

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»
(ВлГУ)**

Кафедра электротехники и электроэнергетики

Современные технические средства передачи электроэнергии

Методические указания к самостоятельной работе студентов

Составители:

Г.П. Колесник

С.А. Сбитнев

Владимир 2015

УДК.621.311

ББК 22.332

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры
«Приборостроение и информационно-измерительные технологии», Владимирского го-
сударственного университета

В.С. Грибакин

Печатается по решению редакционно-издательского совета

Владимирского государственного университета

Современные технические средства передачи электроэнергии (Элек-
тронный ресурс). Методические указания к самостоятельной работе сту-
дентов. / Составители Г.П. Колесник, С.А. Сбитнев – Владимир, Владим.
гос. ун-т. 2015. 76 с.

Содержат методические указания к самостоятельной работе студентов при под-
готовке к практическим занятиям по расчету переходных режимов электроэнергети-
ческих систем, в частности по углубленной проработке характеристик элементов
электрической системы при различных способах представления схем замещения эле-
ментов, входящих в расчетную схему системы электроснабжения.

Методические указания составлены в соответствии с Федеральным Государст-
венным образовательным стандартом для студентов первого курса магистратуры на-
правления 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения.

Табл.15. Ил. 13. Библиогр.: 13 назв.

УДК 621.311

ББК 22.332

ISBN

©Владимирский государственный
университет, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Источники информации и самостоятельная работа студента с ними.....	5
1.1. Работа магистранта с книжным фондом библиотек ВлГУ и электронными библиотеками ВлГУ и кафедры ЭтЭн.....	5
1.2. Оформление ссылок на литературу и Интернет-ресурсы.....	6
2. Требования к организации СРС при подготовке к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии».....	8
3. Темы СРС.....	10
3.1. Тема СРС: Производство и распределение электрической энергии.....	10
3.2. Тема СРС: Оборудование распределительных устройств высокого напряжения.....	18
3.3. Тема СРС: Силовые кабели.....	30
3.4. Тема СРС: Силовые трансформаторы: современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения.....	49
3.5. Тема СРС: Режимы работы электроэнергетических систем и устройства компенсации реактивной мощности	58
3.6. Тема СРС: Современные технические средства автоматизации энергосистем.....	69
Библиографический список.....	75

Введение

Самостоятельная работа по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии» является одним из видов учебных занятий студентов всех форм обучения, которому отводится около 62 % учебного времени, определяемого стандартом. Отметим, что самостоятельная работа студентов – это не просто самостоятельная деятельность по усвоению учебного материала, регламентированного учебными планами направлений подготовки специалистов, а особая система условий обучения, организуемых преподавателем, который лишь определенным образом организует познавательную деятельность студентов, само же познание осуществляет сам студент, исходя из того, что 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.

Основные задачи самостоятельной работы:

- развитие и привитие навыков студентам самостоятельной учебной работы и формирование потребностей в самообразовании;
- освоение содержания 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 итоговым зачетам и экзаменам.

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.

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 с ними

1.1. Работа магистранта с книжным фондом библиотек ВлГУ и электронными библиотеками ВлГУ и кафедры ЭтЭн.

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;

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, рекомендованных преподавателем, а все прочие использовать как вспомогательные материалы для размышления.

1.2. Оформление ссылок на литературу и Интернет-ресурсы

При подготовке магистрантом 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 на абонеентах читального зала 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. 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 (необязательно), 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/chto_proishodit_s_yazykom_s_egodnya, 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).

2. Требования к организации самостоятельной работы студентов при подготовке к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии»

В период подготовки к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии» 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	Трудоемкость зачетн. ед/час.	Лекции, час.	Практич. занятия, час.	Лабораторн. работы, час.	СРС, час.	Форма промежуточного контроля (экз./зачет)
1	4/144	-	36	18	90	зачет
Итого	4/144	-	36	18	90	зачет

Таблица 2

Структура и содержание дисциплины
«Современные технические средства передачи электроэнергии»

№ п/п	Раздел (тема) дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов и трудоемкость (в часах)							Объем учебной работы, с применением интерактивных методов (в часах / %)	Формы текущего контроля успеваемости, форма промежуточной аттестации
				Лекции	Семинары	Практические занятия	Лабораторные работы	Контрольные работы	СРС	КП / реф.		
1	Введение: распределение питания	1	1	-	-	2	-	-	5	-	1,5 / 75 %	
2	Распределительные устройства среднего напряжения		2-3	-	-	4			10		3 / 75 %	
3	Силовые кабели		4-5			4			10		3 / 75 %	
4	Устройства компенсации		6-8			6	4		15		4/66,6%	Рейтинг-контроль №1
5	Современные силовые трансформаторы:		9-10			4	4		10		3 / 75 %	

	теория и практика									
6	Заземление и защита от перенапряжений	11-12		4	4		10		3 / 75 %	
7	Программное обеспечение для анализа энергосистемы	13-14		4	6		10	Реф	3 / 75 %	Рейтинг-контроль №2
8	Современные технические средства автоматизации энергосистем	15-18		8			20		6 / 75 %	Рейтинг-контроль №3
Всего		18		36	18		90	Реф	26,5 / 73,6 %	Зачет

3. Темы СРС

3.1. Тема СРС: 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. 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			—	

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы 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.

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 СВН, являющиеся основой последней категории сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных 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.

Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети. Распреде-

тельные линии можно выделить в сетях различных номинальных напряжений. 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 и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных.

Отметим, что местные и распределительные сети могут различаться *по характеру подключаемых к ним потребителей*. При этом 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*, для которых характерна значительная неравномерность графиков нагрузок.

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. Сети внутри 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 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 %).

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

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, однако имеются возможности создания генераторов мощностью 2000 — 2500 МВт.

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. Отечественные турбогенераторы с водородным 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. За рубежом освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением 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.).

Наименование серии*	Расшифровка	Система охлаждения		
		Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
T2-2,5-2; T2-4-2; T2-6-2; T2-12-2 (завод «Электросила»); T-2,5-2УЗ; T-4-2УЗ; T6-2УЗ; T-	T — турбогенератор; 2 — вторая серия; 2,5 — мощность, 2 —	Косвенное воздушное	Непосредственное воздушное	Косвенное воздушное

12-2УЗ (Лысьвинский завод)	двухполюсный, УЗ — климатическое исполнение и категория размещения			
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 (ЛПЭО «Электросила»); 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 водой	Непосредственное водой	Непосредственное водой
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 — водой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом, для ТГВ-500, 800 — водой
ТВМ-300, ТВМ-500 (ПО «Сибэлектротяжмаш»)	М — масляное охлаждение статора погружного исполнения, В — водяное охлаждение обмотки ротора	Непосредственное маслом	Непосредственное маслом	Непосредственное водой

Следует отметить, что более 50 % общего числа турбогенераторов 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 %.

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

Таблица 6

Группа	Диапазон мощностей генераторов, МВт	Суммарная мощность генераторов, 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

Мощности единичных гидроагрегатов зависят от параметров 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, высокого нагрева изолирующих сред.

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 и в настоящее время ее практически не применяют.

Стержни статорных обмоток современных генераторов имеют другой тип изоляции — *терморективную*, которая полимеризуется и затвердевает при температуре 150 — 160°C и при повторных нагреваниях не размягчается. Терморективная изоляция по сравнению с термопластичной имеет более высокую электрическую и механическую прочность, допустимую рабочую температуру 130°C. 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. Тема СРС: Оборудование распределительных устройств высокого напряжения

Задача СРС при подготовке к практическим занятиям по данной теме ознакомление с функциональными признаками, классификацией, назначением и техническими возможностями основного оборудования распределительных устройств, краткие сведения о которых рассматриваются ниже.

По функциональному признаку электрические *аппараты высокого напряжения* (АВН) подразделяются на следующие виды:

- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);
- защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);
- комплектные распределительные устройства (КРУ).

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к потребителю.

- **Выключатели** предназначены для оперативной и аварийной коммутации в *энергосистемах*, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных *цепей* при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии, т.е. они должны иметь очень высокий коэффициент готовности к осуществлению коммутаций.

- **Секционные выключатели** применяются в сборных шинах. В распределительных устройствах (РУ) электростанций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически отключаться только при повреждении в зоне сборных шин. Вместе с ними должны отключаться и другие выключатели поврежденной секции.

Таким образом, поврежденная секция РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе.

- **Разъединители** применяются для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, для переключения РУ с одной ветви на другую, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей линии, находящихся под напряжением. **В отличие от выключателей разъединители в отключенном состоянии образуют видимый разрыв цепи.** После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или трансформатора, они должны заземляться с обеих сторон либо при помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

- **Отделитель** служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжен быстродействующим приводом.

