

**Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Рубцовский индустриальный институт (филиал)
ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический
университет им. И.И. Ползунова»**

Н.И. ЧЕРКАСОВА

ВВЕДЕНИЕ В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ

**Учебное пособие для студентов направления 13.03.02
«Электроэнергетика и электротехника»
всех форм обучения**

*Рекомендовано Рубцовским индустриальным институтом (филиалом)
ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова» в качестве учебного-методического пособия
для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика
и электротехника» всех форм обучения*

Рубцовск 2023 г

УДК 620.9(075.8)311

Черкасова Н.И. Введение в специальность: Учебное пособие для студентов направления 13.03.02 всех форм обучения. /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск: 2023. - 88 с.

Представлены основные положения «Основной профессиональной образовательной программы для подготовки бакалавров направления 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника», определены её цели и задачи. Приведены сведения о невозобновляемых и возобновляемых энергетических ресурсах, их характеристики. Показана структура энергетической системы и её основные элементы. Представлены технологические схемы электрических станций. Рассмотрены конструктивные особенности воздушных и кабельных линий, основные потребители электроэнергии и их режимы работы.

Рассмотрено и одобрено
на заседании НМС РИИ
Протокол № 6 от 29.06.2023

Рецензент: Начальник ПС500 кВ «Рубцовская»
ПАО «РОССЕТИ» - ЗАПАДНО-СИБИРСКОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Е.А. Питаленко

© Рубцовский индустриальный институт, 2023 г

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
В.1. Основная профессиональная образовательная программа, её цели и задачи	5
В.2. Характеристика профессиональной деятельности выпускника	6
В.2.1 Объекты профессиональной деятельности	7
В.2.2. Виды и задачи профессиональной деятельности	7
Глава 1. ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ	8
1.1. Общие сведения	8
1.2. Невозобновляемые источники энергии	9
1.2.1. Органические топлива (горючие)	9
1.2.2. Состав продуктов сгорания при сжигании органических топлив ..	10
1.2.3. Неорганические топлива (горючие)	16
1.2.4. Ядерная энергия и механизм тепловыделения	17
1.3. Возобновляемые источники энергии	18
1.3.1. Тепло недр Земли и толщи вод морей	18
1.3.2. Солнечная энергия	20
1.3.3. Энергия движения воздуха в атмосфере	20
1.3.4. Гидроэнергетические ресурсы	21
Контрольные вопросы	24
Глава 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА	25
2.1. Научно-технические, экономические и экологические аспекты электроэнергетики	25
2.1.1. Структура энергосистемы	26
2.1.2. История развития электроэнергетики в России	28
2.1.3. Формирование Единой энергетической системы страны	28
2.1.4. Назначение электрических сетей и основные требования к ним	30
2.1.5. Номинальные напряжения	31
Контрольные вопросы	34
2.1.6. Электрические станции	34
Контрольные вопросы	40
2.2. Синхронный генератор	41
2.2.1. Общие сведения	41
2.2.2. Принцип работы синхронного генератора	42
2.2.3. Конструктивные особенности синхронного генератора	42
2.3. Трансформаторы	43
2.3.1. Назначение трансформаторов	43
2.3.2. Принцип действия трансформатора	44
2.3.3. Автотрансформаторы	45
Контрольные вопросы	45
2.4. Коммутационные аппараты	46
2.4.1. Выключатели напряжением выше 1 кВ	46
2.4.2. Выключатели нагрузки	47

2.4.3. Плавкие предохранители	47
2.4.4. Разъединители	48
2.4.5. Отделители и короткозамыкатели	48
2.4.6. Изоляторы и шины распределительных устройств	48
2.4.7. Автоматические выключатели	48
2.4.8. Система обозначений	49
Контрольные вопросы	52
Глава 3. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	53
3.1. Конструктивное выполнение и условия работы воздушных линий	53
3.1.1. Провода ВЛ и тросы	55
3.1.2. Опоры ВЛ	57
3.1.3. Линейные изоляторы	64
3.1.4. Линейная арматура	65
3.1.5. Общие сведения о выполнении ВЛ	67
3.2. Кабели и кабельные линии	68
3.2.1. Кабельная арматура	71
3.2.2. Прокладка кабелей	71
3.3. Токопроводы и внутренние электрические сети	73
3.3.1. Токопроводы	73
3.3.2. Внутренние электрические сети	75
Контрольные вопросы	76
4. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	77
4.1. Основные потребители электроэнергии	77
4.2. Категории потребителей по требуемой степени надежности электроснабжения	78
4.3. Графики электрических нагрузок	79
Контрольные вопросы	83
5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕГО ОБЕСПЕЧЕНИЕ	84
5.1. Показатели качества	84
5.2. Баланс активной мощности и его связь с частотой	84
5.3. Влияние отклонения напряжения на работу потребителей	85
Контрольные вопросы	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Современное энергетическое хозяйство сложно и многогранно, оно быстро развивается. Создаются и внедряются принципиально новые типы энергетических установок, совершенствуется структура энергетического баланса, используется энергия новых, так называемых «нетрадиционных» источников энергии, в том числе энергия возобновляемых источников: энергия Солнца, геотермальная и ветровая энергия, энергия биомассы. Все это требует от современного молодого специалиста глубоких теоретических и экономических знаний во всех сферах энергетического хозяйства. Он должен уметь правильно оценивать энергетическую ситуацию, выбрать оптимальные пути (технические и экономические) энергоснабжения, в должной мере учитывая при этом экологические проблемы создания новых и эксплуатации существующих энергетических объектов.

Молодой специалист, приступающий к работе на объектах в области управления современным энергетическим хозяйством, должен владеть наряду с необходимыми знаниями в области проектирования, строительства и эксплуатации энергетических установок достаточно широким представлением о большинстве задач, которые приходится решать в области энергоснабжения, энергосбережения и охраны окружающей среды от загрязнения, возникающих при работе энергетических установок.

В.1.Основная профессиональная образовательная программа

Инструментом для подготовки бакалавра направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» является «Основная профессиональная образовательная программа» (ОПОП) – далее Программа.

Цель Программы – подготовка компетентных специалистов в соответствии с запросами общества, готовых к практической деятельности в области электроэнергетики и смежных областях, воспитание творческой и социально-активной личности, развитие её профессиональной культуры путем формирования общекультурных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций в соответствии с требованиями ФГОС ВО по данному направлению.

Общими целями в области обучения и воспитания по программе «Электроэнергетика и электротехника» являются:

формирование у студентов компетенций в области экономических, математических и естественных наук; формирование у студентов интереса к изучению технических средств, способов и методов для производства, передачи, распределения, преобразования, применения электрической энергии, управления потоками энергии, разработки и изготовления элементов, устройств и систем, реализующих эти процессы; предоставление высшего профессионально профилированного образования, позволяющего выпускнику успешно работать в избранной сфере деятельности, обладать универсальными и

специализированными компетенциями, способствующими его устойчивости на рынке труда.

Выпускник готов приступить к профессиональной деятельности сразу после окончания вуза. Целью ОПОП в области воспитания личности является формирование социально-личностных качеств студентов: целеустремленности, организованности, трудолюбия, ответственности, гражданственности, коммуникабельности, толерантности, развитие научной и профессиональной этики, способности аргументировано отстаивать свои профессиональные интересы и достижения, формирование общекультурных потребностей, укрепление нравственности, патриотизма, творческих способностей, социальной, культурной и научной адаптивности и т. п.

Основные задачи ОПОП:

- формирование теоретической базы знаний для овладения профессиональными компетенциями;
- развитие умений применять полученные знания для решения соответствующего класса практических задач;
- получение студентами практических навыков решения конкретных профессиональных задач;
- знакомство с реальными процессами производства и сокращение продолжительности адаптационного периода выпускников в реальном производственном процессе.

Срок освоения ОПОП составляет 4 года.

Объем программы бакалавриата в очной форме обучения, реализуемый за один учебный год, составляет 60 з.е.

Срок освоения ОПОП по заочной форме обучения составляет 5 лет.

Квалификация выпускника в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом – бакалавр.

Возможности продолжения образования

Бакалавр, освоивший основную профессиональную образовательную программу высшего образования по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», подготовлен для продолжения образования в магистратуре. В АлтГТУ также успешно функционирует аспирантура и докторантура по этому направлению. Он может, в целях повышения эффективности своей деятельности, освоить также основную образовательную программу по иному направлению высшего образования и/или профессиональные программы дополнительного образования.

В.2. Характеристика профессиональной деятельности выпускника

Область профессиональной деятельности выпускников, освоивших программы бакалавриата включает:

совокупность технических средств, способов и методов осуществления процессов: производства, передачи, распределения, преобразования, применения и управления потоками электрической энергии; разработку,

изготовление и контроль качества элементов, аппаратов, устройств, систем и их компонентов, реализующих вышеперечисленные процессы.

В.2.1. Объектами профессиональной деятельности выпускников, являются:

электрические станции и подстанции;
электроэнергетические системы и сети;
системы электроснабжения городов, промышленных предприятий, сельского хозяйства, транспортных систем и их объектов;
установки высокого напряжения различного назначения, электроизоляционные материалы, конструкции и средства их диагностики, системы защиты от молнии и перенапряжений, средства обеспечения электромагнитной совместимости оборудования, высоковольтные электротехнологии; электрические и электронные аппараты;
релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем;
электрические машины, трансформаторы, электромеханические комплексы;
электрическая изоляция, кабельные изделия и провода.

В.2.2. Виды и задачи профессиональной деятельности:

- производственно-технологическая;
- монтажно-наладочная;
- сервисно-эксплуатационная;

Задачи профессиональной деятельности выпускника

Выпускник, освоивший программу бакалавриата, должен быть готов решать следующие профессиональные задачи:

• производственно-технологическая деятельность: расчет схем и параметров элементов оборудования; расчет режимов работы объектов профессиональной деятельности; контроль режимов работы технологического оборудования; обеспечение безопасного производства; составление и оформление типовой технической документации;

• монтажно-наладочная деятельность: монтаж, наладка и испытания объектов;

• сервисно-эксплуатационная деятельность: проверка технического состояния и остаточного ресурса, организация профилактических осмотров, диагностики и текущего ремонта объектов профессиональной деятельности; составление заявок на оборудование и запасные части; подготовка технической документации на ремонт.

Содержание и организация образовательного процесса регламентируются учебным планом, образовательными стандартами учебных дисциплин, программами практик, методическими материалами. При реализации ОПОП предусматриваются следующие виды практик:

- учебная практика;
- производственная практика;
- преддипломная практика.

ГЛАВА 1. ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

1.1. Общие сведения

Под *энергоресурсами* понимаются материальные объекты, в которых сосредоточена возможная для использования энергия.

Энергия — количественная оценка различных форм движения материи, которые могут превращаться друг в друга, условно подразделяется по видам: химическая, механическая, электрическая, ядерная и т.д.

Из большого разнообразия ресурсов, встречающихся в природе, выделяют *основные*, используемые в больших количествах для практических нужд.

К *основным энергоресурсам* относят энергию рек, водопадов, различные органические топлива, такие как уголь, нефть, газ; ядерное топливо — тяжелые элементы урана и тория, а в перспективе легкие элементы и т.д.

Энергоресурсы разделяют на возобновляемые и невозобновляемые.

К первым относятся те, которые природа непрерывно восстанавливает (вода, ветер и т.д.), а ко вторым — ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь, нефть, газ и др.).

Энергия, непосредственно извлекаемая в природе (энергия топлива, воды, ветра, тепла Земли, ядерная), называется *первичной*.

Энергия, получаемая человеком после преобразования первичной энергии на специальных установках — станциях, называется *вторичной* (энергия электрическая, пара, горячей воды и т.д.).

Оценить запасы источников первичной энергии довольно сложно из-за различной оценки экономической целесообразности извлечения их из недр Земли и вод Мирового океана.

Пока человечество широко использует только энергию химических горючих, притом органического происхождения, запасы которых составляют всего доли процента всех ресурсов энергии на Земле.

Большое отличие в цифрах между геологическими и извлекаемыми запасами объясняется тем, что «экономическая целесообразность извлечения» определяется пока стоимостью энергоресурса, которая весьма неустойчива.

Надежным критерием целесообразности извлечения может быть лишь отношение энергоемкости извлекаемого источника энергии (ИЭ) к количеству затраченной энергии, которое должно быть больше единицы.

Оценить природные ресурсы делящегося ядерного топлива очень сложно. Число первичных ядерных топлив ограничено двумя — ураном и торием. Залежи этих элементов в земной коре и содержание в водах Мирового океана чрезвычайно рассредоточены и мало концентрированы.

1.2. Невозобновляемые источники энергии

1.2.1. Органические топлива (горючие)

Основные сведения. *Топливом* может быть названо любое вещество, способное при горении (окислении) выделять значительное количество теплоты. По определению, данному Д.И. Менделеевым, «топливом называется горючее вещество, умышленно сжигаемое для получения тепла». Практическая целесообразность топлива определяется его количественными запасами, удобством добычи, скоростью горения, теплотворной способностью, возможностью длительного хранения и безвредностью продуктов сгорания для людей, растительного и животного мира, а также оборудования. Существуют естественные (природные) виды топлив и искусственные.

Процесс освобождения химической энергии представляет собой реакцию окисления горючего. Поэтому химические топлива состоят из горючего и окислителя.

Горючие топлива бывают органического и неорганического происхождения. Те и другие могут быть твердыми, жидкими и газообразными. Окислителями служат вещества, включающие элементы с незаполненными внешними атомными оболочками, например, кислород, у которого не хватает двух электронов, фтор и хлор — по одному.

В энергетике для получения электрической энергии на тепловых электрических станциях (ТЭС) в основном используются топлива органического происхождения.

К *твердому топливу* относят: антрацит, каменный и бурый уголь, торф, дрова, сланцы, отходы лесопильных заводов и деревообделочных цехов, а также растительные отходы сельскохозяйственного производства — солому, костру, лузгу и др.

Твердые топлива используются в основном на ТЭС для получения электрической энергии, для отопления и технологических нужд промышленности.

К *жидкому топливу* относят нефть и различные продукты ее переработки: бензин, керосин, лигроин, разнообразные масла и остаточный продукт нефтепереработки нефти – мазут. Искусственное жидкое топливо и горючие смолы, а также масла получают при переработке твердых топлив.

До 70% и более жидких топлив используется на транспорте (авиация, автомобили, трактора, суда, тепловозы), около 30% сжигается в виде мазута на тепловых электростанциях. Сырую нефть в качестве топлива в котельных не применяют.

К *газообразному топливу* относят природный газ, добываемый из недр земли, попутный нефтяной газ, газообразные отходы металлургического производства (коксовый и доменный газ), крекингový газ, а также генераторный газ, получаемый искусственным путем из твердого топлива в особых газогенераторных установках.

Газообразные топлива (горючие) сжигаются на ТЭС для получения электрической и тепловой энергии и в очень небольшом количестве используются на транспорте.

1.2.2. Состав продуктов сгорания при сжигании органических топлив

Топливо в том виде, в каком оно поступает для сжигания в топки или в двигатели внутреннего сгорания и специальные аппараты, называется *рабочим*.

В общем случае в состав рабочего (твердого или жидкого) топлива входят углерод C , водород H , кислород O , азот N и летучая сера S , а также негорючие минеральные примеси — зола A и влага W .

Для рабочей массы топлива имеет место очевидное равенство

$$C_p + H_p + O_p + N_p + S_p + A_p + W_p = 100\%, \quad (1.1)$$

где C_p , H_p , O_p и т.д.— элементы рабочего топлива в процентах от общей массы топлива.

Характеристика топлива по составу его рабочей массы является весьма неустойчивой, так как для одного и того же сорта топлива в зависимости от способа его добычи, транспортирования и хранения содержание в нем S_p , A_p и W_p может значительно колебаться.

Влага, содержащаяся в топливе совместно с золой, называется *балластом топлива*.

Балласт значительно снижает ценность топлива, уменьшая его теплоту сгорания. Влага в топливе вредна тем, что, во-первых, на ее испарение при горении расходуется теплота и, во-вторых, уменьшается относительное количество горючего вещества в топливе. Наличие золы не только снижает теплоту сгорания, но и значительно затрудняет процесс горения в топке и ее эксплуатацию.

В естественных видах ископаемого твердого топлива встречается сера трех разновидностей:

- органическая S_o , связанная с другими элементами топлива C , H , N и O в виде сложных органических соединений;
- колчеданная S_k в виде пирита, колчедана FeS_2 ;
- сульфатная $S_{сульф}$ в виде солей серной кислоты (гипс, $FeSO_4$ и др.).

Сульфаты представляют собой высокие окислы серы, поэтому находящаяся в них сера гореть не может. Присутствующие в топливе органическая и колчеданная серы сгорают, образуя токсичный сернистый ангидрид SO_2 и (в небольших количествах) еще более токсичный серный ангидрид SO_3 . Выброс их с продуктами сгорания вызывает загрязнение воздушного бассейна.

Органическая и колчеданная сера образуют вместе летучую горючую серу $S_{л}$. Таким образом, общее содержание серы в топливе

$$S_{общ} = S_o + S_k + S_{сульф} = S_{л} + S_{сульф}.$$

Следовательно, в горючую часть топлива входит только летучая сера, остальная сера в горении участия не принимает и может быть отнесена к балласту (зола топлива).

Для правильного представления о тепловых свойствах топлива вводится понятие *горючей массы*, для которой

$$C_{\Gamma} + H_{\Gamma} + O_{\Gamma} + N_{\Gamma} + S_{\Gamma} = 100\%, \quad (1.2)$$

где нижний индекс показывает, что процентный состав отдельных элементов отнесен к горючей массе.

Название «горючая масса» носит условный характер, так как действительно горючими элементами являются только углерод, водород и сера. Углерод – преобладающий компонент твердых и жидких топлив, в которых его обычно содержится от 50 до 95%, тогда как содержание водорода H_{Γ} колеблется в пределах от 1 до 11, а серы S_{Γ} – от 0 до 8%. Горючую массу можно характеризовать как топливо, не содержащее золы и в абсолютно сухом состоянии. Содержание азота в горючей массе твердых топлив обычно составляет 1–2% по массе. Несмотря на столь малое количество, азот является весьма вредным компонентом, поскольку при сгорании азотсодержащих соединений в высокотемпературных топках образуются сильнотоксичные оксиды NO и NO_2 (они образуются также и из атмосферного азота, но в меньшей степени).

Для топлива, содержащего большое количество влаги (бурый уголь, торф, дрова, некоторые растительные отходы), в некоторых случаях удобно использовать понятие *сухой массы*, т.е. характеризовать состав абсолютно сухого топлива суммой элементов C_c , H_c , O_c , N_c , S_c и A_c . При этом

$$C_c + H_c + O_c + N_c + S_c + A_c = 100\%, \quad (1.3)$$

где индекс показывает, что процентный состав отдельных элементов отнесен к сухой массе.

Зольность топлива. *Золой* называют твердый негорючий остаток, остающийся после сжигания топлива в атмосфере воздуха. Зола может быть в виде сыпучей массы с плотностью в среднем 600 кг/м^3 и в виде сплавленных пластин и кусков, называемых шлаками, с плотностью до 800 кг/м^3 .

В состав золы большинства видов твердого топлива входят: глинозем Al_2O_3 , кремниевая кислота SiO_2 , известь CaO , магнезия MgO , щелочи Na_2O , окислы железа FeO и Fe_2O_3 .

Часть золы в топливе распределена довольно равномерно; другая часть, представляющая собой пустую породу, захваченную при разработке или добыче топлива, распределена неравномерно, но может быть сравнительно легко отделена. Процесс отделения золы, называемый *обогащением твердого топлива*, достаточно дорогой, поэтому применяется лишь для углей, предназначенных для коксования.

Зола способствует разрушению обмуровки топочных устройств и поверхностей камер сгорания, оседает в газоходах теплообменных аппаратов и ускоряет износобтекаемых поверхностей, а также засоряет окружающую местность.

Влажность топлива определяется по ГОСТ 11014—2001 высушиванием навески при 105—110 °С. Максимальная влажность массы W_p доходит до 50% и более и определяет экономическую целесообразность использования данного горючего материала и возможность его сжигания. Влага снижает температуру в топке и увеличивает объем дымовых газов. Для превращения 1 кг воды в пар комнатной температуры нужно затратить 2,5 МДж теплоты. Увеличенный объем дымовых газов требует дополнительной энергии на их удаление.

Очевидно, что *влага* является балластной примесью, так как уменьшает тепловую ценность исходного топлива. Кроме того, часть теплоты, выделяемой топливом при его сгорании, расходуется на испарение влаги.

Различают влагу внешнюю и внутреннюю, или гигроскопическую. К *внешней* относится влага, попадающая в топливо при его добыче, хранении или транспортировании, а также капиллярная, заполняющая многочисленные поры угля и торфа. Содержание внешней влаги в различных видах топлива колеблется в широких пределах — от нескольких процентов до десятков процентов. Эта влага может быть сравнительно легко удалена высушиванием.

Гигроскопическая и коллоидная влажность топлива зависят от его структуры и связаны с органическими веществами топлива и его минеральными примесями. В жидком топливе содержится только внешняя влага в капельно-жидком состоянии в виде эмульсии. Применительно к твердому топливу в топочной технике используют понятие *приведенной* влажности, под которой понимают отношение влажности топлива к количеству низшей теплоты сгорания топлива:

$$W_{п} = 1000W_p / Q_p . \quad (1.4)$$

Если $W_{п} < 3\%$, то топливо считается маловлажным (антрацит, каменные угли). Если $W_{п} = 3,89—8\%$, топливо считается высоковлажным (торф, бурые угли); топлива с промежуточными значениями $W_{п}$ составляют группу топлив средней влажности.

Летучие вещества. При нагревании твердого топлива без доступа воздуха его органическая масса разлагается, в результате чего образуются газы, водяные и смоляные пары, а также углеродосодержащий остаток. Суммарное количество выделяющихся *летучих веществ* увеличивается с увеличением температуры и времени выдержки.

Выход летучих веществ является важнейшей характеристикой горючей массы топлива и уменьшается по мере увеличения его возраста. Чем больше выход летучих веществ, т.е. чем больше топлива превращается при нагревании в горючий газ, тем проще зажечь это топливо и легче поддерживать устойчивое горение. Органическая часть древесных и горючих сланцев при нагревании без

доступа воздуха почти целиком переходит в летучие вещества ($V_{\Gamma} = 85-90\%$), в то время как у антрацитов $V_{\Gamma} = 3 - 4\%$. Именно большой выход летучих веществ определяет хорошую горючесть древесины. Примерный состав некоторых видов твердого топлива представлен в табл. 1.1. По данным таблицы можно сделать вывод, что основной горючей составляющей частью является углерод и водород.

Таблица 1.1

Примерный состав и теплотехнические характеристики горючей массы твердого топлива

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ, V_{Γ} , %	Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Жаро производительность, t_{\max} , °С	RO ₂ макс* Продуктов сгорания, %
	C _r	S _r	H _r	O _r	N _r				
Дрова	51	-	6,1	42,2	0,6	85	19	1980	20,5
Торф	58	0,3	6	33,6	2,5	70	8,12	2050	19,5
Горючий сланец	60-75	4-13	7-10	12-17	0,3-1,2	80-90	7,66	2120	16,7
Бурый уголь	64-78	0,3-6	3,8-6,3	15,26	0,6-1,6	40-60	27	-	19,5
Каменный уголь	75-90	0,5-6	4-6	2-13	1-2,7	9-50	33	2130	18,72
Полуантрацит	90-94	0,5-3	3-4	2-5	1	6-9	34	2130	19,32
Антрацит	93-94	2-3	2	1-2	1	3-4	33	2130	20,2

* RO₂ = CO₂ + SO₂

Жидкое топливо. Практически все жидкие топлива пока получают путем переработки нефти (бензин, керосин, дизельное топливо и мазут). Мазут, как и моторные топлива, представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в состав которых входят в основном углерод ($C_p = 84-86\%$) и водород ($H_p = 10-12\%$); $O_p + N_p = 1-2\%$; содержание воды и зольность не превышает 0,21,5%.

Мазуты, полученные из нефти ряда месторождений, могут содержать много серы (до 4,5—5%), что резко усложняет защиту окружающей среды при их сжигании.

Характеристики жидких топлив – продуктов переработки нефти – приведены в табл. 1.2.

Наиболее легкие сорта бензинов применяются в авиации и называются авиационными, более тяжелые — автомобильными. Лигроин и керосин могут применяться для тракторных, турбореактивных и других двигателей.

Из указанных выше жидких топлив в котельных и промышленных печах сжигаются только топочные мазуты, которые классифицируются по степени их вязкости: M20, M40, M60, M80, M100 и M120. Цифры в данных марках мазута указывают условную вязкость в градусах Энглера.

Характеристики жидких топлив, получаемых из нефти

Топливо	Состав горючей массы, %				Зольность сухого топлива, А, % с	Влага Рабо- чего топлива, W, % Р	Низшая теплота сгорания рабочего МДж/кг топлива
	Углерод Сг	Водород Нг	Сера Sr	Кислород Or + Nг и азот			
Бензин	85	14,9	0,05	0,05	0	0	43,8
Керосин	86	13,7	0,2	0,1	0	0	43,0
Дизельное	86,3	13,3	0,3	0,1	Следы	Следы	42,4
Солярное	86,5	12,8	0,3	0,4	0,02	Следы	42,0
Моторное	86,5	12,6	0,4	0,5	0,05	1,5	41,5
Мазут:							
малосернистый	86,5	12,5	0,5	0,5	0,1	1,0	41,3
сернистый	85	11,8	2,5	0,7	0,15	1,0	40,2
многосернистый	84	11,5	3,5	0,5	0,1	1,0	40,0

Основные свойства жидких топлив: плотность; испаряемость; вязкость; стабильность при хранении; температуры застывания, вспышки, воспламенения и самовоспламенения; антидетонационная стойкость и др.

По *испаряемости* жидкие топлива подразделяют на легкие (испаряются полностью и быстро при невысоких температурах) — бензин, бензол, газолин, керосин, лигроин — и на тяжелые (испаряются медленно и при высоких температурах) — мазуты. Бензины применяются в авиационных и автомобильных двигателях, керосины — в воздушно реактивных и тракторных, лигроины — в транспортных, мазуты сжигаются в топках котлов и печей.

Температура воспламенения горючего - температура окружающей среды, при которой начинается самоподдерживающееся длительное горение с поверхности горючего. Не следует путать эту температуру с *температурой вспышки*, которая характеризует способность паров жидкого горючего воспламеняться от пламени над поверхностью горючего.

Эти две температуры характеризуют условия хранения и обращения с топливом (пожарная опасность).

Температура самовоспламенения определяет способность топлива самовоспламеняться от постороннего источника (например, в дизелях это — нагретый от сжатия воздух, в карбюраторных двигателях — искра от электрической свечи).

Показателем воспламеняемости дизельных топлив является *цетановое число*, характеризующее склонность дизельного горючего к термическому

распаду, окислению и самовоспламенению. Чем больше цетановое число, тем легче самовоспламеняется горючее.

