

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ**  
**УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**  
**«ТУЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
Институт высокоточных систем им. В.П. Грязева  
Кафедра «Электроэнергетика»

***Утверждаю:***

Зав. кафедрой «Электроэнергетика»

\_\_\_\_\_ В.М.Степанов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.

Регистрационный номер:

\_\_\_\_\_

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ**

**учебной дисциплины (модуля)**

**«Электроэнергетика»**

Уровень профессионального образования:  
высшее образование – бакалавриат

Направление (специальность) подготовки:  
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль (специализация) подготовки:  
«Электроснабжение»

Квалификация выпускника: бакалавр

Форма обучения: (очная, заочная)

Тула 2015 г.

Конспект лекций составлен проф. В. М. Степановым и обсужден на заседании кафедры «Электроэнергетика»  
протокол № 10 от "07" октября 2015 г.

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ В. М. Степанов

Конспект лекций пересмотрен и утвержден на заседании кафедры  
«Электроэнергетика»  
протокол №\_\_\_\_ от " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ В. М. Степанов

## 7 семестр

### 1.1. Производство электроэнергии

#### 1.1.1. Источники энергии. Их основная классификация

*Энергия* — всеобщая основа природных явлений, базис культуры и всей деятельности человека. В то же время энергия понимается как количественная оценка различных форм движения материи, которые могут превращаться одна в другую. По видам энергия подразделяется на химическую, механическую, электрическую, ядерную и т. д. Возможная для практического использования человеком энергия сосредоточена в материальных объектах, называемых *энергетическими ресурсами*.

Из многообразия энергоресурсов, встречающихся в природе, выделяют основные, используемые в больших количествах для практических нужд. К ним относят ограниченные топлива, такие, как уголь, нефть, газ, а также энергию рек, морей и океанов, солнца, ветра, тепловую энергию земных недр (геотермальную) и т. д.

Энергоресурсы разделяют на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относят энергоресурсы непрерывно восстанавливаемые природой (вода, ветер и т. д.), а ко вторым — энергоресурсы, ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь).

Инженеру-энергетику необходимо иметь хотя бы общее представление о мировых запасах топлива. Различные виды топлива имеют существенно разные энергоёмкости, величины которых приведены в табл. 1.1.1

Таблица 1.1.1

Виды топлива	Условное топливо	Уголь (антрацит)	Дрова (сухие)	Нефть	Газ (пропан)	Водород
Удельная энергоёмкость: 10 <sup>6</sup> Дж/кг ккал/кг	29,3 7000	33,5 8000	10,5 2500	41,9 10 000	46,1 11 000	12,06 28 800

**Уголь.** Мировые геологические запасы угля, выраженные в условном топливе, оцениваются в 12 000 млрд. т, из которых 6000 млрд. т относятся к достоверным. Наглядное представление о мировых запасах угля и

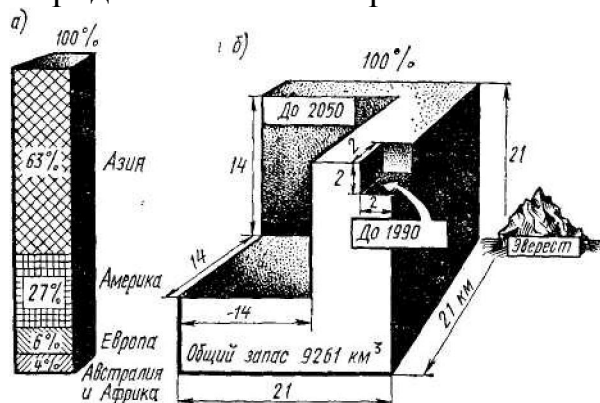
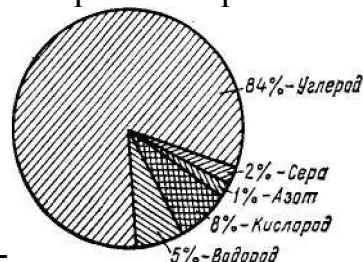


Рис. 1.1.1. Оценки мировых запасов угля:

*a* — на различных континентах; *б* — перспектива использования

перспективах их использования дает рис. 1.1.1. Наибольшими достоверными запасами располагают СССР и США. Значительные достоверные запасы имеются в ФРГ, Англии, КНР и ряде других стран. Современная техника и



технология позволяют экономически оправданно добывать лишь 50% от всех достоверных запасов угля.

В энергобалансе СССР в начале 70-х годов произошли существенные изменения: ископаемые угли временно уступили занимаемое ими ранее первое место нефти и газу. Однако роль угля в снабжении народного хозяйства нашей страны источниками энергии в перспективе исключительно велика. Углепромышленные бассейны имеются в пределах РСФСР (Печорский, Кузнецкий, Канско-Ачинский, Иркутский, Подмосковный), на Украине (Донецкий, Днепропетровский, Львовско-Волин-ский) и в Казахстане (Карагандинский и Экибастуз-ский).

Запасы угля мирового масштаба находятся в Восточной и Западной Сибири. Среди подсчитанных общих геологических запасов углей в СССР более 90% составляют энергетические угли и менее 10%—дефицитные коксующиеся угли, необходимые для металлургии. Энергетические угли большой массы (202 млрд. т) имеются на площадях, пригодных для открытой разработки. Это, например, Канско-Ачинский бассейн в Восточной Сибири, где имеются запасы бурых углей в мощных (от 20 до 40 м) пластах, залегающих на глубине менее 200 м от поверхности, и многие другие.

Более 90% общесоюзных запасов углей находится на территории, расположенной к востоку от Урала, а 60% добываемого в СССР угля потребляется на Урале и в западных районах. Между тем, добыча угля в европейской части нашей страны достигает 50% от общей добычи. Перспективно использование запасов угля, расположенных за Уралом. Особенно богато угольными бассейнами пространство между Тургайской низменностью и озером Байкал до 60° с. ш., прилегающее к Сибирской и Южно-Сибирской магистралям. Оно включает из всех подсчитанных запасов углей (Карагандинский, Экибастузский, Майкюбейский, Кузнецкий, Минусинский, Канско-Ачинский, Иркутский, Нерюнгринский и многие другие бассейны). В местах разработок полезных ископаемых создаются новые промышленно-экономические районы и центры.

Дальность перевозки каменных углей из Казахстана на Урал и в Поволжье и полная нерентабельность транспортировки на значительное расстояние рыхлых и высокозольных сибирских бурых углей, а также нерешенность задачи сверхдальней передачи электроэнергии заставляют обратить особое внимание на расширение площадей с энергетическими углями в старых углепромышленных районах и поиски новых месторождений на западе СССР. В



этом отношении перспективны Донецкий и Печорский бассейны, обладающие реальными для освоения запасами энергетических углей.

**Каменный уголь** состоит из остатков флоры, существовавшей на Земле в геологические эпохи задолго на нашего времени. В каменноугольный период жизни поверхность планеты была обильно покрыта растениями. Многие из современных растений, такие, например, как папоротники, в ту эпоху имели намного большие размеры. Каменный уголь образовался после отмирания растений и покрытия их осадочными породами.

Растения в период жизни запасают химическую энергию, превращая за счет энергии солнечных лучей углекислоту и воду в растворимые углеводы, откладывая их в виде клетчатки в стволах и ветках. Белковые вещества в растениях получают синтезом неорганических азотсодержащих веществ, поступающих из почвы, и органических веществ, выработанных за счет энергии Солнца. По выражению акад. П. П. Лазарева «...химическая энергия, запасенная в древесных породах, есть превращенная энергия Солнца».

Если дерево сжечь в присутствии кислорода с образованием углекислоты, воды и первоначальных азотистых соединений, то полученная при этом теплота будет отвечать энергии, доставленной растению Солнцем.

Среднее содержание различных элементов в каменном угле показано на рис. 1.1.2.

При сгорании каменного угля выделяется примерно 8,14 кВт·ч/кг (29,3 МДж/кг) энергии.

**Нефть.** Оценка мировых запасов нефти в настоящее время представляет особый интерес. Это вызвано быстрым ростом ее потребления и тем, что во многих странах (Японии, Швеции и др.) нефть при производстве электроэнергии вытеснила уголь (в последнее время этот процесс приостановился). На транспорте за счет нефти в настоящее время удовлетворяется свыше 90% мирового потребления энергии. Мировые геологические запасы нефти оцениваются в 200 млрд. т, из которых 53 млрд. т составляют достоверные запасы. Более половины всех достоверных запасов нефти расположено в странах Среднего и Ближнего Востока. В странах Западной Европы, где имеются высокоразвитые производительные силы, сосредоточены относительно небольшие запасы нефти (табл. 1.1.2).

Таблица 1.1.2

Страна, район	Запасы, % от достоверных мировых запасов нефти	Страна, район	Запасы, % от достоверных мировых запасов нефти
США	9,8	Западная Европа	0,5
Страны Латинской Америки и района Карибского моря	7,0	Африка	8,1
Канада	2,1	Страны Ближнего и Среднего Востока	60,9

Оценки достоверных запасов нефти по своей природе динамичны. Их величина изменяется по мере проведения разведок новых месторождений. Геологические разведки, осуществляемые в широких масштабах, приводят, как

правило, к увеличению достоверных запасов нефти. Все имеющиеся в литературе оценки запасов являются условными и характеризуют только порядок величин.

Быстрый рост потребления нефти определяется в основном четырьмя причинами:

1) развитием транспорта всех видов и в первую очередь автомобильного и авиационного, для которых жидкое топливо пока незаменимо;

2) улучшением показателей добычи, транспортировки и использования (по сравнению с твердым топливом);

3) стремлением в кратчайшие сроки и с минимальными затратами перейти к использованию природных энергетических ресурсов;

4) стремлением в промышленно развитых странах получить возможно большие прибыли за счет эксплуатации нефтяных месторождений развивающихся стран.

Несоответствие между расположением нефтяных ресурсов и местами их потребления или центрами производительных сил привело к бурному прогрессу в развитии средств транспортировки нефти, в частности к созданию трубопроводов большого диаметра (больше 1 м) и танкеров большой грузоподъемности.

Месторождения нефти представляют собой пористые пласты песчаника или известняка, пропитанные жидкостью. Сооружение колодцев в те времена было делом опасным. Колодец необходимо было рыть до пропитанного нефтью пласта, по мере приближения к которому нефтяные газы просачивались в колодец и делали невозможным дыхание. Один из таких колодцев на Апшеронском полуострове сохранил надпись о том, что он сооружен в 1594 г.

С помощью колодцев нефть добывали до XIX в. Первая в мире нефтяная скважина пробурена в 1848 г. Ф. А. Семеновым в урочище Биби-Эйбат на берегу Каспийского моря.

Нефть представляет собой бурую жидкость, содержащую в растворе газообразные и легколетучие углеводороды. Она имеет своеобразный смоляной запах. При перегонке нефти получают ряд продуктов, имеющих важное техническое значение: бензин, керосин и смазочные масла, а также вазелин, применяемый в медицине и парфюмерии.

Чтобы объяснить происхождение нефти, ученые пользовались результатами опытов, при которых производилось нагревание до высоких температур растений и остатков животных без доступа воздуха. В результате такого нагревания, называемого сухой перегонкой, образовывались углеводороды, сходные с углеводородами, заключающимися в нефти.

Предполагалось, что в древние времена существовавшие и умершие флора и фауна были покрыты осадочными породами на дне морей и океанов, которые образовались при опускании земной поверхности. Можно допустить, что опускание земной поверхности происходило до больших глубин, где органические остатки под действием теплоты Земли превращались в нефть. Такое воззрение составляет основу биолого-геологической теории образования нефти, подтвержденной многочисленными исследованиями.

**Природный газ.** Мировые геологические запасы газа оцениваются в 140—170 трлн. м<sup>3</sup>. Распределение запасов газа по странам и районам приведено в табл. 1.4. Эти цифры следует рассматривать как весьма приближенные, изменяющиеся по мере проведения разведок.

Нефть и газ нужны не столько как энергетическое сырье, сколько как сырье для химической промышленности. В настоящее время известно более 5000 синтетических материалов, и число их ежегодно увеличивается. Однако пока только 3—5% от добытых запасов перерабатывается как химическое сырье. Нефтяные и газовые месторождения открываются на глубине и оцениваются только бурением глубоких скважин. Затраты на бурение составляют

Таблица 1.1.3

Страна, район	Запасы, % от мировых достоверных запасов газа	Страна, район	Запасы, % от мировых достоверных запасов газа
США	27,5	Страны Среднего и Ближнего Востока	20,6
Канада	4,3	Африка	15,1
Страны Латинской Америки и район Карибского моря	6,2	Страны Дальнего Востока	2,3
		СССР и страны с плановой экономикой	14,4

более 70% от затрат, расходуемых на проведение геологоразведочных работ.

Ресурсы морей и океанов можно разбить на три группы:

1) вертикальные термоградиенты и океанические ветры;

2) морская биомасса и геотермальные воды;

3) поверхностные волны, течения и перепады солености.

Предполагают, что использование ресурсов первой группы может начаться в конце 80-х годов, второй — в 90-х, а третьей не ранее 2000-го года.