- **Короткозамыкатель** служит для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабженного быстродействующим приводом.

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения РУ малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости РУ выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

Ограничивающие аппараты подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения. К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители предназначены для защиты *силовых трансформаторов* и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, *конденсаторов*.

- **Токоограничивающие реакторы** представляют собой катушку индуктивности без стали и служат для ограничения *тока короткого замыкания* (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах РУ. Применение их позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами.

В качестве ограничителей грозовых и внутренних перенапряжений используются разрядники и ограничители перенапряжения. Они должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов воздушных линий в РУ. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования РУ, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить ее стоимость.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (*элегазом*). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит *надежность* энергосистем.

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на *открытых распределительных устройствах (ОРУ)*. Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололеда, ветра и загрязнений. Для изоляторов наружной установки предусмотрены три исполнения в зависимости от длины пути тока утечки: категория I — 1,67 см/кВ, категория II — 2,5 см/кВ, категория III — 3,5 см/кВ. Согласно этим нормам допустимая длина утечки соответствует удельной длине утечки — длине, отнесенной к 1 кВ наибольшего рабочего линейного напряжения. Для аппаратов внутренней установки длина пути утечки не нормируется.

Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров *электрической сети* и грозовых импульсов, возникающих при воздействии грозовых разрядов на электрическую сеть. Грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фрон-

та импульса $1,2 \pm 0,3$ мкс при общей длительности 50 ± 10 мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются апериодическим импульсом с длительностью фронта $t_{\phi} = 250 \pm 50$ мкс и длительностью полуспада $t_{\text{псп}} = 2500 \pm 1500$ мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают значительное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов КЗ температура токоведущих элементов не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например для медных 300°C , для алюминиевых 200°C . Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные изоляторы). Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока трехфазного КЗ $i_{\text{уд}}$ с учетом фазового сдвига между токами.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота $f_{\text{ном}}$; номинальный ток $I_{\text{ном}}$; номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}}$; номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неударных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др. К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (линейное) — это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать *наибольшие рабочие напряжения* (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы. Номинальные напряжения выключателей соответствуют классам напряжения (табл. 7).

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток — действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется **номинальным током отключения** $I_{0.ном}$, который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{0.п}$, отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{0.ном}$ (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов.

Таблица 7

Номинальное междуфазное (линейное) напряжение, действующее значение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение (номинальное напряжение по МЭК), действующее значение, кВ
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363

500	525
750	787
1150	1200

Номинальный ток включения $I_{в.ном}$ — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи (в режиме *автоматического повторного включения* (АПВ)).

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток) $i_{уд} = 2,55 I_{о.ном}$ и ток термической стойкости $I_T = I_{о.ном}$. Время протекания тока I_T составляет 1 или 2 с для выключателей при $U_{ном} > 330$ кВ и 1 или 3 с для выключателей при $U_{ном} < 220$ кВ. При отключении тока КЗ на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется *переходным восстанавливающимся напряжением* (ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети. Отключающая способность дугогасительных устройств по-разному зависит от характера изменения ПВН. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН (du/dt), а масляные — к максимальному ПВН. Этим объясняется нормирование $I_{о.ном}$.

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на *воздушные, элегазовые, электромагнитные и вакуумные*.

- **Воздушные выключатели.** Конструктивно воздушные выключатели оказались хорошо приспособленными для различных условий работы современных *распределительных устройств* высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ($E = 20$ кВ/см) не позволяет получать модули с напряжением 350 — 500 кВ, что и привело к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды — *элегаза*.

По назначению воздушные выключатели разделяются на следующие группы:

- сетевые выключатели на напряжение 6 кВ и выше, применяемые в *электрических сетях* и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и в условиях КЗ;

- генераторные выключатели на напряжение 6 — 24 кВ, применяемые для подключения генераторов и предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;

- выключатели для электротермических установок с напряжениями 6 — 220 кВ, предназначенные для работы как в нормальных, так и в аварийных режимах;

- выключатели специального назначения.

По виду установки воздушные выключатели можно разделить на следующие группы:

- опорные;
- подвесные (подвешиваются к порталным конструкциям на *ОРУ*);
- выкатные (имеют приспособления для выкатки из *РУ*);
- встраиваемые в *комплектные распределительные устройства*.

К достоинствам воздушных выключателей можно отнести: высокую отключающую способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом апериодической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока).

Недостатками воздушных выключателей являются наличие дорогостоящего постоянно действующего компрессорного оборудования; высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при неудаленном КЗ; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных *силовых трансформаторов*).

Отличительной особенностью конструкции современных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения. Это обеспечивает возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110 — 1150 кВ. Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом, в которых в целях увеличения отключающей способности повышают давление сжатого воздуха. В настоящее время это давление достигает 6 — 8,5 МПа. Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

Элегазовые выключатели. В таких выключателях используется шестифтористая сера SF₆ — элегаз, относящийся к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре (20°C) и давлении 0,1 МПа представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре 30°C — 138,5 м/с (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения (-64°C) при давлении 0,1 МПа, которая с повышением давления повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревостоек до 800°C. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды сред SF₂, SF₄. Хотя эти газы сами по себе не токсичны, но легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористо-водородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовые выключатели включаются фильтры, сорберы из активированного алюминия Al₂O₃, которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая низкой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные устройства. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4 — 4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теллофизических свойств элегаза и воздуха. Как показали исследования, в элегазе практически до естественного перехода тока через нуль не происходит разрушения канала столба дуги, об-

ладающего высокой проводимостью. Это исключает возможность появления перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и *линий электропередач*. В противоположность этому в воздушных выключателях интенсивными турбулентными процессами столб дуги может разрушаться раньше естественного перехода тока через нуль, что приводит к появлению перенапряжений, для ограничения которых воздушные выключатели снабжаются шунтирующими сопротивлениями.

Масляные выключатели. В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла. В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

- баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;

- маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

В состав газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, входит до 70 % водорода H_2 , обладающего по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой 800—2500 К. Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. При больших токах охлаждение дуги происходит главным образом за счет принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются. При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются и время гашения дуги затягивается. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Эффективность дугогасительных устройств (ДУ) и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне горения дуги. Образую-

щиеся под влиянием дуги продукты разложения масла (H_2 , C и др.), ионизированный газ, пары материала контактов понижают отключающую способность ДУ и ограничивают коммутационный ресурс. Свободные частички углерода, образуя коллоидную взвесь, снижают электрическую прочность изоляционного промежутка и утяжеляют процесс включения КЗ в режиме АПВ из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. Продукты разложения масла и изоляционных материалов камеры ДУ влияют на состояние контактов, их структуру и переходное сопротивление. Время горения дуги возрастает по мере накопления продуктов разложения в масле. Коммутационный ресурс в большой степени зависит от тока $I_{0.ном}$ выключателя и реальных токов отключения. Так, при $I_{0.ном} = 20$ кА для маломасляного выключателя на напряжение 35 кВ количество отключений $N < 10$, а при токе $I_{0.ном} = 10$ кА допустимое число отключений возрастает до $N < 30$. Отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенные взрыво- и пожароопасность, необходимость в сложном масляном хозяйстве привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время можно встретить в эксплуатации баковые выключатели на напряжение 220 и 110 кВ.

Электромагнитные выключатели. Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6 — 20 кВ) выключатели этого типа нашли широкое применение в КРУ, особенно в системах внутренних нужд на ТЭЦ и АЭС. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения — 40 кА. При этом в отличие от масляных или воздушных выключателей эксплуатационные расходы на них относительно невелики. Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии *магнитного поля* на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру узкощелевого типа, где, тесно взаимодействуя со стенками камеры (диаметр дуги значительно превосходит ширину щели), она охлаждается. Условия гашения дуги в узкощелевом дугогасителе оказываются значительно более легкими, чем в других типах выключателей.

Вакуумные выключатели. Вакуумные коммутаторы используются в области напряжений 6 — 35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70°С), надежность, минимальные эксплуатаци-

онные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Практическая реализация использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях стала возможна лишь после появления технических возможностей — создания вакуумночистых сборок материалов и получения высокого вакуума до $1,3 (10^{-2}—10^{-5})$ Па. При расхождении контактов в *вакуумной дугогасительной камере (ВДК)* в последний момент между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Таким образом, дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, вакуумная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, тоже уменьшается, количество паров металла соответственно снижается, и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс. Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

Конструкции вакуумных выключателей близки к маломасляным и часто отличаются только тем, что имеют вакуумную дугогасительную камеру. Выпуск вакуумных выключателей среднего напряжения от общего выпуска в настоящее время достиг в Японии 50 %, в Великобритании 30 % и в США 20 %.