Октановое число характеризует стойкость жидкого топлива, обычно бензина, к *детонационному*, т.е. *взрывному*, сгоранию. Чем октановое число выше, тем склонность к детонации меньше. Если скорость нормального горения — скорость распространения фронта пламени — бензовоздушной смеси составляет 0,5–50 м/с, то скорость детонационного горения достигает 1500–3500 м/с, и горение охватывает весь объем смеси сразу, т.е. носит характер взрыва.

Детонация наблюдается в карбюраторных двигателях и ведет к повышению износа двигателя, уменьшению его мощности, увеличению расхода горючего. Чем выше давление смеси, тем больше при прочих равных условиях возможность и сила детонации. Это объясняется образованием в смеси перекисей, бурно реагирующих с кислородом.

Жидкие топлива имеют цетановое число 40–50, а октановые числа бензинов равны 60–98, для авиационных, более легких, бензинов — близки к 100.

Газообразные топлива. Газообразное по сравнению с другими видами топлив имеет ряд существенных преимуществ. Газообразное топливо сгорает при небольшом избытке воздуха, образуя продукты полного горения без дыма и копоти, не дает твердых остатков; удобно для транспортирования по газопроводам на большие расстояния и позволяет простейшими средствами осуществлять сжигание в установках самых различных конструкций и мощностей. Газообразное топливо подразделяется на естественное и искусственное. Естественное, в свою очередь, подразделяется на природное и нефтепромысловое.

Природный газ получают из чисто газовых месторождений, где он выбрасывается из недр земли под давлением, достигающим иногда до 100 ат и более. Основным его компонентом является метан CH_4 . Кроме того, в газе разных месторождений содержатся небольшие количества водорода H_2 , азота N_2 , высших углеводородов C_nH_m , оксида CO и диоксида CO_2 углерода. В процессе добычи природного газа его обычно очищают от сернистых соединений, но часть их (в основном сероводород) может оставаться. Кроме того, в бытовой газ для обнаружения утечек добавляют так называемые одоризаторы, придающие газоспецифический запах. Принято считать, что концентрация водяного пара в природном газе соответствует состоянию насыщения при температуре газа в трубопроводе.

Нефтепромысловые газы выделяются в большом количестве в районах месторождений нефти и особенно в районах эксплуатации нефтяных скважин.

При добыче нефти выделяется так называемый *попутный газ*, содержащий меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты. Проблема полного его использования сейчас весьма актуальна.

1.2.3. Неорганические топлива (горючие)

Неорганические горючие пока применяются только в ракетной технике. Те из них, которые способны реагировать с водой, гидрореагирующие горючие (ГРГ) имеют некоторые перспективы применения на морских судах и аппаратах.

Однако по мере исчерпания запасов органических горючих интерес к неорганическим должен повышаться, особенно к такому (самому распространенному), как кремний, составляющему 25% земной коры (в связанном виде). В качестве возможных горючих исследованы все элементы Периодической системы Д.И. Менделеева. Наилучшими показателями обладают металлические горючие — кремний (металлоид), алюминий, бериллий, литий (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Основные характеристики элементарных неорганических топлив

Горючее	Окислитель				
	Кислород			Фтор	
	ρ , г/см ³	Q_p , н кДж/кг	Продукты сгорания	Q_p , н кДж/кг	Продукты сгорания
Водород Н ₂	—	13 500	Н ₂ O газообразный	13350	HF газообразный
Литий Li	0,534	20 000	Li ₂ O твердый	23700	LiF твердый
Бериллий Be	1,85	2260	BeO »	20250	BeF ₂ »
Бор В	2,30	18200	B ₂ O ₃ »	15900	BF ₃ газообразный
Углерод С	2,25	28 970	CO ₂ газообразный	7670	CF ₄ »
Магний Mg	2,25	13120	MgO твердый	17750	MgF ₂ твердый
Алюминий Al	2,69	16100	Al ₂ O ₃ »	15500	AlF ₃ »
Кремний Si	2,40	14340	SiO ₂ »	14900	SiF ₄ газообразный

При нормальных условиях они находятся в твердом состоянии, поэтому их подают в камеру сгорания в составе суспензий, распыляют в виде порошка или вспыскивают в расплавленном состоянии. Можно также весь запас горючего поместить в камеру сгорания и, расплавив и воспламенив его с помощью порции обычного топлива, сжигать постепенно, регулируя подачу окислителя.

Условное топливо. Большая разница в величине теплоты сгорания различных видов топлива затрудняет в некоторых случаях проведение сравнительных расчетов, например, при выявлении запасов топлива, при оценке целесообразности применения разных сортов топлива и пр. Поэтому принято понятие условного топлива. *Условным* называется такое топливо, теплота сгорания 1 кг или 1 м³ которого (Q_{yc}) равна 29 330 кДж.

1.2.4. Ядерная энергия и механизм тепловыделения

Общие сведения. Ядерная энергия освобождается в виде тепловой в процессе торможения продуктов ядерного деления или синтеза атомных ядер, движущихся с большими скоростями, и поглощения их кинетической энергии веществом теплоносителя.

Известно, что *полная энергия связи* – энергия, необходимая для деления ядра на отдельные протоны и нейтроны.

Чтобы освобождение ядерной энергии началось, надо подвести некоторую начальную энергию – энергию активации E_a .

Деление ядер нейтронами. Попытки освобождения энергии связи ядра путем бомбардировки его протонами и другими заряженными частицами оказались неудачными из-за противодействия кулоновских сил. Освобождение ядерной энергии стало возможным после открытия в 1932 г. нейтрона Дж. Чадвиком (Англия) на основе экспериментов Бете и Беккера (Германия, 1930 г.), Ирен и Фредерика Жолио-Кюри (Франция, 1932 г.). Не обладая зарядом, нейтрон оказался идеальным снарядом для деления ядер, открытым О. Ганом и Ф. Штрассманом (Германия, 1939 г.).

По скоростям движения различают медленные (тепловые) нейтроны, энергия которых $E_n = 0,03 \dots 0,5$ эВ (скорость несколько тысяч метров в секунду, температура комнатная и несколько выше), промежуточные – $E_n = 1 \dots 10^3$ эВ и быстрые — $E_n = 10^5$ эВ и более.

Энергия активации зависит от вида ядер и применяемых «снарядов». Так, ^{235}U , ^{233}U и ^{239}Pu делятся под действием тепловых нейтронов, а ^{232}Th и ^{238}U – при бомбардировке быстрыми нейтронами.

Не все нейтроны, направляемые на мишень, сталкиваются с ее ядрами, а из столкнувшихся не все вызывают соответствующую реакцию.

Если нейтрон не поглощается ядром, а только сталкивается с ним, он теряет часть своей энергии, т.е. замедляется. При замедлении быстрый нейтрон может стать промежуточным, медленным (или тепловым).

Процесс деления ядра проще всего представить с помощью капельной модели. В ядре-капле действуют противоположные силы — электростатическое (кулоновское) отталкивание протонов стремится разорвать ядро-каплю на составные части, а поверхностные силы, обусловленные ядерным взаимодействием нуклонов, противодействуют распаду ядра. Ядро, поглотившее нейтрон, возбуждается и, подобно жидкой капле, начинает колебаться.

Бору удалось вывести правило (правило Бора), согласно которому ***ядра с нечетным числом нейтронов в основном делятся тепловыми нейтронами, тогда как ядра с четным числом нейтронов делятся только под действием быстрых нейтронов.***

Цепные реакции деления ядерных топлив. Для возникновения цепной реакции необходимо, чтобы в каждом последующем акте деления участвовало больше нейтронов, чем в предыдущем. Делящиеся ядерные топлива являются однокомпонентными. Тепловые нейтроны поглощаются делящимися изотопами

наиболее интенсивно. Сечение деления в тепловой области в сотни раз превышает сечение деления в области энергий быстрых нейтронов. Поэтому в атомных реакторах нейтроны замедляются в специальных веществах - *замедлителях*- воде, тяжелой воде, бериллии, графите и др.

Природный уран, добываемый из земной коры, содержит только 0,7% ^{235}U , делящегося при захвате тепловых нейтронов. Остальную массу составляет ^{238}U , осуществить цепную реакцию с которым можно только при тщательном расчете системы «топливо — замедлитель» в реакторах очень больших размеров. Это приводит к необходимости обогащать природный уран добавлением в него ^{235}U от 1-2 до 40–80% (первые цифры относятся к реакторам электростанций, а последние— к реакторам некоторых транспортных установок).

В двухступенчатом режиме с воспроизводством топлива можно использовать ^{238}U и ^{232}Th . Ни одно из них не делится под действием тепловых нейтронов, но, захватывая быстрые нейтроны, они превращаются в делящиеся изотопы ^{239}Pu и ^{233}U . Таким путем запасы ядерного топлива практически увеличиваются почти в 140 раз за счет энергии урана и еще в 2-3 раза - за счет энергии тория. Однако если учесть при этом различные потери, то энергоресурсы возрастут только в 15-25 раз. В расчете на это и планируется будущее ядерной энергетики (деления).

Кинетическая энергия продуктов реакции, попадающих в вещество теплоносителя, превращается в теплоту. Один килограмм ядерного топлива обеспечивает получение тепловой мощности 2000 кВт в течение года.

1.3. Возобновляемые источники энергии

1.3.1. Тепло недр Земли и толщи вод морей

Поток тепла из недр Земли, источником которого являются радиоактивные процессы внутри Земли, постоянен, но его плотность очень мала. Так, с углублением на каждые 33м температура повышается на 1°C. При глубине современного бурения скважин до 10—12 км и более можно получить перепад температур 300 °C и использовать его для превращения в электрическую и механическую энергии. Однако потери тепла в трубопроводах подачи рабочего тела и электропроводах термоэлектрогенераторов будут так велики, что получение полезной энергии на этом источнике энергии вряд ли окажется рентабельным в обозримом будущем[1].

В ближайшем будущем, наверное, будет легче использовать разность температур между нагретым воздухом и холодными слоями воды (в тропических морях) или между холодным воздухом и относительно теплыми слоями воды (в арктических морях). Здесь расстояние между источниками тепла небольшое и даже при малом перепаде температур (30–40 °C) получается относительно рентабельная установка по генерации полезной энергии.

Кроме этого, более выгодна возможность использования тепла горячих вод и газов, выбрасываемых из Земли через естественные каналы или специально пробуренные скважины (в подходящих местах).

На планете имеются значительные запасы энергии в виде *тепла земных недр*. Энергия глубинного тепла Земли практически неисчерпаема, и ее использование весьма перспективно. Земля непрерывно отдает в мировое пространство тепло, которое постоянно восполняется за счет распада радиоактивных элементов.

Термальные воды широко применяются для отопления и горячего водоснабжения в ряде стран. Так, столица Исландии – Рейкьявик – почти полностью обогревается подземным теплом. В больших масштабах термальные воды для теплоснабжения используют в Австралии, Новой Зеландии, Италии.

Практическое использование тепла Земли зависит от глубины залегания достаточно горячих источников. Чтобы объяснить природу геотермальных явлений, рассмотрим наиболее интересное из них – извержение вулканов. По мере увеличения глубины земной коры, или литосферы, повышается температура. На глубине 40 км температура равна 1200 °С. При этой температуре и атмосферном давлении произошло бы плавление пород. Однако в земных недрах на такой глубине повсеместного плавления не происходит из-за большого давления порядка 1210 МПа.

В тех местах, где давление, обусловленное весом покрывающих пород, снято или значительно уменьшено, происходит плавление. Подобные явления наблюдаются при перемещениях земной коры, когда наряду с образованием складок при сжатиях образуются трещины при растяжениях. Расплавившаяся в трещинах масса может достигать поверхности Земли и выходить в виде лавы, горячих газов и водяного пара. Иногда такая масса, поднимаясь по трещинам и разломам, не доходит до поверхности Земли вследствие расширения и уменьшения давления. При этом нагретые теплом больших глубин породы медленно остывают в течение десятков и сотен тысяч лет.

Передача тепла от массы к поверхности происходит за счет теплопроводности покрывающих пород и конвекции выделяющихся из массы горячих газов и водяного пара. Горячие газы и пар, поднимаясь по трещинам к поверхности Земли, могут встретить воду, которую они нагревают. Нагретая вода выходит на поверхность в виде горячих источников. Эта вода может быть использована на геотермальных электростанциях. Объем выходящей на поверхность воды с течением времени меняется.

Анализ работы геотермальных электростанций в Новой Зеландии и Италии показал, что со временем падают давление и температура в скважине, значительно оседает поверхность земли вокруг скважины на площади примерно в 6 км², а производительность скважин убывает со временем по экспоненциальному закону.

В настоящее время в России на Камчатке проектируются и создаются ГеоЭС (геотермальные электрические станции) на базе Мунтовского геотермального месторождения общей мощностью 300 МВт.

Геотермальная энергетика России (геотермальные электрические станции и геотермальные тепловые станции) в перспективе может составить ощутимую долю (до 8%) общей выработки энергии на ТЭС, ТЭЦ, АЭС и локальных системах теплоснабжения.

Геотермальная энергетика сегодня – экологически чистые технологии выработки электричества и тепла. Современные экологически чистые ГеоЭС исключают прямой контакт геотермального рабочего тела с окружающей средой и выбросы вредных парниковых газов (прежде всего CO_2) в атмосферу. С учетом лимитов на выбросы углекислого газа ГеоЭС и ГеоТС имеют заметное экологическое преимущество по сравнению с тепловыми электростанциями, работающими на органическом топливе.

Камчатка и Курильские острова располагают уже разведанными запасами геотермальной энергии – до 2000 МВт (электрических) и 5000 МВт (тепловых), которые позволяют в короткие сроки полностью решить проблему электро- и теплоснабжения этих районов на многие годы вперед (до 100 лет).

1.3.2. Солнечная энергия

Солнце обладает огромными запасами энергии. Рассеиваемая в течение года энергия Солнца оценивается фантастической цифрой $-3,48 \cdot 10^{30}$ кВт·ч. На поверхность Земли в течение года приходит $7,5 \cdot 10^{17}$ кВт·ч.

Электромагнитная энергия падающего перпендикулярно на верхний слой атмосферы солнечного излучения составляет примерно $1,35$ кВт/м². Из-за отражения и поглощения излучения в атмосфере в средних широтах Земли достигает не более 10% этой энергии. Но даже при плотности населения 200 человек/км² энергия солнечного излучения составляет 700 кВт·ч на одного человека.

Важнейшее достоинство солнечного излучения — безвредность для окружающей среды процесса превращения его энергии в полезные виды. Более того, если при интенсивном использовании термоядерной энергии существует опасность перегрева атмосферы (по некоторым подсчетам, термоядерное выделение на всей Земле не должно превышать 5% энергии солнечного излучения, достигающего земной поверхности), то при больших масштабах превращения солнечной энергии в электрическую это явление может даже несколько компенсироваться. Удобно также, что солнечная энергия не нуждается в специальных средствах доставки.

В связи с малой плотностью потока энергии излучения и его неравномерностью из-за смены дня и ночи, перемен погоды необходимо решать две трудные задачи: по концентрации солнечной энергии и ее накоплению (аккумуляции).

1.3.3. Энергия движения воздуха в атмосфере

Ветер — один из первых источников энергии, освоенных человеком. Запасы ветра в 100 раз превышают запасы гидроэнергии рек, однако в настоящее время двигатели, использующие энергию ветра, имеют

установленную мощность всего 1300 МВт и дают в год около 107 МВт·ч энергии, что составляет примерно 0,002 мировых потребностей. Тем не менее энергетический кризис в ряде стран Запада заставил вернуться к использованию и этого источника энергии. Составлены национальные программы исследований и разработок по созданию усовершенствованных ветряных двигателей электростанций.

На Земле существуют постоянные воздушные течения к экватору со стороны Северного и Южного полушарий, которые образуют систему пассатов.

Помимо постоянных движений воздушных слоев, существуют периодические движения воздуха с моря на сушу и обратно в течение суток (бризы) и года (муссоны). Происхождение бризов и муссонов обусловлено различными температурами нагрева воды в морях и поверхности суши вследствие их различной теплоемкости.

При современных аэродинамически совершенных винтах и преобразующих устройствах $2,6 \cdot 10^6$ м² фронта ветра могут дать мощность 150 МВт при любой скорости ветра, превышающей 6–8 км/ч.

Неустойчивость ветра приводит к необходимости применения средств аккумуляции энергии. Это удорожает установку, и в целом стоимость получаемой энергии оказывается выше, чем на гидроэлектростанциях и на многих тепловых электростанциях.

В таблице 1.4 приведены данные по использованию энергии ветра в различных странах мира.

Таблица 1.4

Производство энергии на ветровых электростанциях

Страна	Производство энергии, МВт, в год					Темпы роста, %
	на конец 1997 г.	на конец 1998 г.	на конец 1999 г.	На сентябрь 2000 г.	прирост в 2000 г.	
Германия	2081	2875	4443	5432	989	22,26
США	1673	1820	2473	2495	22	0,90
Испания	427	834	1542	2099	557	36,12
Дания	1066	1383	1771	2016	245	13,83
Китай	166	214	261	302	41	15,71
Греция	29	39	82	186	104	126,83
Япония	18	40	68	81	13	19,12
Марокко	0	0	0	54	54	100,00
Египет	5	5	35	53	18	51,43
Россия	5	5	5	5	0	0

1.3.4. Гидроэнергетические ресурсы

Гидроэнергетические ресурсы на Земле оцениваются величиной 33 000 ТВт·ч в год, но по техническим и экономическим соображениям из всех запасов доступны от 4 до 25%. Общий гидропотенциал рек России исчисляется

в 4000 млн МВт·ч (450 тыс. МВт среднегодовой установленной мощности), что составляет приблизительно 10-12% от мирового.

В таблице 1.5 приводятся данные о гидроресурсах в различных странах мира.

Таблица 1.5

Гидроресурсы различных стран

Страна	Мощность, ГВт	
	при среднегодовых воды (обеспеченность 50%)	расходах при минимальных расходах воды (обеспеченность 95%)
Россия	230,4	79,5
США	53,9	25,0
Канада	25,1	15,85
Япония	13,2	5,6
Норвегия	20,0	12,0
Швеция	8,9	2,9
Франция	5,8	3,4
Италия	5,2	2,8
Швейцария	3,8	2,4
Испания	5,0	2,9
Германия	3,7	1,5
Англия	1,2	0,6

Известно, что первоисточником гидроэнергии является солнечная энергия. Вода океанов и морей, испаряясь под действием солнечной радиации, конденсируется в высоких слоях атмосферы в виде капелек, собирающихся в облака. Вода облаков падает в виде дождя в моря, океаны и на сушу или образует мощный снеговой покров гор. Дождевая вода дает начало рекам, питающимся подземными источниками. Круговорот воды в природе происходит под влиянием *солнечной радиации*, благодаря которой появляются начальные процессы круговорота – испарение воды и движение облаков. Таким образом, кинетическая энергия движущейся в реках воды есть, образно говоря, освобожденная энергия Солнца.

В отличие от невозобновляемой химической энергии, запасенной в органическом топливе, кинетическая энергия движущейся в реках воды возобновляема – на гидроэлектростанциях она превращается в электрическую энергию.

Свойство возобновляемости гидроэнергии является важным преимуществом ГЭС. К их преимуществам относятся также:

1) небольшая стоимость эксплуатации и отсюда низкая себестоимость энергии, вырабатываемой на ГЭС;

2) большая надежность работы, объясняемая отсутствием высоких температур и давлений в гидротурбинах и относительно невысокими скоростями вращения этих турбин и гидрогенераторов;

3) высокая маневренность, определяемая небольшим временем, требующимся для включения в работу, набора нагрузки, а также останова ГЭС (это время составляет всего несколько минут).

Строительство ГЭС во многих случаях решает также задачи снабжения водой городов, промышленности и сельского хозяйства (орошение).

Работа ГЭС в отличие от ТЭС не ухудшает санитарного состояния воздушной среды и качество воды в водоемах. Недостатками ГЭС являются их более высокая стоимость и большой срок строительства в сравнении с ТЭС. Однако эти недостатки обычно компенсируются преимуществами ГЭС.

Энергия приливов и отливов. К использованию этих видов энергии в последнее время проявляется значительный интерес.

Наибольшей высоты приливы достигают в некоторых заливах и окраинных морях Атлантического океана – 14-18 м. В Тихом океане у побережья России максимальные приливы бывают в Пенжинской губе Охотского моря – 12,9 м. У берегов Кольского полуострова в Баренцевом море они не превышают 7 м, но в Белом море, в Мезенской губе, достигают 10 м. В окраинных морях Северного Ледовитого океана приливы невелики – 0,2-0,3 м, редко 0,5 м. Во внутренних морях – Средиземном, Балтийском, Черном – приливы почти незаметны.

Доступный для использования потенциал приливов в европейской части России оценивается в 40 млн МВт (16 тыс. МВт среднегодовой установленной мощности), а на Дальнем Востоке – в 170 млн МВт.

Течения и волнения в Мировом океане велики и чрезвычайно разнообразны. Скорости течений достигают высоких значений, например, у Гольфстрима 2,57 м/с (9,2 км/ч) при глубине 700 м и ширине 30 км. Правда, чаще они не превышают нескольких сантиметров в секунду.

Максимальные параметры волнений: высота волн – 15 м, длина – 800 м, скорость – 38 м/с, период – 23 с. В толще вод возникают и внутренние волны, обнаруженные впервые Ф. Нансеном в 1902 г., амплитуда их от 35 до 200 м. При амплитуде же в 1 м, ширине 5 м и скорости распространения 10 м/с энергия волны достигает 267 кВт. Это показывает, как велики ее запасы в этих источниках энергии.

В настоящее время сооружено несколько мощных электростанций, использующих энергию приливов. Однако большая стоимость сооружения таких станций, трудности, связанные с неравномерностью их работы (пульсирующий характер выдачи мощности), не позволяют пока считать приливные станции достаточно эффективными, в связи с чем развитие их идет медленно. Общая мощность приливных волн оценивается в 2-3 ТВт, однако мощность приливов в местах, удобных для использования, значительно меньше.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные возобновляемые и невозобновляемые энергетические ресурсы.
2. Назовите элементарный состав твердого топлива и виды массы топлива.
3. Что является основной характеристикой любого вида топлива?
4. Что такое условное топливо?
5. Назовите основной принцип получения тепловой энергии на атомных станциях.

ГЛАВА 2.ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

2.1. Научно-технические, экономические и экологические аспекты электроэнергетики

Электроэнергия является наиболее универсальным видом энергии. Она легко передается на расстояние, дробится на части и с высоким КПД преобразуется в другие виды энергии.

Электроэнергия получается из других видов энергии, но с меньшим КПД:

- на тепловых электростанциях (ТЭС) 35...40%;
- на атомных электростанциях (АЭС) 30...33%;
- на гидроэлектростанциях (ГЭС) 90...92%.

Повышение КПД на электрических станциях наталкивается на значительные трудности.

В настоящее время на долю электроэнергии в России приходится немногим более 15% суммарного потребления всех видов энергии.

Накапливать электрическую энергию в больших количествах сегодня практически нельзя, и поэтому с помощью современных автоматических средств управления постоянно поддерживается равновесие между вырабатываемой и потребляемой электрической энергией.

Физическая природа электричества рассматривается в двух аспектах: корпускулярном (молекулярном), т.е. в виде потока электронов, и волновом, т.е. в виде электромагнитного поля, имеющего различные проявления в электроэнергетике.

При молекулярном аспекте за единицу электроэнергии принимают 1 МэВ, а при волновом - 1 кВт·ч. $1 \text{ МэВ} = 4,42 \cdot 10^{-20} \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

В электроэнергетике электрическая энергия рассматривается в волновом аспекте.

Электрические линии представляют собой волноводы, которые оказываются относительно простым средством передачи больших количеств энергии при низких частотах (50 или 60 Гц).

Передача энергии возможна и целесообразна, если передаваемая мощность потребителю много больше мощности, выделяемой в проводниках ЛЭП, вследствие их нагревания (потерь мощности) $P_{\text{потр}} \gg \Delta P$.

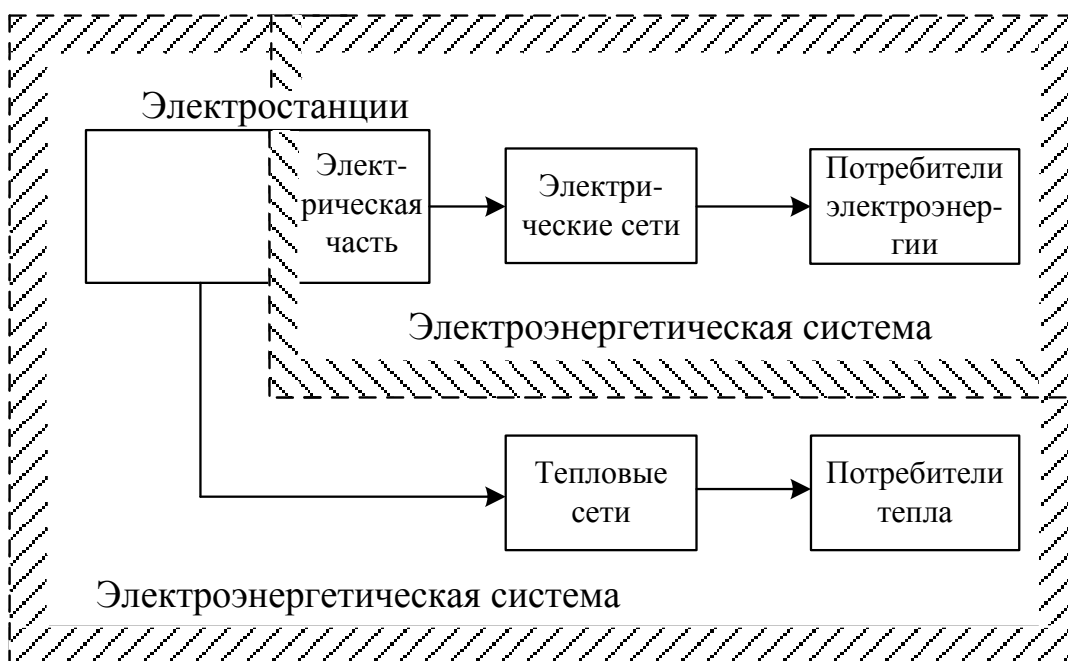
Энергия может также передаваться путем транспорта нефти, газа и угля. При решении вопроса о транспорте энергии различные способы сравниваются на основе технико-экономических расчетов. Стоимость транспортировки нефти и газа ниже остальных, но если они идут на производство электроэнергии, то стоимость передачи возрастает примерно в три раза.

Существует несколько критериев для выбора способа передачи энергии: удельная стоимость энергии, географические условия, желательная пропускная способность, технические характеристики и влияние на окружающую среду.