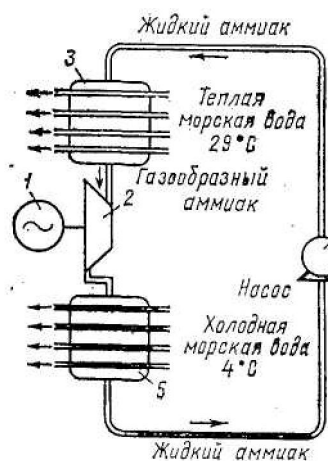
Мощности и стоимости различных потенциальных источников энергии приведены в табл. 1.1.4

Таблица 1.1.4

Источники энергии	Мощность, млн. кВт	Стоимость производства электроэнергии, цент/(кВт·ч)
Вертикальные термоградиенты	10 000	4—7
Поверхностные волны	500	11—24
Морские течения	60	13—32
Океанские ветры	170	5—9
Перепады солености	3 500	14—29
Топливная биомасса	770	11—15
Геотермальные воды	3 000	25—30

Приведенные показатели свидетельствуют о большой стоимости «энергии будущего». В самом деле, если считать, что электроэнергия, полученная на основе нефти, угля или урана, стоит в среднем 3—6 центов за 1 кВт·ч, то энергия вертикальных термоградиентов и океанских ветров будет в 1,5—2 раза дороже. Остальные виды энергии будут дороже в 4—6 раз.

Из указанных возможных энергий океана пока наиболее ясно использование вертикальных термоградиентов. На рис. 3.15 показана работа так называемой «закрытой» системы. Насос обеспечивает циркуляцию аммиака, имеющего очень низкую температуру кипения, в замкнутом контуре. Теплая океаническая вода нагревает аммиак (верхняя часть схемы), который переходит



в газообразное состояние и в этом виде поступает на турбину, где он расширяется и приводит в действие генератор. С турбины аммиак выходит с пониженной температурой и при меньшем давлении и пропускается через теплообменник, использующий холодную воду; газ сжимается, и цикл повторяется. В «открытой» системе в качестве рабочего тела используется морская вода; ее температура кипения снижается в вакуумной камере, где поддерживается давление на уровне 3,5% от нормального атмосферного.

**Рис.1.1.2**

Технологическая  
схема

Рассматривая возможные способы преобразования энергии, необходимо учитывать, что в соответствии с законами физики все энергетические процессы сводятся к трансформации одного вида энергии в другой. Здесь важно то обстоятельство, что плотности потоков энергии ограничиваются физическими свойствами среды. Это, в свою очередь, практически исключает применение в энергетике больших мощностей многих казалось бы эффективных процессов трансформации энергии. Например, в топливных элементах химическая энергия окисления водорода непосредственно превращается в электрическую. Такой способ получения электрической энергии, несмотря на очень высокий КПД, равный примерно 70%, на сегодня приходится признать непригодным для промышленности из-за малой скорости диффузионных процессов в электролите и, следовательно, малой плотности энергии. Так, с 1 м<sup>2</sup> электрода можно получить не более 200 Вт мощности. А это означает, что при генерировании 100 МВт мощности рабочая площадь электродов должна быть примерно 1 км<sup>2</sup>, что, конечно, практически нереализуемо. Из-за малой плотности потока энергии неперспективным представляется применение в энергетике и прямого преобразования химической энергии в механическую. Такое преобразование происходит с высоким КПД в мускулах животных. Механизм его достаточно глубоко пока не изучен. Но даже если предположить, что такое преобразование энергии будет воспроизведено искусственно, то оно, видимо, не сможет найти применение в энергетике из-за малой плотности потока энергии, которая не может быть больше, чем у топливных элементов.

### **1.1.2. Топливоно-энергетические ресурсы. Горение топлива. Законы преобразования энергии.**

#### **1.1.3. Типы электрических станций. Краткие сведения об их технологических особенностях.**

Электрические станции являются единственными источниками активной мощности в энергосистеме. Основную часть электрической энергии в Единой энергосистеме вырабатывают тепловые и гидравлические электростанции.

С системной точки зрения важны следующие свойства электростанций:

- возможность свободы назначения режимов по мощности от  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$ ;
- возможность частых пусков и остановов агрегатов;
- высокая скорость набора и снижения нагрузки в соответствии с суточным графиком;
- надежность выдачи мощности (в пределах - до величины установленной мощности);
- экономичность выдачи мощности.

Естественно, что не все электростанции по своим технологическим особенностям или по условиям эксплуатации могут обладать такими свойствами. Режим работы электростанции тесно связан с режимом работы технологического оборудования.

#### **Тепловые конденсационные электрические станции (КЭС или ГРЭС)**

На тепловых электростанциях химическая энергия сжигаемого топлива преобразуется в котле в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединенную с генератором). Механическая энергия вращения преобразуется генератором в электрическую. Топливом для электростанций служат уголь, торф, горючие сланцы, а также газ и мазут.

Особенности КЭС:

- строятся по возможности ближе к источникам топлива;
- удалены от потребителей электроэнергии, что определяет выдачу мощности, в основном, на высоких и сверхвысоких напряжениях и блочный принцип построения электростанций;
- работают по неограниченному графику нагрузки, т.к. не зависят от выработки тепла;
- станции низкоманевренные: в зависимости от типа турбины разворот и набор нагрузки занимает 3-10 часов;
- имеют низкий к.п.д. (30-40%), т.к. 60-70% тепла не используется;
- отрицательно влияют на окружающую среду: выбросы вызывают загрязнение атмосферы, изменяются температурные режимы водоемов – источников холодной воды.

#### **Теплофикационные электростанции – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)**

Этот вид электростанций предназначен для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов теплом и электроэнергией. Являясь

тепловыми электростанциями, они отличаются от КЭС использованием тепла отработавшего в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным энергоснабжением, т.е. выработкой электроэнергии на КЭС и получением тепла от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в городах и районах с большим потреблением тепла и электроэнергии.

Специфика электрической части ТЭЦ определяется расположением электрических станций вблизи центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности может выдаваться в местную сеть непосредственно на генераторном напряжении. С этой целью на электростанции создается обычно генераторное распределительное устройство (ГРУ). Избыток мощности выдается, как и в случае КЭС, в энергосистему.

Особенности ТЭЦ:

- строятся вблизи потребителей тепловой энергии;
- большую часть выработанной электрической энергии выдают потребителям на генераторном напряжении;
- схемы выдачи мощности выполняются как со сборными шинами 6-10кВ, так и блочными для выдачи части мощности в энергосистему на повышенном напряжении;
- графики работы станций зависят от теплового потребления (т.е. такая станция не свободна в выдаче электрической энергии и не может вырабатывать мощность меньшую, чем это необходимо по условию выработки тепловой энергии);
- станции низкоманевренные;
- имеют относительно высокий к.п.д. (60-70%), что объясняется использованием отработанного пара для подогрева воды и отбором для нужд потребителей;
- отрицательно влияют на окружающую среду: вызывают загрязнение атмосферы, изменяются тепловые режимы источников водоснабжения.

### **Гидроэлектростанции (ГЭС)**

Для получения электроэнергии используется энергия водных потоков. Первичными двигателями на ГЭС являются гидротурбины, приводящие во вращение синхронные гидрогенераторы.

- Как и КЭС, гидроэлектростанции обычно удалены от центров потребления, так как место их строительства определяется, в основном, природными условиями. Сток большинства рек неравномерен в течение года и по годам, поэтому там, где это возможно, сооружают водохранилища сезонного и многолетнего регулирования.
- Электроэнергия, вырабатываемая ГЭС, выдается в энергосистему на высоких и сверхвысоких напряжениях.

- Станции высокоманевренные, допускают частые пуски и остановки агрегатов, поэтому их стремятся использовать в пиковой и полупиковой части графика нагрузок, пользуясь возможностями суточного регулирования стока.
- Технология производства электроэнергии на ГЭС довольно проста и легко поддается автоматизации.
- Благодаря меньшим эксплуатационным расходам себестоимость электроэнергии на ГЭС, как правило, в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях; к.п.д. около 85%.
- Отличительной особенностью ГЭС является небольшое потребление электроэнергии на собственные нужды. Это объясняется отсутствием на ГЭС крупных механизмов в системе собственных нужд.
- В маловодные годы ГЭС могут не обеспечивать требуемой выработки электроэнергии.
- Для создания водохранилищ затопляются полезные площади (пахотные земли и леса), а случалось - и исторические памятники, создаются препятствия для судоходства и естественного хода ценных пород рыб на нерест, большие площади водохранилищ изменяют микроклимат.
- Сроки строительства крупных ГЭС больше, чем КЭС такой же мощности.

### **Гидроаккумулирующие станции (ГАЭС)**

Эти электростанции имеют два бассейна – верхний и нижний с определенными перепадами высот между ними. В здании ГАЭС устанавливают обратимые гидроагрегаты. В часы минимума нагрузки энергосистемы генераторы ГАЭС переводят в двигательный режим, а турбины – в насосный. Тогда, потребляя мощность из сети, такие гидроагрегаты перекачивают воду по трубопроводу из нижнего бассейна в верхний. В период максимума нагрузок, когда в энергосистеме образуется дефицит генерируемой мощности, ГАЭС вырабатывает электроэнергию, работая в режиме обычной ГЭС.

Особенности ГАЭС:

- их применение помогает выравнять график нагрузки энергосистемы, что повышает экономичность работы тепловых электростанций, наиболее экономично работающих при неизменной нагрузке;
- сооружаются в энергосистемах, где нет ГЭС или их мощность недостаточна для покрытия пиков графиков нагрузок, и где позволяют природные условия;
- выполняются из блоков, выдающих энергию на повышенном напряжении;
- станции надежны и экономичны в работе; к.п.д. 70-80%; не требуют большого числа обслуживающего персонала.

### **Атомные электростанции (АЭС)**

На атомных паротурбинных электростанциях в качестве источника энергии используют тепловую энергию ядерной реакции. В качестве топлива используются тепловыделяющие элементы из природного или

слабообогащенного урана, в качестве замедлителя реакции – графит, а в качестве теплоносителя – вода. Нагретая вода из активной зоны реактора поступает по замкнутому первому контуру в парогенераторы, где отдает свое тепло воде второго контура, которая превращается в пар, приводящий в движение турбину.

- Ядерное топливо обладает очень высокой теплотворной способностью, поэтому АЭС особенно эффективны в районах, бедных топливными ресурсами, и могут сооружаться в любом географическом районе при наличии источника водоснабжения.
- АЭС выгодно оснащать энергоблоками большой мощности, тогда по своим технико-экономическим показателям они не уступают КЭС, а в ряде случаев и превосходят их; к.п.д. 35-40%.
- Станции низкоманевренны, поэтому их используют в базовой части графика нагрузки энергосистемы
- АЭС, так же как и КЭС, стоят по блочному принципу как в тепломеханической, так и в электрической части.
- На АЭС предъявляются повышенные требования к радиационной защите и надежности оборудования.
- Существуют проблемы с захоронением отработанного топлива.

### **Газотурбинные электростанции (ГТУЭС)**

Топливо (газ, дизельное горючее) подается в камеру сгорания, туда же компрессором нагнетается сжатый воздух. Горячие продукты сгорания отдают свою энергию газовой турбине, которая вращает компрессор и синхронный генератор. Запуск установки осуществляется при помощи разгонного двигателя и длится 1-2 мин, в связи с чем газотурбинные установки (ГТУ) отличаются высокой маневренностью и пригодны для покрытия пиков нагрузки в энергосистемах.

Для повышения экономичности газовых турбин разработаны парогазовые установки (ПГУ). В них топливо сжигается в топке парогенератора, пар из которого направляется в паровую турбину. Продукты сгорания из парогенератора направляются в газовую турбину. Таким образом, ПГУ имеет два электрических генератора, приводимых во вращение один – газовой турбиной, другой – паровой турбиной.

Недостатком является выброс отработанного газа в атмосферу.

### **Другие типы электростанций**

К ним относятся электростанции, использующие для выработки электроэнергии энергию солнца, ветра, геотермальных источников, морских приливов, дизельные электростанции. Мощность таких электростанций мала по сравнению с традиционными, и они используются для питания небольших изолированных от энергосистемы потребителей. Дизельные электростанции



используются также в качестве резервного источника питания потребителей 1 категории.

## **1.2. Современные и перспективные источники электроэнергии**

### **1.2.1. Возобновляемые и невозобновляемые источники электроэнергии**

Энергоресурсы разделяют на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относят энергоресурсы непрерывно восстанавливаемые природой (вода, ветер и т. д.), а ко вторым — энергоресурсы, ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь).

Громадные запасы энергоресурсов, таких, как энергия ветра, Солнца, геотермальная энергия, энергия, обусловленная разностью температур в глубинах океанов и на поверхности, и т. д., используются совершенно незначительно.

### **1.2.2. Ветровые энергетические установки**

Энергия ветра на земном шаре оценивается в 175—219 тыс. ТВт·ч в год, при этом развиваемая им мощность достигает  $(20—25) \cdot 10^{30}$  кВт. Это примерно в 2,7 раза больше суммарного расхода энергии на планете. Считают, однако, что полезно может быть использовано только 5% от этой величины; в настоящее же время используется значительно меньше. Применять ветер, т. е. энергию движения воздуха, человек начал еще в глубокой древности. Задолго до нашей эры финикийцы, египтяне, греки и римляне приводили в движение парусные корабли с помощью ветра. Согласно греческой мифологии, бог Эол по своему желанию выпускал ветры, заключенные в пещере. Энергия ветра обеспечила открытие Америки, так как именно благодаря постоянным ветрам, дующим в северном полушарии с северо-востока на юго-запад, Колумбу удалось достичь берегов Америки.

### **1.2.3. Энергия приливов и геотермальных источников**

Энергия морских приливов, или, как иногда ее называют, «лунная энергия», известна человечеству со времен глубокой древности. Эта энергия еще в далекие исторические эпохи использовалась для приведения в движение различных механизмов, в особенности мельниц. В Германии с помощью энергии приливной волны орошали поля, в Канаде — пилили дрова. В Англии приливная водоподъемная машина служила в прошлом веке для снабжения Лондона водой.

