либо с зазором, либо броневого типа. Статическая характеристика реактора линейна, т.е. реактор обладает постоянным реактивным сопротивлением. Низковольтные реакторы обычно не имеют стального сердечника. Выключатели, предназначенные для коммутации реакторов, могут быть оборудованы внешними резисторами, а

сами реакторы — *разрядниками* для ограничения перенапряжений, вызванных отключением электропередачи.

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником линейна в рабочем диапазоне, а за его пределами она может быть и нелинейной. *Быстродействие* реактора, т.е. время выхода на установившийся режим после его включения, составляет около 100 мс. Такой реактор, функционируя в рабочем диапазоне, не является источником высших гармоник тока, однако высшие гармоники могут возникать в токе реактора в том случае, если повышение напряжения на нем выведет его характеристику на нелинейную часть или в так называемый *режим насыщения*.

Потери в реакторе достаточно невелики и обычно составляют 0,2—0,4 % его номинальной мощности. Такие реакторы нечувствительны к перенапряжениям и сверхтокам, т.е. не выходят из строя в этих случаях. Реакторы обладают положительным регулирующим эффектом, т.е. увеличивают потребление реактивной мощности при увеличении напряжения, чем и способствуют его ограничению. Поэтому реакторы применяют для регулирования напряжения в протяженных *электропередачах* напряжением 220 кВ и выше, а также для компенсации зарядной мощности в тех же электропередачах. Установленная мощность реактора может составлять от 10 Мвар в распределительных сетях до 150 Мвар в сетях 750 кВ. Реакторы устанавливаются на конечных и промежуточных подстанциях. Их включение и отключение обычно осуществляется эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера системы.

Насыщающимся называют реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится именно в насыщенной части его статической характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как *параметрическое* устройство для регулирования реактивной мощности. Сопротивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и, тем самым, способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения.

В связи с тем, что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено.

Для плавного регулирования реакторы, в отличие от конденсаторов, можно включать через *тиристорные ключи*, изменяющийся угол управления которыми и обеспечивает изменение тока в реакторе.

Основной недостаток реактора, управляемого тиристорами, связан с тем, что при углах управления больших 90° он становится источником высших гармоник тока.

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режиме как ее потребления, так и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой конденсаторной батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения СТК.

Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

- установленные мощности реактора и КБ равны $Q_p = Q_{КБ}$,
- установленная мощность реактора больше мощности КБ, например, $Q_p = 2Q_{КБ}$.

6. Темы контрольных заданий (расчетно-графических работ):

1. Расчёт удельных механических нагрузок от атмосферных воздействий на фазные провода и на грозозащитные тросы (при их наличии) с учетом высот их крепления на промежуточной опоре.

2. Расчет значений критических пролетов и выбор исходного сочетания климатических условий для расчета провода на механическую прочность в нормальном режиме работы ВЛ, основываясь на нормируемых значениях допускаемых напряжений и эквивалентных физико-механических характеристик.

3. Расчет критической температуры и выбор сочетания климатических условий существования наибольших вертикальных стрел провисания проводов и расчёт габаритного пролета линии; построение шаблона для расстановки опор по продольному профилю трассы ВЛ в масштабах: по вертикали - 1:500, по горизонтали - 1: 5000.

4. Составление монтажной таблицы и построение монтажных графиков провода для характерных пролетов линии.

5. Выбор подвесных изоляторов для крепления проводов к промежуточным и анкерным опорам.

7. Вопросы к самостоятельной работе студентов

Тема 1. Общие сведения о конструкциях ВЛ и КЛ.

Тема 2. Конструкция воздушных линий электропередачи.

Тема 3. Конструкция кабельных линий электропередачи.

Раздел 2 «Расчет воздушных линий по условиям работы»

Тема 4. Условия работы линий электропередачи.

Тема 5. Исходные условия расчета конструктивной части линий.

Тема 6. Механические нагрузки проводов и тросов.

Тема 7. Теория расчетов проводов и грозозащитных тросов.