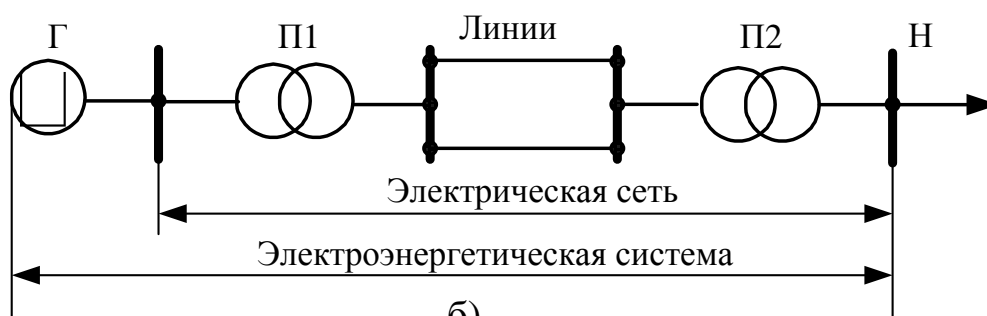
При строительстве ЛЭП появляется полоса отчуждения в среднем на 1 км ЛЭП 3 га, а если напряжение 500 кВ и выше, то в 2 раза больше. Сильные электромагнитные поля оказывают вредное биологическое влияние на живые организмы. Появляются акустические шумы, озонирование и образование окислов азота, имеют место радиопомехи.

2.1.1. Структура энергосистемы

Энергетическая система (ЭС), от которой питаются промышленные предприятия, города и населенные пункты, включает в себя электроэнергетическую систему (ЭЭС), рис. 2.1, а), системы тепло-, газо- и водоснабжения.



а)



б)

Рис. 2.1. Схема производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии

Главными элементами ЭС являются электрические станции различных типов. Основной тип – тепловая электрическая станция (ТЭС).

Вырабатываемый в парогенераторе пар направляется в турбину, которая является первичным двигателем для синхронного генератора (СГ), вырабатывающего электрическую энергию. Кроме паровых турбин применяются газовые турбины. Раскаленный газ от сжигаемого топлива направляется непосредственно на турбину (в этом случае парогенератор – очень сложное устройство оказывается не нужен). На гидростанциях (ГЭС) турбина приводится во вращение направленным потоком воды.

Электроэнергетической системой называется совокупность элементов, предназначенных для получения, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Электрическая система есть электрическая часть энергетической системы и питающиеся от нее приемники электрической энергии.

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии. Она состоит из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Трансформаторы и дополнительные устройства электрических сетей устанавливаются на подстанциях, где имеются распределительные устройства (РУ), обеспечивающие соединения и переключения элементов электрической сети. Функции распределения электроэнергии имеют, кроме того, так называемые распределительные пункты (РП), которые отличаются от подстанций тем, что не имеют силовых трансформаторов.

Развитие энергетики и электрификации в значительной мере определяет уровень развития всей экономики страны. В процессе перестройки и перехода к рыночным отношениям производство электроэнергии в России с 1990 по 1998 г. сократилось с 1057 до 812 млрд. кВт·ч, что указывает на упадок экономики в этот период. Лишь с 2000 года вновь начался рост производства электроэнергии.

Основу российской энергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью соответственно 132,1 и 43,8 млн. кВт и 9 атомных электростанций мощностью 22,1 млн. кВт.

Подобно кровеносной системе человека эти огромные потоки энергии доставляются от электрических станций к потребителям (домам, предприятиям, заводам, селам, фермам, транспорту и т.д.) по электрическим сетям, объединенным в мощные энергетические системы. Протяженность сетей России в настоящее время составляет около 3 млн. км.

Чтобы энергетические системы и сети надежно и экономично работали, надо понимать сложные процессы в линиях сверхвысоких, высоких и других напряжений. Надо уметь правильно эти сети проектировать и эксплуатировать.

2.1.2. История развития электроэнергетики в России

Еще в 1750 г. М.В. Ломоносов говорил, что с помощью изолированной проволоки можно будет передавать "электрическую силу на великое расстояние до тысячи сотен метров и далее". В 1875 г. русским электротехником Пироцким была осуществлена передача на расстояние свыше 1 км мощности около 4,5 кВт. Такая мощность равна примерно мощности одного небольшого современного индивидуального дома. В 1880 г. русским ученым-электротехником Д.А.Лачиновым были впервые теоретически обоснованы возможность передачи электрической энергии на большие расстояния и необходимость повышения напряжения при увеличении мощности и дальности передачи. Важнейшим этапом развития передач явился переход от постоянного тока к переменному благодаря изобретению в 1876 г. русским электротехником П.Н.Яблочковым трансформатора и созданию М.О.Доливо-Добровольским системы переменного трехфазного тока. Это позволило значительно увеличить передаваемые мощности при более высоком напряжении. Однако слабое развитие электрификации дореволюционной России вызвало отставание в сооружении линий. План ГОЭЛРО, принятый 22 декабря 1920 г., рассчитанный на 10-15 лет, предусматривал сооружение 30 новых электростанций общей мощностью 1,75 млн. кВт, рост выработки электроэнергии до 8,8 млрд. кВт·ч. в год, а также строительство сетей 35 и 110 кВ для передачи мощности к узлам нагрузки и соединения электростанций на параллельную работу. План ГОЭЛРО определил основные направления научно-технического прогресса в электроэнергетике: концентрация генерирующих мощностей на крупных электростанциях, создание энергосистем и их объединение в масштабе всей страны.

2.1.3. Формирование Единой энергетической системы страны

ЕЭС СССР, начавшееся с создания ЕЭС Европейской части, было вызвано сооружением в 50-х годах мощных ГЭС на Волге и линий электропередачи сверхвысоких напряжений 400-500 кВ. Еще в 20-х годах в связи с внедрением напряжения 110 кВ сформировались энергосистемы основных промышленных районов страны: Москвы, Ленинграда, Донбасса, Урала и др. В 1940 г. была сооружена первая межсистемная связь 220 кВ Днепр-Донбасс и было организовано Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Южной энергосистемы. В 1956 г. передача электроэнергии из Куйбышева от Волжской ГЭС им. Ленина в Москву была осуществлена на напряжение 400 кВ переменного тока. В дальнейшем эта электропередача была переведена на напряжение 500 кВ. Непрерывная цепочка линий 500 кВ Волгоград-Москва-Куйбышев (Самара)-Челябинск-Свердловск (Екатеринбург)-Нижний Тагил длиной 3000 км связала объединенные энергосистемы Поволжья, Центра и Урала. В эту систему была подключена и передача постоянного тока, соединившая Волгоград и Донбасс. Объединенная энергосистема Юга была связана с системами Северного Кавказа, Закавказья, Северо-Запада, Центра. В 1972 г. в состав ЕЭС вошла ОЭС Казахстана. В 1978 г. был сделан важнейший

шаг на пути к завершению формирования Единой энергосистемы страны: на параллельную работу с ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири. Это произошло в сентябре 1978 г. на подстанции 500 кВ "Рубцовская".

В последнее время в связи с проведением акционирования и приватизации электроэнергетического комплекса было создано РАО «ЕЭС России» и 42 региональных АО-энерго.

Сегодня в России существует 7 объединенных энергосистем: ОЭС Центра, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Сибири, ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Востока.

Целесообразность создания мощных объединенных энергосистем и Единой энергосистемы обусловлена их большими технико-экономическими преимуществами, которые заключаются в следующем:

1. В энергообъединении повышается надежность электроснабжения потребителей. Если повреждается какой-либо элемент (генератор, трансформатор или линия), то потребитель продолжает получать энергию от системы через другие неповрежденные элементы. При дефиците мощности в данной энергосистеме энергия может поступать по межсистемным связям от других энергосистем.

2. Использование несовмещения максимумов нагрузок. В ОЭС из-за большой разницы во времени максимумы нагрузок у потребителей не совпадают. Происходят обменные передачи мощности между регионами разных часовых поясов. Это выравнивает график нагрузки, приводит к снижению максимума нагрузки системы, улучшению условий загрузки агрегатов.

3. Уменьшение резервов мощностей в каждой системе в связи с возможностью передачи мощности из одной энергосистемы в другую.

4. Использование более крупных агрегатов. Это позволяет улучшить их технические характеристики и снизить удельную стоимость выработанной электроэнергии.

5. Более полное использование генерирующих мощностей электростанций, а также природных ресурсов за счет равномерной загрузки станции длительное время.

6. Повышение качества электроэнергии.

При проектировании электрических сетей и систем необходимо учитывать вопросы охраны **окружающей среды**.

Повышение экологических требований к электростанциям приводит к удалению их от центров потребления. Повышение экологических требований к электрическим сетям проявляется в необходимости сокращения занимаемых ими земельных площадей. Из этого вытекают новые технические решения:

- а) широкое распространение многоцепных линий электропередачи, до четырех цепей разных напряжений на одной опоре;
- б) внедрение оборудования с элегазовой изоляцией;
- в) расширение применения кабелей высокого напряжения.

2.1.4. Назначение электрических сетей и основные требования к ним

Основным назначением электрических сетей является электроснабжение потребителей, то есть передача электроэнергии от источников питания и распределение ее между потребителями. Электрическая сеть объединяет для совместной работы электростанции и потребителей электроэнергии, позволяет передавать энергию на большие расстояния.

Требования к электрическим сетям

Имеется пять основных требований к электрическим сетям:

1. Надежность электроснабжения потребителей.
2. Качество электрической энергии.
3. Экономичность сооружения и эксплуатации.
4. Безопасность и удобство эксплуатации.
5. Возможность дальнейшего развития без коренной реконструкции сети.

1. Надежность работы. *Надежным* считается электроснабжение, при котором в случае аварийных повреждений элементов электрической сети питание восстанавливается в течение времени, необходимого для производства ручных переключений без выполнения ремонта поврежденного элемента. *Бесперебойным* считают электроснабжение, если при аварийных повреждениях питание электроприемника не нарушается или имеет место перерыв в подаче электроэнергии на время работы автоматических устройств (1 – 3 с).

Наличие резервных источников питания обеспечивает резервирование, которое наиболее полно используется при замкнутой работе электрических сетей. Для осуществления надежного электроснабжения кроме резервирования необходимы надежно действующие устройства релейной защиты и автоматики: АПВ-автоматическое повторное включение, АВР-автоматическое включение резерва, АЧР-автоматическая частотная разгрузка и др.

2. Качество электрической энергии. Каждый потребитель должен обеспечиваться качественной электроэнергией. Для характеристики качества электроэнергии применяются специальные показатели качества, которые установлены государственным стандартом (ГОСТ 13109-97). К показателям качества электроэнергии относятся: отклонение частоты от номинального значения, отклонение напряжения от номинального значения, коэффициенты несимметрии и несинусоидальности трехфазной системы напряжений и др.

3. Экономичность сооружения и эксплуатации. При проектировании электрической сети следует соразмерить средства, вложенные на сооружение сети, и расходы, которые будут идти на ее эксплуатацию. Для этого используют специальные критерии, например, полные затраты на сооружение и эксплуатацию в течение экономического срока службы сети.

4. Безопасность. Для обеспечения безопасности персонала энергосистем и других лиц согласно ПУЭ применяют заземления, ограждения, сигнализацию, охрану, специальную одежду и другие приспособления. Провода подвешиваются высоко над землей, в некоторых случаях вместо ВЛ сооружают КЛ.

5. Возможность дальнейшего развития. Вследствие изменения нагрузок потребителей, а также появления новых потребителей электрическая сеть находится в состоянии развития, модернизации и реконструкции. Дистраиваются, заменяются, реконструируются электростанции, линии, подстанции, устанавливаются новые системы управления. Необходимо так проектировать электрическую сеть, чтобы она давала возможность дальнейшего расширения и развития.

2.1.5. Номинальные напряжения

Напряжение, при котором электроустановка имеет наиболее целесообразные технические и экономические характеристики, называется **номинальным**.

Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением. Различают номинальные напряжения ЛЭП, генераторов, трансформаторов и электроприемников. Номинальным напряжением ЛЭП считается напряжение сети, элементом которой она является. Номинальное напряжение электроприемника совпадает с номинальным напряжением сети, к которой он подключается. Номинальное напряжение генераторов по условию компенсации потерь напряжения в сети принимается на 5 % выше номинального напряжения сети. Номинальные напряжения обмоток трансформатора принимаются равным номинальному напряжению сети или на 5% выше в зависимости от вида трансформатора и напряжения сети. В таблице 2.1 приведены номинальные напряжения сети, генераторов и трансформаторов, принятые в России.

Номинальные напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

До 1кВ при трехфазном переменном токе приняты номинальные междуфазные напряжения: 40, 60, 220, 380 и 660 В.

вновь проектируемых сетей.

До 1кВ при трехфазном переменном токе приняты номинальные междуфазные напряжения: 40, 60, 220, 380 и 660 В.

Таблица 2.1

Номинальные междуфазные напряжения сетей и присоединенных к ним источников и приемников энергии (ГОСТ 21128-83)

Сети	генераторы	Трансформаторы и автотрансформаторы				Наибольшее рабочее напряжение
		без РПН		с РПН		
		обмотки		обмотки		
		первичная	вторичная	первичная	вторичная	
(3)	(3,15)	(3),(3,15)	(3,15),(3,3)	-	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12,0
20	21	20	22	20; 21	22	24,0
35	-	35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110	-	-	121	110; 115	115; 121	126
150	-	-	(165)	(158)	(158)	(172)
220	-	-	242	220; 230	230; 242	252
330	-	330	347	330	330	363
500	-	500	525	500	-	525
750	-	750	787	750	-	787
1150	-	-	-	1150	-	1200

Классификация электрических сетей

Существуют несколько способов классификации электрических сетей.

Каждая сеть характеризуется следующими основными показателями:

1. По конструктивному исполнению различают воздушные линии, кабельные линии, токопроводы промышленных предприятий и проводки внутри зданий и сооружений.

Воздушной линией электропередачи называется устройство, предназначенное для передачи (и распределения) электроэнергии по проводам на расстояние.

Кабельной линией называется линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, прокладываемых чаще всего в земле, а также в каналах, тоннелях, на эстакадах и пр.

Токопроводом является устройство для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций. Они бывают гибкие и жесткие. Токопроводы на напряжение до 1 кВ называют шинпроводами и изготавливают в виде отдельных секций из жестких шин.

Электропроводки подразделяются на внутренние и наружные. Внутренние проводки выполняются изолированным, в недоступных местах неизолированным проводом или небронированным кабелем, сечением до 16 мм², который прокладывается на изоляторах или в трубах по потолкам, стенам и внутри стен.

2. По роду тока сети делятся на сети постоянного и переменного тока. ЛЭП постоянного тока применяются для дальнейшего транспорта электрической энергии и связи электрических сетей с разными номинальными частотами или с разными подходами к регулированию при одной номинальной частоте (вставки постоянного тока или линии нулевой длины). В России ЛЭП постоянного тока почти не используются (Волгоград – Донбасс на 800 кВ, 376 км). Для связи с другими странами используются вставки постоянного тока. За рубежом в разных странах существуют несколько десятков ЛЭП постоянного тока, среди которых самой мощной является Итайпу – Сан Паулу (Бразилия) с номинальным напряжением 1200 кВ, длиной 783 км и пропускной способностью 6,3 млн кВт.

ЛЭП переменного трехфазного тока используются повсеместно. В России ЛЭП высокого напряжения впервые была построена в 1922 г. (110 кВ). Рост номинального напряжения ЛЭП переменного тока шел примерно с интервалом времени в 15 лет. Первые экспериментальные участки ЛЭП 1150 кВ были построены в 1985 г.

3. По номинальному напряжению, определяющему величины передаваемых мощностей, размеры ЛЭП, оборудования подстанций, условно различают сети сверхвысокого напряжения номинальным напряжением 330 кВ и выше, высокого напряжения – 110 - 220 кВ, сети среднего напряжения 3 – 35 кВ и низкого напряжения - до 1000 В.

4. По конфигурации схемы сети делятся на замкнутые и разомкнутые.

5. По выполняемым функциям будем различать системообразующие, питающие и распределительные сети.

Системообразующие сети напряжением 330-1150 кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электростанции и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Системообразующие сети осуществляют системные связи, т.е. связи очень большой длины между энергосистемами. Режимом системообразующих сетей управляет диспетчер объединенного диспетчерского управления (ОДУ). В ОДУ входит несколько районных энергосистем - районных энергетических управлений РЭУ. Так, ОДУ Сибири объединяет РЭУ "Алтайэнерго", "Кузбассэнерго", "Новосибирскэнерго", "Томскэнерго", "Омскэнерго", "Иркутскэнерго", "Красноярскэнерго", "Читаэнерго" и "Бурятэнерго".

Питающие сети – это сети, по которым энергия подводится к подстанциям или распределительным пунктам (РП). Питающие сети обычно выполняются замкнутыми, как правило, напряжение этих сетей 110-220 кВ.

Районная подстанция имеет обычно высшее напряжение 110-220 кВ и низшее напряжение 6-35 кВ. На этой подстанции устанавливают трансформаторы, позволяющие регулировать под нагрузкой (РПН) напряжение на шинах низшего напряжения. Эти шины - центр питания (ЦП) распределительной сети, которая присоединена к ним.

Сети 110-220 кВ обычно оперативно подчиняются РЭУ. Их режимом управляет диспетчер РЭУ.

Распределительные сети предназначены для передачи электроэнергии на небольшие расстояния, это сети, к которым непосредственно подсоединяются электроприемники и трансформаторные пункты. Обычно это сети с номинальным напряжением до 20 кВ, однако часто к распределительным сетям относят и разветвленные сети более высоких напряжений.

По месту расположения и характеру потребителей распределительные сети подразделяются на промышленные, городские и сельские, электрифицированных железных дорог, магистральных нефте- и газопроводов. Преимущественное распространение в распределительных сетях имеет напряжение 10 кВ; сети 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной двигательной нагрузки или ТЭЦ с генераторным напряжением 6 кВ.

Для электроснабжения больших промышленных предприятий и крупных городов осуществляется глубокий ввод высокого напряжения, т.е. сооружение подстанций с первичным напряжением 110-500 кВ вблизи центров нагрузок.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается преимущество электрической энергии перед другими видами энергий?
2. В каких двух аспектах рассматривается физическая природа электричества?
3. Какими технико-экономическими преимуществами обусловлено создание Единой энергосистемы?
4. Перечислите 7 объединенных энергосистем России.
5. Назовите основные требования, предъявляемые к электрическим сетям.
6. Перечислите ступени номинальных напряжений в электрических сетях.
7. По каким показателям происходит классификация электрических сетей?

2.1.6. Электрические станции

Электрической станцией называется энергетическая установка, служащая для преобразования природной энергии в электрическую.

В зависимости от источника энергии различают (рисунок 2.2):

1. Тепловые электростанции (ТЭС);
2. Атомные электростанции (АЭС);
3. Гидроэлектрические станции (ГЭС);
4. Электростанции, использующие нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ).

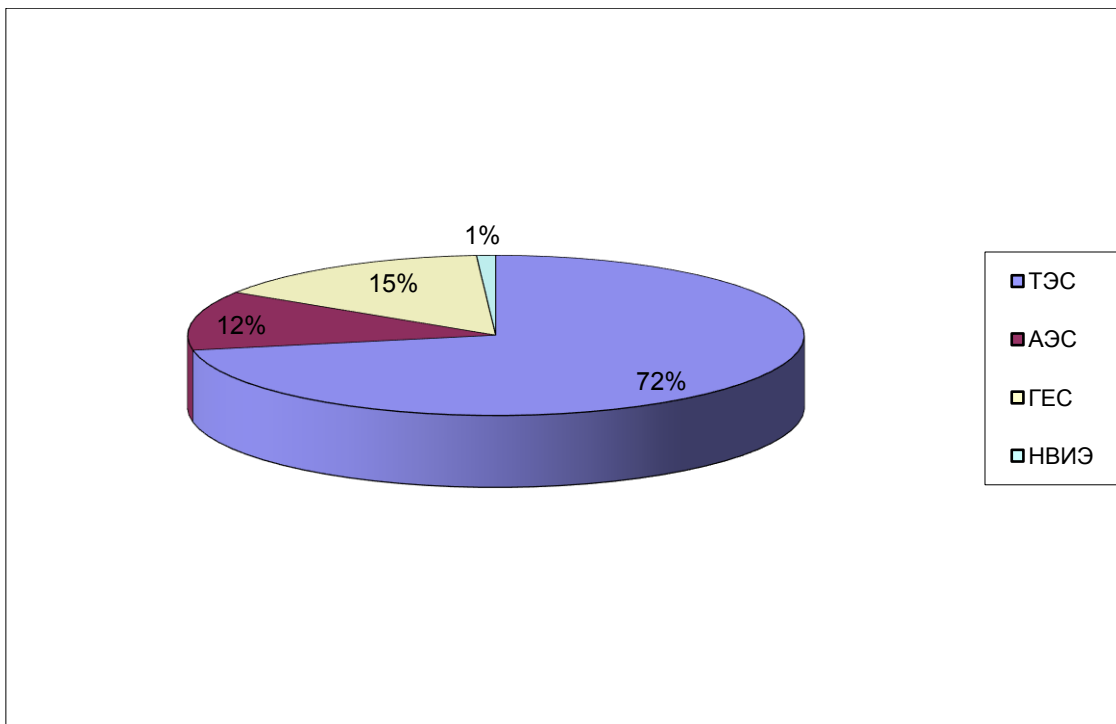


Рис.2.2 - Типы электрических станций

Наибольшее распространение получили тепловые электрические станции (ТЭС). Они используют тепловую энергию, выделяемую при сжигании органического топлива: твердого, жидкого и газообразного (уголь, нефть, газ).

Тепловые электрические станции (КЭС и ТЭЦ)

На тепловых электрических станциях электроэнергия вырабатывается вращающимся генератором, имеющим привод от теплового двигателя, чаще всего от паровой, реже – газовой турбины.

Коэффициент полезного действия современных ТЭС с паровыми турбинами достигает 40 %, с газовыми турбинами - не превышает 34 %. На ТЭС с паротурбинным приводом возможно использование любого вида топлива; газотурбинные станции используют только жидкое и газообразное. Паровая турбина не столь маневренна, как газовая.

По виду отпускаемой энергии паротурбинные ТЭС на органическом топливе подразделяются на конденсационные электрические станции (КЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). На конденсационных электрических станциях установлены турбоагрегаты конденсационного типа, они производят только электроэнергию. Теплоэлектроцентрали отпускают потребителям электрическую и тепловую энергию с паром и горячей водой.

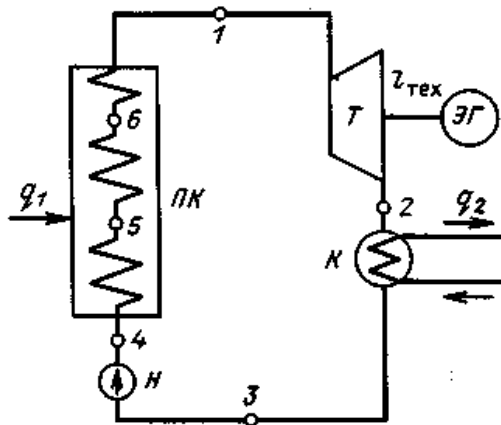


Рисунок 2.3 - Схема паросиловой установки для выработки электроэнергии (КЭС): ПК- паровой котел; Т- паровая турбина; ЭГ- электрогенератор; К- конденсатор; Н – насос; охлаждающая вода показана стрелочками

На конденсационной электростанции (рисунок 2.3.) энергия топлива при сжигании в паровом котле (ПК) преобразуется в тепловую, которая используется для подогрева воды в котле и образования пара. Энергия водяного пара приводит во вращение турбину, соединенную с ротором электрогенератора. В генераторе механическая энергия превращается в электрическую.

Охлаждающая вода в результате прокачивания через конденсатор нагревается и затем сбрасывается обычно в водоем. Но имеется возможность использовать сбросную теплоту (q_2) (которая составляет более половины всего количества теплоты, затраченной в цикле) для отопления, горячего водоснабжения и различных технологических процессов.

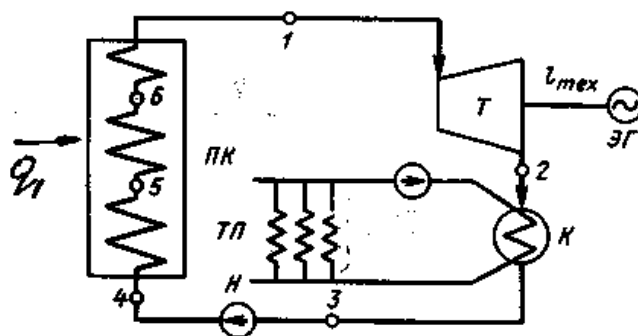


Рисунок 2.4 - Схема паросиловой установки для совместной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ)

Охлажденная вода, нагретая в конденсаторе, (рисунок 2.4.) не выбрасывается в водоем, а прогоняется через отопительные приборы теплового потребителя (ТП) и, охлаждаясь в них, отдает полученную в конденсаторе теплоту. Это - ТЭЦ.

ТЭЦ связана с предприятием или жилым районом трубопроводами пара или горячей воды, и их чрезмерное удлинение вызывает повышенные тепловые потери. Поэтому ТЭЦ располагаются обычно непосредственно на предприятии, в жилом массиве или вблизи них.

КЭС связывают с потребителем только линии электропередачи, поэтому она может находиться вдали от потребителя, например, вблизи места добычи топлива.

Крупные КЭС, обеспечивающие электроэнергией целые промышленные районы, называются ГРЭС (государственные районные электростанции), их мощность составляет до 2/3 всей электрической мощности страны (таблица 2.1).

Основой технологического процесса паротурбинной ТЭС является термодинамический цикл Ренкина для перегретого пара. Цикл Ренкина состоит из подвода теплоты (q_1) в парогенератор, отвода теплоты в конденсаторе (q_2) и процессов расширения пара в турбине и повышения давления воды в насосах. Соответственно этому циклу схема простейшей конденсационной электростанции (рисунок 2.2) включает в себя котельный агрегат с пароперегревателем (ПК), турбоагрегат (Т), конденсатор (К) и насосы (Н) для добавления питательной воды и перекачки конденсата из конденсатора в парогенератор (конденсатный и питательные насосы).

Атомные электрические станции

Атомные электрические станции преимущественно конденсационного типа - это те же тепловые электрические станции с паротурбинным приводом (рисунок 2.5.), но вместо парового котла на них используют ядерный реактор (Р). В реакторе происходит деление изотопов урана 235 (U^{235}) и урана 238 (U^{238}) (рисунок 2.2). Цифрами обозначен атомный вес изотопа. Коэффициент полезного действия АЭС составляет 32 %.

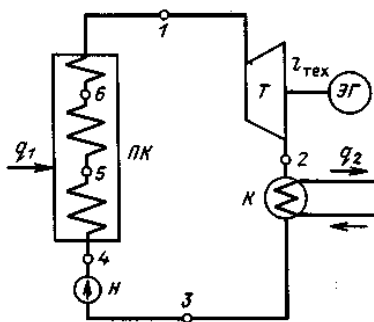


Рисунок 2.5 - Схема паросиловой установки для выработки электроэнергии на АЭС

Ядерное топливо обеспечивает значительную экономию органического топлива. Атомные электрические станции можно сооружать в любом месте.

Атомным электрическим станциям предсказывали большое будущее. По прогнозам, выработка электроэнергии на АЭС к 2000 году должна была

достигнуть 32 % от всей выработки в стране, но авария на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 года внесла серьезные коррективы в развитие атомной энергии не только нашей страны, но и всего мира. Взрыв на четвертом блоке ядерного реактора с утечкой радиации привел к радиоактивному заражению территории около тысячи квадратных километров. Авария нанесла значительный экономический и психологический урон. Она заставила критически переоценить уровень безопасности всех действующих и строящихся атомных электрических станций и отказаться от строительства новых. В настоящее время реализуются мероприятия по повышению уровня безопасности и надежности действующих АЭС.