Существует огромное количество остроумных проектов приливных технических установок. Только во Франции к 1918 г. было опубликовано более 200 таких патентов. В начале XX в. предпринимались попытки сооружения мощных приливных электростанций. В США в 1935 г. было начато строительство - ПЭС Кводди мощностью 200 тыс. кВт. Вскоре строительство, на которое ушло 7 млн. долл., было прекращено из-за выявившейся высокой стоимости электроэнергии (на 33% больше стоимости на тепловой станции). По

составленному в 1940г. в СССР проекту Кислогубская ПЭС вырабатывала бы электроэнергию стоимостью в 2 раза большей, чем у речных электростанций.

Приливные электрические станции (ПЭС) выгодно отличаются от ГЭС тем, что их работа определяется космическими явлениями и не зависит от многочисленных погодных условий, определяемых случайными факторами.

Наиболее существенный недостаток ПЭС — неравномерность их работы. Неравномерность приливной энергии в течение лунных суток и лунного месяца, отличающихся от солнечных, не позволяет систематически использовать ее в периоды максимального потребления в системах. Можно компенсировать неравномерность работы ПЭС, совместив ее с ГАЭС. В то время, когда имеется избыточная мощность ПЭС, ГАЭС работает в насосном режиме, потребляя эту мощность и перекачивая воду в верхний бассейн. Во время спадов в работе ПЭС в генераторном режиме работает ГАЭС, выдавая электроэнергию в систему. В техническом отношении такой проект удачен, но дорогостоящ, так как требуется большая установленная мощность электрических машин.

Также удачно ПЭС может сочетаться с речной ГЭС, имеющей водохранилище. При совместной работе ГЭС увеличивает мощность при спаде мощности ПЭС и ее остановке; в то время как ПЭС работает с достаточно большой мощностью, ГЭС запасает воду в водохранилище. Таким образом, можно уменьшить как суточную, так и сезонную неравномерность работы ПЭС.

ПЭС работают в условиях быстрого изменения напора, поэтому их турбины должны иметь высокие КПД при переменных напорах. В настоящее время создана достаточно совершенная и компактная горизонтальная турбина двойного действия. Электрический генератор и часть деталей турбины заключены в водонепроницаемую капсулу и весь гидроагрегат погружен в воду. Геотермальные источники.

На планете имеются значительные запасы геотермальной энергии. Эта энергия практически неисчерпаема и ее использование весьма перспективно. Земля непрерывно отдает в мировое пространство теплоту, которая 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 теплотой подземных источников. В больших масштабах термальные воды для теплоснабжения используют в Австралии, Новой Зеландии, Италии.

Эксплуатация первой геотермальной электростанции была начата в Италии в 1904 г. Интерес к таким станциям возрос в последние годы в связи с резким увеличением цен на ископаемое топливо на мировом рынке.

Практическое использование теплоты Земли зависит от глубины залегания горячих источников. Чтобы объяснить природу геотермальных явлений, рассмотрим наиболее интересное из них — извержение вулкана. По мере увеличения глубины земной коры, или литосферы, повышается температура. На глубине 40 км температура равна 1200°C. При этой температуре и атмосферном давлении должно происходить плавление пород. Однако в земных недрах на такой глубине повсеместно 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 теплотой больших глубин породы медленно остывают в течение десятков и сотен тысяч лет.

Передача теплоты от разогретых пород 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. Энергию нагретой воды можно использовать 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 и значительно оседает поверхность вокруг скважины на площади примерно в 6 км<sup>2</sup>, а производительность скважин убывает по экспоненциальному закону. На базе геотермальных источников в Новой Зеландии и Италии работают электростанции, вырабатывающие 40 и 6% электроэнергии соответственно.

#### **1.2.4. Солнечная энергия. Энергия биосинтеза. Накопители энергии**

В последнее время рассматриваются проекты создания искусственных энергетических плантаций, на которых предполагается выращивание биомассы и последующее использование биологической энергии растений.

Мировая продукция фотосинтеза лесов оценивается в 50 ТВт, что примерно в 10 раз больше современного объема добычи нефти и природного газа. Солнечная энергия, преобразованная в химическую энергию древесины в процессе жизнедеятельности растений до исторически недавнего времени широко использовалась человеком. Предполагается, что топливо на энергетических плантациях будет производиться по ценам примерно 25 долл/т, что ниже современных мировых цен на нефть.

Для получения тепловой мощности, равной 100 МВт, потребуется примерно 50 м<sup>2</sup> площади энергетических плантаций.

### 1.3. Электрические схемы, оборудование электростанций, собственные нужды и их схемы

#### 1.3.1. Схемы основных цепей электроустановок, краткие сведения об электрической части электростанций

*Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) — это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.*

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной, главной схемой применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки.

На чертежах этих схем функциональные части изображаются в виде прямоугольников или условных графических изображений (рис. 1.3.2,а). Никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т. д.) на схеме не показывают.

На рис. 1.3.2,б показана главная схема этой же подстанции без некоторых аппаратов — трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Такая схема является упрощенной принципиальной схемой электрических соединений. На полной принципиальной схеме (рис. 1.3.2,в) указывают все элементы первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов. В оперативной схеме (рис. 1.2.2,г) условно показаны разъединители и заземляющие ножи. Действительное положение этих аппаратов (включено, отключено) показывается на схеме дежурным персоналом каждой смены.

Согласно ГОСТ 2.710 — 81 буквенно-цифровое обозначение в электрических схемах состоит из трех частей: 1-я указывает вид элемента, 2-я — его порядковый номер, 3-я — его функцию. Вид и номер являются обязательной частью условного буквенно-цифрового обозначения и должны присваиваться всем элементам и устройствам объекта. Указание функции элемента (3-я часть обозначения) необязательно.

В 1-й части записывают одну или несколько букв латинского алфавита, во 2-й части — одну или несколько арабских цифр, характеризующих порядковый номер элемента. Например, *QSI* — разъединитель № 1; *Q2* — выключатель № 2; *QB* — секционный выключатель.

В ведущих проектных организациях используются более сложные обозначения проектных функциональных групп. По разработке проектного института «Атомтеплоэлектропроект» [5.12] монтажным единицам присваивается марка, состоящая из арабских цифр и заглавных букв латинского алфавита:

Номер сектора .....	0	1	2	3	4
Содержание сектора.....	№	AA	№№	№	А

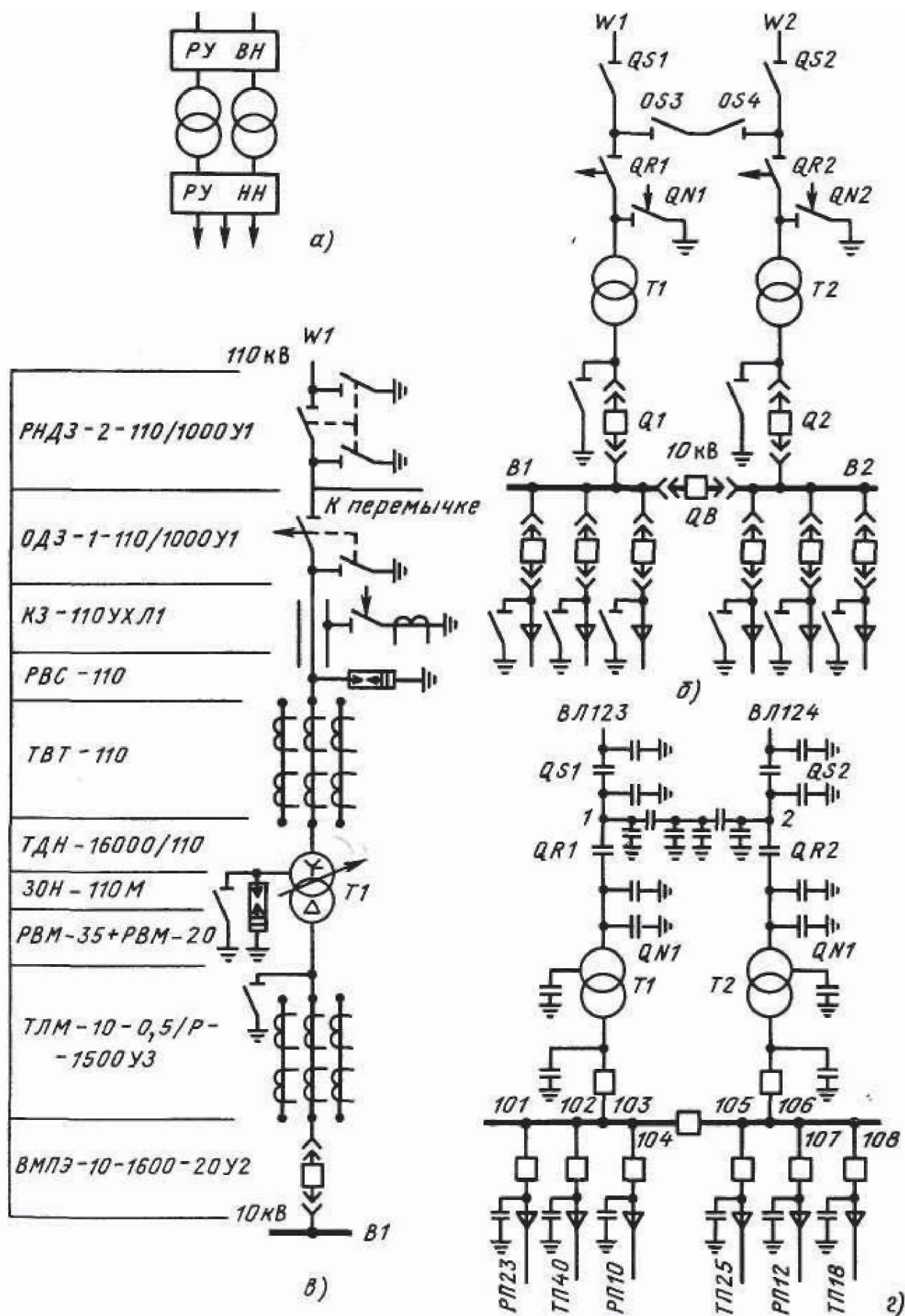
№ — цифровой знак; А — буквенный знак.

Последовательно в пяти секторах проставляют цифры и буквы, обозначающие порядковый номер блока, функциональное назначение и значение напряжения, номер ячейки, сборки, функциональной схемы, разновидность оборудования, номер оборудования внутри сектора 3. В некоторых обозначениях используются не все пять секторов.

Например, шиносоединительный выключатель в РУ 220 кВ обозначается *AE80A01*, где *A* — код РУ высокого напряжения, *E* — код напряжения 220 кВ, *80* — номер функциональной группы, *A* — код выключателя, *01* — порядковый номер. Рабочий трансформатор с. н. первого блока обозначается ШТ01, где *1* — номер блока, *BT* — код трансформатора с. н. основного напряжения, *01* — порядковый номер.

Сборные шины 220 кВ маркируются *AE81*, *AE82* — 1-я и 2-я системы шин, *AE90* — обходная система шин, Секции с. н. 6 кВ главного корпуса маркируются *BA*, *BB*, *BC*, *BD*, шинопроводы резервного питания — *BQ*, *BM*, секции с. н. 0,4 кВ — *CA*, *CB*, *CC*, *CD*, *CP*, *CQ*.

В книге принято позиционное обозначение по ГОСТ 2.710 — 81 и «Указаниям методическим межотраслевым по применению ГОСТ ЕСКД» [5.13].



1.3.2. Схемы установок с одной и двумя системами сборных шин

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной несекционированной системой сборных шин (рис. 5.9, а).

Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6—10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии  $W1$  достаточно отключить выключатель  $Q1$ . Если выключатель  $Q1$  выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный  $QS1$ , а затем шинный  $QS2$ .

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы.

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т. е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта.

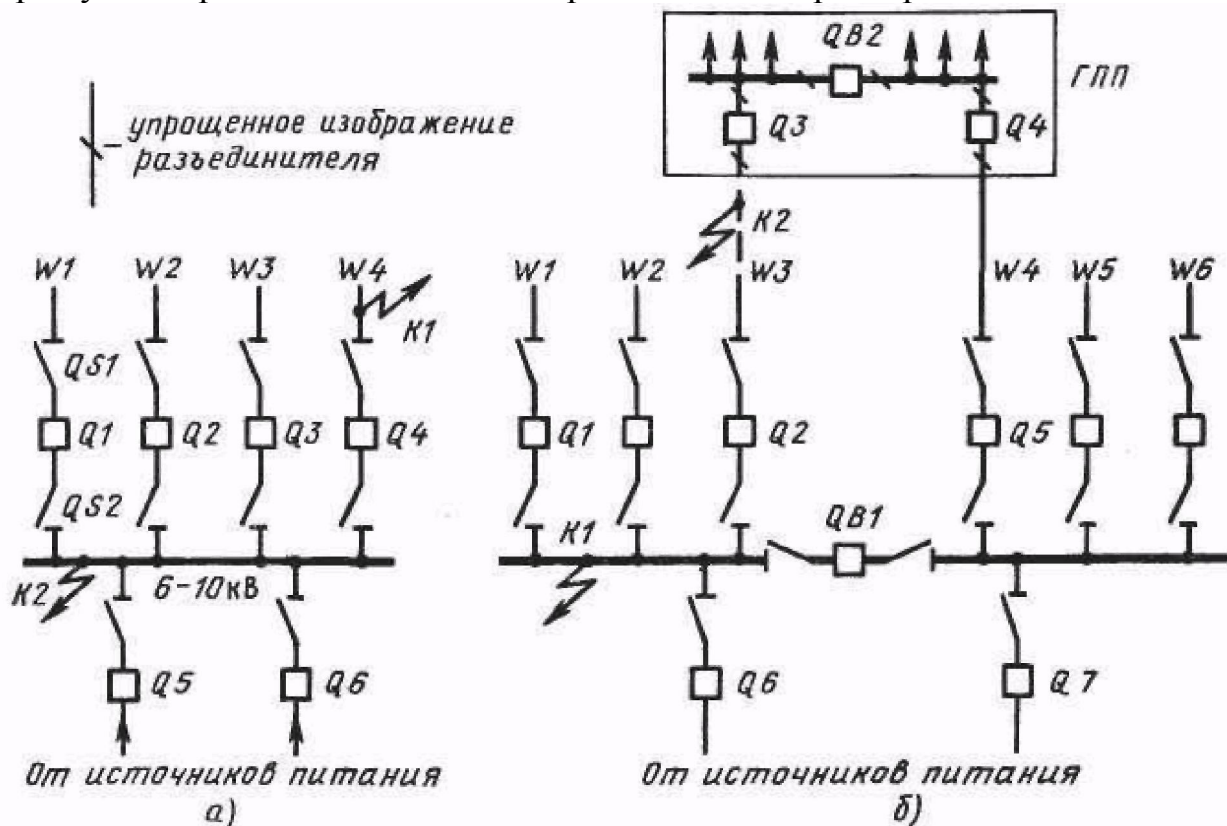


Рис. 1.3.1.- Схемы с одной системой сборных шин, несекционированных (а) и секционированных выключателями (б)



При КЗ на линии, например в точке  $K1$  (рис. 1.3.1, а), должен отключиться соответствующий выключатель ( $Q4$ ), а все остальные присоединения должны остаться в работе; однако при отказе этого выключателя отключатся выключатели источников питания  $QS$ ,  $Q6$ , вследствие чего сборные шины останутся без напряжения. Короткое замыкание на сборных шинах (точка  $K2$ ) также вызывает отключение источников питания, т. е. прекращение электроснабжения потребителей. Указанные недостатки частично устраняются путем разделения сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания.