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозových и коммутационных перенапряжений применяются *разрядники* и *нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН)*. Основными элементами вентильных разрядников являются искровые промежутки, последовательно соединенные с *резистором*, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику (ВАХ).

Одним из основных недостатков вентильных разрядников является высокое значение коэффициента нелинейности материалов (0,2 — 0,4)

(тервита и вилита), а также нестабильность напряжений пробоя. Поэтому значительный прогресс был достигнут после разработки новых оксидно-цинковых варисторов с коэффициентом нелинейности равным 0,02. Это позволило разработать аппараты защиты без искровых промежутков. При рабочем напряжении токи через варисторы составляют миллиамперы, а при перенапряжениях соответственно сотни и тысячи ампер.

Ограничитель подсоединен к сети в течение всего срока службы. Поэтому через варисторы непрерывно протекает ток. Ограничитель сохраняет работоспособность до тех пор, пока воздействием рабочего напряжения и импульсов перенапряжений активная составляющая тока не превысит некоторого критического значения, при котором нарушается тепловое равновесие аппарата. Поглощение ограничителем энергии из сети предшествует повышению перенапряжения. Кратность ограничения перенапряжений ОПН имеет порядок 1,75 (для коммутационных) и соответственно 2,42 — 1,8 (для грозовых), что значительно ниже, чем для вентильных разрядников, и, самое главное, обеспечивается стабильность этого коэффициента.

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки неизменной *индуктивности*, предназначенный для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме. Откуда следует, что при возникновении КЗ на одной из отходящих линий низкого напряжения ток КЗ будет ограничиваться реактивными сопротивлениями генератора X_G и реактора X_T . Обычно реактивное сопротивление реактора выражают в процентах. Ток генератора много больше номинального тока отходящих линий, при этом $X_p \gg X_G$ поэтому реактивное сопротивление реактора ограничивает уровень ожидаемого тока КЗ. Использование реактора позволяет выбрать коммутационную аппаратуру на более легкие режимы по номинальному току отключения и токам термической и динамической стойкости. Как известно, в номинальном режиме на реакторе будут наблюдаться постоянные потери напряжения. Поэтому увеличение индуктивного сопротивления реактора $X_{p\%}$ приводит к росту дополнительных *потерь напряжения* на нем. Увеличение индуктивности позволит более глубоко ограничить ток КЗ и использовать в сети более простые и дешевые аппараты. Используя критерий минимума затрат для РУ в целом, можно выбрать реактор с оптимальными электрическими параметрами.

Для обеспечения линейности вольт-амперных характеристик реактора применяются конструкции без ферромагнитного магнитопровода. Наи-

более просты и дешевы конструкции сухих бетонных реакторов. Для повышения электрической прочности после отверждения бетон пропитывается специальным лаком. Между витками катушки реактора имеются значительные расстояния, которые необходимы для снижения электродинамического усилия при КЗ и охлаждения реактора в номинальном режиме. Отдельные модули (фазные) реакторов могут располагаться вертикально и горизонтально, но обязательно в закрытых помещениях. К недостаткам реакторов кроме больших массы и габаритных размеров, следует отнести и создание значительных магнитных полей рассеяния.

3.3. Тема СРС: Силовые кабели

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.

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.

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*.

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 маслоканифольным 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 по-

кровы. Круглые и фасонные жилы изготавливаются однопроволочными и многопроволочными. Сечения жил силовых кабелей показаны на рис. 1.

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 8.

Таблица 8

Жила	Номинальное сечение жилы, мм ²											
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	

В зависимости от вязкости пропиточного состава кабеля 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.

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:

$$K_n = E_{\text{макс}} / E_{\text{ср}}, \quad (1.1)$$

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

$$K_n E_{\text{ср}} < E_{\text{дон}}, \quad (1.2)$$

где $E_{\text{дон}}$ – 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

$$\Delta > (U_{\text{возд}} / E_{\text{дон}}) K_n \quad (1.3)$$

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

$$E = \frac{U}{r_x \ln R / r_1} \quad (1.4)$$

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)

$$E_{\text{ср}} = \frac{U}{R - r_1} \quad (1.5)$$

Коэффициент использования изоляции определяется по формуле

$$\eta = \frac{r_1}{R - r_1} \ln \frac{R}{r_1}. \quad (1.6)$$

Значение максимальной напряженности электрического поля у поверхности жилы в трёхжильном кабеле с круглыми жилами при равной толщине жильной и поясной изоляции определяют следующим образом

$$E_{\text{макс}} = U_{\text{л}} \left(\frac{1}{2\Delta_{\text{из}}} + \frac{0,18}{r_1} \right), \quad (1.7)$$

Экраны 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 рас-

полагаются на поясной изоляции. В качестве экранов применяется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ –80 и КПУ-120.

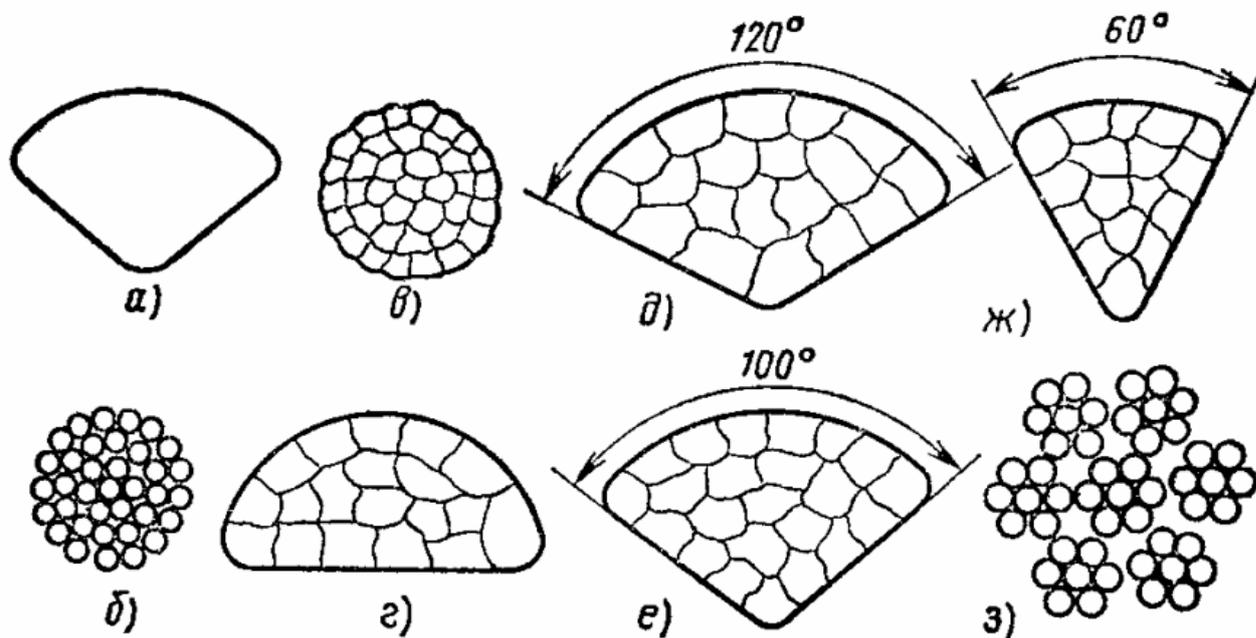


Рис. 1. - Сечения токопроводящих жил кабелей: а — секторная однопроволочная жила; б — круглая многопроволочная неуплотненная жила; в — круглая многопроволочная уплотненная жила, г — секторная многопроволочная уплотненная жила для двухжильных кабелей; д — секторная многопроволочная уплотненная жила для 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.

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 наполнителей.

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. 9.

Таблица 9

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; АС-БУ
Нет	-----	Медная	АбЛУ; СБУ; ВВГ
(ож)	В конце обозначения	Однопроволочные жилы	ААБЛУ 3*120 (ож); ААШВУ 3*95 (ож)
Изоляция жил			
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; АПВБШВ; ПВГ
П	В середине обозначения	Полиэтиленовая	АВПГ; АППБ; АППГ
Г	После индекса оболочки	Кабель без защитного покрова	СГУ; АСГУ; ПВГ
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	ААБпУ; АВУ

п	После индекса брони	Выпрессованный поливинилхлоридный шланг	ААБпУ; АБпУ
б	После индекса брони	Без подушки	ААБбУ; АВВБбШв
Броня			
Б	После индекса оболочки После индекса оболочки	Плоские стальные ленты	ААБлУ; АСБУ; АВВБбШвУ
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; ААБлГУ
н	После индекса брони	Негорючий состав из стеклянной ленты или пряжи	ААБлнУ; АСБнУ
Шп	После индекса брони	Полиэтиленовый шланг	ААШпУ; АБВбШп; АСШп
Шв	После индекса брони	Поливинилхлоридный шланг	ААШвУ; ААБлШвУ
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. 2,а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6...10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 2,б.