Гидроэлектрические станции (ГЭС)

Чтобы использовать водную энергию, необходимо построить на данном участке реки гидросиловую установку, в которой водная энергия преобразовывалась бы в механическую работу или электрическую энергию (рисунок 2.6). В большинстве случаев в гидроустановке водная энергия превращается, в конечном счете, в электрическую энергию, поэтому такая установка называется гидроэлектрической силовой установкой, или гидроэлектрической станцией (ГЭС).

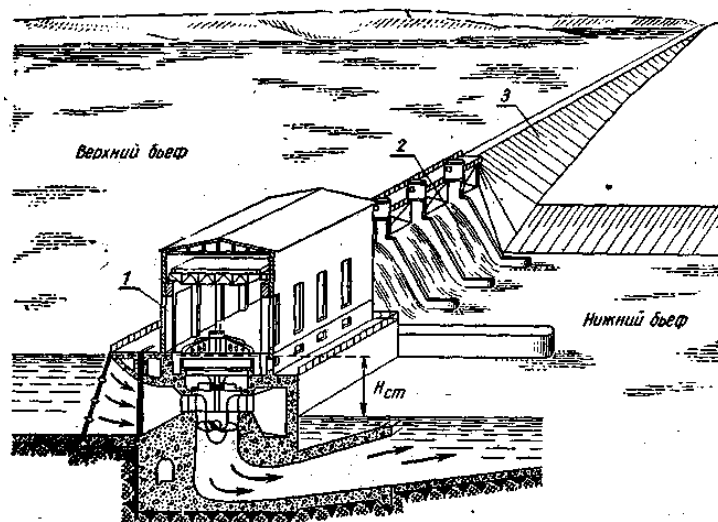


Рисунок 2.6 - Схема приплотинной ГЭС с расположением плотины и здания станции в одном створе: 1 – бетонная плотина; 2 – водосливная плотина; 3 – здание станции; 4 - гидрогенератор; 5 – гидротурбина; 6 - турбинный водовод; 7 - отводящий канал

Для использования энергии данного участка реки необходимо искусственно сконцентрировать падение реки в одном каком-либо месте (створе), т. е. создать разность уровней воды, которую называют напором.

Разность уровней воды верхнего и нижнего бьефов называется *статическим напором* $H_{ст}$.

Гидроэлектростанции обладают следующими достоинствами:

1. Высокая эффективность использования гидроэнергии благодаря большим значениям КПД турбин и генераторов. Полный КПД гидроагрегата превышает 90%.

2. Себестоимость вырабатываемой на ГЭС энергии в 5-10 раз меньше, чем на тепловых электростанциях.

3. Гидроагрегаты на ГЭС очень маневренны и могут быть поставлены под полную нагрузку в течение 1-2 мин.

4. Современные ГЭС – это полностью автоматизированные предприятия. На выработку энергии тратится в 15-20 раз меньше рабочей силы, чем на выработку того же количества электроэнергии на тепловых станциях.

5. Гидроэлектростанции более надежны в эксплуатации, чем тепловые станции, и обеспечивают высокую надежность снабжения электроэнергией всех потребителей.

6. При строительстве ГЭС решаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения и другие, которые отдельно иногда решить не удастся.

7. Гидроэлектростанции используют энергию рек, которая непрерывно возобновляется.

Однако гидроэлектростанции обладают и рядом существенных недостатков. При заполнении водохранилищ происходит затопление больших площадей сельскохозяйственных земель, затопление железных дорог, линий электропередач, линий связи, автодорог, населенных пунктов и пр. Наличие значительной водной поверхности вызывает сильное испарение и изменение климата, которое не всегда бывает благоприятным.

Гидроэлектростанции классифицируются **по мощности**:

- мелкие до 2,0 МВт;
- малые до 20 МВт;
- средние до 100 МВт;
- крупные свыше 100 МВт

По напору различают:

- низконапорные ГЭС ($H < 10$ м) с величиной напора до 20 метров;
- ГЭС среднего напора ($20 < H < 100$ м) от 10 до 100 м;
- высоконапорные свыше 100 м.

В таблице 2.1 приведены крупнейшие электростанции России. Суммарная мощность этих электростанций составляет 18% всей генерирующей мощности электростанций страны.

Основным технико-экономическим показателем работы электрической станции является расход топлива на единицу отпущенной энергии. Для ведения экономических расчетов на единой базе введено понятие так называемого **условного топлива**. Теплотворная способность условного топлива принята равной 29,35 МДж / кг (7000 ккал / кг), т.е. близкая к теплотворной способности антрацита. В среднем по ГЭС удельный расход топлива на отпущенный кВт·ч составляет 327 г условного топлива. Удельный расход условного топлива на отпуск 1 ГДж теплоты составил 41,32 кг.

Крупнейшие электростанции

Название электрической станции	Мощность, МВт	Число агрегатов	Год пуска
Саяно-Шушенская ГЭС	6400	10	1985
Красноярская ГЭС	6000	12	1971
Сургутская ГРЭС-2	5598	8	1988
Братская ГЭС	4500	18	1966
Балаковская АЭС	4000	4	1985
Ленинградская АЭС	4000	4	1984
Курская АЭС	4000	4	1985
Усть-Илимская ГЭС	3840	16	1979
Рефтинская ГРЭС	3800	10	1980
Костромская ГРЭС	3600	9	1980
Сургутская ГРЭС-1	3330	16	1983

Обобщенным показателем работы электростанции является себестоимость энергии. Для электрической энергии она составляла 0,6 – 1 коп / кВт·ч, тепловой (на ТЭЦ) – около 0,5 рубля за 1 гДж в ценах 1986 года.

Итак, специалист-энергетик должен уметь правильно оценивать энергетическую ситуацию и выбирать оптимальные пути энергоснабжения объектов. Передача энергетических ресурсов к установкам, преобразующим энергию может осуществляться путем транспорта нефти, газа и угля. Электрическая энергия может передаваться по линиям электропередач. Существует несколько критериев для выбора способа передачи энергии: удельная стоимость энергии, географические условия, технические характеристики и влияние на окружающую среду.

Контрольные вопросы

1. Какие типы электрических станций вы знаете?
2. Назовите преимущества и недостатки, величину КПД различных типов электрических станций.
3. На каком принципе работают ТЭС, АЭС и ГЭС?
4. Назовите основные элементы ГЭС? Как они классифицируются по мощности и по напору?
5. Перечислите основные элементы паросиловой установки ТЭС, АЭС.
6. Что такое условное топливо? Для чего вводится это понятие?

2.2. Синхронный генератор

2.2.1. Общие сведения

На всех электрических станциях в качестве источников переменного тока используются синхронные генераторы (СГ). Мощность их колеблется от нескольких киловатт (для автономных установок) до нескольких сотен тысяч кВт для крупных электростанций.

Те электрические машины, в которых происходит преобразование механической энергии в электрическую, называются электрическими генераторами, а машины, в которых совершается обратное преобразование, называются электрическими двигателями.

В основе принципа действия электрического генератора лежит закон электромагнитной индукции. Согласно этому закону при вращении проводника в магнитном поле в нем индуцируется ЭДС.

В 1831 г. Майкл Фарадей (1791 – 1867) обнаружил, что в замкнутом проводящем контуре при изменении магнитного поля возникает электрический ток. Этот ток назвали *индукционным током*. Явление возникновения электрического тока в замкнутом проводящем контуре при изменениях магнитного поля, пронизывающего контур, называется *электромагнитной индукцией* [4].

Ферромагнитные материалы способны усиливать магнитные поля в десятки тысяч раз. Стальной сердечник является одной из основных деталей электрогенератора и электродвигателя, электромагнита и трансформатора.

Направление индуцированной ЭДС определяется по правилу правой руки. Для увеличения ЭДС генератора в магнитном поле размещается не один, а ряд последовательно соединенных проводников, которые образуют обмотку. Обмотка размещается на сердечнике, выполненном из стали. Часть машины, где располагается обмотка, в которой индуцируется основная ЭДС, называется **якорем**, а сама обмотка – **обмоткой якоря**.

Чтобы получить более сильное магнитное поле, магнитная система машины, где замыкается это поле, выполняется из ферромагнитных материалов. Магнитная система машины состоит из вращающейся и неподвижной частей, между которыми имеется воздушный зазор. Неподвижная часть магнитной системы вместе с размещенной на ней обмоткой и корпусом, в котором закрепляется эта часть называется **статором**. Вращающаяся часть магнитной системы с обмоткой – **ротором**. Ротор располагается внутри статора и вращается в подшипниках. Обмотка ротора подключается к источнику постоянного тока и создает основное магнитное поле. Эта обмотка называется **обмоткой возбуждения**.

Итак, синхронный генератор имеет две обмотки. Одна обмотка расположена на роторе, по ней протекает постоянный ток, это – обмотка возбуждения. Другая обмотка является обмоткой статора и состоит из 3-х фаз. В обмотке статора (якоря) индуцируется основная ЭДС генератора.

2.2.2. Принцип работы синхронного генератора

В основе работы СГ переменного тока, т. е. преобразование механической энергии вращения турбины в электрическую энергию, лежит принцип электромагнитной индукции: постоянное магнитное поле ротора при его вращении пересекает трехфазную обмотку статора. Если через обмотку возбуждения протекает постоянный ток, то полюсы создадут постоянное магнитное поле чередующейся полярности [5]. При вращении полюсов, а следовательно, и поля относительно проводников обмотки якоря в них будет индуцироваться переменная ЭДС, причем ЭДС отдельных проводников фазы суммируются. Если на статоре (якоре) уложены три одинаковые обмотки, сдвинутые в пространстве на электрический угол, равный 120° , то в этих обмотках будет индуцироваться трехфазная система фазных ЭДС. Частота этой ЭДС зависит от числа пар полюсов p и частоты вращения ротора n_p :

$$f = p n_p / 60. \quad (2.1)$$

Для получения ЭДС необходимой частоты число пар полюсов и частота вращения должны находиться в определенной зависимости между собой. Так, для получения стандартной частоты 50 герц при числе пар полюсов $p=1$, нужно иметь частоту вращения ротора $n_p = 3000$ об/мин, а при $p=24$ $n_p = 125$ об/мин.

Если к трехфазной обмотке якоря синхронного генератора подсоединить нагрузку, то возникший ток создаст вращающееся магнитное поле якоря. Частота вращения этого поля

$$n_p = 60f/p \quad (2.2)$$

Заменяя в (2.2) частоту на её значение из (2.1), получаем

$$n_{\pi} = n_p.$$

Равенство частот вращения ротора и поля статора (якоря) обусловили название синхронного генератора (ротор и поле статора вращаются синхронно, как у всех синхронных электрических машин).

2.2.3. Конструктивные особенности

Конструктивная схема шестиполюсного СГ представлена на рис. 2. Показаны сечения обмоток одной фазы (три обмотки, соединенные последовательно). В показанные на рисунке свободные пазы укладываются обмотки двух других фаз. Фазы соединяются в звезду или треугольник [12, 12, 13, 14].

Сердечник статора представляет собой полый цилиндр, набранный из отдельных пластин электротехнической стали 0,5 мм. На внутренней поверхности этого цилиндра расположены пазы для укладки обмотки якоря (статора). Сердечник собирается из цельных кольцевых пластин (при внешнем диаметре меньше 1 метра), а при большем диаметре каждое кольцо составляют из отдельных сегментов. Сердечник размещают в корпусе статора. Роторы СГ бывают явнополюсные и неявнополюсные. Обмотку возбуждения размещают

на полюсах и выполняют из неизолированных или изолированных медных проводников.

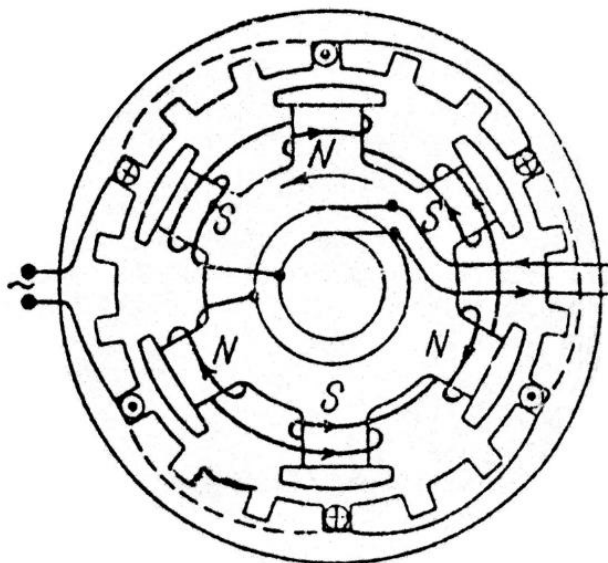


Рисунок 2 - Схема синхронного генератора

Существует специальный класс синхронных явнополюсных (имеющих выступающие полюсы) генераторов с вертикальным валом, предназначенных для соединения с гидравлическими турбинами. Такие генераторы называются гидрогенераторами и применяются на ГЭС.

Гидрогенераторы выполняются на большие мощности. Самые крупные гидрогенераторы построены для Саяно-Шушенской ГЭС. Они имеют мощность 715 МВ·А при частоте вращения 143 об/мин. Внешний диаметр гидрогенератора около 15 м, диаметр его ротора около 12 м, длина магнитопровода статора 2,75 м, число полюсов 42.

Контрольные вопросы

1. Что лежит в основе принципа действия синхронного генератора?
2. От чего зависит частота ЭДС СГ?
3. Какова конструкция синхронного генератора?

2.3. Трансформаторы

2.3.1. Назначение трансформаторов

Трансформатором называется электромагнитное статическое устройство, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции электрической энергии переменного тока одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения. Устройство состоит из двух (иногда более) взаимно неподвижных, электрически не связанных между собой обмоток, расположенных на ферромагнитном магнитопроводе (рис. 3).

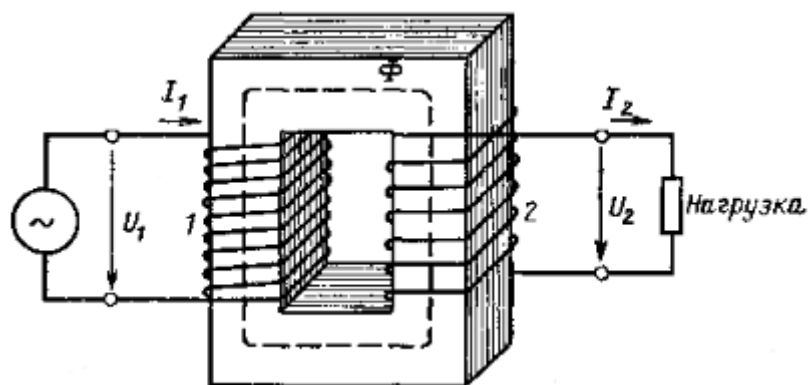


Рисунок 3 – Принцип устройства трансформатора

Трансформаторы находят самое широкое применение. Существует много разнообразных их типов, различающихся как по назначению, так и по выполнению. Будем говорить о силовых трансформаторах. Силовые трансформаторы предназначены для передачи и распределения электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях.

Установленные на электрических станциях генераторы вырабатывают электрическую энергию невысокого напряжения (6,3; 10,5, 21 кВ). Для передачи её к потребителям, расположенным на расстоянии в несколько сотен или даже тысяч километров, для уменьшения сечения проводов линии и потерь в ней целесообразно эту энергию преобразовать, уменьшив ток в линии путем соответствующего повышения напряжения. Напряжение в начале линии электропередачи (ЛЭП) принимают тем выше, чем больше длина ЛЭП и передаваемая мощность. В современных сетях энергия передается при напряжениях 500 – 750 кВ. Повышение напряжения на электростанциях осуществляется с помощью повышающих трансформаторов. В конце ЛЭП устанавливаются трансформаторы, которые понижают напряжение, так как для распределения энергии по заводам, предприятиям, жилым домам необходимы сравнительно низкие напряжения (380 – 220В).

При передаче электрической энергии от места ее производства до места потребления требуется многократная её трансформация. Поэтому мощность трансформаторов, установленных в сети, превышает общую мощность генераторов.

Наряду с силовыми трансформаторами широкое распространение получили сварочные и измерительные трансформаторы, для питания электродуговых печей и др. Трансформаторы небольшой мощности применяются в устройствах связи, радио, телевидения, системах автоматики и др.

2.3.2. Принцип действия трансформатора

Обмотки имеют между собой магнитную связь, осуществляемую переменным магнитным полем. Обмотка, потребляющая энергию из сети, называется *первичной*, а обмотка отдающая энергию в сеть – *вторичной*.

Обмотка, подключаемая к сети с более высоким напряжением, называется обмоткой высшего напряжения (ВН), а подсоединяемая к сети с меньшим напряжением – обмоткой низшего напряжения (НН). Если вторичное напряжение меньше первичного, то трансформатор называется понижающим, а если больше – повышающим. Трансформаторы с двумя обмотками называются двухобмоточными.

Коэффициентом трансформации называется отношение напряжения $U_{ВН}$ к напряжению $U_{ННк} = U_{ВН} / U_{НН}$.

Трансформаторы с тремя обмотками называются трехобмоточными. В зависимости от числа фаз трансформаторы разделяются на однофазные и трехфазные.

В настоящее время применяются трансформаторы следующих стандартных мощностей: 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300, 10000, 16000, 25000, 32000, 40000, 63000, 80000, 125000, 160000, 200000 кВА.

Условные обозначения трансформаторов состоят из букв, которые обозначают:

Первые буквы: О – однофазный, или Т – трехфазный;

Последняя буква Н – наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

Р – трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

Т – трехобмоточный трансформатор;

М, Д, ДЦ, – система охлаждения трансформатора:

М – масляная;

Д – принудительное воздушное дутье (наличие воздушных вентиляторов для обдува бака трансформатора);

ДЦ – принудительное воздушное дутье и принудительная циркуляция масла (наличие вентиляторов и маслонасоса).

2.3.3 Автотрансформаторы

Трансформатор, у которого имеется электрическая связь между обмотками называется автотрансформатором. Обмотка среднего напряжения (СН) автотрансформатора является частью обмотки ВН. Автотрансформаторы применяются в сетях 220 кВ, 500 кВ и выше (в сетях с заземленной нейтралью).

Маркировка автотрансформаторов начинается с буквы А, например, АТДЦТН – 200 000/220 обозначает автотрансформатор трехфазный с охлаждением принудительным воздушным дутьем (с помощью воздушного вентилятора) и принудительной циркуляцией масла (маслонасосом), трехобмоточный, с РПН, номинальной мощностью 200 000 кВА, напряжением 220 кВ.

Обмотки трехфазных трансформаторов соединяются в звезду и в треугольник.

Контрольные вопросы

1. Объясните назначение и устройство трансформатора.

2. Что называется коэффициентом трансформации?
3. Расшифруйте марку трансформатора ТРДН 25000/110.
4. В чем особенность автотрансформатора

2.4. Коммутационные аппараты

К коммутационным аппаратам относятся: высоковольтные выключатели, выключатели нагрузки, плавкие предохранители, разъединители, отделители и короткозамыкатели. Коммутацией называется процессы включения либо отключения цепи.

2.4.1. Выключатели напряжением выше 1 кВ

Выключатели напряжением выше 1 кВ (высоковольтные выключатели) предназначены для коммутации рабочих и аварийных токов. При разрыве цепи между разомкнутыми контактами выключателя возникает электрическая дуга, которая должна гаситься в специальном устройстве, называемом дугогасительной камерой. Средой дугогашения может служить широко распространенные до недавнего времени трансформаторное масло и воздух под большим давлением. В зависимости от дугогасительной среды выключатели получили свое название – масляные (ВМ) и воздушные (ВВ) выключатели.

В масляном выключателе при горении дуги в дуговом промежутке происходит создание высокого давления, благодаря чему дуга гасится. Отечественной промышленностью выпускаются маломасляные выключатели, применяемые на напряжении 10 (6) ... 35 кВ. Многообъемные масляные выключатели, которые применяются на напряжение 35 кВ и выше и предназначены для наружной установки.

Недостатками ВМ являются взрыво- и пожароопасность, а также и высокие эксплуатационные трудозатраты.

В воздушных выключателях гашение дуги производится сжатым воздухом. В большинстве конструкций ВВ гасительные камеры размещаются в фарфоровых изоляторах. На подстанции 500 кВ «Рубцовская» установлены ВВ 220 и 500 кВ на ОРУ 220 и ОРУ 500 кВ, соответственно.

В последнее время стали широко применяться коммутационные аппараты нового поколения: вакуумные и элегазовые выключатели. Элегаз это инертный газ (шестифтористая сера, SF₆), который не поддерживает горение дуги. Вакуум также имеет свойство не поддерживать горение дуги.

Преимущества вакуумных выключателей:

- отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящих сред, компрессорных установок и масляного хозяйства;
- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов КЗ;
- быстрое восстановление электрической прочности (10-50)х1000 В/мкс;
- полная взрыво- и пожарозащищенность;

- надежная работа в случае, когда в процессе отключения малого тока в цепи возникает ток КЗ (дугогасительные устройства масляных выключателей обычно разрываются);
- широкий диапазон температур окружающей среды (от -70 до +200 °С), в котором возможна работа вакуумных дугогасительных камер;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам;
- произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге с отсутствием внешних эффектов при отключении токов КЗ;
- высокое быстродействие;

Управление выключателем, его включение и отключение, может производиться дистанционно, автоматически или вручную для выключателей 10 (6) кВ. Механизм для включения и отключения выключателя называется приводом. У большинства выключателей он представляет собой отдельный аппарат – электромагнитный, пружинный, грузовой или пневматический, соединяемый с приводным валом выключателя.

2.4.2. Выключатели нагрузки

В установках напряжением 6...10 кВ, особенно в распределительных пунктах, на цеховых подстанциях, в городских сетях широко используются выключатели нагрузки, с небольшой дугогасительной камерой, в которой может быть отключен ток только рабочего режима, но они не рассчитаны на отключение тока короткого замыкания. При размыкании контактов выключателя нагрузки создается видимый разрыв цепи.

Выключатели нагрузки в сочетании с высоковольтными предохранителями (ВНП) иногда могут заменять силовой выключатель.

2.4.3. Плавкие предохранители

Плавкие предохранители (ПК) выполняют автоматическое отключение цепи при превышении определенного значения тока. После срабатывания предохранителя нужно сменить плавкую вставку или патрон предохранителя для подготовки аппарата к дальнейшей работе. Преимуществом предохранителей являются простота устройства, малая цена, быстрое отключение цепи при коротком замыкании (меньше одного периода), способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при КЗ.

Плавкие предохранители широко применяются для защиты силовых трансформаторов мощностью до 2500 кВА на напряжение 10 кВ, электродвигателей, распределительных сетей и измерительных трансформаторов напряжения.

2.4.4. Разъединители

Разъединителем называется электрический аппарат для переключения, при отключении которого образуется видимый разрыв цепи. Р-ли не имеют устройств для гашения дуги и не допускают переключений под нагрузкой. Их оснащают электромагнитной блокировкой, предотвращающей отключение нагрузочного тока.

Конструктивно разъединители исполняются как внутренней, так и наружной установки. Разъединители управляются приводами вручную или дистанционно.

2.4.5. Отделители и короткозамыкатели

Отделителями называются аппараты напряжением от 35 кВ и выше, снабженные приводом, позволяющим осуществлять автоматическое отключение контактов ОД. Отделителем можно отключать ток холостого хода трансформаторов и зарядного тока ВЛ в период бестоковой паузы. Включение отделителя производится вручную.

Короткозамыкателями называются аппараты 35 кВ и выше, при автоматическом включении ножа которых создается металлическое короткое замыкание. В сетях с заземленной нейтралью короткозамыкатели однополюсные и создают однофазное КЗ на землю. В сетях с изолированной нейтралью короткозамыкатели имеют два полюса и создают двухфазное короткое замыкание.

Однако, на сегодняшний день отделители и короткозамыкатели считаются устаревшими коммутационными аппаратами. Для вновь проектируемых подстанций применять данные устройства не рекомендуется.

2.4.6. Изоляторы и шины распределительных устройств

Кроме линейных изоляторов, которые предназначены для крепления проводов ВЛ, существуют аппаратные – для крепления токоведущей части аппаратов, и стационарные (опорные и проходные) изоляторы – для крепления шин в распределительных устройствах.

Опорные изоляторы служат для крепления шин и аппаратуры распределительных устройств.

Проходные изоляторы (для внутренних и наружных установок) предназначены для вывода токоведущих частей из зданий и прокладки шин через стены и перекрытия.

Шины в распределительных устройствах изготавливаются из меди, алюминия и имеют круглое, прямоугольное и коробчатое сечение. В закрытых РУ устанавливают обычно алюминиевые шины прямоугольного (плоского) сечения. В открытых установках шины выполняются из многопроволочных сталеалюминиевых проводов марки АС.

Шина фазы А окрашивается в желтый цвет, В – в зелёный, С – в красный.

2.4.7. Автоматические выключатели

В низковольтных сетях до 1 кВ применяются автоматические выключатели (ВА). ВА обеспечивают быструю и надежную защиту

проводов и кабелей как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Автоматические выключатели совмещают в себе одновременно функции защиты и управления. Автоматические выключатели снабжаются тепловыми и электромагнитными расцепителями. Тепловые расцепители осуществляют защиту от токов перегрузки, а электромагнитные – от токов короткого замыкания.

2.4.8. Система обозначений

Электрические сети переменного тока – трехфазные. Будем рассматривать симметричную сеть при симметричных и синусоидальных токах и напряжениях. При этом можно рассматривать схему замещения и параметры режима только одной фазы. На рис. В.1,а приведена трехфазная схема замещения линии и приемника, соединенного в звезду, а на рис. В.1,б – схема замещения одной фазы. На рис. В.1, а,б Z_H – комплексное сопротивление одной фазы нагрузки.

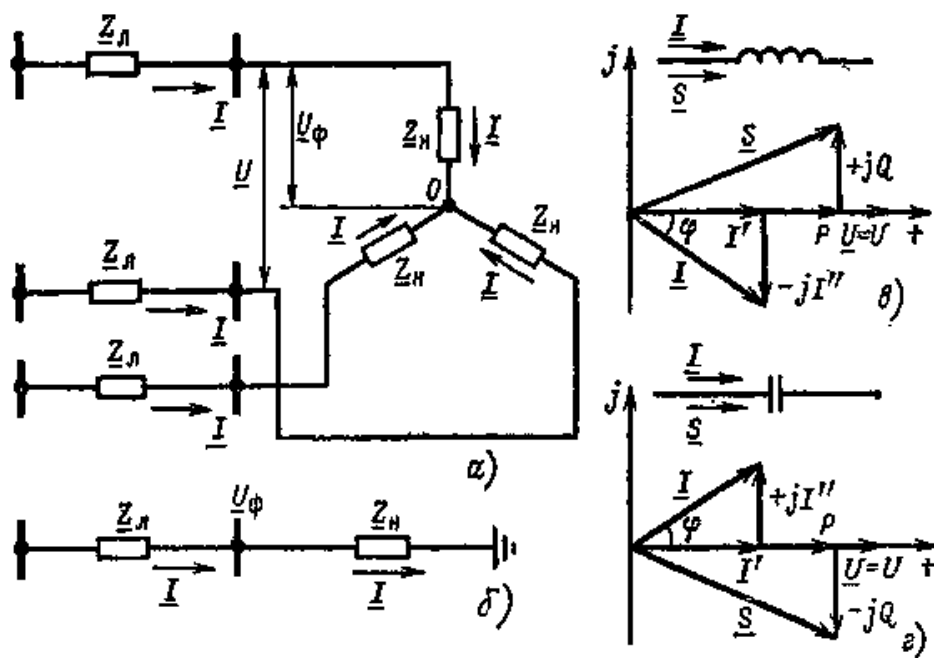


Рис. В.1. Пояснение к системе обозначений:

а, б – трехфазная и однофазная схемы замещения; в, г – векторные диаграммы токов, мощностей и напряжений активно-индуктивного и активноемкостного элементов сети

Из линии с сопротивлением Z_L к узлу нагрузки течет узловый ток I , равный фазному току приемника, соединенного звездой. Комплексное фазное напряжение узла обозначим \underline{U}_ϕ , а междуфазное (линейное) – \underline{U} , причем $U = \sqrt{3}U_\phi$. Напомним, что номинальные напряжения электрических сетей – это междуфазные напряжения.