На рис. 1.3.1, б показана схема с одной системой сборных шин, секционированной выключателем. Схема сохраняет все достоинства схем с одиночной системой шин; кроме того, авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей; вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

*Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность*, что можно подтвердить на примере присоединения главной понизительной подстанции (ГПП) к шинам электроустановки двумя линиями  $W3$ ,  $W4$  (рис. 1.3.1, б). При повреждении одной линии (КЗ в точке  $K2$ ) отключаются выключатели  $Q2$ ,  $Q3$  и автоматически включается  $QB2$ , восстанавливая питание первой секции ГПП по линии  $W4$ .

При КЗ на шинах в точке  $K1$  отключаются выключатели  $QB1$ ,  $Q6$ ,  $Q3$  и автоматически включается  $QB2$ . При отключении одного источника нагрузку принимает оставшийся в работе источник питания.

Таким образом, питание ГПП в рассмотренных аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к разным секциям станции, каждая из которых должна быть рассчитана на полную нагрузку (100%-ный резерв по сети). При наличии такого резерва по сети схема с одной секционированной системой шин может быть рекомендована для ответственных потребителей.

*Однако схема обладает и рядом недостатков.*

При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом же режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

Последний недостаток можно устранить, присоединив источники питания одновременно к двум секциям, но это усложняет конструкцию распределительного устройства и увеличивает число секций (по две секции на каждый источник).

В рассмотренной схеме (рис. 1.3.1, б) секционный выключатель  $QB1$  в нормальном режиме включен. Такой режим обычно принимают на электростанциях, чтобы обеспечить параллельную работу генераторов. На подстанциях секционный выключатель в нормальном режиме отключен в целях ограничения токов КЗ [5.2].

Схема с одной системой сборных шин широко применяется для подстанций на напряжении 6—10 кВ и для питания собственных нужд станций, где в полной мере можно использовать ее достоинства, особенно благодаря применению КРУ.

На генераторном напряжении электростанций, отдающих большую часть электроэнергии близко расположенным потребителям, возможно применение схемы с одной системой шин, соединенной в кольцо (рис. 5.10). Сборные шины разделены на секции по числу генераторов. Секции соединяются между собой с помощью секционных выключателей  $QB$  и секционных реакторов  $LRB$ , которые служат для ограничения тока КЗ на шинах. Линии 6—10 кВ присоединяются к шинам КРУ, получающим питание через групповые сдвоенные реакторы  $LR1$ ,  $LR2$ ,  $LR3$  от соответствующих секций главного распределительного устройства. Количество групповых реакторов зависит от числа линий и общей нагрузки потребителей 6—10 кВ. Благодаря малой вероятности аварий в самом реакторе и ошиновке от реактора до главных сборных шин и до сборок КРУ присоединение группового реактора осуществляется без выключателя, предусматривается лишь разъединитель для ремонтных работ в ячейке реактора. Для линий в этих случаях применяют ячейки КРУ.

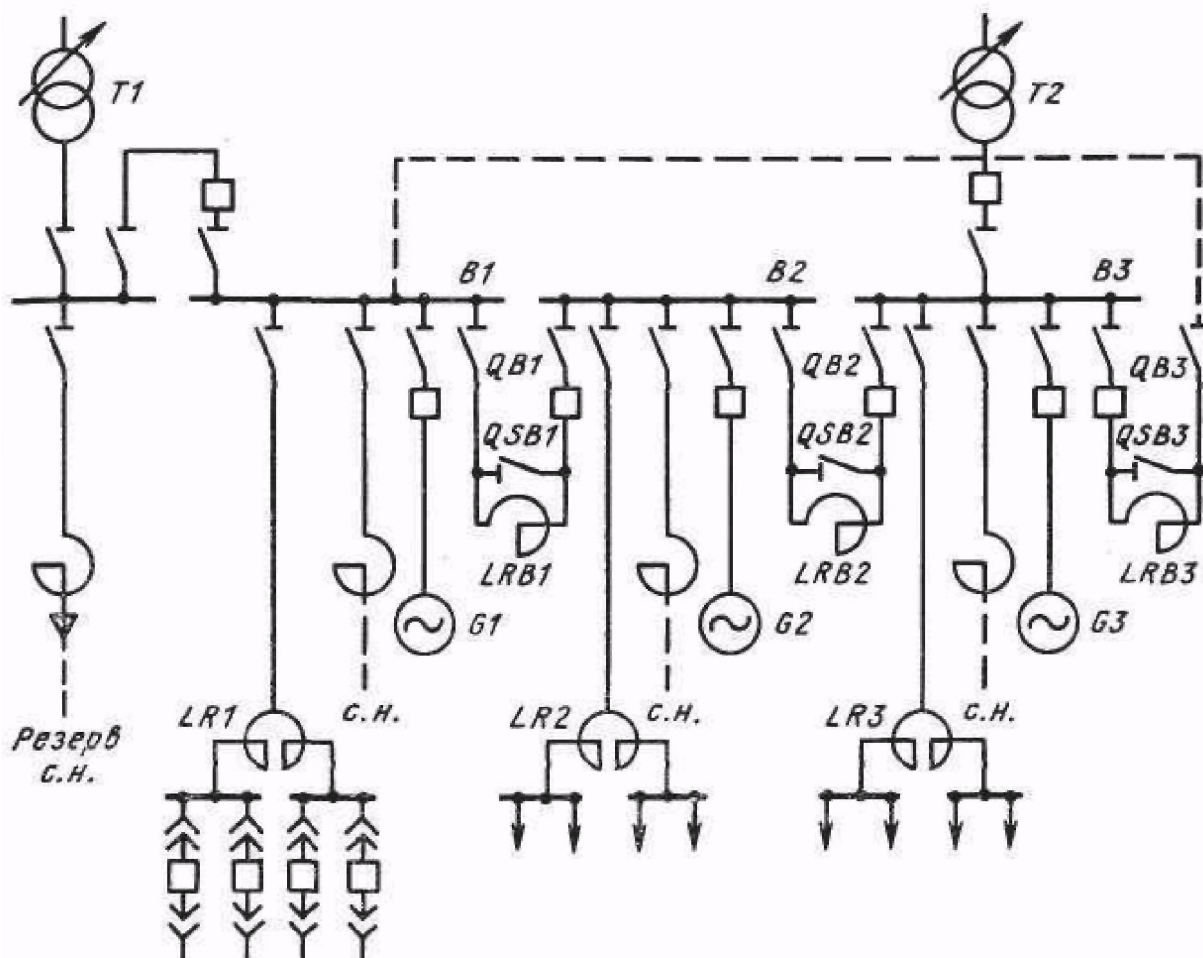


Рис. 1.3.2 – Схема с одной системой сборных шин, соединённых в кольцо

Каждая ветвь сдвоенного реактора может быть рассчитана на ток от 600 до 3000 А, т. е. возможно присоединение нескольких линий напряжением 6 кВ к

каждой сборке. На схеме (рис. 1.3.2) восемнадцать линий присоединены через три групповых реактора; таким образом, число присоединений к главным сборным шинам уменьшается по сравнению со схемой без групповых реакторов на 15 ячеек, что значительно увеличивает надежность работы главных шин электростанции, снижает затраты на сооружение РУ ЗД за счет уменьшения числа реакторов и уменьшает время монтажа благодаря применению комплектных ячеек для присоединения линий 6—10 кВ.

Питание ответственных потребителей производится не менее чем двумя линиями от разных сдвоенных реакторов, что обеспечивает надежность электроснабжения.

Если шины генераторного напряжения разделены на три-четыре секции, не соединенные в кольцо, то возникает необходимость выравнивания напряжения между секциями при отключении одного генератора. Так, при отключении генератора  $G1$  нагрузка первой секции питается от оставшихся в работе генераторов  $G2$  и  $G3$ , при этом ток от  $G2$  проходит через реактор  $1$ , а ток от  $G3$  проходит через два реактора —  $LRB2$  и  $LRB1$ . Из-за потери напряжения в реакторах уровень напряжения на секциях будет неодинаков: наибольший на секции  $B3$  и наименьший на секции  $B1$ . Для повышения напряжения на секции  $B1$  необходимо шунтировать реактор  $LRB1$ , для чего в схеме предусмотрен шунтирующий разъединитель  $QSB1$ . В рассматриваемом режиме второй шунтирующий разъединитель не включается, так как это приведет к параллельной работе генераторов  $G2$  и  $G3$  без реактора между ними, что недопустимо по условиям отключения КЗ.

Порядок операций шунтирующими разъединителями должен быть следующим: отключить секционный выключатель  $QB$ , включить шунтирующий разъединитель  $QSB$ , включить секционный выключатель  $QB$ .

Чем больше секций на электростанции, тем труднее поддерживать одинаковый уровень напряжения, поэтому при трех и более секциях сборные шины соединяют в кольцо. В схеме на рис. 1.3.2 первая секция может быть соединена с третьей секцией секционным выключателем и реактором, что создает кольцо сборных шин. Нормально все секционные выключатели включены, и генераторы работают параллельно. При КЗ на одной секции отключаются генератор данной секции и два секционных выключателя, однако параллельная работа других генераторов не нарушается.

При отключении одного генератора потребители данной секции получают питание с двух сторон, что создает меньшую разницу напряжений на секциях и позволяет выбирать секционные реакторы на меньший ток, чем в схеме с незамкнутой системой шин.

В схеме кольца номинальный ток секционных реакторов принимают примерно равным 50—60% номинального тока генератора, а сопротивление их 8—10%.

Рассмотренная схема рекомендуется для ТЭЦ с генераторами до 63 МВт включительно, если потребители питаются по резервируемым линиям, а число присоединений к секции не превышает шести — восьми,

### 3.2.1.2 Схема с двумя системами сборных шин

С учетом особенностей электроприемников (I, II категории), схемы электроснабжения их (отсутствие резерва по сети), а также большого количества присоединений к сборным шинам для главного распределительного устройства ТЭЦ при технико-экономическом обосновании может предусматриваться схема с двумя системами сборных шин (рис. 5.11), в которой каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой системе шин. На рис. 5.11 схема изображена в рабочем состоянии: генераторы  $G1$  и  $G2$  присоединены на первую систему сборных шин  $A1$ , от которой получают питание групповые реакторы и трансформаторы связи  $T1$  и  $T2$ . Рабочая система шин секционирована выключателем  $QB$  и реактором  $LRB$ , назначение которых такое же, как и в схеме с одной системой шин. Вторая система шин  $A2$  является резервной, напряжение на ней нормально отсутствует. Обе системы шин могут быть соединены между собой шиносоединительными выключателями  $QA1$  и  $QA2$ , которые в нормальном режиме отключены.