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 (металли-

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

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 2,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,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 проволочная броня 5 и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей 6...10 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,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. 10 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

Наличие буквы Ц (первая колонка табл.10) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не маркирует-

ся. 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.

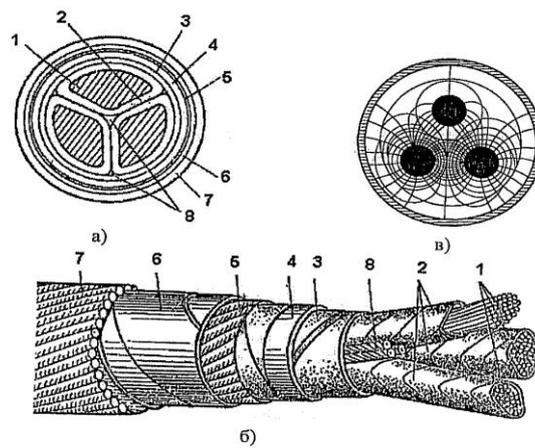


Рис. 2. Конструкция кабеля на напряжение 10 кВ.

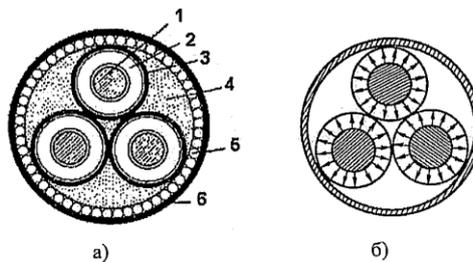


Рис.3. Конструкция кабеля на напряжение 20. ...35 кВ

Таблица 10

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				

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.

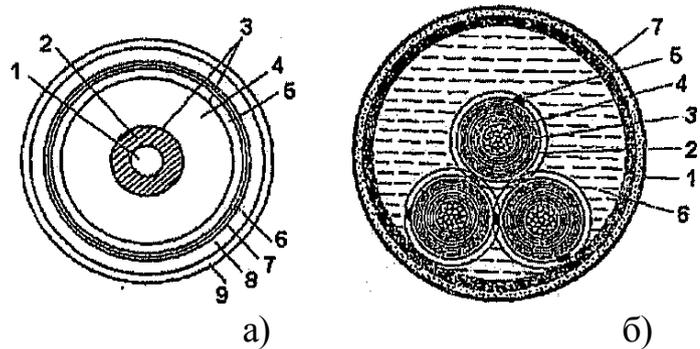
Улучшение качества изоляции кабелей на напряжения 110 кВ и выше достигается специальной технологией их изготовления. Такие кабели изготавливаются одножильными. На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслonaполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение. Различают маслonaполненные 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. 1.4,а. Кабель имеет полутокопроводящую 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.

Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления показана на рис. 4,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. Полукруглые проволока скольжения 5 служат для механической защиты изоляции от повреждений при протягивании кабеля в стальной трубопровод.

Рис. 4. Конструкции маслонаполненных кабелей низкого (а) и высокого (б) давления



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. 5. 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.

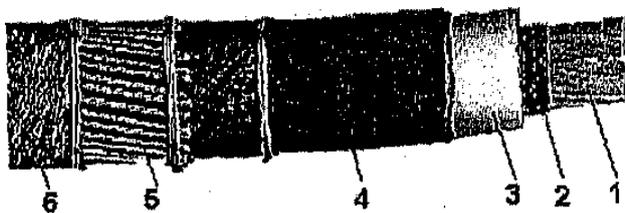


Рис. 5. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

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. 11 приведены величины 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 11

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.

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*. На рис. 6 показано соединение кабелей напряжением до 1 кВ. Жилы разделанных кабелей 1 соединены с помощью гильз 2. Между жилами установлена изоляционная распорка 3. Место соединения помещено в чугунную муфту 4, состоящую из двух полумуфт (верхней и нижней), стягиваемых с помощью болтов 5.

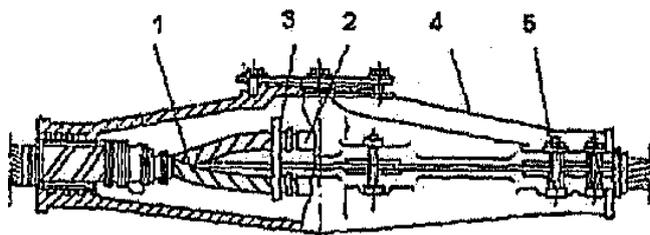


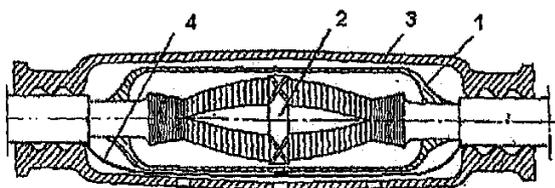
Рис. 6. Соединение кабелей напряжением до 1 кВ.

Соединение кабелей напряжением выше 1 кВ показано на рис. 7. Место соединения кабелей помещается в свинцовую муфту 1 (рис. 7,а), представляющую собой свинцовую трубу, концы которой прижимаются и припаиваются к металлическим герметичным оболочкам соединяемых кабелей. Между жилами устанавливается изоляционная распорка 2. При прокладке кабелей в земляной траншее свинцовая муфта помещается в чугунный защитный кожух 3. К корпусу свинцовой муфты и броне каждого из соединяемых кабелей припаивается проводник 4, обеспечивающий надежное заземление свинцовой муфты.

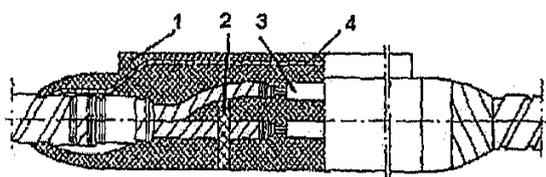
Эпоксидные муфты имеют разъемный корпус. Соединение кабелей с помощью такой муфты показано на рис. 7,б, где обозначено: 1 - корпус муфты, 2 - изоляционная распорка, 3 - соединительная гильза. Для обеспечения надежного контакта между металлическими оболочками соединяемых кабелей эти оболочки соединяют с помощью пайки гибким медным проводником 4. Этот проводник припаивают к броне и герметичной оболочке каждого из соединяемых кабелей.

Внутренности чугунных и свинцовых муфт заливаются маслобитумной 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.

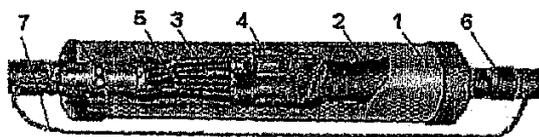
Соединение кабелей с помощью термоусаживаемой муфты показано на рис. 7,в. В таких муфтах используются элементы (перчатки, шланги, манжеты) из термоусаживаемой пластмассы. Эти элементы надеваются на покрытые герметиком разделанные части кабеля. При нагревании термофеном или паяльной лампой эти элементы усаживаются, плотно охватывая разделанные части кабеля.



На рис. 7,б обозначено: 1 - защитный кожух; 2 - шланг; 3 - фазная изолирующая трубка; 4 - манжета изолирующая; 5 - высоковольтная перчатка; 6 - манжета поясная; 7 - провод заземления.



а)
б)



в)
Подключение кабеля к шинам или другой аппаратуре осуществляется с помощью *концевых муфт и концевых заделок*. Конце-

вые муфты применяются в наружных установках, концевые заделки - внутри помещений. Типовые конструкции таких муфт и заделок приведены на рис. 8. Конец кабеля разделяется и помещается в *металлическую концевую муфту* 1 (рис. 8,а). Токоведущие жилы кабеля 2 соединяют со стержнями 3, проходящими через стержневые фарфоровые изоляторы 5. Концы стержней имеют резьбу для подключения кабеля к аппаратуре или шинам. По окончании монтажа муфту заливают кабельной массой. Проводник 4 припаивается к металлическим оболочкам кабеля, крепится к металлическому корпусу муфты резьбовым соединением и служит для заземления этого корпуса.

На рис. 8,б показана конструкция концевой *термоусаживаемой муфты*. Перчатка 1 из термоусаживаемой пластмассы надевается на разделанный конец кабеля, покрытый герметиком. Изолирующие трубки 2 выполняют роль фазной изоляции. Манжета 3, выполненная из термоусаживаемой пластмассы, защищает соединение токоведущей жилы с наконечником 5, предназначенным для непосредственного подключения токоведущих жил кабеля к шинам или аппаратам. Заземляющий проводник 4 припаивается к металлической оболочке и броне кабеля. Конструкция *эпоксидной концевой заделки* показана на рис. 8,в. Токоведущие жилы 1 герметизируются и изолируются с помощью трехслойных пластмассовых трубок 2 в корпусе 3 из эпоксидного компаунда. Заземляющий проводник 4 припаивается к металлической оболочке и броне 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. 2.8,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 укладывают 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*.