Междуфазное напряжение узла

$$\underline{U} = U' + jU'',$$

(В. 1)

где U' – активная составляющая напряжения; U'' – реактивная составляющая напряжения.

Ток линии (или узла)

$$\underline{I} = \underline{I}' + j\underline{I}'', \quad (\text{В. 2})$$

где I' – активная составляющая напряжения; I'' – реактивная составляющая напряжения.

Полная мощность одной фазы

$$\underline{S}_\Phi = \underline{U}_\Phi \underline{I}^*, \quad (\text{В. 3})$$

где \underline{I}^* – сопряженный комплекс тока.

С учетом (В. 3) полная мощность трех фаз

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\Phi = 3\underline{U}_\Phi \underline{I}^* = \sqrt{3} \underline{U} \underline{I}^* = P + jQ, \quad (\text{В. 4})$$

где P и Q – активная и реактивная мощности трех фаз.

$$\text{Из (В. 4) следует, что } P = \sqrt{3} UI \cos \varphi, \quad (\text{В. 5})$$

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi, \quad (\text{В. 6})$$

где φ – угол между комплексами тока и напряжения (рис. В. 1).

Ток в узле определяется из (В. 4):

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3} \underline{U}^*} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3}(U' - jU'')}. \quad (\text{В. 7})$$

Из (В. 7) квадрат модуля тока можно выразить так:

$$I^2 = \frac{S^2}{3U^2}. \quad (\text{В. 8})$$

Соответственно потери полной мощности в сопротивлении линии $\underline{Z}_Л$ равны

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z}_Л = \frac{S^2}{U^2} \underline{Z}_Л. \quad (\text{В. 9})$$

Индуктивный ток отстает от напряжения (рис. В.1, в), его реактивная составляющая имеет знак минус. Емкостный ток опережает напряжение, его реактивная составляющая берется со знаком плюс (рис. В.1, г).

Сопротивления элемента сети будем обозначать так:

$$\underline{Z} = R + jX, \quad (\text{В. 10})$$

где R – активная составляющая; X – реактивная составляющая.

Проводимость элемента

$$\underline{Y} = G - jB, \quad (\text{В. 11})$$

где G – активная составляющая проводимости; B – реактивная составляющая проводимости.

В выражениях (В. 10) и (В. 11) X , B применяются со знаком плюс для индуктивных элементов, со знаком минус – для емкостных.

На электрических схемах электроэнергетических систем (ЭЭС) используются графические обозначения линий, трансформаторов и других элементов ЭЭС, которые определены государственными стандартами. Некоторые часто используемые обозначения на принципиальных схемах (схемах соединений) приводятся ниже, в таблице В.1.

Следует помнить соотношения, которые получаются из треугольника мощностей (рис. В.2):

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad P = S \cos \varphi, \quad Q = S \sin \varphi,$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \text{ - коэффициент мощности;}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \text{ - коэффициент реактивной мощности.}$$

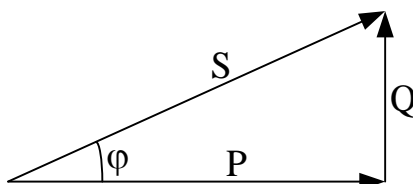









Рис. В.2. Треугольник мощностей

Таблица В.1

Условные графические обозначения на схемах соединений

Наименование	Условное обозначение
1	2
Генератор переменного тока (ГОСТ 2.722-68)	
Двигатель переменного тока (ГОСТ 2.722-68)	
Двухобмоточный трансформатор (ГОСТ 2.723-68)	
Трехобмоточный трансформатор (ГОСТ 2.723-68)	
Автотрансформатор (ГОСТ 2.723-68)	

1	2
Реактор (ГОСТ 2.723-68)	
Линия проводки (ЛЭП) (ГОСТ 2.754-72)	
Выключатель	
Предохранитель (ГОСТ 2.755-76)	
Разъединитель (ГОСТ 2.755-76)	
Отделитель	
Короткозамыкатель	

В схемах замещения элементов ЭЭС используются общепринятые для электрических цепей обозначения резистора, катушки индуктивности, конденсатора, источника ЭДС и источника тока.

Контрольные вопросы

1. Что называется коммутацией?
2. Каково назначение высоковольтных выключателей?
3. Какими способами гасится дуга в высоковольтных выключателях?
4. Для чего предназначены разъединители, предохранители? Как они обозначаются на схемах?
5. Изобразите треугольник мощностей. В чем измеряются активная, реактивная и полная мощности?
6. Чему равны коэффициенты активной и реактивной мощностей?

3 КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Конструктивное выполнение и условия работы воздушных линий

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояние по проводам.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются *провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура*.

Провода служат для передачи электроэнергии. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений монтируют грозозащитные **тросы**.

Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли и воды. **Изоляторы** изолируют провода от опоры. С помощью **линейной арматуры** провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах. В некоторых случаях провода ВЛ с помощью изоляторов и линейной арматуры прикрепляются к кронштейнам инженерных сооружений.

Часто на одной опоре подвешиваются провода двух линий. Такие линии и опору называют двухцепными. На рис. 1.1 приведена металлическая опора одноцепной линии.

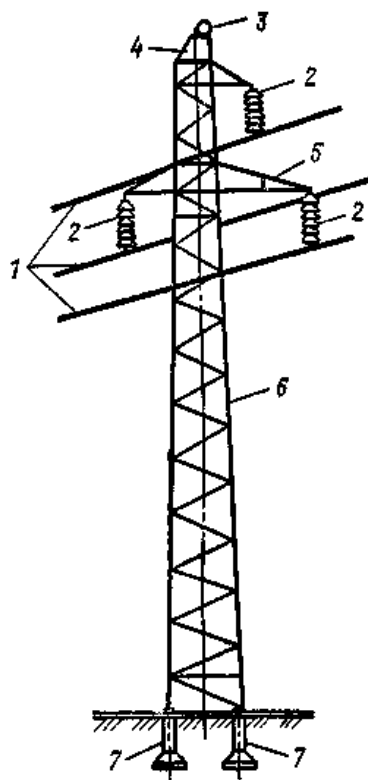


Рис. 1.1. Промежуточная металлическая опора одноцепной линии:
1-провода; 2-изоляторы; 3-грозозащитный трос; 4-тросостойка; 5-траверсы
опоры; 6-стойка опоры; 7-фундамент опоры

На работу конструктивной части ВЛ оказывают воздействие механические нагрузки от собственного веса проводов и тросов, от гололедных образований на проводах, тросах и опорах, от давления ветра, а также изменения температуры воздуха.

Действие ветра обуславливает появление **вибрации** проводов. Это явление возникает при равномерном движении воздуха с небольшой скоростью (около 1 м/с). При этом за проводом через определенные интервалы возникают вихреобразные движения воздуха поочередно ниже и выше горизонтальной оси провода, что приводит к вибрации провода. Следствием вибрации могут явиться изломы отдельных проволок из-за знакопеременных изгибов и обрыв провода. Для предотвращения разрушения провода применяются специальные средства, такие как подвеска специальных виброгасителей вблизи мест крепления проводов и тросов к гирляндам изоляторов.

Под действием ветра при определенных условиях может появляться так называемая **пляска проводов и тросов** (колебания с малой частотой и большой амплитудой). Это явление образуется при значительных скоростях ветра (10÷30 м/с). Отложения гололеда на проводе или тросе могут принять в сечении форму крыла самолета, вследствие чего при порывах ветра появляется подъемная сила, приложенная к проводам, и возникает пляска проводов.

В результате пляски проводов возникают значительные динамические нагрузки на узлы крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам. Последнее приводит к поломкам и разрывам деталей крепления, а иногда и повреждению траверс опор. Но наиболее частым последствием пляски проводов является отключение линии из-за схлестывания проводов и тросов или перекрытия воздушных промежутков между ними. Основным средством борьбы с пляской проводов является плавка гололеда путем пропуска по проводам и тросам значительных токов.

Изменение температуры воздуха приводит к изменениям длины проводов ВЛ. При очень низких температурах провод сокращается и натягивается в пролете, что приводит к возрастанию механического напряжения в материале провода. Поэтому температура воздуха должна учитываться при расчете проводов на механическую прочность.

Кроме перечисленных факторов, вызывающих механическое воздействие на элементы конструкций ВЛ, следует отметить электромагнитные воздействия. К ним относятся поражения ВЛ ударами молний, которые приводят к прожиганию проводников, грозovým перенапряжениям на ВЛ, перекрытиям изоляции и, как следствие, авариям на ВЛ.

При ударе молнии в опору по ней протекают токи, достигающие величины свыше 200 кА. Наиболее часто регистрируются токи молнии в пределах до 50 кА.

При непосредственном поражении проводов ВЛ ток молнии растекается в обе стороны от места прямого удара. Перекрытие изоляции достигается уже при токах 10-15 кА, вероятность которых велика. Поэтому в качестве основного средства грозозащиты применяется подвеска заземленных тросов вдоль линии.

Защитное действие тросов на ВЛ принято характеризовать углом защиты, образованным вертикалью, проходящей через трос, и линией, соединяющей трос с проводом. Значение угла защиты колеблется в пределах $20 \div 30^\circ$ (рис. 1.2).

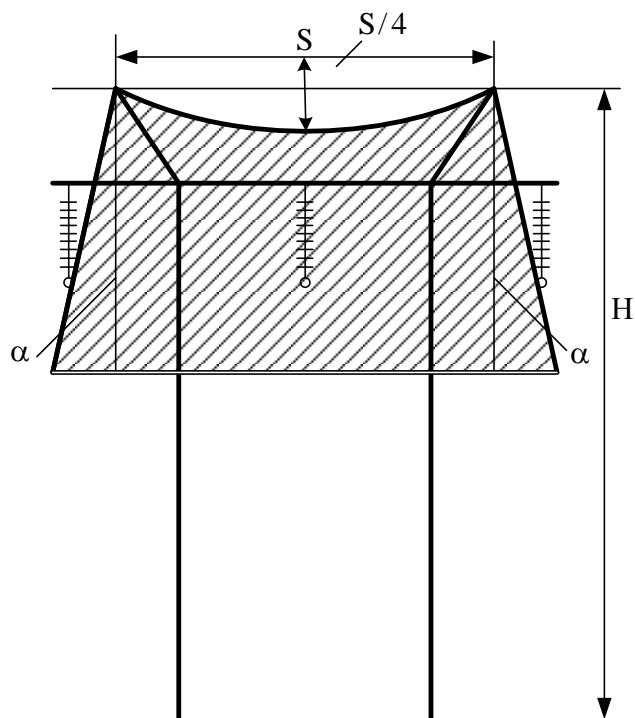


Рис. 1.2. Защитная зона грозозащитных тросов

Указанные выше механические нагрузки, вибрации и пляска проводов могут приводить к обрыву проводов, поломке опор, схлестыванию проводов либо сокращению их изоляционных промежутков, что может привести к пробоям или перекрытию изоляции. На повреждаемость ВЛ влияет также и загрязнение воздуха.

3.1.1. Провода ВЛ и тросы

На ВЛ применяют неизолированные провода: алюминиевые (А), сталеалюминиевые (АС), а также из сплавов алюминия (АН, и АЖ).

Провода бывают: однопроволочные; многопроволочные из одного металла; многопроволочные из разных металлов; полые.

Сечения проводов нормированы государственным стандартом.

Конструкции и общий вид неизолированных проводов приведены на рис. 1.3, а. Однопроволочный провод (рис. 1.3, б) состоит из одной круглой проволоки.

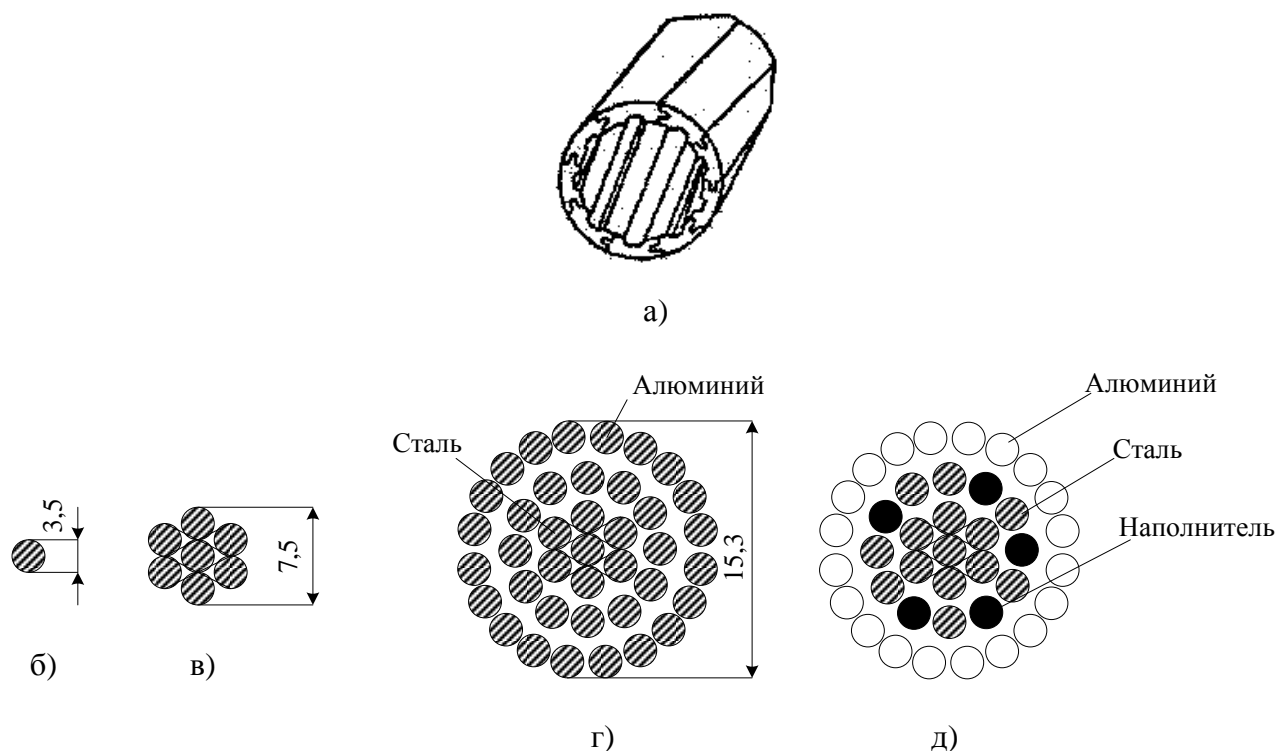


Рис. 1.3. Конструкции проводов ВЛ: а - общий вид провода; б - сечение однопроволочного провода; в, г - сечение многопроволочных проводов из одного и двух металлов; д- сечение полого провода

Такие провода дешевле многопроволочных, однако, они менее гибки и имеют меньшую механическую прочность. Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок. В многопроволочных проводах из двух металлов - сталеалюминиевых проводах сердечник провода выполняется из стали, а верхние проволоки - из алюминия; сечения алюминиевой и стальной частей указываются через дробь: АС 70/11.

Стальной сердечник увеличивает механическую прочность, а алюминий - токопроводящая часть провода. Полые провода (рис. 1.3, г) изготавливают из плоских проволок, соединенных друг с другом в паз, что обеспечивает конструктивную прочность провода. У таких проводов больший по сравнению со сплошными диаметр, благодаря чему повышается напряжение появления коронирующего разряда на проводах и значительно снижаются потери на корону. Полые провода применяются на ВЛ редко, они главным образом используются для ошиновки подстанции 330 кВ и выше. Для снижения потерь электроэнергии на корону, при номинальном напряжении выше 330 кВ, каждая фаза ВЛ **расщепляется** на несколько проводов.

К проводам предъявляются следующие требования:

- 1 - высокая электрическая проводимость;
- 2 - высокая механическая прочность;
- 3 - высокая коррозионная стойкость.

Алюминиевые однопроволочные провода для ВЛ вообще не выпускаются из-за их низкой прочности. Провода из сплавов алюминия (АН-нетермообработанный, АЖ-термообработанный сплав) имеют большую механическую прочность и примерно такую же проводимость, как провода марки А. Сталеалюминиевые провода марки АС наиболее широко применяются на ВЛ. По условиям механической прочности на ВЛ следует применять провода сечением не менее: алюминиевые - 16 мм², сталеалюминиевые – 10 мм². Коррозионностойкие провода (АСКА, АСКП, АСК) предназначены для ВЛ, проходящих по побережьям морей, соленых озер и в районах с загрязненным воздухом.

Тросы. В качестве тросов применяются стальные провода или провода марки АС, если тросы используют для организации высокочастотных каналов связи.

3.1.2. Опоры ВЛ

Различают следующие типы опор: **промежуточные, анкерные, угловые, концевые, ответвительные, переходные, транспозиционные.**

Промежуточные опоры имеют поддерживающие гирлянды изоляторов и предназначены для поддерживания проводов в пролете. **Анкерные опоры** служат для натяжения проводов в пролете. Они предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на пересечениях особо важных инженерных сооружений (железных дорог, ВЛ 330-500кВ, автомобильных дорог), на концах ВЛ и на концах прямых ее участков. Анкерные опоры должны воспринимать значительное натяжение проводов при обрыве провода в примыкающем пролете. Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных и поэтому число их на каждой линии должно быть минимальным.

В наихудших условиях находятся концевые анкерные опоры, устанавливаемые при выходе линии с электростанции или на подходах к подстанции. Эти опоры испытывают одностороннее тяжение всех проводов со стороны линии, так как тяжение проводов со стороны портала подстанции незначительно.

Расстояние между промежуточными опорами называется промежуточным пролетом или просто пролетом, а расстояние между анкерными опорами - анкерным пролетом (рис. 1.4).

Промежуточные опоры составляют не менее 80-90% общего числа опор ВЛ. **Угловые опоры** устанавливают в точках поворота линии. Углом поворота линии называется угол α в плане линии (рис. 1.5), дополнительный к внутреннему углу β линии. Траверсы угловой опоры устанавливают по биссектрисе угла β . Угловые опоры могут быть анкерного и промежуточного типа.

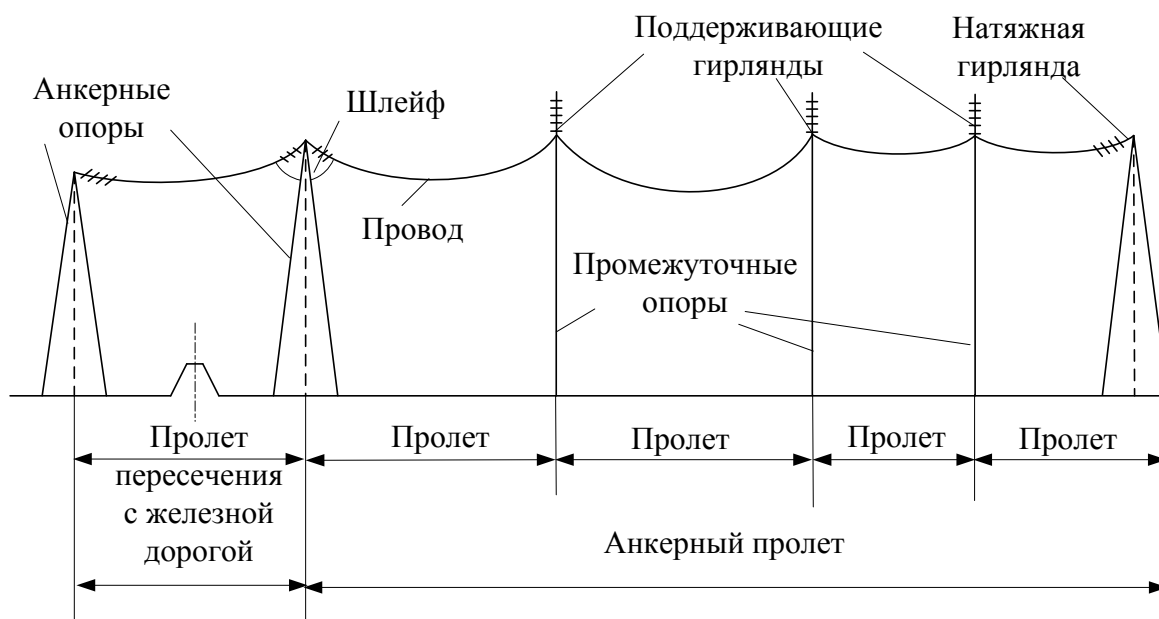


Рис. 1.4. Схема анкерного пролета ВЛ и пролета пересечения с железной дорогой

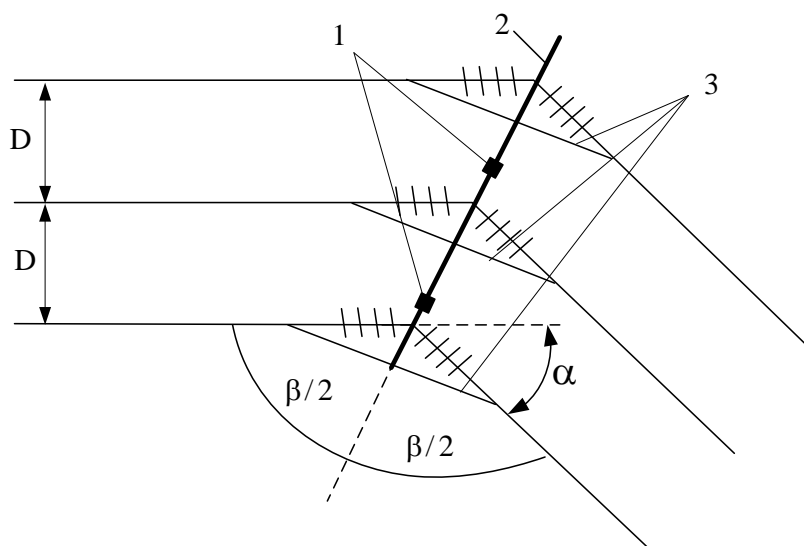


Рис. 1.5. Угол поворота ВЛ: 1 - подножки опоры; 2 - траверса; 3 – петля

Транспозиционные опоры применяются на ВЛ 110 кВ и выше длиной более 100 км для изменения порядка расположения проводов на опорах, чтобы сделать емкость и индуктивность всех трех фаз цепи ВЛ одинаковыми. При этом последовательно меняют на опорах взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на разных участках линии.



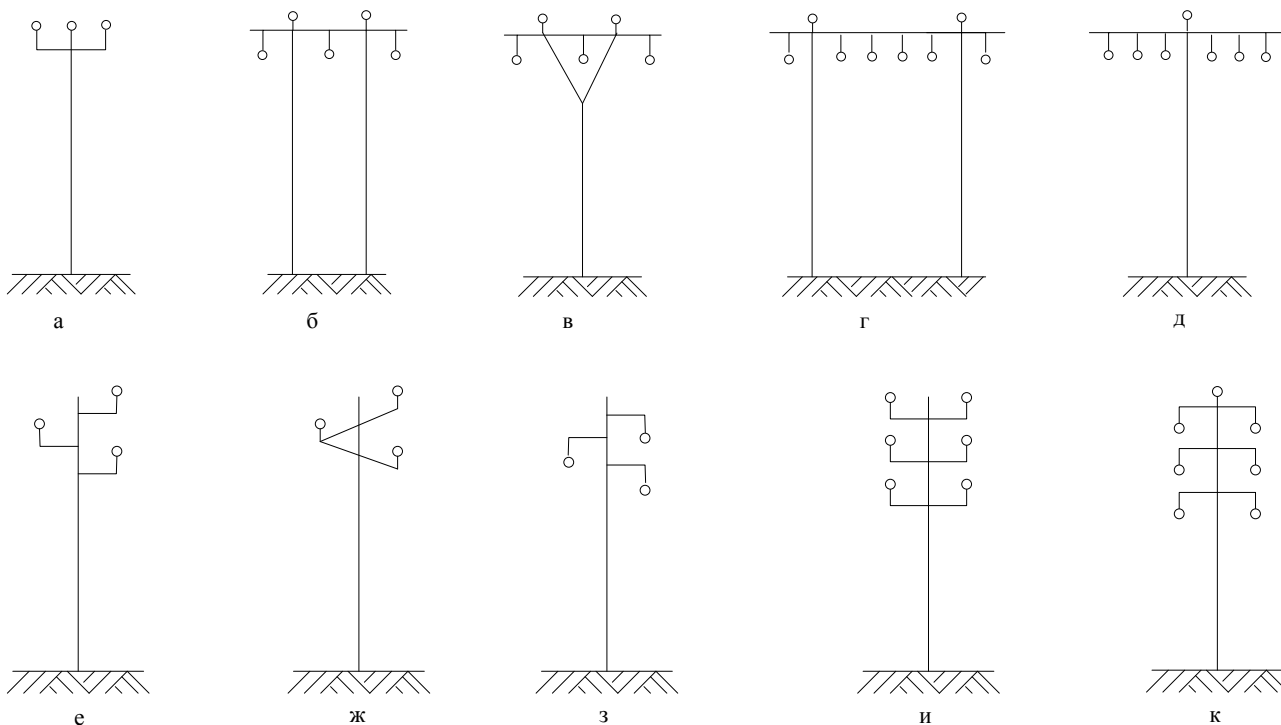
Рис. 1.6. Цикл транспозиции проводов одноцепной линии

Применяются **специальные опоры**, которые бывают двух типов:

- а) **переходные** - для больших пролетов (пересечение рек, ущелий, озер);
- б) **ответвительные** - когда требуется глухое ответвление от линии.

Наиболее распространенные расположения проводов и тросов на опорах изображены на рис. 1.7. Провода могут образовывать один, два или три яруса. Расположение проводов в один ярус (рис.1.7, а-д) принято называть горизонтальным, в два или три яруса без смещения по горизонтали (рис. 1.7, е-к) называется вертикальным. Расположение проводов в два или в три яруса, при котором находящиеся друг за другом провода имеют горизонтальное смещение (рис. 1.7, л-ж), называется смешанным.