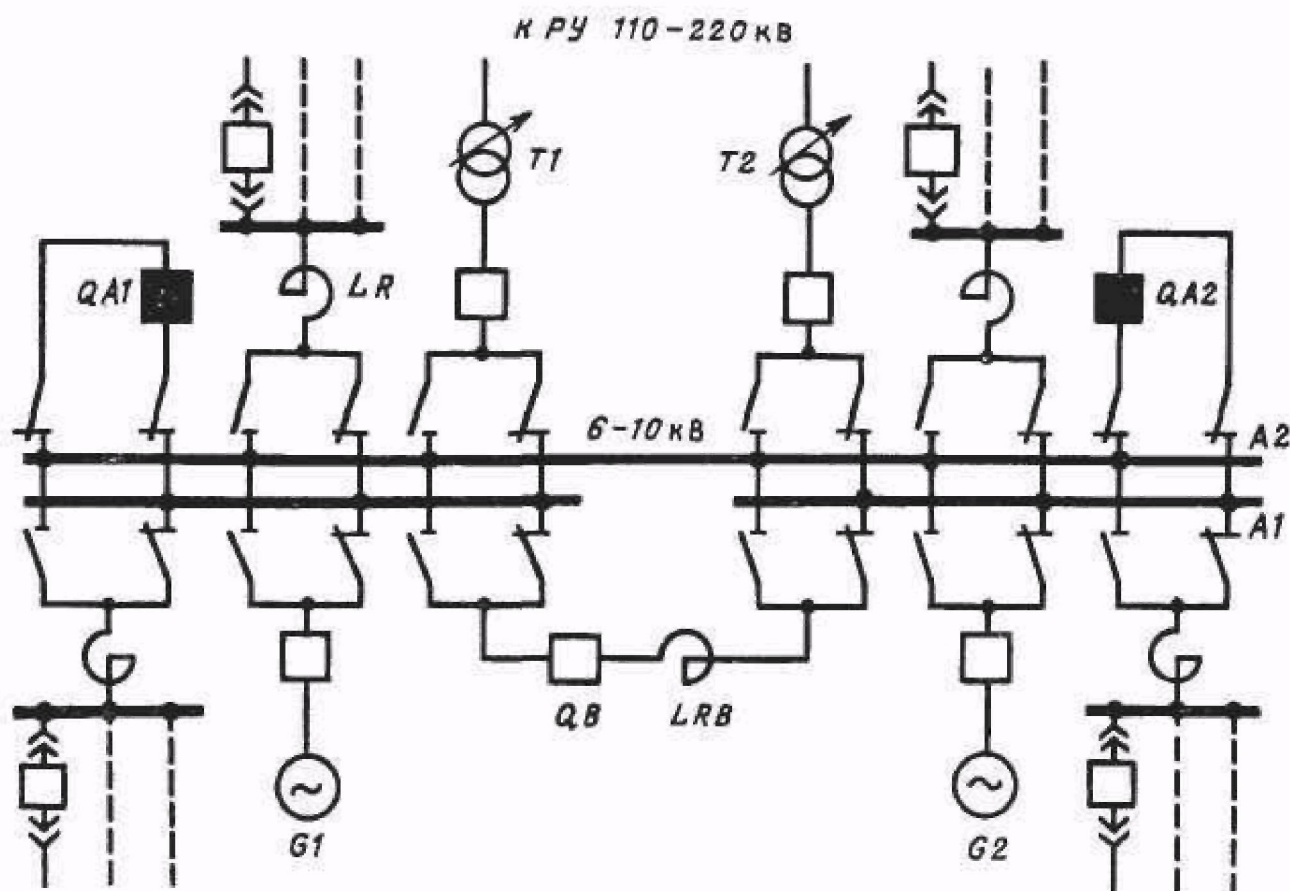


Рис. 1.3.3 – Схема с двумя системами сборных шин

Возможен и другой режим работы этой схемы, когда обе системы шин находятся под напряжением и все присоединения распределяются между ними равномерно. Такой режим, называемый работой с фиксированным присоединением цепей, обычно применяется на шинах повышенного напряжения.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Так, при ремонте одной секции рабочей системы шин  $A1$  все присоединения ее переводят на резервную систему шин  $A2$ , для чего производят следующие операции:

- включают шиносоединительный выключатель  $QA2$  и с его привода снимают оперативный ток;

- проверяют включенное положение  $QA2$ ;

- включают на систему шин  $A2$  разъединители всех переводимых присоединений;

- отключают от системы шин  $A1$  разъединители всех присоединений, кроме разъединителей  $QA2$  и трансформатора напряжения;

- переключают питание цепей напряжения релейной защиты, автоматики и измерительных приборов на трансформатор напряжения системы шин  $A2$ ;

- проверяют по амперметру отсутствие нагрузки на  $QA2$ ;

- на привод подают оперативный ток и отключают  $QA2$ ;

- производят подготовку к ремонту секции шин  $A1$ .

При КЗ на первой секции рабочей системы шин  $A1$  отключаются генератор  $G1$ , секционный выключатель  $QB$  и трансформатор связи  $T1$ . Для восстановления работы потребителей в этом случае необходимо выполнить переключения:

- отключить все выключатели, не отключенные релейной защитой (выключатели тупиковых линий);

- отключить все разъединители от поврежденной секции;

- включить разъединители всех присоединений первой секции на резервную систему шин;

- включить выключатель трансформатора связи  $T1$ , подав тем самым напряжение на резервную систему шин для проверки ее исправности;

- включить выключатели наиболее ответственных потребителей;

- развернуть генератор  $G1$  и после синхронизации включить его выключатель;

- включить выключатели всех отключившихся линий.

В этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель для замены выключателя любого присоединения.

Подробно оперативные переключения в схеме с двумя системами шин рассматриваются в курсе «Эксплуатация и ремонт электрооборудования электрических станций и сетей».

*Рассматриваемая схема является гибкой и достаточно надежной, К недостаткам ее следует отнести большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложную конструкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению*

*капитальных затрат на сооружение ГРУ.* Существенным недостатком является использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

Схема с двумя системами шин может быть применена на расширяемых ТЭЦ, на которых ранее была выполнена такая схема.

### **1.3.3. Характеристики механизмов собственных нужд**

#### **1.3.4. Электроснабжение установок собственных нужд электростанции.**

##### **Регулирование производительности механизмов собственных нужд**

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с. н. на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов  $QR$  и  $QN$ , шкафов КРУН, а также освещение подстанции.

На подстанциях с выключателями ВН дополнительными потребителями являются компрессорные установки (для выключателей ВНВ, ВВБ), а при оперативном постоянном токе — зарядный и подзарядный агрегаты. При установке синхронных компенсаторов необходимы механизмы смазки их подшипников, насосы системы охлаждения ГС.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов и ГС, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с. н. выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании можно по ориентировочным данным (см. табл. Пб.1 и Пб.2) определить основные нагрузки с.н. подстанции  $P_{уст}$ , кВт. Приняв для двигательной нагрузки  $\cos \phi = 0,85$ , определяют  $Q_{уст}$  и расчетную нагрузку:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (1.3.1)$$

где  $k_c$  — коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчетах можно принять  $k_c = 0,8$ .

Мощность трансформаторов с.н. выбирается:

при двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с. н.

$$S_m \geq S_{расч}; \quad (1.3.2)$$

при двух трансформаторах с.н. на подстанции с постоянным дежурством

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{K_{\Pi}} \quad (1.3.3)$$

где  $K_{\Pi}$  — коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1.4;

если число трансформаторов с. н. больше двух, то

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{n} \quad (1.3.4)$$

*Предельная мощность каждого трансформатора с.н. должна быть не более 630 кВ•А. При технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВ•А при  $u_k = 8\%$ .*

*Два трансформатора с.н. устанавливают на всех двухтрансформаторных подстанциях 35 — 750 кВ,*

*Один трансформатор с. н. устанавливают на однострансформаторных подстанциях 35 — 220 кВ с постоянным оперативным током, без синхронных компенсаторов и воздушных выключателей с силовыми трансформаторами ТМ. В этом случае предусматривается складской резерв в энергосистеме.*

Если на однострансформаторной подстанции установлен синхронный компенсатор, воздушные выключатели или трансформатор с системой охлаждения Д и ДЦ, то предусматриваются два трансформатора с. н, один из которых присоединяется к местной сети 6 — 35 кВ.

## 1.4. Распределительные устройства, их схемы

### 1.4.1. Общие сведения об распределительных устройствах

*Распределительное устройство — это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.*

Если распределительное устройство расположено внутри здания, то оно называется закрытым.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) сооружаются обычно при напряжении 3 — 20 кВ. При больших напряжениях, как правило, сооружаются открытые РУ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах Крайнего Севера могут применяться ЗРУ на напряжения 35-220 кВ.

Распределительные устройства должны обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ в соответствии с ПУЭ.

#### Требования к РУ

- 1) неизолированные токоведущие части должны быть ограждены или помещены в специальные камеры.
- 2) Из помещения ЗРУ должен быть выход в наружу или в помещении не сгораемые.

Двери из РУ должны открываться в наружу, иметь самозапирающие замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений, трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция камер с маслonaполненным оборудованием.

РУ монтируемые из укрепленных узлов называются сборными.

Все аппараты ОРУ обычно располагаются на не высоких металлических или железобетонных основаниях.

#### 1.4.2. Закрытые распределительные устройства.

РУ 6—10 кВ с одной системой шин без реакторов на отходящих линиях широко применяются в промышленных установках и городских сетях. В таких РУ устанавливаются маломасляные или безмасляные выключатели небольших габаритов, что позволяет все оборудование одного присоединения разместить в одной камере. Такие РУ с камерами КСО-266, КСО366 получили широкое распространение. Однако ремонт выключателей в этих камерах затруднен, поэтому взамен их в настоящее время применяют камеры с выключателями, расположенными на выкатной тележке.

Как было отмечено ранее, в особых условиях (ограниченность площади, загрязненная атмосфера, суровые климатические условия) распределительные устройства 35 — 220 кВ сооружаются закрытыми. ЗРУ 35 — 220 кВ дороже открытых распределительных устройств на то же напряжение, так как



стоимость здания значительно больше стоимости металлоконструкций и фундаментов, необходимых для открытой установки аппаратуры. В ЗРУ 35 — 220 кВ применяют только воздушные или маломасляные выключатели.

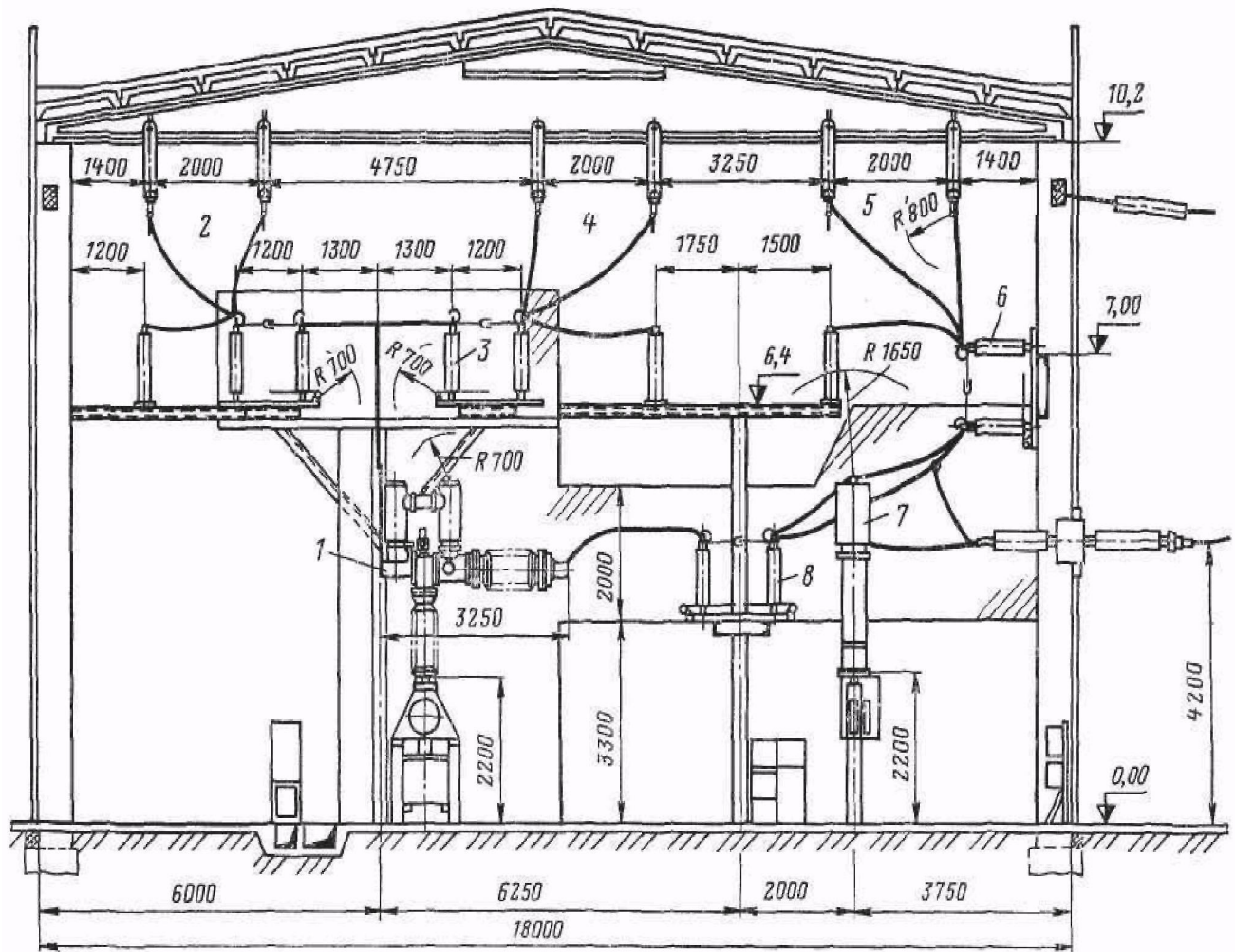
Установка баковых масляных выключателей привела бы к значительному увеличению стоимости РУ за счет сооружения специальных камер и маслосборных устройств,

На рис. 6.5 показано закрытое РУ 110 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Здание зального типа высотой 10,2 м, одноэтажное. Сборные шины выполнены гибкими проводами и закреплены на гирляндах изоляторов (фазы *A*, *B*) и стержневых опорных изоляторах (фаза *C*). Обслуживание изоляторов, ошиновки, шинных разъединителей производится с помощью передвижных телескопических подъемников. В ЗРУ 110 кВ могут устанавливаться выключатели ВВБ-110, ВНВ-110.

В работающих электроустановках имеются другие конструкции ЗРУ 110 кВ, например двухэтажное с вынесенной наружу обходной системой шин. Последнее обстоятельство является серьезным недостатком, так как значительно увеличивает занимаемую площадь и снижает надежность работы при возможности загрязнения изоляции обходной системы шин.