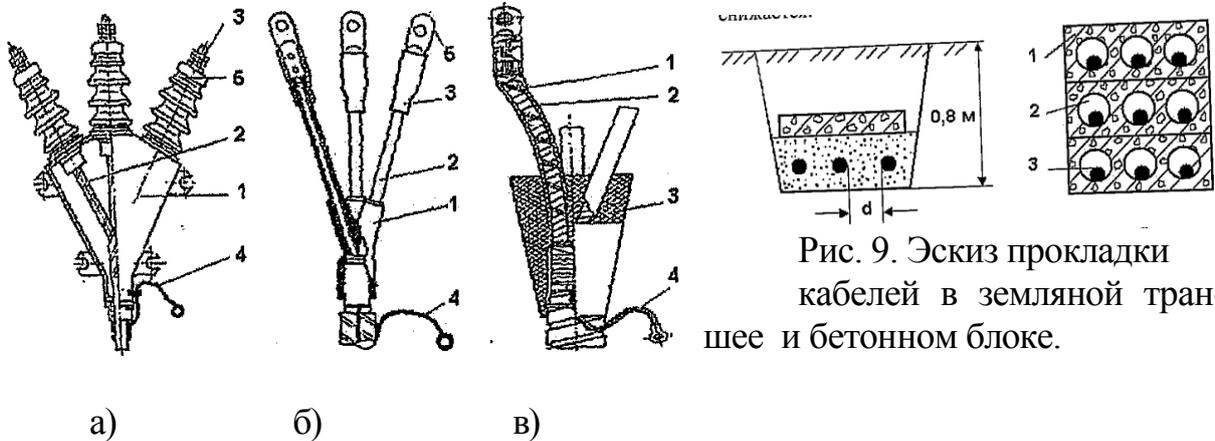


Рис. 8. Концевые муфты и заделки

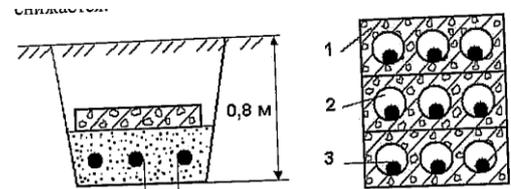


Рис. 9. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее и бетонном блоке.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами. На рис.9,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. 10,а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам 2

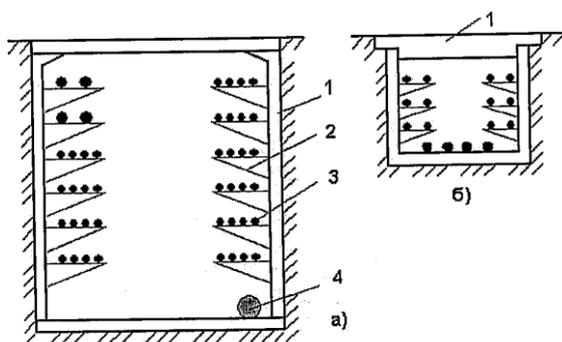


Рис. 10. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б).

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.

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.

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в железобетонных каналах (рис. 10,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. 9, а). Одножильные кабели прокладываются треугольником и располагаются вплотную друг к другу (рис. 11,б). Расстояние между соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля $2d$.

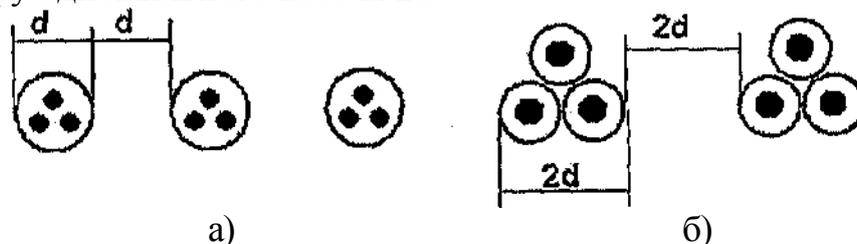


Рис. 11. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

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 т.ч. 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.

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.12. Расшифровка обозначений применяемых силовых кабелей дана в табл. 13.

Таблица 12

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

Таблица 13

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 свинцованными 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 выпресованной 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

3.4. Тема СРС: Силовые трансформаторы: современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения

Задача подготовки: углубленное изучение теории и практики электрического трансформатора как важнейшего звена современных систем передачи электроэнергии. Изучение методов исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния с целью уменьшения потерь в силовом трансформаторе при несимметричной нагрузке.

Экономичность работы трансформатора, как преобразователя электромагнитной энергии, характеризуется *коэффициентом полезного действия* (КПД), определяемого как отношение активной мощности, отдаваемой трансформатором во вторичную сеть P_2 , к активной мощности P_1 , потребляемой из сети. Первичная активная мощность определяется суммой, которая включает активную мощность P_2 , магнитные потери P_m (потери в стали), электрические потери в первичной и вторичной обмотках $P_{\Sigma 1}, P_{\Sigma 2}$.

В современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98 — 0,995, причем максимальные значения КПД получаются при $(0,45—0,65)P_{2ном}$. Такая нагрузка обычно соответствует средней нагрузке при эксплуатации трансформатора (коэффициент загрузки силового трансформатора

тора 0,6 – 0,7). Отметим, что в диапазоне нагрузок $(0,4—1,5)P_{2ном}$ КПД трансформатора изменяется относительно мало.

Буквенная часть условного обозначения трансформатора содержит обозначения в следующем порядке:

- А — автотрансформатор;
- О или Т — одно- или трехфазный трансформатор;
- Р — расщепленная обмотка НН.

Условное обозначение видов охлаждения:

- а) *масляные трансформаторы:*

- М — естественная циркуляция воздуха и масла;
- Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

- МЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;

- НМЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;

- ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

- НДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла;

- Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками);

- НЦ — принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла;

- б) *трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком:*

- Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;

- НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;

- ННД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;

- в) *сухие трансформаторы:*

- С — естественное воздушное при открытом исполнении;

- СЗ — естественное воздушное при защищенном исполнении;

- СГ — естественное воздушное при герметичном исполнении;

- СД — воздушное с принудительной циркуляцией воздуха;

- 3 — исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;
- Т — трехобмоточный трансформатор;
- Н — трансформатор с РПН (с регулированием напряжения под нагрузкой);
- С — исполнение трансформатора собственных нужд электростанции;
- Л — трансформатор с литой изоляцией.

Примеры условных обозначений:

- трансформатора трехфазного, сухого, с естественным воздушным охлаждением, при защищенном исполнении, двухобмоточного, мощностью 100 кВА, напряжением 10 кВ, исполнения У, категории 3 по ГОСТ 15150-69: ТСЗ-100/10-УЗ;

- трансформатора трехфазного, масляного, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, двухобмоточного, с расщепленной обмоткой НН, регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 32000 кВА, напряжением 110 кВ, исполнения У, категории 1 по ГОСТ 15150-69: ТРДН-32000/110-У1.

Измерительные трансформаторы используют, главным образом, для подключения электроизмерительных приборов к цепи переменного тока высокого напряжения. При этом электроизмерительные приборы оказываются изолированными от цепей высокого напряжения, что обеспечивает безопасность работы обслуживающего персонала. Кроме того, измерительные трансформаторы дают возможность расширять пределы измерения приборов, т.е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений. В ряде случаев измерительные трансформаторы служат для подключения к цепям высокого напряжения обмоток *реле*, обеспечивающих защиту электроустановок от *аварийных режимов*.

Измерительные трансформаторы подразделяют на два типа — *трансформаторы напряжения* и *трансформаторы тока*. Измерительные трансформаторы изготавливают мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; они рассчитаны для совместной работы со стандартными приборами (амперметрами на 1; 2; 2,5 и 5 А, вольтметрами на 100 и 100 х3 В).

Трансформатор напряжения выполняют в виде двухобмоточного понижающего трансформатора. Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют. Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора. Поскольку ток холостого хода создает в трансформаторе некоторое падение напряжения, преобразование напряжения происходит с некоторой погрешностью по значению и фазе. В зависимости от значения допускаемых погрешностей стационарные трансформаторы напряжения подразделяют на три класса точности: 0,5; 1 и 3; а лабораторные — на четыре класса: 0,05; 0,1; 0,2 и 0,5. Обозначение класса соответствует значению относительной погрешности по фазе при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$.