Расположение треугольником применяют на ВЛ-35-330 кВ одноцепных с металлическими и железобетонными опорами. Горизонтальное расположение проводов используют на ВЛ-35-220 кВ с деревянными опорами и на ВЛ 330 кВ. Это расположение позволяет применять более низкие опоры и уменьшает вероятность схлестывания проводов. На двухцепных ВЛ расположение обратной елкой (рис. 1.7,р) удобнее по условиям монтажа. Наиболее экономичны и распространены на двухцепных ВЛ 35-330 кВ стальные и железобетонные опоры с расположением проводов бочкой (рис.1.7,с).



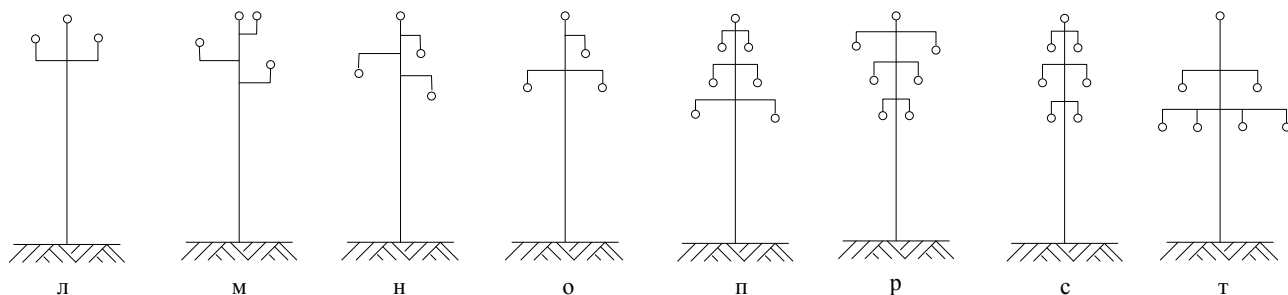


Рис. 1.7. Расположение проводов и тросов на опорах

Деревянные опоры широко применяют на ВЛ до 110 кВ включительно. Достоинства этих опор - малая стоимость в лесных районах и простота изготовления. Недостаток - недолговечность, гниение в земле. Эффективное средство против гниения - пропитывание специальными антисептиками, применение железобетонных пасынков 1 (рис. 1.8).

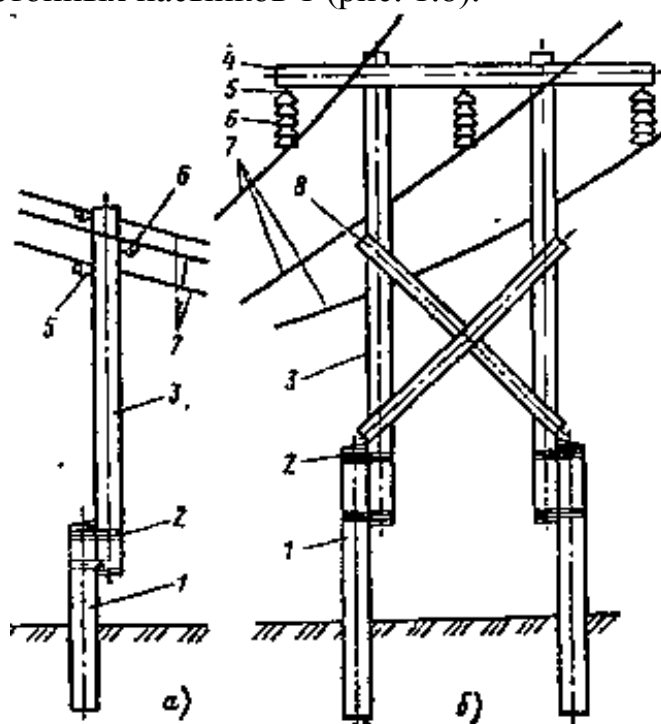


Рис. 1.8. Промежуточные деревянные опоры:
а - одностоечная 6-10 кВ; б - П-образная с ветровыми связями 110 кВ

Металлические опоры применяются на ЛЭП 35 кВ и выше. Они достаточно металлоемкие и требуют окраски в процессе эксплуатации для защиты от коррозии. Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах. Эти опоры по конструктивному решению могут быть одностоечными (рис. 1.1) и порталными (рис. 1.10, а), а по способу закрепления на фундаментах - свободностоящими (рис. 1.11) и на оттяжках (рис. 1.10, а-в).

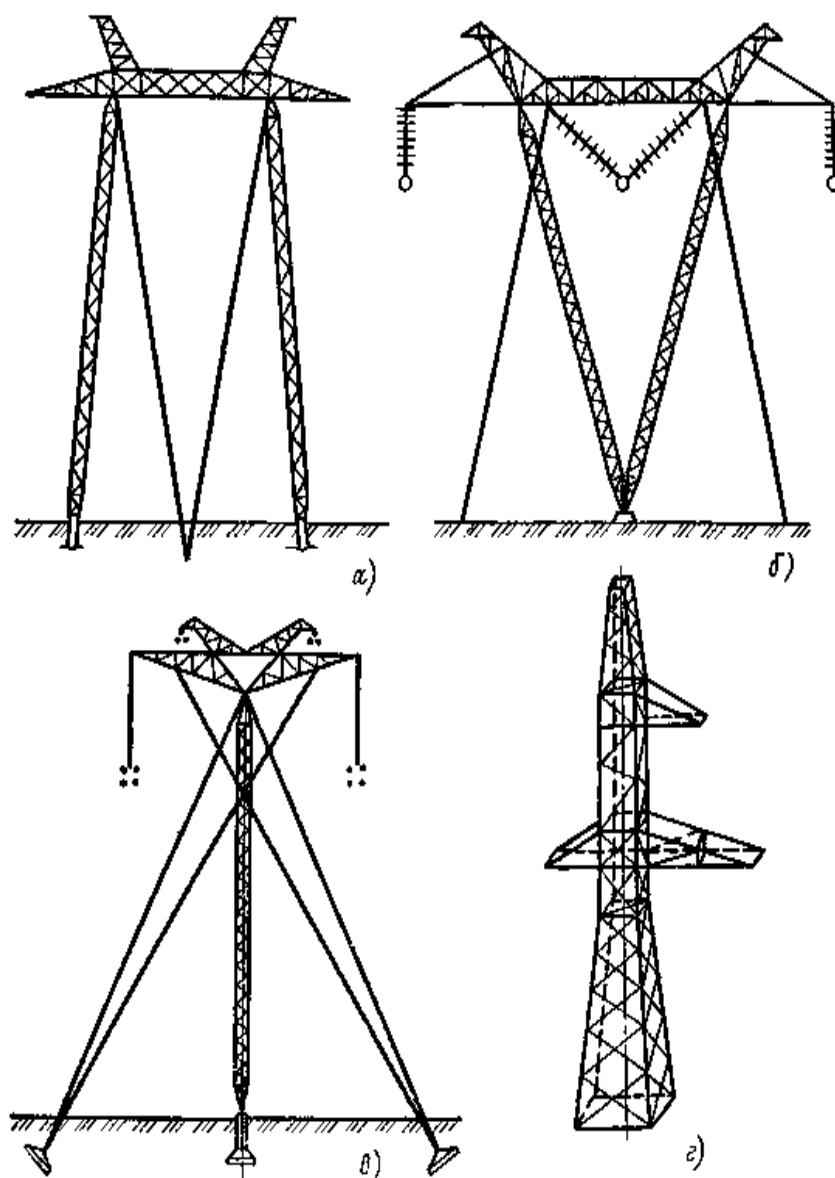


Рис. 1.10. Металлические опоры: а - промежуточная одноцепная на оттяжках 500 кВ; б - промежуточная V-образная 1150 кВ; в - промежуточная опора ВЛ постоянного тока 1500 кВ; г - элементы пространственных решетчатых конструкций

Унифицированная двухцепная промежуточная опора ВЛ-220 кВ показана на рис. 1.11,а.

Железобетонные фундаменты могут быть монолитными, сборными и свайными.

На ЛЭП 500-750 кВ применяются промежуточные опоры порталные свободстоящие или на оттяжках (рис. 1.10) и V-образные опоры типа "Набла" с расщепленными оттяжками.

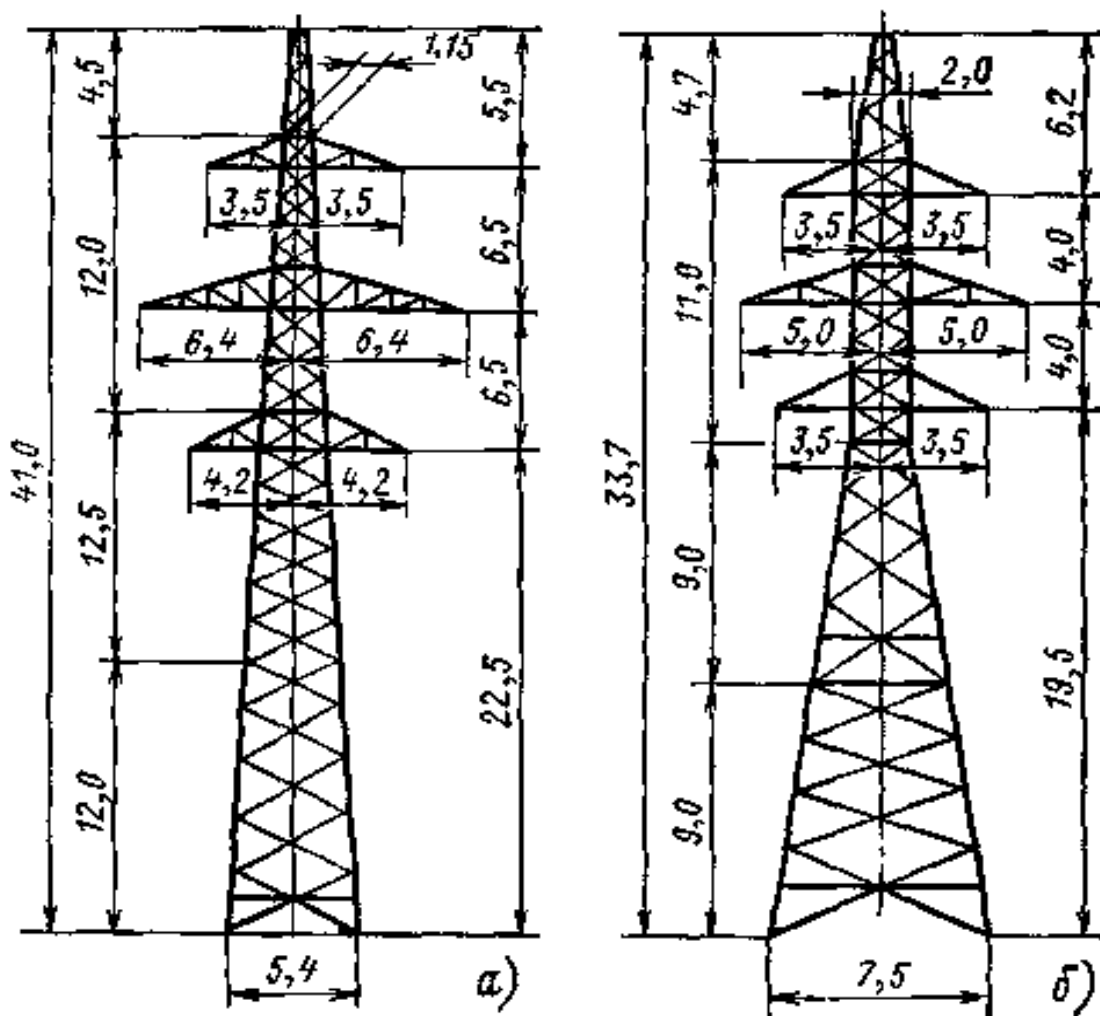


Рис. 1.11. Металлические свободстоящие двухцепные опоры:
 а - промежуточная 220 кВ; б - анкерная угловая 110 кВ

Железобетонные опоры долговечнее деревянных, требуют меньше металла и просты в обслуживании. При изготовлении железобетонных опор для обеспечения необходимой плотности бетона применяют виброуплотнение и центрифугирование. Траверы одностоечных опор - металлические, оцинкованные. На ВЛ 110 кВ и выше стойки опор и траверы порталных опор - изготавливают из центрифугированных труб, конических или цилиндрических (рис. 1.12, 1.13).

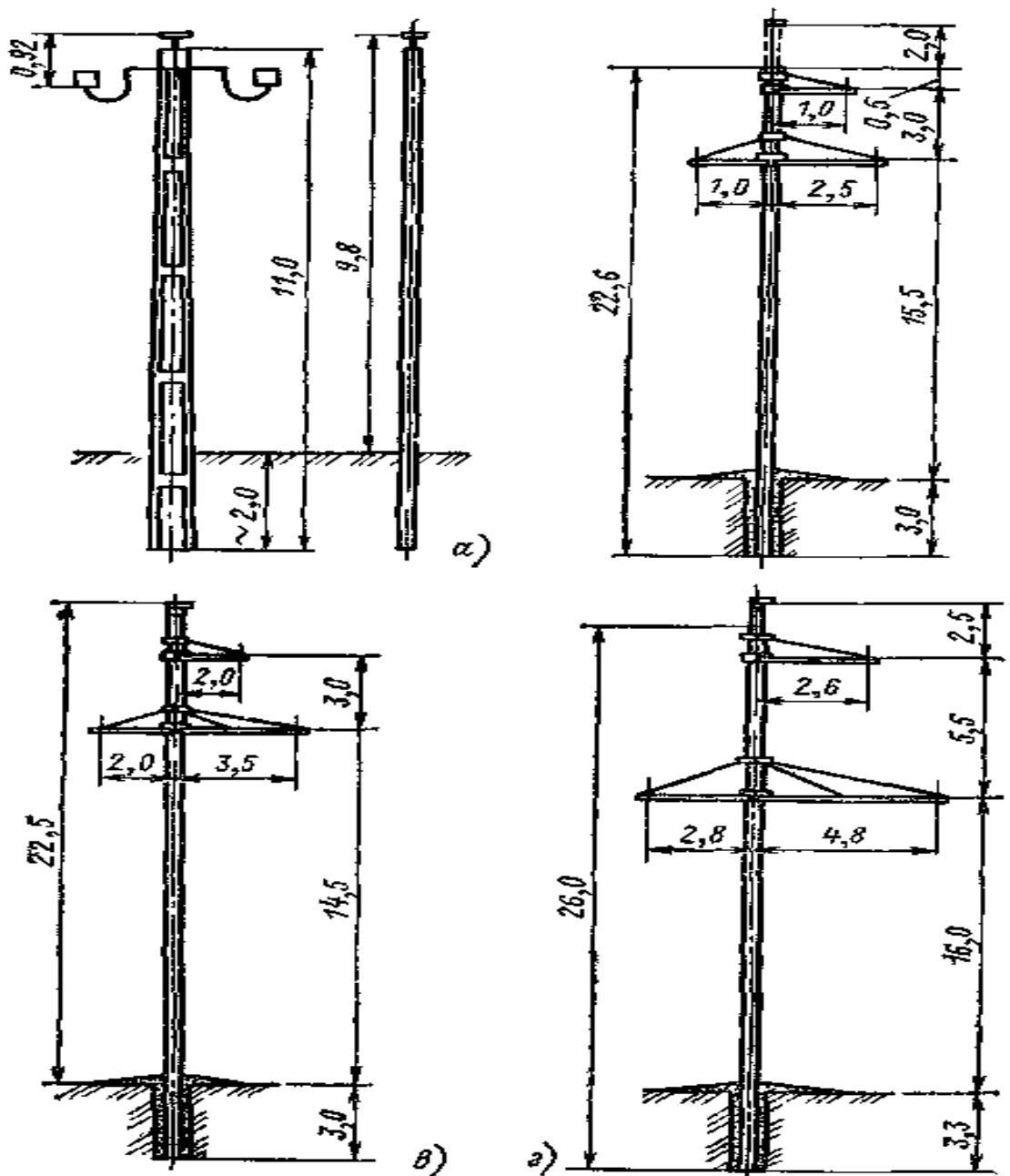


Рис. 1.12. Промежуточные железобетонные свободстоящие одноцепные опоры: а - со штыревыми изоляторами 6-10 кВ; б - 35 кВ; в - 110 кВ; г - 220 кВ

Конструкции железобетонных и металлических опор для ВЛ 35-500 кВ унифицированы. В результате сокращено число типов и конструкций опор и их деталей. Это позволило серийно производить опоры, что ускорило и удешевило сооружение линий.

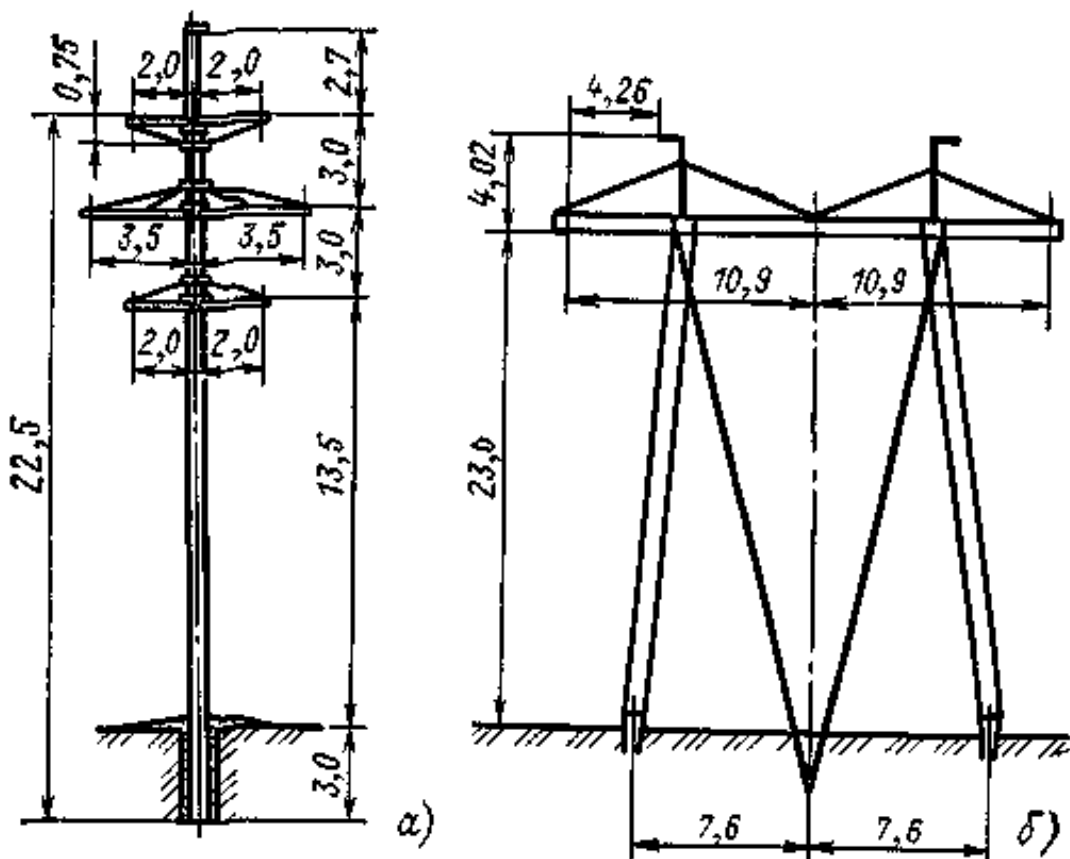


Рис. 1.13. Промежуточные железобетонные опоры: а - одностоечная свободностоящая двухцепная 110 кВ; б - порталная с оттяжками одноцепная 500 кВ

3.1.3. Линейные изоляторы

Линейные изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов на ВЛ и в распределительных устройствах станций и подстанций. Изготавливаются они из фарфора или закаленного стекла. По конструкции изоляторы разделяют на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы применяются на ВЛ напряжением до 1 кВ и на ВЛ 6-10 кВ и 35 кВ (на 35 кВ применяются редко и только для проводов малых сечений).

Подвесной изолятор тарельчатого типа (рис. 1.14,в) наиболее распространен на ВЛ напряжением 35 кВ и выше.

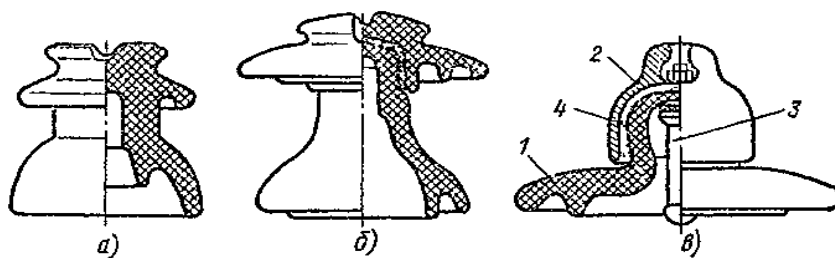


Рис. 1.14. Штыревые и подвесные изоляторы: а – штыревой 6-10 кВ; б – штыревой 20-35 кВ; в – подвесной тарельчатого типа

Подвесные изоляторы (рис. 1.14, в) состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1 и металлических деталей – шапки 2 и стержня 3, соединяемых с изолирующей частью посредством цементной связки 4. На рис. 1.14, в показан фарфоровый изолятор нормального исполнения. Для ВЛ в районах с загрязненной атмосферой разработаны конструкции изоляторов грязестойкого исполнения с повышенными разрядными характеристиками и увеличенной длиной пути утечки. В условном обозначении изолятора буквы и цифры обозначают: П – подвесной; Ф (С) – фарфоровый (стеклянный); г – для загрязненных районов; цифра – класс изолятора, кН; А, Б, В – исполнение изолятора.

Подвесные изоляторы собирают в гирлянды (рис. 1.15,а,б), которые бывают *поддерживающими* и *натяжными*. Первые монтируют на промежуточных опорах, вторые – на анкерных. Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии. Например, в поддерживающих гирляндах ВЛ с металлическими и железобетонными опорами 35 кВ должно быть 3 изолятора; 110 кВ – 6 – 8, 220 кВ – 10 – 14 и т.д.

Штыревые изоляторы крепятся на опорах при помощи крюков 5 (рис. 1.8,а) или штырей (рис. 1.12,а). Если требуется повышенная надежность, то на анкерные опоры устанавливают не один, а два и даже три штыревых изолятора.

3.1.4. Линейная арматура

Линейная арматура, применяемая для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам, делится на следующие основные виды: зажимы, сцепная арматура и соединители (рис. 1.15).

Зажимы применяются для закрепления провода в гирляндах подвесных изоляторов.

Сцепная арматура применяется для подвески гирлянд на опорах и соединении многоцепных гирлянд друг с другом.

Соединители соединяют провода и тросы в пролете.

Сцепная арматура включает **скобы, серьги и ушки**. Скоба предназначена для присоединения гирлянды к траверсе опоры. Поддерживающая гирлянда изоляторов (рис. 1.15, а) закрепляется на траверсе промежуточной опоры при помощи серьги 1, которая с одной стороны соединяется со скобой, а с другой стороны вставляется в шапку верхнего изолятора 2. К нижнему изолятору гирлянды за ушко 3 прикреплен поддерживающий зажим 4, в котором помещен провод 5.

Зажимы для закрепления проводов и тросов в гирляндах подвесных изоляторов подразделяются на поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах и натяжные при опорах анкерного типа. По прочности закрепления провода поддерживающие зажимы подразделяются на «глухие» и с заделкой ограниченной прочности.

На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи натяжных зажимов. Провода одной фазы электрически соединены друг с другом отрезком

провода в виде петли или шлейфа, свободно висящего под гирляндами (рис. 1.4, 1.9).

Глухой зажим показан на (рис. 1.15, в). Нажимные болты 1 через плашку 2 прижимают провод к корпусу зажима «лодочке» 3 и удерживают его на месте при одностороннем тяжении. Провод и трос в случае обрыва в одном из пролетов, как правило, не вытягиваются из зажима, и тяжение провода, оставшегося необорванным, передается на промежуточную опору. Глухие зажимы – основной тип зажимов, применяемых на ВЛ 35-500 кВ.

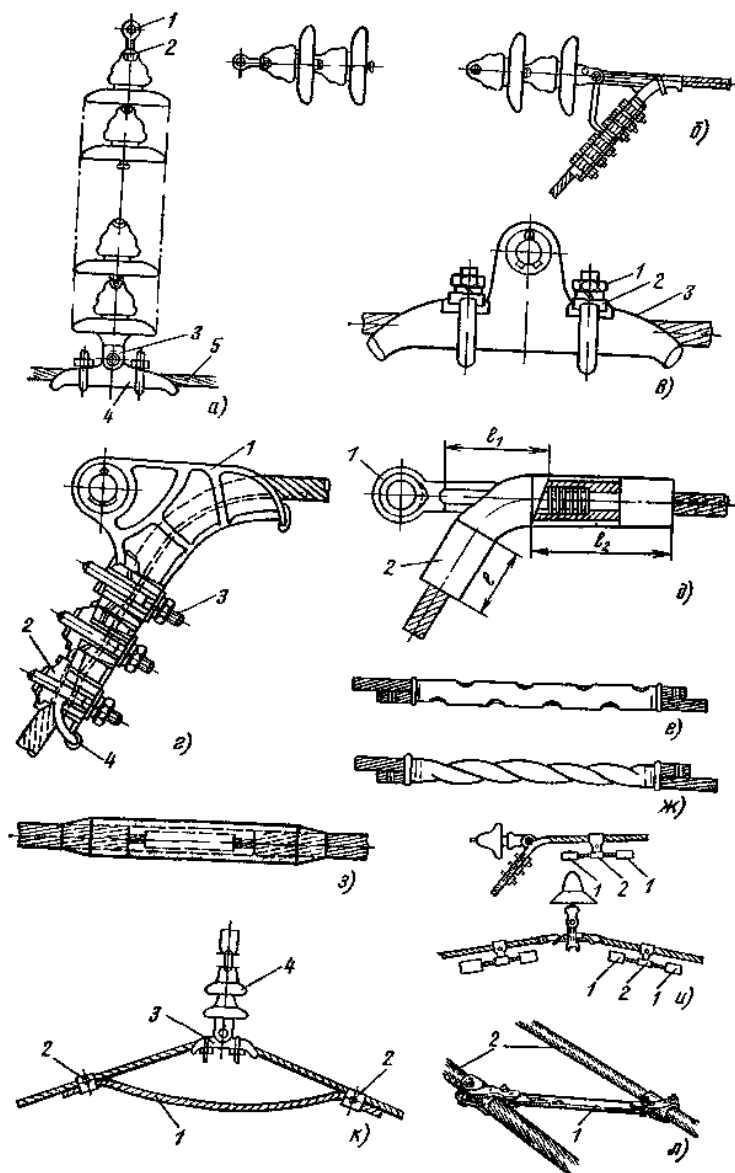


Рис. 1.15. Поддерживающие и натяжные гирлянды изоляторов и линейная арматура: а – поддерживающая гирлянда изоляторов с глухим зажимом; б – натяжная гирлянда изоляторов с болтовым зажимом; в – глухой поддерживающий зажим; г – болтовой натяжной зажим; д – прессуемый натяжной зажим; е, ж – соединители овальные с обжатием и с закручиванием; з – соединитель прессуемый; и – подвеска гасителей вибрации у натяжных и поддерживающих зажимов; к – демпфирующая петля; л – распорки

Зажимы с ограниченной прочностью заделки применяются на ВЛ-500 кВ. При обрыве провод «проскальзывает» в зажиме, что уменьшает продольную нагрузку на промежуточную опору. На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи натяжных зажимов. Существует несколько типов натяжных зажимов: болтовые – для проводов сечением 35-500 мм²; прессуемые – для сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более; клиновые – для подвески стальных тросов.