Так же как и для ГРУ 6 — 10 кВ, наиболее прогрессивным является применение комплектных РУ 35 — 110 кВ (см. § 6.2,в).

На рис. 6,6 приведен поперечный разрез ЗРУ 220 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Здание из сборного железобетона шириной 24 и высотой 18 м. Внутри здания предусмотрены стальные колонны и поперечные балки на высоте 3 и 3,9 м, которые используются для установки



**Рис. 1.4.1** ЗРУ 110 кВ зального типа. Разрез по ячейке воздушной линии:

1 – выключатель ВНВ-110; 2 – первая система шин; 3 – шинные разъединители; 4 – вторая система шин; 5 – обходная система шин; 6 – обходной разъединитель; 7 – конденсатор связи; 8 – линейный разъединитель

линейных и обходных разъединителей. На высоте 11 м предусмотрены плиты перекрытия, которые образуют боковые проходы второго этажа вдоль здания. Сборные шины выполнены из проводов АС 500, закрепленных на подвесных изоляторах к балкам перекрытия. По торцам здания провода дополнительно крепятся к стенам с помощью оттяжных гирлянд. Обходная система шин крепится на подвесных изоляторах, закрепленных на балках на высоте 11 м.

Выключатели установлены на отметке 8 м. Для монтажных и ремонтных работ предусмотрены широкие проезды для автокранов по обе стороны здания. Ячейки разделены легкими плитами, что обеспечивает безопасное обслуживание при ремонтах.

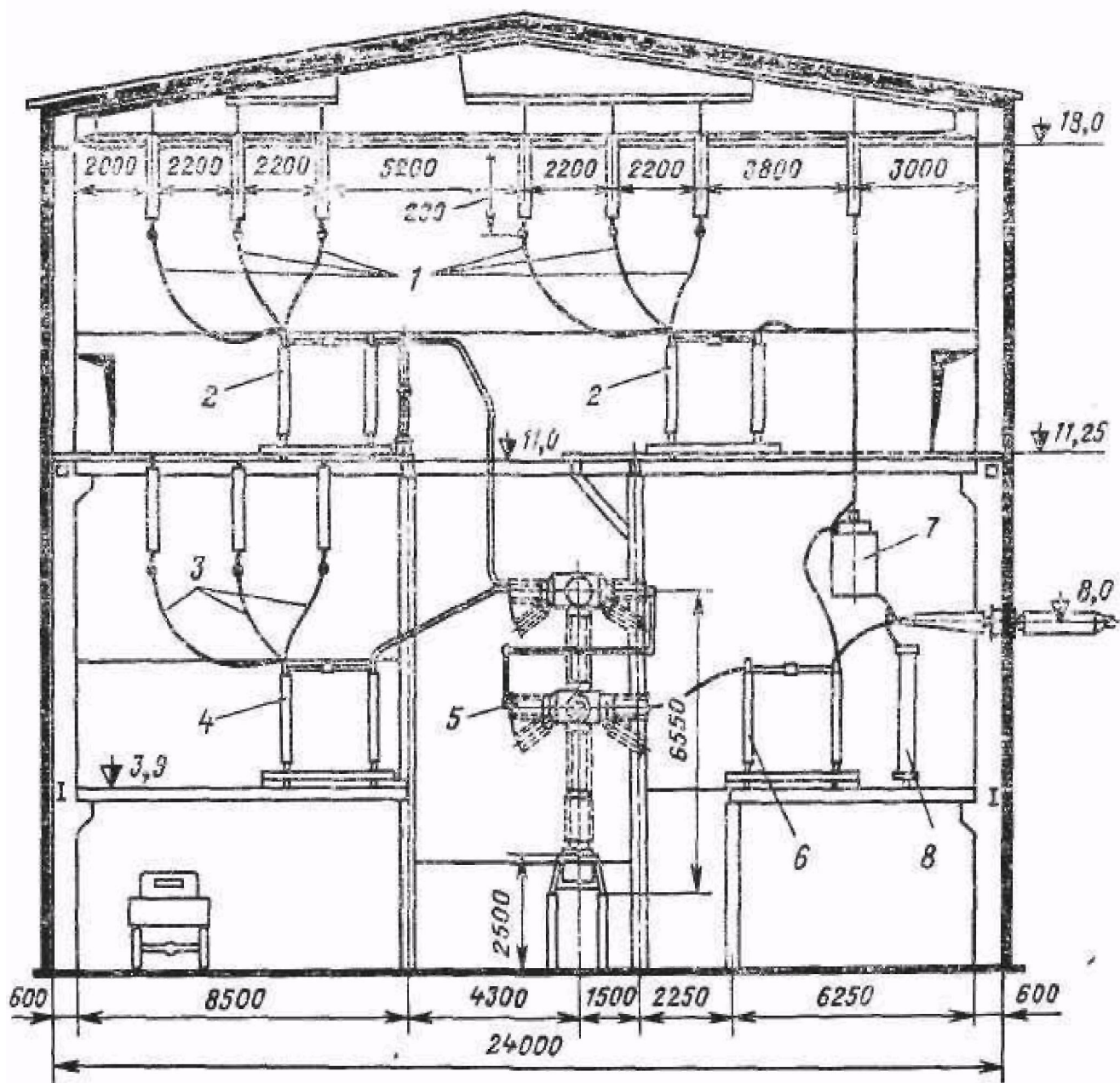


Рис. 1.4.2. ЗРУ 220 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Разрез по ячейке линии: 1 – рабочие системы шин; 2 – шинный разъединитель; 3 – обходная система шин; 4 – обходной разъединитель; 5 – выключатель; 6 – линейный разъединитель; 7 – ВЧ заградитель; 8 – конденсатор связи

### 1.4.3. Открытые распределительные устройства

Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым распределительным устройством. Как правило, РУ напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми.

Так же как и ЗРУ, открытые РУ должны обеспечить надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ должно выбираться в соответствии с требованиями ПУЭ [1.12].

Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях металлических или железобетонных. По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Шины могут быть гибкими из многопроволочных проводов или из жестких труб. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, а жесткие - с помощью опорных изоляторов на железобетонных или металлических стойках.

Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов уменьшить площадь ОРУ.

Под силовыми трансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями 110 кВ и выше предусматривается маслоприемник, укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, и масло стекает в аварийных случаях в маслосборники. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

Открытые РУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;

легче выполняются расширение и реконструкция;

все аппараты доступны для наблюдения.

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают значительно большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры.

Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от схемы электрических соединений, от типов выключателей, разъединителей и их взаимного расположения. Ниже рассмотрены примеры выполнения ОРУ разных напряжений.

Открытое ОРУ 35 кВ по схеме с одной секционированной системой шин сооружается из блоков заводского изготовления (рис. 6.15). В таком ОРУ все оборудование смонтировано на заводе и готовыми блоками поставляется для монтажа. Сборные шины, к которым присоединяются блоки, могут быть гибкими или жесткими. Разъединители в блоках расположены на небольшой высоте, что облегчает их ремонт. Для безопасности обслуживания блоки имеют сетчатое ограждение.

Блок выключателя — это металлическая конструкция, на которой смонтированы выключатель С-35-630, шинный и линейный разъединитель РНДЗ-35. Привод выключателя установлен в шкафу, закрепленном на той же металлической конструкции. Выключатель и разъединители заблокированы между собой для предотвращения неправильных операций. Аппараты релейной защиты, автоматики, измерения и сигнализации размещаются в релейном шкафу рядом со шкафом привода. Такие блоки применяются для ввода линии, секционирования и ввода от трансформатора.

Блок шинных аппаратов также представляет собой металлическую конструкцию, на которой смонтированы разъединители РНДЗ с двумя заземляющими ножами и трансформатор напряжения ЗНОМ-35. На конструкции крепится релейный шкаф наружной установки. Вся регулировка и наладка оборудования в пределах блока осуществлены на заводе, что значительно облегчает монтаж и включение подстанции в работу. Блоки рассмотренной конструкции применяются в КТПБ 110/35/6/(10) кВ (см. рис. 1.4.2).

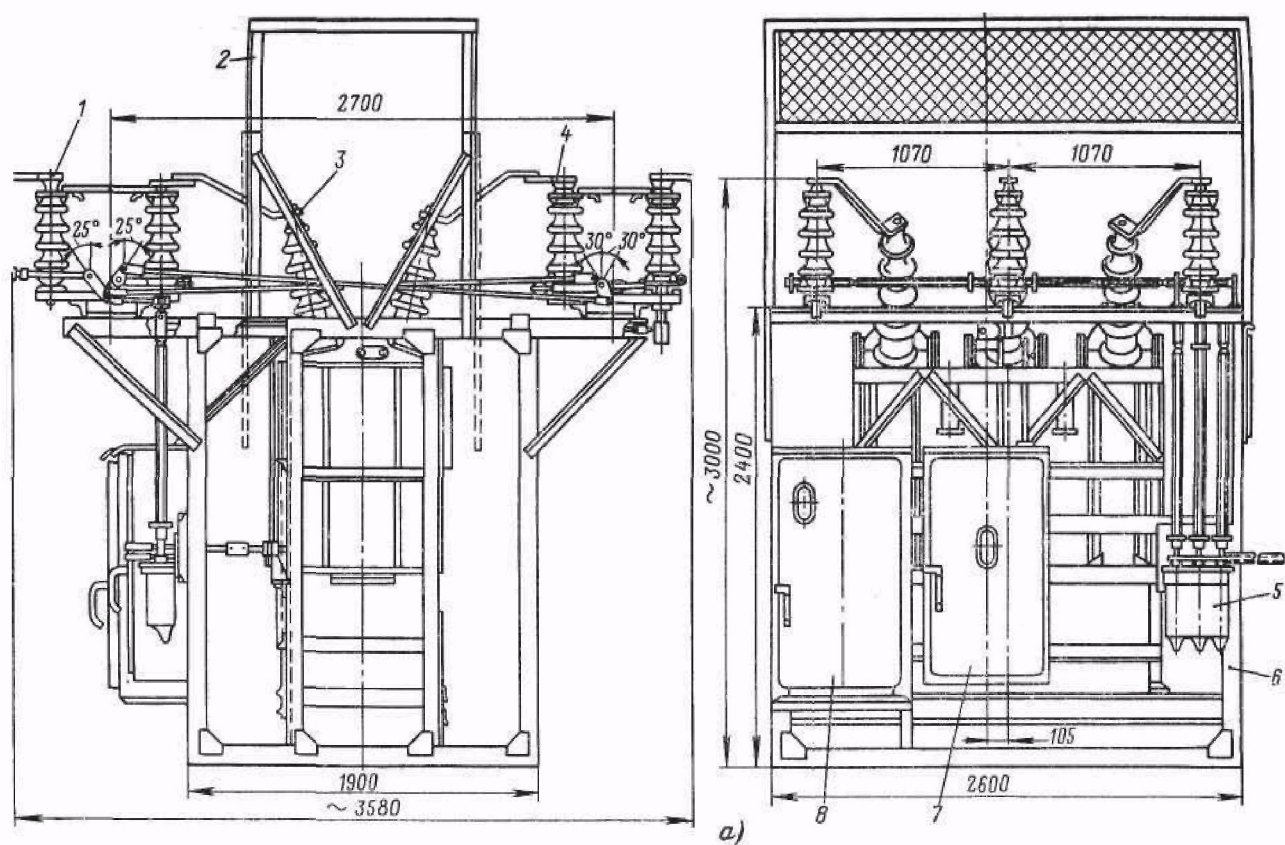
Для широко распространенной схемы с двумя рабочими и обходной системами шин применяется типовая компоновка ОРУ, разработанная институтом «Энергосетьпроект».

Размеры основных элементов компоновки в зависимости от напряжения указаны в табл. 1.4.1.

На рис. 1.4.. приведены разрез и план ячейки ОРУ 220 кВ по рассмотренному типовому проекту. В принятой компоновке все выключатели размещаются в один ряд около второй системы шин, что облегчает их обслуживание. Такие ОРУ называются однорядными в отличие от других компоновок, где выключатели линий расположены в одном ряду, а выключатели трансформаторов — в другом. В типовых компоновках выключатель не изображается, показано лишь место его установки (узел выключателя и шинной опоры). При конкретном проектировании, когда тип выключателя выбран, разрабатывается его установочный чертеж.

Из рис. 1.4.2 видно, что каждый полюс шинных разъединителей второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин.