Трансформатор тока выполняют в виде двухобмоточного повышающего трансформатора или в виде проходного трансформатора, у которого первичной обмоткой служит провод, проходящий через окно магнитопровода. В некоторых конструкциях магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для ввода высокого напряжения в *силовой трансформатор* или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит медный стержень, проходящий внутри изолятора.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: стационарные — на классы 0,2; 0,5; 1; 3 и 10; лабораторные — на классы 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса токовой погрешности при номинальном значении тока.

В *электрических сетях* России эксплуатируются трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ·А до 1200 МВ·А; общая мощность установленных силовых трансформаторов в настоящий момент составляет более 570 ГВ·А. Основная часть силовых трансформаторов имеет маслбумажную изоляцию с естественной или направленной циркуляцией масла. В пожароопасных зонах используются трансформаторы с сухой (полимерной) изоляцией и воздушным охлаждением, а также с элегазовой изоляцией. В последнее время разработаны трансформаторы с обмотками кабельного типа, имеющие полиэтиленовую изоляцию.

Направления совершенствования силовых трансформаторов характеризуются изменением ряда технических показателей и совершенствова-

нием элементов конструкции. Одна из существенных задач — уменьшение потерь энергии в трансформаторах, т.е. потерь холостого хода и короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода (магнитных потерь) может быть достигнуто при использовании холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств (т.е. одинаковые свойства независимо от направления проката) и сниженные удельные потери при толщине листа 0,23; 0,18 и 0,15 мм.

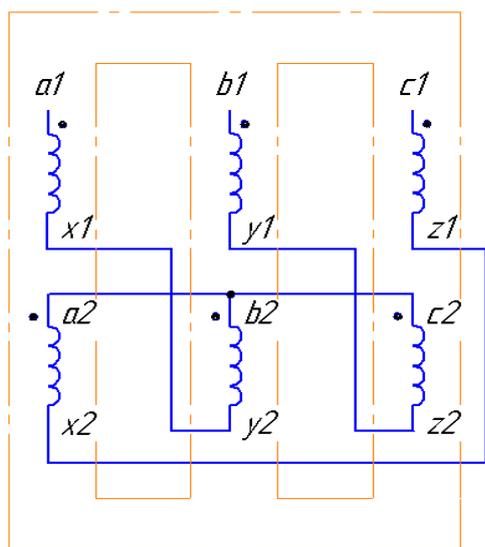
Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла, массы обмоток и металла, используемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто *уменьшением изоляционных расстояний* на основе новых технологий и применения новых средств защиты от перенапряжений. Значительный эффект для экономии конструктивных материалов дает *применение форсированного охлаждения с направленной циркуляцией масла* в каналах обмоток и эффективных охладителей.

Разработанные в трансформаторостроении методы исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния и вызываемых ими электродинамических сил, действующих на обмотки при коротком замыкании, позволяют обеспечить электродинамическую стойкость и надежность силовых трансформаторов мощностью 250 — 1000 МВ·А и более.

Исследование поля рассеяния трансформаторов имеет целью также обеспечить определенную организацию и локализацию этого поля за счет рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, что позволяет существенно уменьшить добавочные потери в обмотках и конструктивных деталях трансформатора — стенках бака, прессованных деталях обмоток и остова. Создание программ расчета электрического поля обмоток позволяет разрабатывать конструкцию изоляции обмоток трансформаторов напряжением 35—1150 кВ с учетом воздействия импульсных перенапряжений, не обращаясь к достаточно дорогим методам исследования натуральных моделей.

В электрических сетях 0,4 кВ с большим удельным весом однофазных потребителей очень сложно равномерно распределить нагрузки по фазам, поскольку они включаются независимо друг от друга в разные моменты времени. При несимметричной нагрузке значительно увеличиваются потери энергии в трансформаторе, и ухудшается качество выходного на-

пряжения. Значение этих потерь и ухудшение качества отпускаемой энергии сильно зависит от применяемой **схемы соединения** обмоток трансформатора. Как известно, по стандартам России наиболее распространенной схемой соединения обмоток распределительных трансформаторов являются схемы соединения обмоток Y/Y_0 , Y/Δ , Y_0/Δ . Однако при несимметричной нагрузке в таких трансформаторах происходит искажение формы кривой фазных напряжений и резко возрастают потери энергии. Качественное улучшение связано с усложнением конструкции вторичных обмоток трансформатора, например, соединением обмоток в «Зигзаг».



Для соединения вторичных обмоток (НН) трансформатора в схему «зигзаг», вторичная обмотка каждой фазы составляется из двух половин; одна половина расположена на одном стержне, другая - на другом. Данные половины обмотки включены встречно, т.е. конец x_1 соединен с концом y_2 и т.д. Начала a_2 , b_2 и c_2 соединены и образуют нейтраль.

Рис 12. Схема соединения вторичных обмоток в «зигзаг».

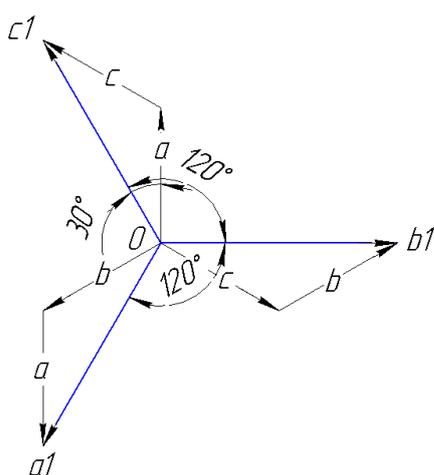


Рис. 13. Векторная диаграмма трансформатора Y/Z_0-11 .

При соединении вторичных обмоток в «зигзаг» результирующие э.д.с. обмоток, расположенных на разных стержнях, сдвинуты на 120° . Как уже было сказано выше, особенностью данной схемы соединения является то, что каждая фаза вторичной обмотки (НН) одновременно располагается сразу на двух стержнях магнитопровода.

Следовательно, при однофазной нагрузке, созданная вторичной обмоткой намагничивающая сила размагничивает сразу два стержня, и первичный ток, компенсирующий это размагничивающее действие, распре-

ляется по фазам первичной обмотки. Магнитное равновесие практически не нарушается, не возникает однонаправленный магнитный поток рассеяния (обмотки включены встречно), отсутствуют его негативные последствия.

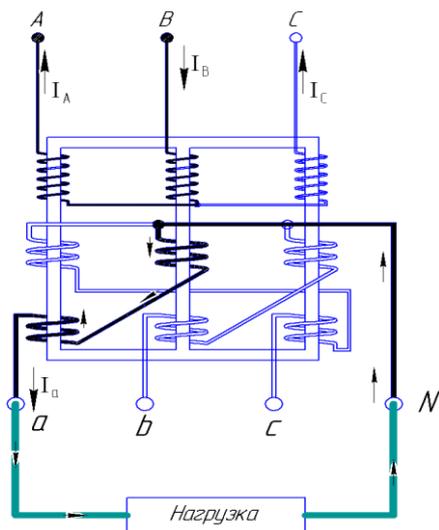


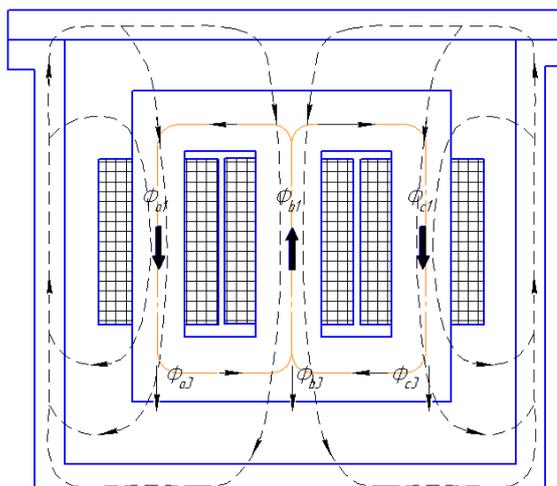
Рис.14. Схема подключения однофазной нагрузки соединения вторичных обмоток трансформатора в «зигзаг» с нулем.