Тема 8. Расчет грозозащитных тросов.

Тема 9. Особые случаи расчета проводов.

Тема 10. Изоляторы и линейная арматура.

Тема 11. Расстановка опор по профилю трассы ВЛ.

Тема 12. Монтажные стрелы провеса.

Тема 13. Основы проектирования и сооружения кабельных линий.

Библиографический список

а) основная литература

1. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе. Утверждено Советом директоров ОАО «Россети» (протокол № 138 от 23.10.2013 г.), Москва, 2013 – 196 с.

2. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. - М.: НИЦ ИНФРА-М: Новое знание, 2013. - 271 с.: ил.; 60x90 1/16. - (Высшее образование: Бакалавриат). (переплет) ISBN 978-5-16-006952-4,

3. Суворин, А. В. Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. В. Суворин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 354 с. - ISBN 978-5-7638-2973-0

4. Герасименко, А. А. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче определения интегральных характеристик систем распределения электрической энергии [Электронный ресурс] : монография / А. А. Герасименко, И. В. Шульгин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 208 с. - ISBN 978-5-7638-2931-0

5. Дайнеко, В.А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: Учебное пособие / В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прищепова - М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. - 333 с.: 60x90 1/16. - (Высшее образование) (Переплёт 7БЦ) ISBN 978-5-16-010296-2,

б) дополнительная литература

1. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства: Практикум / Г.И. Янукович, И.В. Протосовицкий, А.И. Зеленкевич. - М.: НИЦ ИНФРА-М; Мн.: Нов. знание, 2015. - 516 с.: ил.; 60x90 1/16. - (Высшее образование: Бакалавриат). (п) ISBN 978-5-16-010297-9,

2. Герасименко, А. А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии [Электронный ресурс]: монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. - 218 с. - ISBN 978-5-7638-2630-2.

3. Коровкин, А. В. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине "Воздушные и кабельные линии" / А. В. Коровкин, С. А. Сбитнев ; Владимирский государственный университет (ВлГУ), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Владимир: ВлГУ, 2007 .— 31 с.: ил. — (Для заочного обучения) .— Электронная версия 2006 г. изд.

Издание на др. носителе: [Методические указания к курсовому проекту по дисциплине "Воздушные и кабельные линии" \[Электронный ресурс\] / А. В. Коровкин, С. А. Сбитнев ; Владимирский государственный университет \(ВлГУ\), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Владимир, 2006 .— \(Для заочного обучения\). <http://e.lib.vlsu.ru:80/handle/123456789/1005>](http://e.lib.vlsu.ru:80/handle/123456789/1005)

4. Колесник, Г. П. Современные технические средства передачи электроэнергии [Электронный ресурс] : методические указания к практическим занятиям / Г. П. Колесник ; Владимирский государственный университет имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых (ВлГУ), Кафедра электротехники и электроэнергетики .— Электронные текстовые данные (1 файл: 968 Кб) .— Владимир: ВлГУ, 2015 .— 46 с.: табл. — Заглавие с титула экрана .— Свободный доступ в электронных читальных залах библиотеки .— Adobe Acrobat Reader. —

<URL:<http://e.lib.vlsu.ru/bitstream/123456789/3968/1/00558.pdf>>.

5. Основы современной энергетики: учеб.: в 2 т. / ред. Е.В. Аметистов. 5-е изд., стер. М.: Изд-во Моск. Энергет. Ин-та, 2010. – ISSN 978-5-383. Т. 2: Современная электроэнергетика / ред. А.П. Бурман, В.А. Строев. – 2010. – 632 с.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей в вопросах и ответах: учебно-практическое пособие / авт.-сост. С.С. Бодрухина. – 2-е изд., стер. - КНОРУС, 2012. – 160 с.
8. Правила устройства электроустановок. Вопросы и ответы: учебно-практическое пособие / авт.-сост. С.С. Бодрухина. – КНОРУС, 2011. – 288 с..
9. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.:ил.
10. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд. Перераб. – КНОРУС, 2012. – 648 с.
11. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; Под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.