Промышленность выпускает провода определенной длины. На ВЛ эти куски проводов соединяют друг с другом с помощью соединителей (рис. 1.15.е,ж).

Соединители бывают прессуемые и овалыные с обжатием и закручиванием (рис.1.15,е,ж). К проводам ВЛ вблизи от зажимов подвешиваются гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли (рис. 1.15,к), применение которых уменьшает вибрацию и позволяет предотвратить излом проволок провода. Гаситель состоит из двух чугунных грузов 1, соединенных стальным тросом 2 (рис. 1.15,и). Частота собственных колебаний гасителей во много раз меньше, чем провода, и вибрация последнего в результате уменьшается [6].

3.1.5. Общие сведения о выполнении ВЛ

1. Горизонтальное расстояние между точками крепления проводов на соседних опорах называют длиной пролета или пролетом (ℓ).

2. Наименьшее расстояние по вертикали от земли до провода при его наибольшем провисании называют габаритом (h).

3. Вертикальное расстояние между горизонтальной прямой, соединяющей две расположенные на одном уровне точки крепления, и низшей точкой провеса провода называют стрелой провеса.

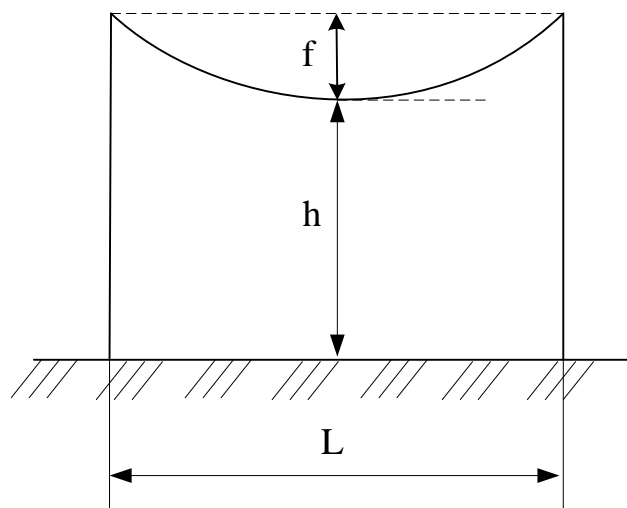


Рис. 1.16. Некоторые габаритные расстояния ВЛ

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах линий 35-500 кВ:
35 кВ - 3 шт.

110 кВ - 6-8 шт.
 220 кВ - 10-14 шт.
 330 кВ - 16-20 шт.
 500 кВ - 21-25 шт.

Длины пролетов в зависимости от напряжений линий приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Длины пролетов в зависимости от напряжений линий

Напряжение, кВ	6-10	20-35	110	220	330	500
Длина пролёта, м	50-100	100-200	170-250	250-350	300-400	350-450

3.2. Кабели и кабельные линии

Силовые кабели состоят из одной или нескольких токопроводящих жил, отделенных друг от друга и от земли изоляцией. Поверх изоляции для ее предохранения от влаги, кислот и механических повреждений накладывают защитную оболочку и стальную ленточную броню с защитными покровами. Токопроводящие жилы, как правило, изготавливаются из алюминия как однопроволочными (сечением до 16 мм²), так и многопроволочными. Применение кабелей с медными жилами предусмотрено только в специальных случаях, например, во взрывоопасных помещениях, в шахтах. На переменном токе до 1 кВ применяют четырехжильные кабели. Кабели в сетях переменного тока до 35 кВ - трехжильные, кабели 110 кВ и выше - одножильные. На постоянном токе применяют одножильные и двухжильные кабели.

Изоляция выполняется из специальной, пропитанной минеральным маслом кабельной бумаги. Кроме кабелей с бумажно-масляной изоляцией изготавливаются кабели также с резиновой или полиэтиленовой изоляцией.

Защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции для ее предохранения от влаги и воздуха, бывают: свинцовыми, алюминиевыми или поливинилхлоридными. Рекомендуется широко использовать кабели в алюминиевой оболочке. Свинцовые, алюминиевые или поливинилхлоридные оболочки защищают от механических повреждений, накладывают на них броню из стальных лент или проволок. Алюминиевую оболочку и стальную броню, в свою очередь, защищают от коррозии и химических воздействий защитными покровами из джута.

Кабели напряжением до 10 кВ изображены на рис. 1.17,а,б. На рис. 1.17,а показан четырехжильный кабель до 1 кВ: 1 - токопроводящие фазные жилы; 2 - бумажная фазная и поясная изоляция; 3 - алюминиевая или свинцовая защитная оболочка; 4 - стальная броня; 5 - защитный покров; 6 - бумажное заполнение; 7 - нулевая жила. На рис. 1.17,б изображен трехжильный кабель 1

– 10 кВ с бумажной изоляцией: 1 – медная или алюминиевая токопроводящая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – свинцовая или алюминиевая оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитные покровы; 8 – заполнение.

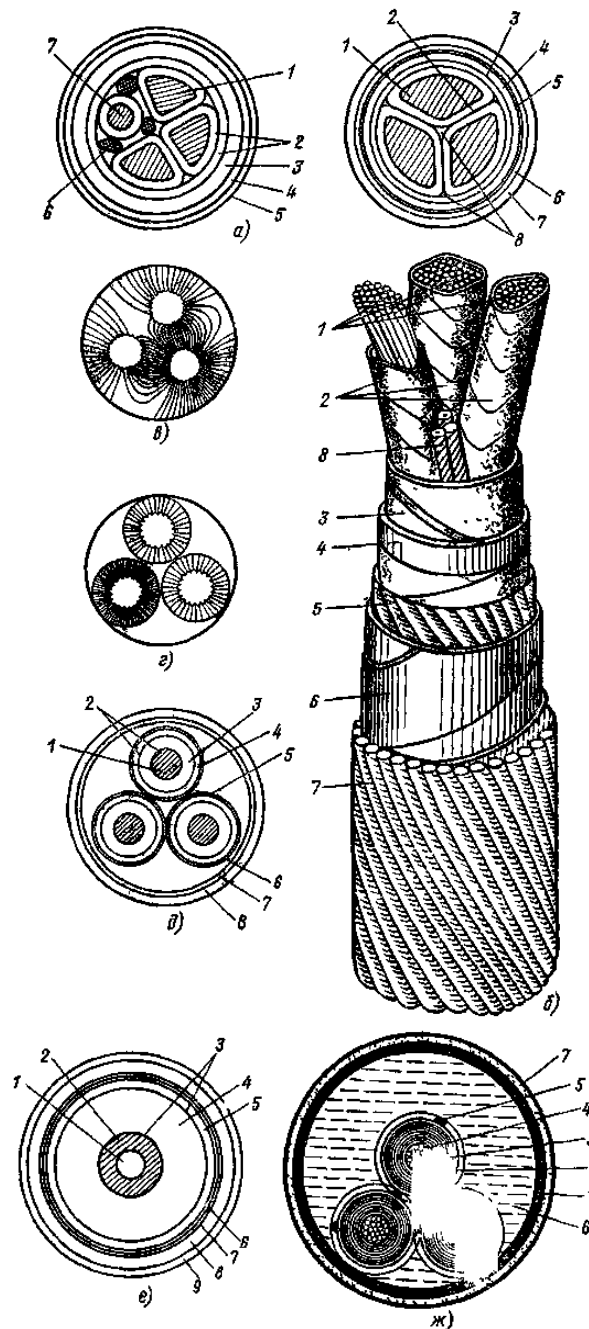


Рис. 1.17. Силовые кабели: а – четырехжильный до 1 кВ; б – с бумажной пропитанной изоляцией 1-10 кВ; в,г – электрическое поле в кабеле с поясной изоляцией и экранированными или освинцованными жилами; д – на напряжение 20-35 кВ; е – маслonaполненный низкого давления 110-220 кВ; ж – маслonaполненный высокого давления 220 кВ

Каждая из трех жил кабелей 1 – 10 кВ имеет секторную форму и обмотана фазной изоляцией (двумя или более слоями лент пропитанной кабельной бумаги). Пространство между жилами заполняют жгутами из сульфатной

бумаги 8. Поверх жил накладывают общую поясную изоляцию 3 той же структуры, что и фазная изоляция жил кабеля (рис. 1.17,б).

В кабеле на 20 и 35 кВ на рис. 1.17,д: 1 – круглая токопроводящая жила; 2 – полупроводящие экраны; 3 – фазная изоляция; 4 – свинцовая оболочка; 5 – подушка. Промежутки между освинцованными жилами заполнены пропитанной кабельной пряжей 6. Все три жилы скручены друг с другом и покрыты стальной броней 7. Защитный покров от коррозии – кабельная пряжа 8, пропитанная битумным составом.

Кабели переменного тока 110 и 220 кВ изготавливают маслonaполненными и, как правило, одножильными. Конструкция маслonaполненного низкого давления кабеля с бумажной пропитанной изоляцией на 110 и 220 кВ изображена на рис. 1.17,е: 1 – маслопроводящий канал; 2 – полая токопроводящая жила; 3 – экран из полупроводящей бумаги; 4 – изоляция; 5 – металлическая оболочка; 6 – подушка из поливинилхлоридных лент; 7 – медные усиливающие ленты; 8 – броня; 9 – защитные покровы. Маслопроводящий канал 1 этих кабелей через специальные муфты периодически по трассе прокладки соединяется с баками давления, которое может достигать 0,3 МПа. Избыточное давление масла исключает возможность образования пустот в изоляции кабеля и значительно повышает его электрическую прочность. Кабели высокого давления применяются на 220 – 500 кВ при прямых трассах, избыточное давление масла в них должно быть в пределах 1,1 – 1,6 МПа. Конструкция такого кабеля 220 кВ показана на рис. 1.17, ж. Три однофазных кабеля размещены в стальном трубопроводе 1, покрытом защитным покровом 7 и заполненном изоляционным маслом 6 под избыточным давлением до 1,5 МПа. Токоведущая жила 4 из медных круглых проволок имеет бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции и полупроводящих бумажных лент наложена медная перфорированная лента 2 (экран), а сверх нее – две бронзовые полукруглые проволоки 5, которые служат для механической защиты изоляции от повреждений во время протягивания в стальном трубопроводе и, кроме того, способствуют улучшению циркуляции масла. Свинцовая оболочка на таком кабеле нужна только на период транспортировки и хранения; перед затягиванием кабеля в стальной трубопровод ее снимают.

Принципиально новые конструкции кабелей разрабатываются для значительного увеличения их пропускной способности. К ним принадлежат электропередачи в трубах со сжатым газом и криогенные кабельные линии.

Марки кабелей состоят из начальных букв слов, характеризующих их конструкцию. Первая буква А соответствует алюминиевым жилам, отсутствие обозначения – медным. Оболочки кабелей обозначаются буквами: А – алюминиевая, С – свинцовая, В – поливинилхлоридная, Н – резиновая, наиритовая; П – полиэтиленовая; кабели с отдельно освинцованными жилами маркируются буквой О. Обозначения марок кабелей с различными бронированными защитными покровами отмечаются следующими буквами: Б – стальные ленты, П – плоские стальные оцинкованные проволоки, К – такие же проволоки, но круглые. Отсутствие в конструкции кабеля брони и защитного

слоя обозначается Г. Маслонаполненные кабели низкого давления маркируются буквами МН в начале названия кабеля, кабели высокого давления – буквами МВД.

Например, кабелям, изображенным на рис. 1.17,а,б, с медными жилами и свинцовой оболочкой соответствует марка СБ, а с алюминиевыми жилами соответствует марка ОСБ.

Рядом с маркой кабеля обычно указывают число и сечение токоведущих жил кабеля. Например, СБ 3×95 означает: кабель в свинцовой оболочке, бронированный стальными лентами, с тремя медными жилами сечением 95 мм².

3.2.1. Кабельная арматура предназначена для соединения отдельных отрезков (строительных длин) кабеля, а также для присоединения концов кабелей к аппаратуре или шинам распределительных устройств. Арматура для соединения отрезков кабеля – **соединительные муфты**. Арматура для оконцевания кабелей на открытом воздухе и внутри помещений – **концевые муфты** и **концевые заделки**. Основное назначение всех этих муфт и заделок – герметизация кабелей в местах соединений и оконцеваний.

Соединительная муфта изображена на рис.1.18,а. Зачищенные от изоляции концы жил кабеля 1 путем пайки или сварки соединяют друг с другом в специальных соединительных гильзах 6 и изолируют лентами кабельной бумаги (подмотка рулонами 5). Поверх соединения жил надевают корпус свинцовой муфты 3, концы которой припаивают к свинцовой (или алюминиевой) оболочке кабеля 2. Через специальные заливочные отверстия 4 муфту заполняют кабельной массой. После этого отверстия запаивают. На рис. 1.18,а: 7 – провод заземления, 8 – бандажи. Свинцовые соединительные муфты при прокладке в земле защищаются от механических повреждений защитными кожухами из чугуна или из стеклопластика.

На рис. 1.18,б показана сухая концевая заделка типа КВЭ, при монтаже которой не применяются кабельные заливочные составы. Герметизация жил 3 разделанного кабеля осуществляется с помощью трехслойных пластмассовых трубок 2, надеваемых на жилы. На рис. 1.18,б: 1 – наконечник; 4 – металлическая оболочка кабеля; 5 – корпус из эпоксидного компаунда; 6 – наконечник провода заземления; 7 – провод заземления.

На рис. 1.18,в показана концевая муфта типа КНЧ 10–240 с вертикально расположенными изоляторами, применяемая в наружных установках при соединении кабелей с трансформаторами и распределительными устройствами.

3.2.2. Прокладка кабелей

Прокладка кабелей осуществляется в помещениях и вне их. Вне помещений кабели обычно прокладывают в земляных траншеях. На дно траншеи насыпают подушку из песка, кабель засыпают слоем мягкого грунта и для защиты от механических повреждений покрывают кирпичом или бетонными плитами (рис. 1.18, г)

На переходах через автомобильные дороги и под железнодорожными путями кабель прокладывают в асбестоцементных или бетонных трубах. При прокладке большого количества кабелей применяют коллекторы, туннели, каналы и блоки. Коллектор предназначен для совместного размещения в нем кабельных линий, водопровода и теплотрасса и применяется при сооружении новых или реконструкции существующих улиц крупных городов. Туннель предназначен для прокладки только кабельных линий (рис. 1.18, д). Туннели и коллекторы могут быть круглыми и прямоугольными. Емкость одного туннеля - от 20 до 50 кабелей. При меньшем количестве применяются кабельные каналы. В больших городах и на крупных предприятиях кабели иногда прокладывают в блоках (рис. 18, е). Обычно это асбестоцементные трубы, стыки которых заделаны бетоном.

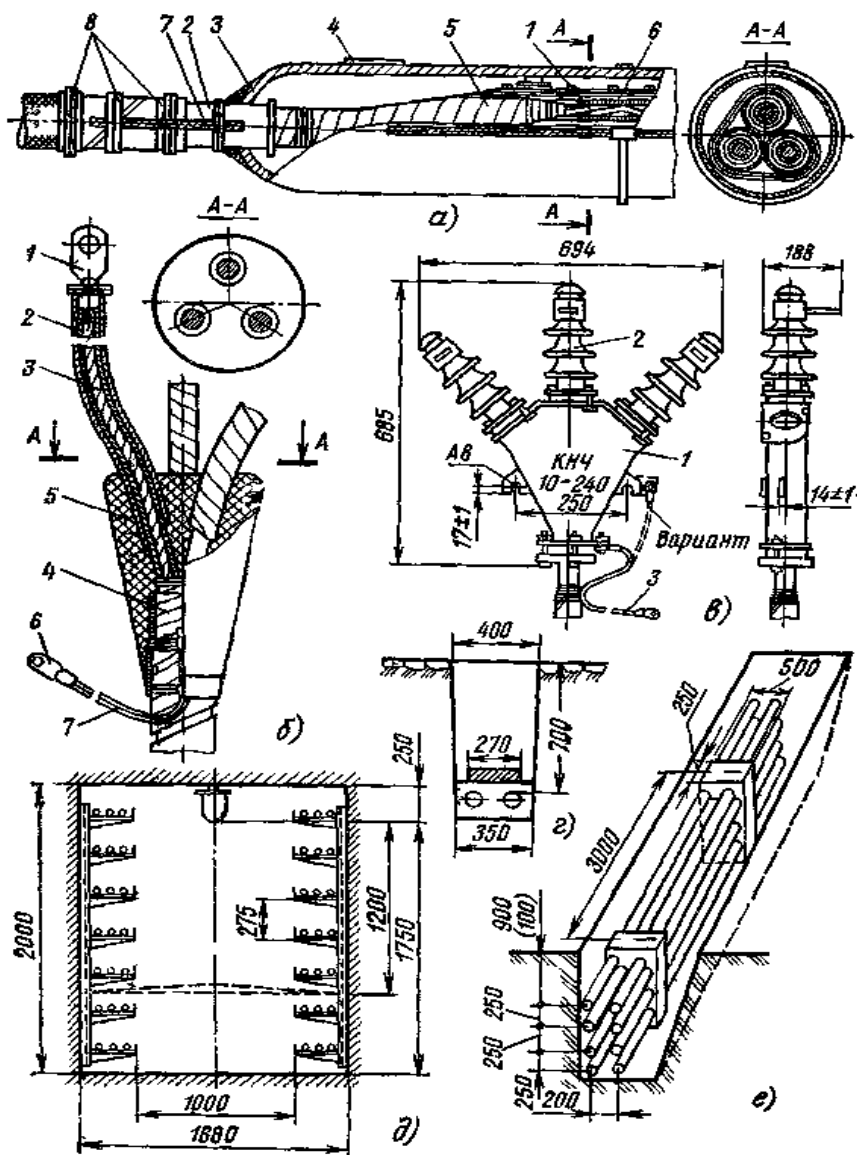


Рис. 1.18. Арматура и способы прокладки кабелей: а – свинцовая соединительная муфта для кабелей 6-110 кВ; б – концевая заделка типа КВЭ с пластмассовыми трубками на жилах; в – трехфазная концевая муфта наружной установки типа КНЧ для кабелей 6-10 кВ; г – прокладка кабелей в земляных траншеях; д – проходной кабельный туннель; е – кабельный блок

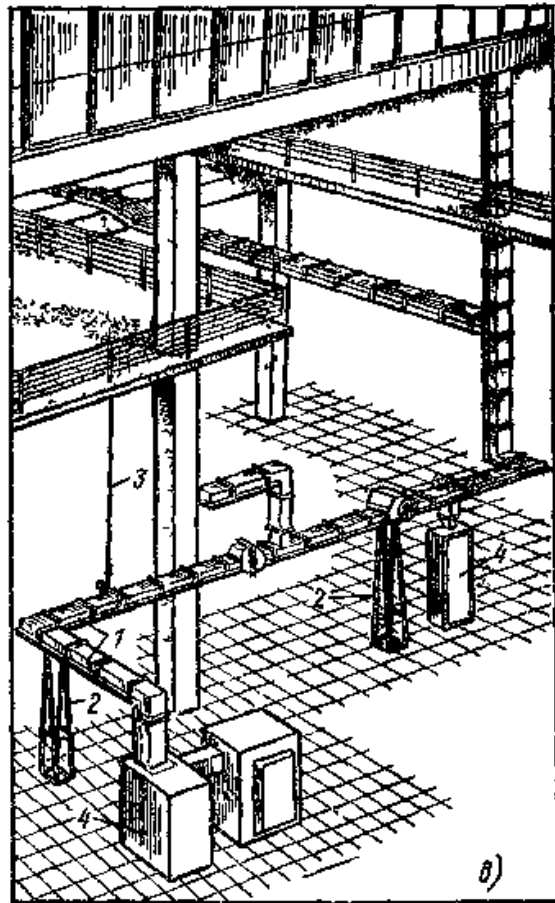
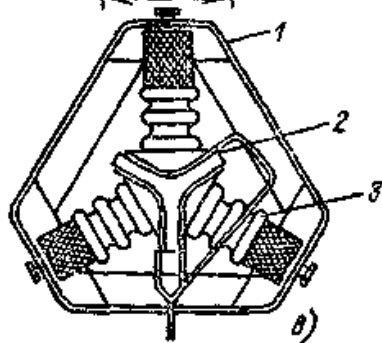
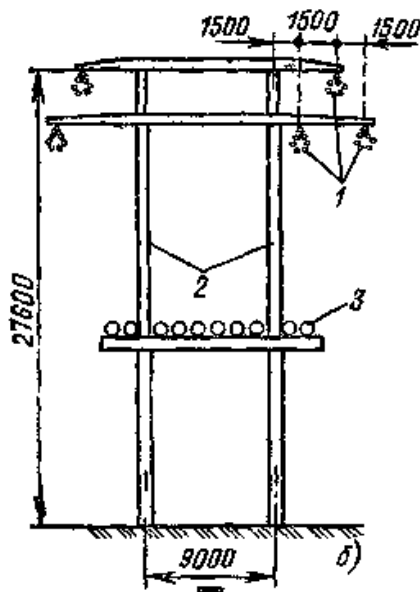
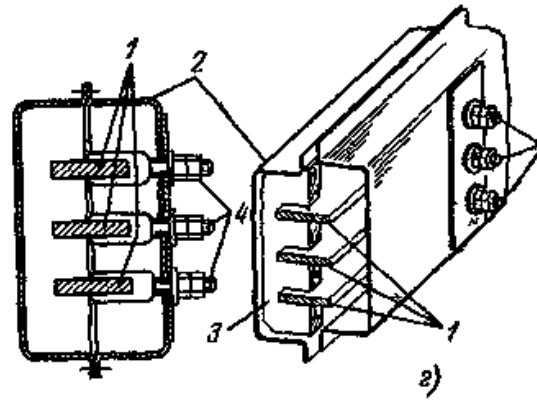
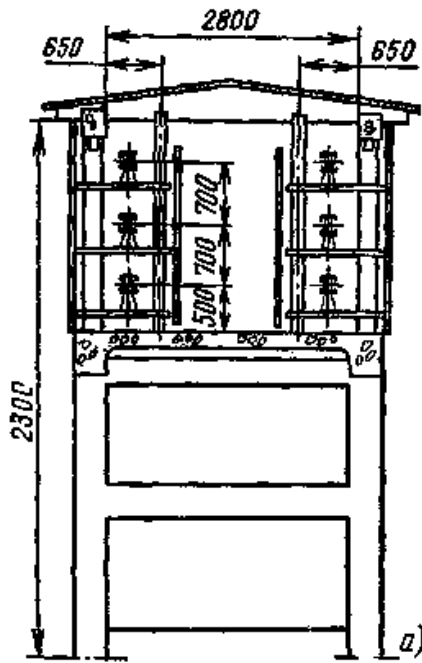
3.3. Токопроводы и внутренние электрические сети

3.3.1 Токопроводы промышленных предприятий широко применяются для передачи токов в тысячи и сотни ампер при напряжениях до 20 кВ. По токопроводам высокого напряжения 6-20 кВ электроэнергия передается от ТЭЦ или головной понизительной подстанции к цеховым подстанциям и отдельным мощным электроприемникам. Токопроводами низкого напряжения $U < 1$ кВ выполняют сети внутри цехов промышленных предприятий. Токопроводы высокого напряжения прокладывают в закрытых галереях или туннелях или в виде шинных мостов и подвесных гибких токопроводов.

Токопроводы высокого напряжения прокладывают в закрытых галереях или туннелях (рис. 1.19,а) или в виде шинных мостов и подвесных гибких токопроводов (рис. 1.19,б). Наружные токопроводы 6-20 кВ выполняют из неизолированных однопроволочных или многопроволочных проводов. На рис. 1.19,б изображен такой открытый токопровод, по сути являющийся видоизмененной ВЛ: 1 – фазы токопровода, выполненные из нескольких проводов для снижения реактивного сопротивления; 2 – железобетонная или стальная опора, совмещенная с эстакадой технологического назначения; 3 – технологические токопроводы.

Токопроводы внутри цехов обычно выполняют из алюминиевых шин. В коррозионно-опасных условиях или при необходимости повышенной гибкости применяют медные шины. Иногда шины укрепляются с помощью изоляторов и помещаются в закрытый кожух для защиты от механических повреждений, пыли и т. д.: рис. 1.19,в, где 1 – кожух; 2 – шина; 3 – изоляторы. На рис. 1.19,д показан магистральный токопровод внутри промышленного здания; 1 – кожух токопровода; 2 – опора; 3 – подвеска; 4 – распределительное устройство.

На рис. 1.19,г показана простейшая конструкция токопровода до 1 кВ, состоящего из неизолированных шин 1, стального разъемного короба 2 и прокладок 3, изолирующих шины. Зажимы 4 токопровода предназначены для болтового присоединения ответвлений к электроприемникам при снятом напряжении с шин. Кроме показанных на рис. 1.19,г применяются токопроводы, на которых устанавливают ответвительные коробки со специальными разъемными контактами. С помощью последних можно присоединять приемники, не снимая напряжение с токопровода, но при отключенном приемнике.



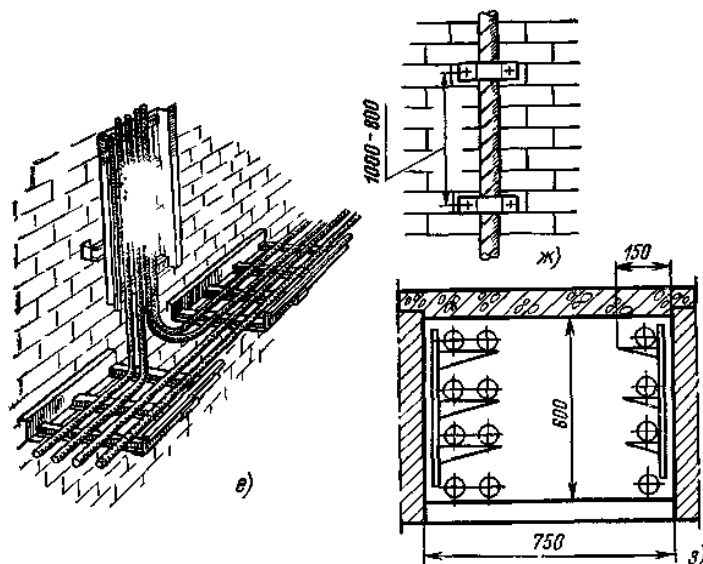


Рис. 1.19. Токопроводы промышленных предприятий и внутренние электрические сети: а – токопровод в закрытой галерее; б – гибкий открытый токопровод с расщепленными фазами на 10 кВ; в – токопровод с изоляторами; г – шинная сборка до 1 кВ с болтовым присоединением ответвлений; д – токопровод внутри промышленного здания; е – изолированные провода в петлях на стенах ; ж – кабель на стене здания; з – кабели в канале в полу

3.3.2. Внутренние электрические сети расположены внутри зданий и выполняются изолированными проводами и шнурами, кабелями и токопроводами.

Соединительные шнуры предназначены для присоединения различных бытовых электрических машин, приборов, радиоаппаратуры, телевизоров и других подвижных и неподвижных установок к электросетям переменного тока напряжением до 0,66 кВ.