Таблица 14

Справочные данные полного сопротивления трансформаторов стороны НН, для различных схем соединения. Мощность тр-ра, кВА	Z полное для схемы Y/Y ₀ -0, Ом	Z полное для схемы Y ₀ /Δ -11, Ом	Z полное для схемы Y/Z ₀ -11, Ом
25	3,11	0,864	0,602
40	1,95	0,540	0,376
63	1,237	0,343	0,239
100	0,779	0,216	0,150
160	0,487	0,135	0,096
250	0,312	0,086	0,063
400	0,203	0,054	-
630	0,129	0,042	-
1000	0,081	0,026	-

Оценим влияние однофазной нагрузки на работу трансформатора со схемой соединения Y/Y₀. Во вторичной цепи нагружена только одна обмотка и, следовательно, созданная вторичной обмоткой намагничивающая сила размагничивает только один стержень, но первичный ток, компенсирующий размагничивающее действие вторичной обмотки, протекать только по одной нагруженной фазе не может, это связано с отсутствием нейтрального провода на первичной стороне (ВН). Первичный ток в различной степени протекает через все три обмотки ВН. Созданная им намагничивающая сила неравномерно распределяется между стержнями магнитопровода и не компенсируется в не нагруженных фазах - **в данном случае нарушается магнитное равновесие трансформатора.**

Рис. 15. Распределение магнитных потоков трансформатора. Φ_{a3} , Φ_{b3} , Φ_{c3} - совпадающие по фазе магнитные потоки одинаково направлены в стержнях и поэтому вынуждены замыкаться через бак трансформатора. Φ_{a1} , Φ_{b1} , Φ_{c1} - магнитные потоки основной частоты.



Последствия этого нарушения сводятся к возникновению в трех стержнях **магнитного потока рассеяния**, направленного в одну сторону Φ_{a3} , Φ_{b3} , Φ_{c3} , который не был компенсирован намагничивающей силой первичной обмоток. Он замыкается через масло, бак и дно трансформатора и нагревает его.

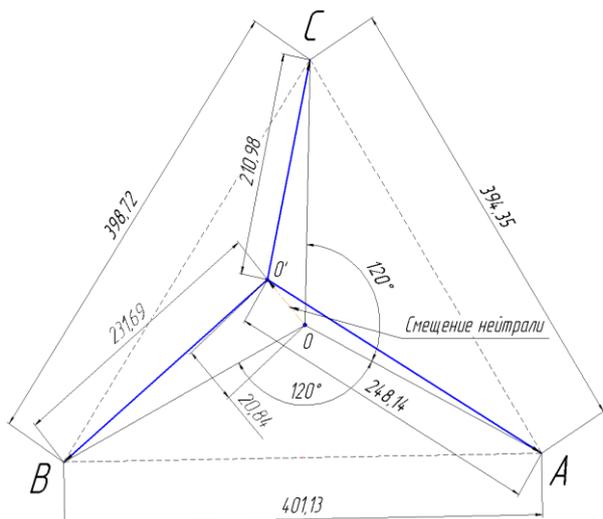
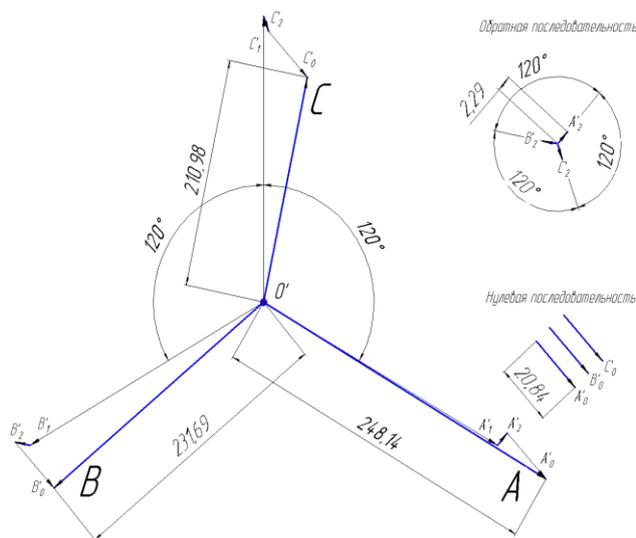


Рис. 16. Распределение первичного напряжения между обмотками для трансформатора со схемой Y/Y_0 .

Кроме того, **магнитный поток рассеяния значительно увеличивает сопротивление магнитно неуравновешенной части первичной обмотки**. Это приводит к неравномерному распределению первичного напряжения между обмотками (рис. 16) и смещению нейтральной точки напряжений вторичной обмотки трансформатора Y/Y_0 -11. Но если первичные напряжения отличные, то и вторичные напряжения не могут быть равными. Смещение нейтральной точки вторичной обмотки трансформатора (из точки O в точку O'), относительно нейтральной точки в симметричном режиме работы, очень плохо сказывается как на работе самого трансформатора, так и на работе потребителей запитанных от него.

При разложении данной несимметричной системы фазных напряжений на симметричные составляющие (рис. 17) видно, что основную часть не симметрии вносит составляющая напряжения нулевой последователь-



ности, так как составляющая напряжения обратной последовательности мала.

Рис. 17. Симметричные составляющие фазных напряжений.

Трансформаторы со схемами соединения Y/Z_0 и Y/Y_0-11 с СУ требуют дополнительных затрат на материалы и изготовление. Срав-

ним экономическую целесообразность применения следующих трансформаторов: - трансформатор со схемой соединения Y/Y_0-0 ; - трансформатор со схемой соединения Y/Z_0-11 , изготовленный на одной базе с трансформатором Y/Y_0-11 , т.е. изначально имеющий большие потери К.З.; - трансформатор со схемой соединения $Y/Z_0-11(M)$, имеющий аналогичные характеристики, потерь К.З. и Х.Х., с трансформатором Y/Y_0-11 ; - трансформатор со схемой соединения Y/Y_0-0 с СУ, трансформатор со встроенным симметрирующим устройством.

Таблица 15

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах за счет несимметрии нагрузки.

S_N , кВА	I_0	P , ВА - потери КЗ				Q , кВАр·Ч - экономия в год относительно Y/Y_0		
		Y/Y_0	Y/Z_0	$Y/Z_0(M)$	Y/Y_0 с СУ	Y/Y_0 с СУ	Y/Z_0	$Y/Z_0(M)$
100	0	1970	2265	1970	1970	0	-590	0
100	0,1	1941	2127	1832	1854	174	-372	218
100	0,2	2125	2014	1719	1770	710	222	812
100	0,25	2278	1967	1672	1739	1078	622	1212
100	0,3	2492	1926	1631	1716	1552	1132	1722
100	0,4	3073	1863	1568	1693	2760	2420	3010
100	0,5	3857	1825	1530	1702	4310	4064	4654
25	0,25	633	599	509	530	206	68	248
40	0,25	979	878	758	777	404	202	442
63	0,25	1450	1278	1088	1130	640	344	724
160	0,25	3272	2645	2345	2339	1866	1254	1854
250	0,25	4665	3694	3194	3266	2798	1942	2942

Данные расчетов приведены с учетом следующих условий: - Время использования максимума нагрузки в году - 2000 часов. - Дополнительные потери учитываются **только в трансформаторе**, которые возникают за счет **не симметрии** нагрузки по фазам (тока в нулевом проводнике), т.е. на одной из фаз, нагрузка будет меньше номинальной, что приводит к снижению общей мощности трансформатора. - Ток в нулевом проводнике изменяется от 0 до 0,5 номинального фазного для трансформаторов мощность от 25 до 250 кВА

3.5. Режимы работы электроэнергетических систем и устройства компенсации реактивной мощности

Электросистема состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

- *основные (силовые)* элементы — генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенные для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов;

- *измерительные элементы* — трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;

- *средства управления* — релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

Основная задача энергосистемы — экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС — *нормальный установившийся*. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в *утяжеленных установившихся (вынужденных)* режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС являются *аварийные* режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии,

в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы. Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в *послеаварийный установившийся режим*, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как *кратковременный* для последующего перехода к нормальному режиму.

Одним из режимов ЭЭС является *нормальный переходный режим*, вызванный значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Задачи управления возможными режимами ЭЭС различаются:

- для нормальных режимов — это обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;
- для утяжеленных режимов — это обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов ЭЭС;
- для аварийных режимов — это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;
- для послеаварийных режимов — быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;
- для нормальных переходных режимов — быстрое затухание колебаний.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

- *Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ)* синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

- *Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ)* турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

- *Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ)* поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту

с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

- *Релейная защита (РЗ)* элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

- *Автоматическое включение резерва (АВР)* осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

- *Автоматическое повторное включение (АПВ)* повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

- *Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)* ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

- *Автоматический частотный пуск (АЧП)* агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

Основная особенность *энергетической системы*, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

- *Диспетчерское управление* — это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению *диспетчера* (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике. В основе построения диспетчерского управления ЭЭС лежит следующее:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;

- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;
- представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;
- четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;
- строжайшая диспетчерская дисциплина.

В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

- распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;
- регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;
- регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;
- производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;
- вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;
- ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;
- регулированием режима и водотока ГЭС;
- изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

- надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно сноситься с подчиненным ему персоналом;
- надлежащее оборудование телеизмерительными установками и устройствами телесигнализации от важнейших пунктов системы, позво-

ляющее диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;

- надлежащее оборудование установками телеуправления, позволяющее диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;
- инструктивно-справочные материалы, которые позволяют диспетчеру произвести заранее продуманные необходимые действия в сложной обстановке быстроменяющихся в энергосистеме процессов, а также решить в случае необходимости любой вопрос, касающийся режима системы;
- материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

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 фильтрокомпенсирующих 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 регу-

лирование 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 $Q_{\Gamma} = S_{\Gamma, \text{ном}}$.