**Рис. 1.4.3.** Крупноблочное ОРУ-35. Блок выключателя:

1 – разъединитель линейный; 2 – ремонтное ограждение; 3 – выключатель; 4 – разъединитель шинный; 5 – привод разъединителей; 6 – металлоконструкция; 7 – шкаф привода выключателя; 8 – релейный шкаф

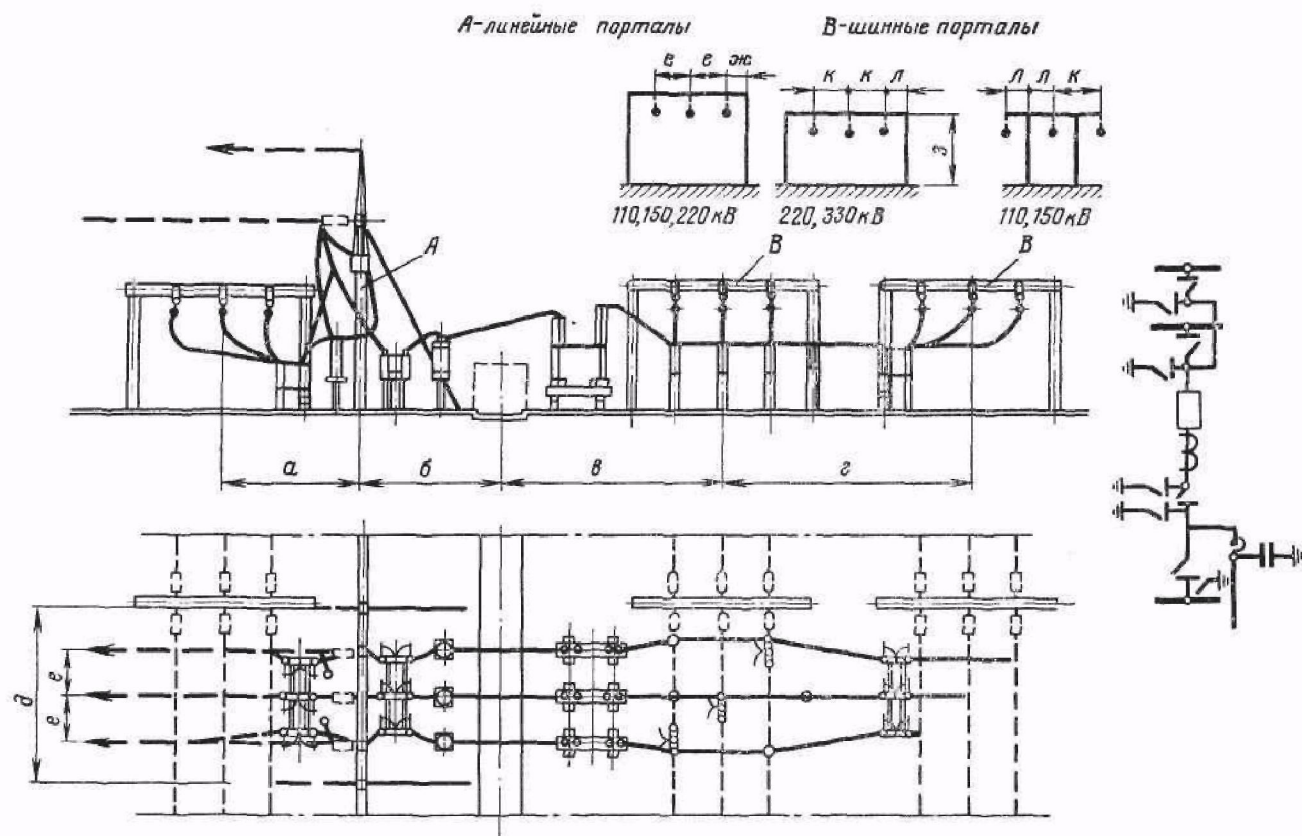


Рис. 6.16. Компоновка ОРУ 110–220 кВ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин

## 1.5. Заземление электрических сетей

### 1.5.1. Защитное заземление и способы его выполнения

При повреждении изоляции проводников относительно земли в месте повреждения возникает ток, значение и продолжительность которого зависит от рабочего заземления сети. В эффективно заземленных нейтралях ток в месте замыкания достигает 1000 А, однако, его длительность составляет 10-е доли секунды из-за срабатывания релейной защиты.

В сетях не заземленных или заземленных через ДГР ток однофазного ЗНЗ не превышает нескольких десятков А, но этот ток протекает длительное время.

От места повреждения ток замыкания возвращается частично по проводам, частично через землю. В месте перехода тока в землю могут возникать значительные потенциалы и градиенты напряжения на поверхности земли опасные для людей находящихся по близости.

Для устранения этой опасности на подстанциях линиях электропередачи предусматривают заземляющие устройства заземляющие устройства снижающие потенциалы и градиенты напряжения до приемлемых значений. Основой заземляющих устройств является заземлитель предназначенный для обеспечения прохождения тока в землю.

Контурный проводник заземлителя должен охватывать установку в целом на площадке наружного РУ вдоль рядов оборудования подлежащего заземлению укладываются проводники на глубине около 0,5 м., кроме того, укладываются проводники образующие сетку, присоединяют предметы подлежащие заземлению с помощью проводников называемых спусками.

### 1.5.2. Конструктивное исполнение заземляющих устройств

Основной заземлитель – это специальный заземлитель для проведения тока в землю, вспомогательный заземлитель – это металлический предмет любого назначения соединенный с землей. Например, стальные каркасы зданий, арматура железобетонных оснований проложенных в земле, металлические провода за исключением трубопровода горючих жидкостей или взрывчатых газов и смесей, а также свинцовые оболочки проложенных в земле. Не допускается использовать в качестве естественного заземлителя алюминиевые оболочки кабеля.

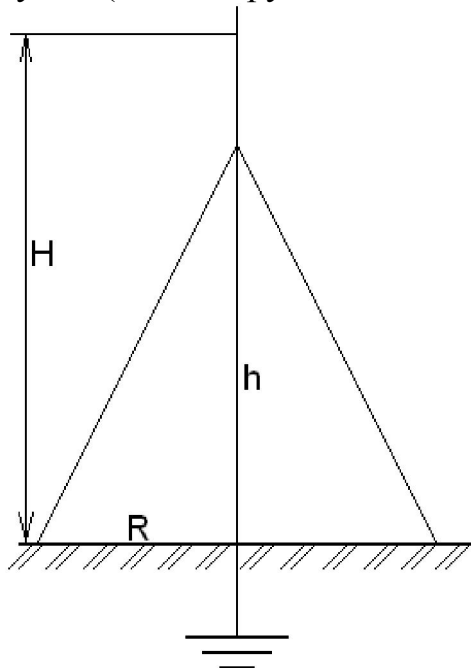
Заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее, чем 2-мя проводниками присоединенными к заземлителю в разных местах для искусственных заземлителей применяется сталь, они не должны иметь окраски. В качестве искусственных заземлителей допускается применение заземлителей из электропроводящего бетона. К основному заземлителю присоединяют:

- 1) вспомогательные естественные заземлители;
- 2) нейтрали генераторов и трансформаторов подлежащие к заземлению
- 3) разрядники и молниеотводы;
- 4) металлические части электрического оборудования могущие оказаться под напряжением;



- 5) корпуса электрических машин. Металлических конструкций РУ и ограждений. Вторичные обмотки измерительных трансформаторов, а также нейтрали силовых трансформаторов (обмотки 380-220 В).

Защитная зона одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус, радиус основания которого и высота рассчитывается по специальным формулам (см. инструкцию по молниезащите сооружений 2004 год).



Нормы на заземляющие устройства определяют условия электробезопасности (ПУЭ 7 изд., 2003, раздел 1, глава 1.7 «Заземляющие и защитные меры электробезопасности»).

### 1.5.3. Расчет заземляющих устройств

По ПУЭ сопротивление заземляющего устройства для сети 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью должно быть не более 0,5 Ом.

Значение сопротивления искусственных заземлителей, учитывая сопротивление естественных заземлителей:

$$R_e = \frac{r_m \cdot r_k}{r_m + r_k}$$

$$R_e = \frac{R_z \cdot R_e}{R_e + R_z}$$

Сопротивление одиночного заземлителя с достаточной точностью можно определить по формуле:

$$R_0 = \frac{0,336 \cdot \rho}{l} \lg \left( \frac{4 \cdot l}{d} \right)$$

где  $l$  - длина, м;

$d$  - диаметр, мм.

Общее число электродов

$$n = \frac{R_0}{R_u \eta}$$

где коэффициент экранирования  $\eta = 0,43$  найдем по таблице справочника при расположении прутков по контуру  $a/l = 1$ .

## 1.6. Системы измерения, контроля, сигнализации и управления напряжением и частотой; резерв мощности

### 1.6.1. Оборудование систем контроля и измерения электротехнических величин на подстанциях.

Различают следующие виды управления: местное, автоматическое, дистанционное.

**Дистанционное управление.** Это управление на расстояние нескольких сот метров; производится оператором, подающим команду с поста или щита управления путем замыкания специальным ключом цепи управления приводом выключателя, разъединителя или двигателя.

Действия схемы дистанционного управления зависят от исправности аппаратуры и цепи управления, которые должны находиться под постоянным контролем. Выключатель может отключаться ключом управления со щита или защитой при аварийном режиме, поэтому в схеме управления должна предусматриваться сигнализация всех видов отключения.

Для управления высоковольтными выключателями ранее применялись ключи управления типа КСВФ.

В настоящее время применяют ключи, изготавливаемые заводом «Электропульт» в двух сериях: ПМО (переключатель малогабаритный общего применения) и МК (малогабаритный ключ) с пониженной коммутационной способностью.

Разновидностью ключей ПМО являются: ключ ПМОФ на несколько фиксированных положений и ключ ПМОВФ — на два положения с возвратом и четыре фиксированных положения.

Положение контактов при различных положениях рукоятки ключа определяют диаграммой ключа.

Отметим некоторые особенности этой схемы управления. В ней применена блокировка от многократного включения на существующее короткое замыкание, с использованием специального промежуточного реле

**РБМ**, которое имеет две обмотки — последовательную  $РБМ_С$  в цепи обмотки отключения **ЭО** и параллельную обмотку  $РБМ_{Ш}$  в цепи управления. При включении выключателя на короткое замыкание (дистанционно или автоматикой) срабатывает релейная защита на отключение. Одновременно создается цепь «несоответствия» — ключ управления включен, а выключатель выключен: плюс **ШУ** — реле защиты — катушка  $РБМ_0$  — обмотка **ЭО** — блок-контакты выключателя **В** — **ШУ**. Происходит отключение выключателя и срабатывание реле **РБМ**, одна пара контактов которого размыкает цепь контактора включения **КП**, а вторая пара контактов замыкает цепь катушки  $РБМ_{Ш}$ . Этим обеспечивается блокировка цепи включения и запрет повторного включения выключателя на существующее короткое замыкание. Применение ключа управления ПМОВФ дает возможность получить в схеме управления предупреждающий сигнал о ненормальном режиме работы\* отдельных частей установки или о состоянии цепей защиты и автоматики. Для этого в схему управления вводится реле положения «включено»

**Контроль состояния изоляции в сети переменного тока.** В сетях с глухозаземленными нейтралями напряжением 380/220 В, 660/380 В, и выше замыкание одной из фаз на землю является коротким замыканием и автоматически отключается защитой. Поэтому в таких сетях не предусматривают устройств, контролирующих состояние изоляции.

В сетях с малым током замыкания на землю, т. е. с незаземленными нейтралями или с нейтралями, заземленными через дугогасящие катушки, в нормальных условиях напряжения всех трех фаз по отношению к земле равны фазному напряжению. В случае металлического однофазного замыкания на землю напряжение поврежденной фазы относительно земли становится равным нулю, а напряжение неповрежденных фаз увеличивается до междуфазного. Междуфазные напряжения при этом не изменяются, и работа электроприемников не нарушается. Через место повреждения протекает сравнительно небольшой ток. При таком замыкании сеть может некоторое время (примерно 2 ч) оставаться в работе. Длительная работа с замкнутой на землю фазой опасна, так как при пробое на землю изоляции другой фазы в сети возникает междуфазное короткое замыкание со всеми вытекающими последствиями. Поэтому в сетях с малым током замыкания на землю предусматривают специальные устройства для контроля состояния изоляции относительно земли.

Наиболее простой схемой контроля является схема включения трех вольтметров ( $V_A$ ,  $V_B$  и  $V_C$ ) на фазные напряжения. В нормальном режиме вольтметры показывают равные по величине фазовые напряжения. При глухом (металлическом) замыкании на землю одной из фаз напряжение этой фазы относительно земли станет равным нулю, а напряжения двух других фаз возрастут и станут равными междуфазному. Соответственно этому изменятся показания вольтметров. Если замыкание на землю будет не глухим (а через переходное сопротивление), то напряжение поврежденной фазы понизится, а напряжения неповрежденных фаз повысятся в меньшей степени, чем при глухом заземлении, что также отразится на показаниях вольтметров. Для получения звукового сигнала в провод, соединяющий нулевую точку вольтметров с нулевым проводом трансформатора напряжения, включается указательное реле У.

**Контроль состояния изоляции сети постоянного тока.** Пробой изоляции относительно земли в двух точках сети постоянного тока может привести к образованию обходных цепей в оперативной цепи защиты и ложным отключением оборудования. Поэтому установки постоянного тока на подстанциях оборудуются устройствами контроля состояния изоляции.

## 1.6.2. Устройство систем сигнализации электрических сетей

### 1.6.3. Способы управления величинами напряжения и частоты в электрических сетях

Для регулирования напряжения и управления потоками мощности в замкнутых сетях используют трансформаторы с продольно-поперечным либо только с продольным регулированием. Обычные трансформаторы и автотрансформаторы, имеющие ответвления, являются трансформаторами с продольным регулированием.

Для каждого замкнутого контура, содержащего несколько трансформаторов, по методу обобщенных контурных уравнений можно записать

$$\sum_{i=1}^m \underline{S}_i \underline{Z}_i = U_0^2 (1 - \prod_{i=1}^m \underline{n}_i), \quad (1.6.1)$$

где  $U_0$  - напряжение опорного узла;  $\underline{S}_i$  - мощность, протекающая по  $i$ -му участку замкнутого контура;  $\underline{Z}_i$  - сопротивление  $i$ -го участка, приведенное к напряжению опорного узла;  $m$  - число участков, входящих в контур.

Произведение коэффициентов трансформации

$$\prod_{i=1}^m \underline{n}_i = \underline{n}_1, \underline{n}_2, \dots, \underline{n}_m,$$

где  $\underline{n}_1, \underline{n}_2, \underline{n}_3, \dots, \underline{n}_m$  - коэффициенты трансформации всех ветвей, входящих в

контур, вычисленные по направлению обхода контура; если в ветви нет трансформатора, то  $\underline{n} = 1$ .