Проводки внутренних сетей делятся на открытые и скрытые. Открытые проводки выполняются по поверхностям стен потолков, по фермам и т.д. К ним относятся изолированные провода, закрепленные на струнах, тросах, роликах, изоляторах или проложенные в трубах, коробах, стальных лотках, прикрепленных к стенам (рис. 1.19,е), а также кабели на скобах (рис. 1.19,ж) и токопроводы.

Скрытые проводки прокладывают внутри стен, полов, перекрытий различными способами прокладки: в трубах, гибких металлических рукавах, коробах, в пустотах строительных конструкций, в заштукатуриваемых бороздах и т. д. Сменяемые скрытые проводки – это провода и кабели в различных трубах, каналах (рис. 1.19,з), которые при повреждении можно заменить без разрушения строительной конструкции. Несменяемые скрытые проводки наглухо заделывают в теле строительной конструкции, например под слоем штукатурки. При их повреждении надо разрушать строительную конструкцию или заменять скрытую проводку на открытую.

Контрольные вопросы

1. Из каких элементов состоит силовой кабель?
2. Что относится к кабельной арматуре?
3. Перечислите способы прокладки кабеля.
4. Для чего и где, в основном, применяются токопроводы?
5. Как выполняются внутренние электрические сети ?
6. Каким способом прокладывают скрытые проводки?

4. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1. Основные потребители электроэнергии

Потребители электроэнергии различны по своему характеру: промышленные предприятия, жилые дома и коммунально-бытовые учреждения, электрифицированный транспорт, сельскохозяйственные потребители и т.д. Самый распространенный вид потребителей – это асинхронные двигатели. Они различаются по номинальной мощности, всегда потребляют реактивную мощность, но могут работать при различных значениях $\cos \varphi$ в зависимости от загрузки. Синхронные двигатели генерируют реактивную мощность, их номинальная мощность может быть очень велика. Коммунально-бытовая нагрузка - освещение, нагревательные приборы и т.д. - ранее считалась преимущественно активной. Потребление электроэнергии на бытовые нужды имеет тенденцию к росту вследствие увеличения числа двигателей (пылесосы, полотеры, стиральные машины, кофемолки), а также телевизоров, кондиционеров, холодильников. Все это приводит к росту реактивной мощности коммунально-бытовой нагрузки. Кроме того растет удельный вес специальных видов нагрузки – выпрямителей и инверторов, электрохимии и электрометаллургии, например электролизной нагрузки и дуговых сталеплавильных печей, электрифицированного железнодорожного и городского транспорта. Существенную часть в потреблении электроэнергии составляют потери в сетях. Характерный для электрических систем нашей страны примерный состав комплексной нагрузки в % приведен ниже:

Мелкие асинхронные двигатели	–	34
Крупные асинхронные двигатели	–	14
Осветительная нагрузка (люминесцентные и лампы накаливания)		25
Синхронные двигатели (синхронная нагрузка)	–	10
Выпрямители, инверторы, печи, нагревательные приборы	–	10
Потери в сетях		7-9

Совокупность разнородных потребителей электроэнергии, питающихся от одной электрической системы, называется комплексной нагрузкой электрической системы. Характеристики этой нагрузки определяются свойствами отдельных потребителей и их относительной долей в общей совокупности нагрузки. Характеристики комплексной нагрузки получаются по данным натурных испытаний в электрической системе. Характеристики достаточно крупных комплексов потребителей электроэнергии сходны между собой, так как основная часть потребителей - асинхронные двигатели и лампы накаливания.

4.2. Категории потребителей по требуемой степени надежности электроснабжения

В соответствии с Правилами устройства электроустановок [ПУЭ] электроприемники по степени надежности делятся на три категории:

1. Первая категория включает в себя электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электрической энергией от двух независимых источников питания. Перерыв их электроснабжения допускается только на время автоматического ввода резервного питания. Независимым считается такой источник питания электроприемника, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках питания этого электроприемника.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий:

1) каждая из секций или систем шин имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Электроприемники первой категории: приводы главных вентиляторов и подъемников шахт, крупные гидролизные установки, разливные краны мартеновских печей, сооружения и объекты с массовым скоплением людей при искусственном освещении: метро, театры, стадионы и т.д.

Из состава электроприемников первой категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электроснабжения этой группы должен предусматриваться третий, независимый, источник питания. В качестве третьего, независимого, источника для особой группы электроприемников и второго независимого питания для электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.д.

2. Вторая категория включает в себя электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к:

- массовому недоотпуску продукции;
- массовым простоям рабочих, механизмов, транспорта;
- нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей.

Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв их электроснабжения допускается на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Это цеха серийного производства, д/сады, школы, здания выше 5 этажей, административно - общественные здания.

3. Третья категория включает в себя электроприемники, не подходящие по определению к первой и второй категории.

Электроприемники III категории обеспечиваются электрической энергией от одного источника питания. Перерыв их электроснабжения допускается на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента электропередачи, но не более 1 суток.

4.3. Графики электрических нагрузок

Потребление электрической энергии в ЭЭС зависит от вида электроприемников, режимов их работы, времени и других факторов.

Процесс электропотребления выражается графиком электрической нагрузки – графическим изображением зависимости активной мощности P или тока I от времени t . Существуют графики суточные, недельные, сезонные и годовые, а также годовые по продолжительности.

Конфигурация суточного графика электрической нагрузки промышленных потребителей определяется особенностями технологического процесса данного производства. Суточный график бытовой нагрузки отличается большой неравномерностью (рис. 4.1). Он характеризуется двумя явно выраженными максимальными значениями – суточными максимумами в утреннее и вечернее время.

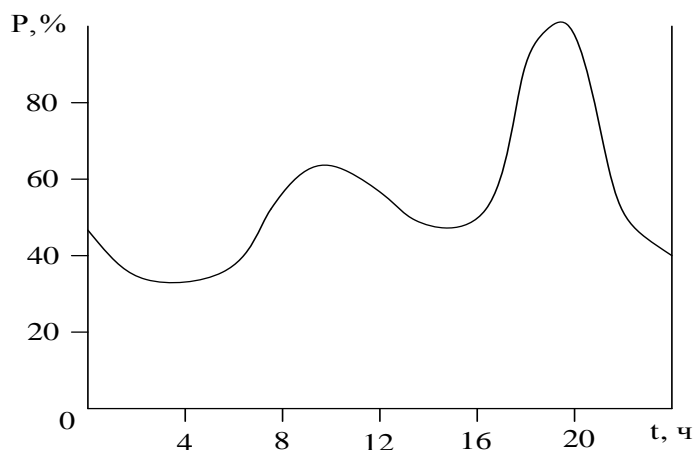


Рис. 4.1. Суточный график бытовой нагрузки

Для характерных групп потребителей существуют типовые суточные графики. Изображаются такие графики ступенчатыми зависимостями (рис. 4.2).

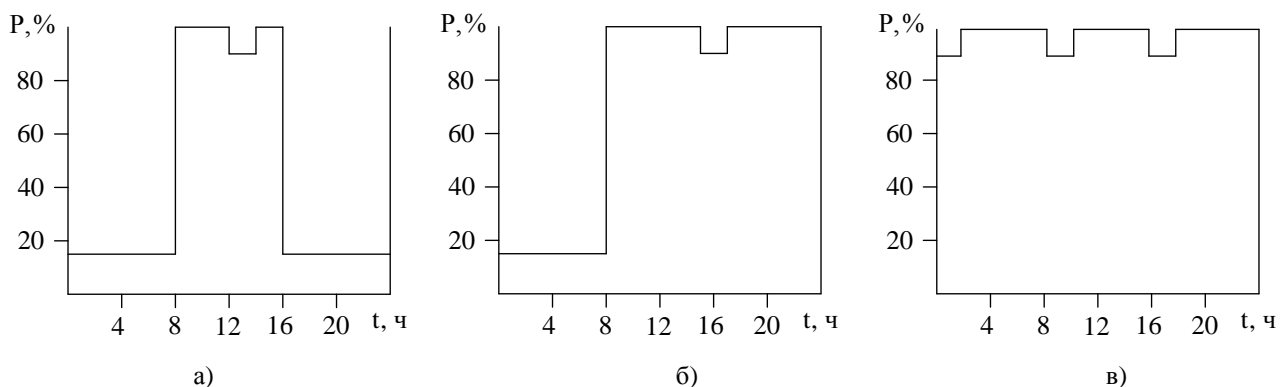


Рис. 4.2. Типовые графики активной нагрузки промышленных предприятий: а – односменный; б – двухсменный; в – трехсменный

Суточные графики одного и того же потребителя меняются в зависимости от времени года из-за различной продолжительности светового дня, изменения температуры и т. д., и поэтому в зависимости от сезона потребление мощности характеризуется разными графиками.

По суточным графикам строят годовые графики и годовые упорядоченные – по продолжительности (рис. 4.3).

Графики по продолжительности представляют собой диаграммы постепенно убывающих значений мощности, каждому из которого соответствует время (продолжительность), в течение которого данная мощность требуется потребителю.

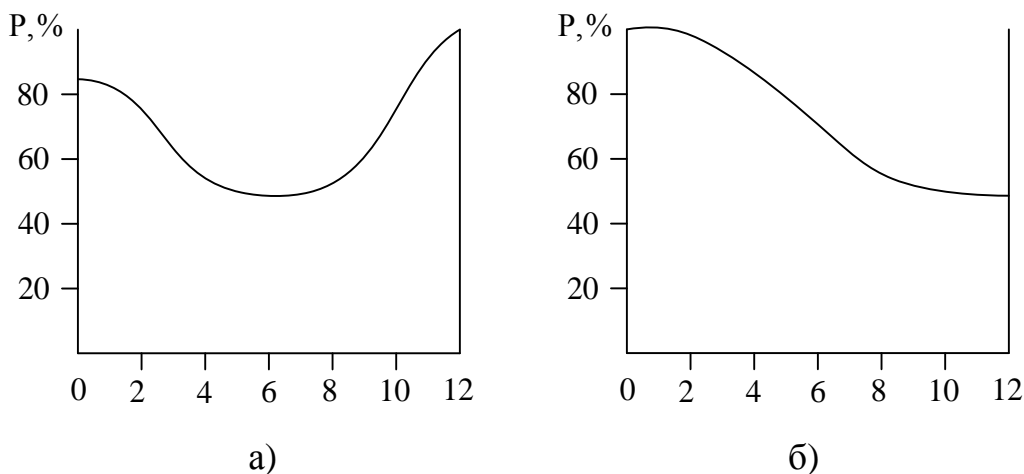


Рис. 4.3. Годовые графики нагрузки: а – временной; б – по продолжительности

По типовым графикам можно построить суммарные графики нагрузки ЛЭП, подстанции, узла нагрузки и т. д. Для целей управления и проектирования ЭЭС используются главным образом суточные графики зимнего и летнего рабочего дня, а также годовые графики месячных максимумов.

Суточный график (рис. 4.4) характеризуется следующими показателями:

- Максимальной и минимальной нагрузкой P_{\max} , P_{\min} ;

- Среднесуточной нагрузкой $P_{cp} = \frac{\mathcal{E}}{24}$; где \mathcal{E} – суточная потребляемая электроэнергия;

- Коэффициентом неравномерности нагрузки $\alpha_{сут} = \frac{P_{min}}{P_{max}}$;

- Плотностью графика нагрузки $\beta_{сут} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$.

Суточный график нагрузки условно делится на три характерные зоны: базисную 3, расположенную ниже линии минимальной нагрузки; полупиковую 2 – между линиями минимальной и среднесуточной нагрузок; пиковую – выше линии среднесуточной нагрузки.

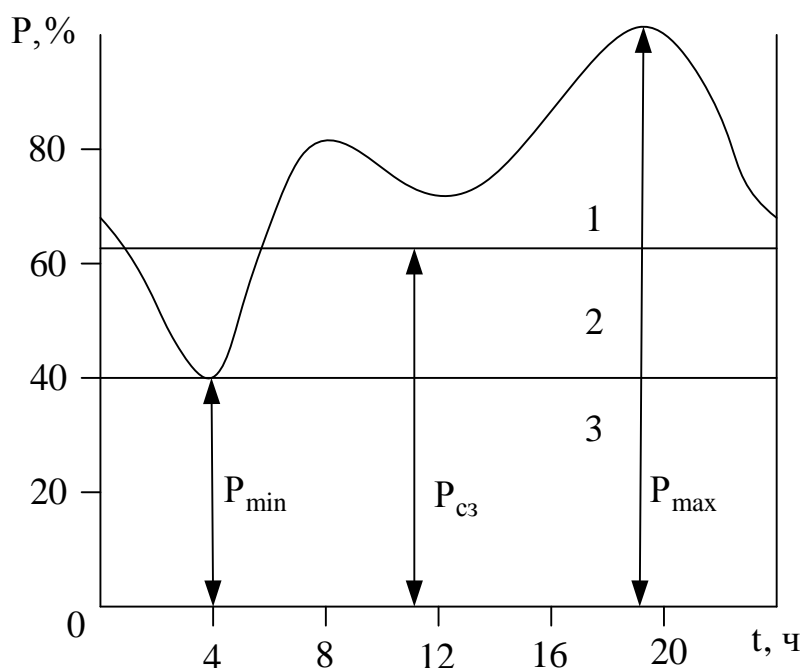


Рис. 4.4. Суточный график нагрузки энергосистемы

Энергия, потребляемая в течение суток,

$$W_{сут} = \int_0^{T_{сут}} P(t) dt . \quad (4.1)$$

Или для усредненных на часовом интервале значений ступенчатого графика нагрузки:

$$W_{сут} = \sum_{i=1}^{24} P_i \Delta t , \quad (4.2)$$

где P_i – усредненное значение мощности на i -м часовом интервале;

Δt – часовой интервал времени.

Аналогичные показатели могут применяться также для характеристики недельных, месячных, сезонных и годовых графиков.

Плотность годового графика нагрузки обычно характеризуется продолжительностью (числом часов) использования максимальной нагрузки (рисунок 4.5)

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}} = 8760 \cdot \beta_{\text{год}}, \quad (4.3)$$

где $W_{\text{год}} = \int_0^{T_{\text{год}}} P(t)dt$. С учетом этого получаем

$$\beta_{\text{год}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} = \frac{T_{\max}}{8760}. \quad (1.41)$$

T_{\max} – время, в течение которого потребитель, работая с максимальной нагрузкой, получит из сети такое же количество энергии, что и работая по действительному графику за год.

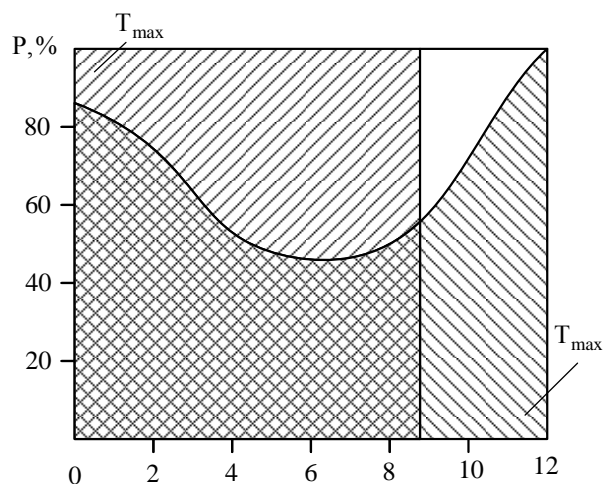


Рис. 4.5. Время использования максимальной нагрузки

Среднее значение T_{\max} для различных групп потребителей приведено в таблице 4.1.

Кроме графиков по активной мощности аналогичным образом строятся графики и для реактивной мощности, которые часто изображаются на одном графике с активной мощностью (рис. 4.6).

Таблица 4.1

Продолжительность использования максимальной нагрузки

Группы потребителей	T_{\max} , ч
Бытовая нагрузка	2000....3000
Промышленные предприятия, работающие:	
в одну смену	1500....2200
в две смены	3000....4500
в три смены	5000....7000

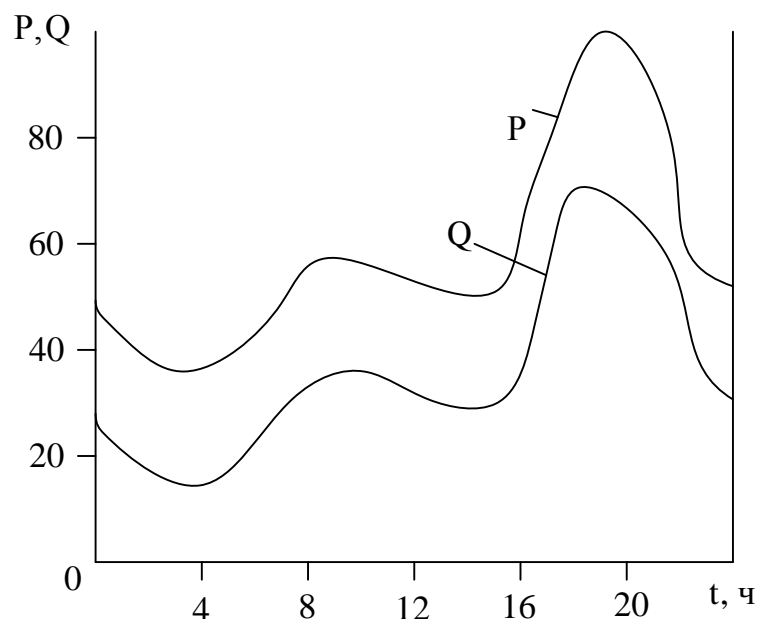


Рис. 4.6. Суточные графики активной и реактивной мощности

Графики нагрузки потребителей могут быть получены по данным измерений за требуемый период. Такие экспериментально полученные графики отражают условия работы потребителя именно в те моменты времени, в которые выполняются измерения. В другой период времени данные будут иными, так как происходят изменения в структуре потребления предприятия, что, в общем, происходит довольно медленно, или вмешиваются случайные факторы, которые имеют крайне быстрый характер изменения. Как правило, на основе эксперимента получают несколько графиков данного потребителя, например суточных, и производят их статическую обработку, в результате чего получают график усредненных значений и характеристику его изменчивости, которую можно считать оценкой погрешности графика нагрузки.

Контрольные вопросы

1. Как различаются потребители по степени надежности электроснабжения?
2. Что показывают графики нагрузки и какими они бывают?
3. Что такое T_{\max} время максимальной нагрузки?

5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕГО ОБЕСПЕЧЕНИЕ

5.1. Показатели качества

Качество электроэнергии характеризуется показателями соответствия частоты и напряжения в сети их нормированным значениям.

Считается, что работа электроприемников с наилучшими технико-экономическими показателями возможна лишь при номинальных параметрах сети ($f_{ном}$, $U_{ном}$, $I_{ном}$), т. е. при соблюдении качественных показателей электроэнергии. Основными, из которых являются отклонение напряжения и отклонение частоты.

Отклонение указанных значений от номинальных в ту или другую сторону приводит к ухудшению экономических и технических показателей.

5.2. Баланс активной мощности и его связь с частотой

Для поддержания в системе стабильной частоты должен соблюдаться баланс мощности, т. е. генерируемая мощность должна быть равна потребляемой. Потребляемая мощность состоит из активной нагрузки, потерь при передаче мощности к потребителям и расхода на собственные нужды электростанций и подстанций:

$$\Sigma P_{Г} = \Sigma P_{П},$$

$$\Sigma P_{П} = \Sigma P_{Н} + \Sigma \Delta P + \Sigma P_{СН}, \quad (7.4)$$

где $\Sigma P_{Г}$ – генерируемая активная мощность станции;

$\Sigma P_{П}$ – суммарное потребление активной мощности;

$\Sigma P_{Н}$ – суммарная активная мощность нагрузки потребителей;

$\Sigma \Delta P$ – суммарные потери активной мощности 5÷15% ;

$\Sigma P_{СН}$ – активная мощность, расходуемая на собственные нужды электростанций (5÷10%).

Активная мощность неразрывно связана с частотой переменного тока системы.

При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты.

Иными словами,

при $\Sigma P_{Г} = \Sigma P_{П}$ - частота в системе равна номинальной ($f = f_{ном}$).

При $\Sigma P_{Г} > \Sigma P_{П}$, - частота увеличивается,

а при $\Sigma P_{Г} < \Sigma P_{П}$, - частота в системе падает.

Таким образом, при существенном нарушении указанного баланса в системе будет изменяться частота. Но за процессами изменения потребляемой мощности неизменно следит автоматика.

Приведем примеры. При внезапном включении мощного потребителя (например, дуговой сталеплавильной печи мощностью 100 тыс. кВт. (100 МВт)) генерируемую мощность невозможно мгновенно изменить – ведь для

этого надо изменить режим работы станции. Частота начнет снижаться. В этот момент в работу вступают автоматический регулятор скорости (АРС) вращения турбины и автоматический регулятор частоты (АРЧ) генератора. Они дадут команду на соответствующих станциях увеличить выработку энергии. При выполнении команды частота придет в норму. При изменении баланса мощности в другую сторону (например, отключение той же печи) частота начнет повышаться. Будет дана команда на снижении выработки мощности, и частота стабилизируется, придет в норму [5].

Отклонение частоты одинаково для всей энергосистемы, так как значение частоты в данный момент определяется частотой вращения генераторов. В нормальных установившихся режимах все генераторы имеют синхронную частоту. Поэтому отклонение частоты – это общесистемный показатель качества электроэнергии.

В соответствии с ГОСТом отклонения частоты тока (под отклонением частоты понимают разность между ее фактическим и номинальным значениями) в нормальном режиме, т.е. не менее 95% времени суток, не должны превышать $\pm 0,1$ Гц (допускается временное увеличение отклонения частоты до $\pm 0,2$ Гц).

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса и брак продукции.

Изменение частоты в пределах нескольких процентов от номинальной в основном влияет только на работу асинхронных двигателей. При снижении частоты тока соответственно уменьшается частота вращения электродвигателей, несколько увеличиваются ток, максимальный момент и нагрев двигателя, а при увеличении частоты – наоборот. Однако при небольших изменениях частоты нормальная работа электродвигателей и большинства других электроприемников практически не нарушается.

5.3. Влияние отклонения напряжения на работу потребителей

Важная задача регулирования режимов работы электрических сетей – поддержание требуемых уровней напряжения у потребителей. Изменение напряжения, особенно сверх допустимого значения, оказывает значительное влияние на работу потребителей. Весьма чувствительны к этому осветительные приборы. При повышении напряжения сверх номинального резко снижается срок службы ламп накаливания, а при понижении заметно падает их световой поток. Для люминесцентных ламп, которые все более широко применяются, срок службы сокращается как при повышении, так и при понижении напряжения.

Изменение напряжения оказывает серьезное влияние на работу наиболее распространенных в производстве короткозамкнутых асинхронных двигателей.

При снижении напряжения уменьшаются вращающий момент двигателя, который практически пропорционален квадрату напряжения, а также пусковой момент; снижается частота вращения; увеличиваются ток и нагрев двигателя; из-за ускоренного износа изоляции уменьшается срок службы. При значительном снижении напряжения из-за уменьшения вращающего момента могут произойти полная остановка (опрокидывание) нагруженного двигателя и соответственно нарушение технологического процесса. Если двигатель не отключить от сети, то он будет поврежден.

В результате снижения напряжения падает мощность и, следовательно, ухудшаются нагрев электронагревательных приборов, работа телевизоров, радиоприемников, холодильников и других бытовых приборов. Повышение напряжения также вредно влияет на работу последних, уменьшая в большинстве случаев срок их службы.

Нормы качества электрической энергии регламентирует ГОСТ 13109-97 для номинальной частоты 50 Гц.

В соответствии с ГОСТом предусматривают следующие нормы для отклонений напряжения у потребителей. На зажимах электроприемников в течение не менее 95% времени суток допускают нормальные отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального. Максимальные отклонения напряжения $\pm 10\%$. Основные показатели качества и их допустимые значения приведены чуть ниже.

Подводя итог вышеизложенному, коротко можно сказать, что отклонение напряжения приводит к:

- изменению освещенности,
- торможению и останову электродвигателей,
- удлинению технологического процесса,
- затруднению пуска и самозапуска асинхронных двигателей,
- повышению удельного расхода электроэнергии,
- увеличению себестоимости продукции и браку.

Следствием больших отклонений частоты может быть следующее: уменьшаются частоты вращения электродвигателей и их производительность; нарушается работа собственных нужд (насосов, вентиляторов), что может привести к остановке всей электростанции. В свою очередь, остановка электростанции приводит к перегрузке оставшихся в работе механизмов и создает предпосылки к выходу из работы всей энергосистемы. Поэтому необходимо придерживаться регламентированных отклонений частоты ($\pm 0,1$ Гц или временно 0,2 Гц при $f_{ном} = 50$ Гц). Применяются специальные меры по поддержанию частоты, о которых было сказано выше.

Режим поддержания напряжения осуществляется также специальными мерами:

- применением трансформаторов с регулированием под нагрузкой (РПН);
- установкой дополнительных источников реактивной мощности, компенсирующих устройств, (КУ);

•включением установок продольной компенсации (УПК) и другими мерами, о которых будет сказано ниже.

Основной задачей режима поддержания напряжения в питающих сетях является обеспечение требуемых показателей качества электроэнергии у потребителей, т.е. в распределительных сетях.

Контрольные вопросы

1. Какими основными показателями характеризуется качество электроэнергии?
2. К чему приводит отклонение частоты и напряжения?
3. Как поддерживается постоянная частота в системе?
4. Назовите методы регулирования напряжения в электрических сетях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Черкасова Н.И. Электроэнергетические системы и сети: Учебное пособие для студентов направления 13.03.02 всех форм обучения. /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск: РИО, 2021.- 207 с.
2. Черкасова, Н.И. Электропитающие системы и электрические сети [текст]: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения/ Н.И. Черкасоа. - Рубцовск: РИО, 2010. - 202 с.
3. Черкасова Н.И. Общая энергетика: Учебное пособие /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск: РИО, 2003. – 163 с.
4. Черкасова Н.И. Общая энергетика (курс лекций): Учебное пособие для студентов специальности 100400 заочной формы обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск: РИО, 2003. – 163 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2003. - 248 с.
6. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.Н. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2000.-536 с.
7. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Направление развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы НТФ «Энергопрогресс» // Промышленная энергетика, 2001, N1.
8. Джангиров В.А. Современное состояние и пути развития электроэнергетики стран СНГ НТФ «Энергопрогресс» // Промышленная энергетика, 2001, N5.
9. Багиев Г.Л. Состояние и пути эффективного функционирования энергетики НТФ «Энергопрогресс» //Промышленная энергетика, 2001, N5.
10. Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики : [текст]: [Электронный ресурс]/ РИИ. – Электрон. Дан. – Рубцовск: РИО, Учебник/ Г.Ф. Быстрицкий. - М.: Кнорус, 2011. - 352 с.

Нина Ильинична Черкасова

ВВЕДЕНИЕ В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ

Учебное пособие для студентов направления
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Подписано к печати 30.06.23. Формат 60x84/16.
Усл. печ. л. 5,5. Тираж 35 экз. Зак. 231916. Рег. № 17.

Отпечатано в ИТО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.