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 иллюстри-

руется его статической характеристикой $U_r = f(Q_3)$ и обеспечивается его АРВ путем изменения тока возбуждения. С увеличением тока возбуждения реактивная мощность возрастает, изменяясь при этом в допустимых пределах от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$. Если при уменьшении Q_3 реактивная мощность генератора уменьшается до $Q_{Г \min}$, напряжение на его шинах начинает возрастать. И наоборот, если реактивная мощность увеличивается до $Q_{Г \max}$, напряжение на его шинах снижается. На участке от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$ напряжение благодаря действию АРВ поддерживается с заданным *статизмом*, определяемым наклоном его статической характеристики. Такое регулирование напряжения возможно, как уже отмечалось, в диапазоне $(0,95—1,05)U_{\text{ном}}$.

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 $Q_{\text{СК}} = U^2/x_d$, 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 $Q_{\text{max}} = S_{\text{ном}}$ 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, 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. Поэтому КБ состоит 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.

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 тиристорov 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.

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 броневое типа. Статическая характеристика реактора линейна. 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 зави-

симости 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.

Поскольку 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. Основным недостатком 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.

3.6. Тема СРС: Современные технические средства автоматизации энергосистем

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);

- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;

- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд. Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов.

Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);

- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;

- ввод в работу нового оборудования и средств управления;

- изменение схемы контролируемой сети;

- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;

- ведение оперативной отчетности;

- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схемы электрической сети;

- состава оборудования электростанций и подстанций;

- алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;

- устройств автоматики;

- нагрузки агрегатов электростанций;

- нагрузки потребителей;

- напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач — при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуются их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
 - маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
 - отказов основного оборудования ЕЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
 - качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения;
 - прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления. В процессе управления наибольшие

объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется *телемеханической*. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (*контрольная информация*) и обратно (*командная информация*):

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и десятки секунд;
- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;
- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;
- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов. Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости.

Одной из основных задач АСДУ является противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима работы ЭЭС или отдельных ее частей. Для такого управления в настоящее время разработан ряд устройств противоаварийной автоматики (ПА). В соответствии с требованиями, которые предъявляются к каждому элементу системы ПА, ее структуру можно разделить на три подсистемы:

- предупредительную; - локализующую;
- восстановительную.

Предупредительная подсистема необходима для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации. Она включает в себя:

1) *релейную защиту (РЗ)*, которая обнаруживает аварийные ситуации и дает сигнал готовности к возможному действию остальным устройствам ПА; состоит из большого числа элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или за определенный вид аварии;

2) *автоматическое повторное включение (АПВ)*; это устройство пытается восстановить нормальную работу энергосистемы после отключения того элемента, в котором обнаружена аварийная ситуация, путем включения этого элемента;

3) *автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)* синхронных генераторов; это устройство путем воздействия на ток возбуждения генератора пытается удерживать параметры энергосистемы (напряжение на зажимах генератора) в допустимых границах;

4) *автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)* параллельной работы энергосистем; это устройство осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей, что позволяет ему в случае возникновения аварийной ситуации путем воздействия на регуляторы скорости турбин не только перераспределять нагрузку электростанций между собой, но и регулировать частоту в энергосистеме или отдельных ее частях.

В свою очередь АПНУ включает в себя следующие виды автоматики разгрузки, действующие при:

- отключении одной или двух ЛЭП [автоматика разгрузки одной ЛЭП (АРОЛ) или двух ЛЭП (АРОДЛ)], т.е. при отключении по какой-либо причине одной или двух параллельных ЛЭП, входящих в состав межсистемных связей, и нарушении нормального режима ЭЭС, что вызывает снижение частоты в одной части ЭЭС и ее повышение в другой части ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку электростанций с целью возвращения частоты к номинальному значению;

- статической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при статической перегрузке (АРСП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить статическую устойчивость работы ЭЭС;

- динамической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при динамической перегрузке (АРДП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость работы ЭЭС;

- отключении генераторов [автоматика разгрузки при отключении генераторов (АРОГ)], т.е. при отключении генераторов по каким-либо причинам и снижении частоты в ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку этих генераторов другим электростанциям;

- близких или затяжных коротких замыканиях [автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)], в этих случаях АПНУ стремится со-

хранить динамическую устойчивость путем разгрузки генераторов электростанций.

С целью выполнения своих функций АПНУ может воздействовать на:

- отключение генераторов;
- кратковременную (импульсную) или длительную разгрузку турбин;
- отключение части нагрузки потребителей;
- частотный пуск гидрогенераторов и перевод их из режима синхронного компенсатора в режим генерации активной мощности;
- загрузку гидро- и турбогенераторов;
- электрическое торможение агрегатов;
- отключение шунтирующих реакторов;
- форсировку устройств продольной и поперечной компенсации;
- форсировку возбуждения генераторов;
- изменение уставки АРВ по напряжению генераторов.

В случае, если автоматика предупредительной подсистемы не смогла ликвидировать аварийную ситуацию, используется автоматика локализирующей и восстановительной подсистем.

Локализирующая подсистема включает в себя:

1) автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР) части энергосистемы или всей энергосистемы; это устройство контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также может отслеживать разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП, в случае появления больших колебаний скоростей роторов генераторов и соответственно частоты в ЭЭС АЛАР разгружает генераторы электростанций;

2) автоматику ограничения снижения напряжения (АОСН); в случае снижения напряжения ниже допустимого уровня это устройство может воздействовать не только на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, но и на отключение шунтирующих реакторов, которые обычно включают с целью снижения напряжения на ЛЭП СВН и УВН при небольших потоках мощности по ним;

3) автоматику ограничения повышения напряжения (АОПН); в случае повышения напряжения выше допустимого уровня это устройство может воздействовать на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов (противоположное АОСН действие);

4) автоматическую частотную разгрузку (АЧР) 1-й очереди; это устройство отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, т.е. когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны.

На АЛАР возлагаются следующие функции:

- деление ЭЭС; - ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронной работы;

- предварительное деление ЭЭС с последующей ресинхронизацией частей ЭЭС, работающих раздельно.

Восстановительная подсистема включает в себя:

1) АЧР 2-й очереди, т.е. когда АЧР 1-й очереди исчерпала свои возможности по предотвращению дальнейшего снижения частоты в энергосистеме;

2) АПВ по напряжению (АПВН); это устройство восстанавливает работу тех элементов энергосистемы, которые отключила АОСН;

3) АПВ по частоте (ЧАПВ); это устройство восстанавливает электропитание потребителей, отключенных АЧР.

Кроме того, в объединенной ЭЭС существуют:

1) автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), которая выполняет следующие функции:

- автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности в целях предотвращения лавины частоты и напряжения;

- мобилизацию резервов активной мощности;
- выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций;

- восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

2) автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), которая осуществляет отключение генераторов электростанций в случае повышения частоты выше допустимого уровня;

3) автоматика разгрузки оборудования (АРО), которая снижает ток в контролируемом оборудовании в случае недопустимой его перегрузки; в зависимости от перегрузки АРО может:

- разгрузить турбину, отключить генераторы электростанций;
- отключить нагрузку; - разделить сеть;
- отключить перегруженное оборудование.

Библиографический список

а) основная литература:

1. 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.

2. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий.- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288с.

3. Жан де Кок, Кобус Страусс. Электроснабжение в промышленности: практическое руководство / Ж.де Кок, К. Страусс; [перевод с англ. ООО «Пропартнер»]. – М.: ООО «Группа ИТД», 2007. 236 с.: ил., табл.

4. Кобус Страусс. Системы автоматики и коммуникации в сетях электроснабжения: практическое руководство / К. Страусс; [перевод с англ. ООО «Пропартнер»]. – М.: ООО «Группа ИТД», 2007. 250 с.: ил.

5. Джон Патрик, Стив Маккей. Сбор данных в системах контроля и управления: практическое руководство / Д. Патрик, С. Маккей; [перевод с англ. ООО «Пропартнер»]. – М.: ООО «Группа ИТД», 2006. 480 с.: ил.

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.

7. Правила устройства электроустановок. Вопросы и ответы: учебно-практическое пособие / авт.-сост. С.С. Бодрухина. – КНОРУС, 2011. – 288 с.

б) дополнительная литература:

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. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд. Перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.:ил.

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

4. 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.

в) программное обеспечение.

- Интернет-ресурсы.