произведение  $\prod \underline{n}_i$  будет влиять также на падения напряжения и соответственно на напряжения в узлах системы.

Задача заключается в том, чтобы из множества сочетаний коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутые контуры, найти такое, которое соответствовало бы наименьшим потерям мощности и обеспечивало хорошее качество напряжения. Поэтому при оптимизации КТ для данного режима системы в качестве целевой функции примем суммарные потери мощности в системообразующей сети

$$\Delta P(n) = \Delta P(n_1, n_2, \dots, n_j, \dots, n_m), \quad (1.6.2)$$

где  $n_j$  - КТ на  $j$ -м трансформаторе;  $m$  - число трансформаторов, включенных в замкнутые контуры.

Минимум этой функции должен отыскиваться при следующих ограничениях:

$$U_{i_{\min}} \leq U_i \leq U_{i_{\max}};$$

$$\delta U_i \leq \delta U_{iT}; \quad (1.6.3)$$

$$I_k \leq I_{k \text{ доп}},$$

где  $U_i$  - напряжение в  $i$ -м узле энергосистемы;  $U_{i \text{ мин}}$ ,  $U_{i \text{ макс}}$  - минимально и максимально допустимые напряжения в  $i$ -м узле, при которых обеспечиваются заданные режимы напряжения на вторичных шинах подстанций;  $\delta U_i$  - отклонение напряжения в  $i$ -м узле нагрузки от номинального напряжения рабочего ответвления трансформатора;  $\delta U_{iT}$  - допустимое превышение номинального напряжения рабочего ответвления на трансформаторе;  $I_k$  - ток на  $k$ -м участке сети;  $I_{k \text{ доп}}$  - допустимый ток по нагреву на  $k$ -м участке сети.

В нормальном режиме энергосистемы регулированию подлежат в основном отклонения частоты, обусловленные изменением состава и мощности потребителей. Эти изменения мощности в течение суток составляют 20...50 %. Весьма важно знать максимальную скорость изменения нагрузки, которая достигает 1...3 % в минуту и 5...15 % в час.

Для регулирования частоты турбины электростанций снабжают регуляторами скорости. Регулировочная способность турбин определяется характеристиками регуляторов скорости. Характеристики бывают астатические (рис. 12.9, а) и статические (рис. 12.9, б).

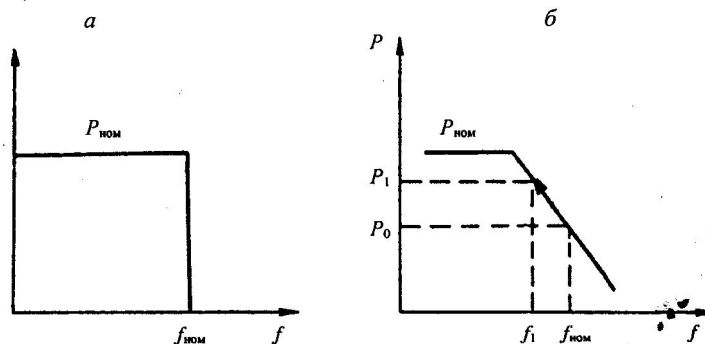
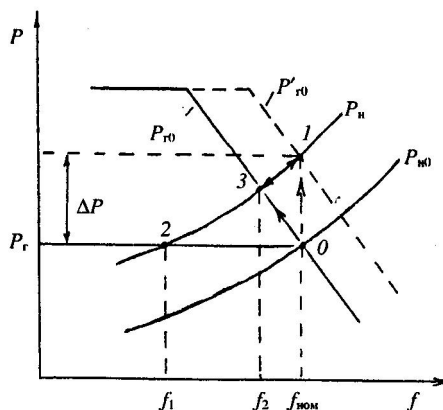


Рис. 1.6.1 Характеристики регуляторов скорости: а – астатическая; б – статическая

Принцип регулирования заключается в том, что при изменении частоты мощность турбины соответственно изменяется так, чтобы восстановить прежнюю частоту. Например, при снижении частоты  $f_{\text{ном}}$  до  $f_1$  (рис. 1.6.1, б) происходит автоматический набор нагрузки с  $P_0$  до  $P_1$ . При дальнейшем снижении частоты мощность генератора будет расти до тех пор, пока не станет равной номинальной  $P_{\text{ном}}$ .

Наклон характеристики выражают крутизной. С увеличением крутизны статическая характеристика превращается в астатическую. При малейшем отклонении частоты турбины с астатическими характеристиками могут набирать сразу номинальную нагрузку, что обеспечивает быстрое регулирование. Однако при параллельной работе нескольких генераторов астатические характеристики непригодны, так как не обеспечивают однозначного устойчивого распределения нагрузки между станциями. Поэтому в энергосистемах применяют, как правило, турбины со статическими характеристиками.

При выполнении регуляторов скорости турбин со статическими характеристиками первичное регулирование частоты не обеспечивает поддержание номинальной частоты в системе. Поэтому дополнительно применяют *вторичное регулирование*. Оно заключается в смещении характеристик регуляторов скорости турбин параллельно самим себе. Вторичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически.



**Рис. 1.6.2** Совместное первичное и вторичное регулирование частоты

Рассмотрим совместный процесс первичного и вторичного регулирования частоты. Пусть известны усредненная характеристика регуляторов скорости генераторов системы  $P_{Г0}$  и статическая характеристика нагрузки  $P_{н0}$  (рис. 1.6.2). В точке 0 имеется равновесие генерируемой и потребляемой мощностей при частоте  $f_{н}$ .

Пусть произошел рост нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком нагрузки, характеризующийся переходом из точки 0 в точку 1 (рис. 1.6.1). На рис. 1.6.2 это изменение соответствует новому положению  $P_{н}$  статической характеристики нагрузки, по которой потребляемая мощность при номинальной частоте будет определяться точкой 1. Если на турбинах электростанций отсутствуют первичные регуляторы скорости, то при росте нагрузки потребителей мощность генераторов  $P_{Г}$  останется неизменной, произойдет первичное регулирование частоты за счет изменения мощности нагрузки по ее новой статической характеристике  $P_{н}$  и частота снизится до величины  $f_1$  соответствующей точке 2 на пересечении новой характеристики нагрузки и прежней мощности генераторов.

При включенных регуляторах скорости генераторы наберут часть нагрузки, и пересечение характеристик  $P_{Г0}$  и  $P_{н}$  окажется в точке 3, а частота станет  $f_2$ , причем  $f_1 < f_2 < f_{ном}$ . Наконец, при наличии регуляторов вторичного регулирования характеристика генераторов  $P_{Г0}$  будет смещаться до тех пор, пока частота не станет равной номинальной  $f_{ном}$  (точка 1, характеристика  $P'_{Г0}$  — в результате весь прирост нагрузки  $\Delta P$  примут на себя генераторы станций).

Для выполнения вторичного регулирования частоты в системе обычно выделяют одну или несколько станций, а все остальные станции получают задание

поддерживать постоянную нагрузку и участвуют только в процессе первичного регулирования частоты.

#### 1.6.4. Обеспечение резерва мощности.

При проектировании энергосистем или их отдельных звеньев обычно сопоставляется ряд вариантов и выбирается лучший.

Сопоставляемые варианты, как правило, обеспечивают различную степень надежности электроснабжения потребителей. Поэтому сопоставление их возможно лишь при учете в расчетных затратах математического ожидания народнохозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

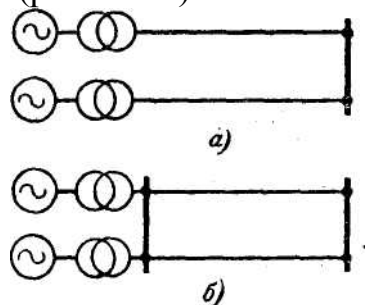
Для определения математического ожидания ущерба необходимы:

1) достоверные данные об ожидаемой аварийности элементов энергосистем;

2) достоверные данные об ущербах от перерывов электроснабжения потребителей;

3) достаточно точные методы расчета математического ожидания народнохозяйственного ущерба для рассчитываемой схемы.

Совершенно очевидно, что суммарная установленная мощность генераторов в энергосистеме должна быть больше мощности прогнозируемой нагрузки. При равенстве указанных мощностей любое отклонение мощности как генераторов в сторону снижения, так и нагрузки в сторону увеличения привело бы к дефициту мощности и недоотпуску электроэнергии. Так как такие отклонения практически постоянно имеют место в большей или меньшей степени, то народнохозяйственный ущерб у потребителей, обусловленный недоотпуском электроэнергии, был бы весьма велик. Увеличение установленной мощности генераторов в энергосистеме по сравнению с нагрузкой, т. е. создание в системе резерва активной мощности, приведет, с одной стороны, к снижению народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения, а с другой стороны, потребует затрат на сооружение и эксплуатацию дополнительной генерирующей мощности на электростанциях. Экономически наивыгоднейшей величиной резерва можно приближенно считать величину, соответствующую минимуму суммы затрат на дополнительную мощность электростанций и народнохозяйственного ущерба (рис. 1.6.3).



**Рис. 1.6.3.** К определению оптимальной величины резерва мощности.

$Z$  — затраты на резервную мощность;  $U$  — математическое ожидание ущерба от перерывов электроснабжения.



При этом учитываются аварийные и плановые простои агрегатов системы, суточные графики нагрузки для рабочих дней отдельных периодов года, а так же ее нерегулярные колебания.

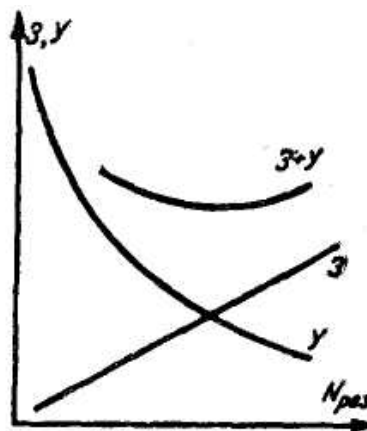


Рис. 1.6.4. Схемы линий электропередачи.  
а — блочная; б — связанная.

Снижение надежности любого звена энергосистемы, участвующего в производстве электроэнергии или передаче ее в систему, всегда приводит к увеличению вероятности появления мощности в системе (части системы). Сказанное можно пояснить, сопоставляя схемы электропередачи от станции в систему (рис. 1.6.4) — блочную и связанную. В блочной схеме электропередачи отключение каждой из цепей линии приведет к отключению половины станции. В связанной схеме этого не будет, если пропускная способность одной цепи достаточна для передачи полной мощности станции.

Однако и при применении более надежной схемы электропередачи — связанной — в энергосистеме всегда имеется определенная вероятность появления дефицита мощности, обусловленная аварийными простоями и плановыми ремонтами агрегатов системы, отклонениями нагрузок от прогнозируемых и т. д. Переход от связанной схемы электропередачи к блочной схеме всегда, даже при малой мощности блока по отношению к мощности приемной системы, приведет к повышению вероятности дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии потребителям приемной системы. Кроме того, простой блока увеличит загрузку станций приемной системы и вызовет дополнительный расход топлива.

В общем случае, когда выбирается схема присоединения станции к системе, будь то ТЭЦ с местной нагрузкой, ГРЭС или ГЭС, всегда нужно считаться с тем, что менее надежная схема присоединения приведет к повышению вероятности появления дефицита мощности в приемной энергосистеме.

## 1.7. Автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях

### 1.7.1. Автоматика в системах электроснабжения

К устройствам сетевой автоматики относятся устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резервного питания и оборудования (АВР), автоматической разгрузки по частоте и по току (АЧР и АРТ).

Учитывая, что устройства автоматики в системах электроснабжения работают сравнительно редко, основными требованиями, предъявляемыми к ним, являются простота и надежность.

Телемеханизация электроснабжения промышленного предприятия ограничивается обычно применением телесигнализации.

Экономическая эффективность автоматизации определяется главным образом сокращением числа обслуживающего персонала и уменьшением простоев промышленного производства. Поэтому считают, что автоматизация экономически целесообразна, если дополнительные ежегодные затраты на нее меньше вероятного ущерба от простоя при нарушении электроснабжения [25].

Рассмотрим основные средства автоматизации. В сетях напряжением выше 1000 В применяют масляные или воздушные выключатели с дистанционным пружинным или электромагнитным приводом, позволяющим осуществить автоматическое включение и отключение, в том числе и действие АПВ и АВР.

**Автоматическое включение резерва АВР** должно предусматриваться для всех ответственных потребителей, поэтому на подстанциях, питающих Потребителей 1-й категории, АВР является обязательным.

Пуск в действие АВР может осуществляться реле минимального напряжения, контролирующим напряжение на отдельных секциях шин, или совместным действием этого реле и реле понижения частоты, что обеспечивает действие АВР в пределах 0,2—1 с после прекращения питания. Время действия АВР должно уменьшаться в направлении от потребителей к источнику питания и согласовываться с временем действия защит линий, отходящих от сборных шин резервируемой установки.

Успешное и эффективное действие АВР обеспечивается при достаточной мощности резервного источника питания или (при необходимости) автоматической разгрузкой по току (см. ниже).

Рассмотрим наиболее применяемые схемы АВР.

**Схема АВР при напряжении выше 1000 В.** Схема АВР, выполненная на секционном выключателе с пружинным приводом, приведена на рис. 12.17. В схеме имеется двигатель привода *Д*, отключаемый конечным выключателем *ВК*. Для питания реле блокировки *РБ* предусмотрен выпрямитель *В*. Выключатели *В1* и *В2* включены, *В* отключен. Готовность устройства АВР сигнализируется лампой *ЛГ*. Избиратель управления *ИУ* установлен в положение *АВР*. Реле минимального напряжения *РН1* — *РН4* и реле блокировки *РБ* включены. Контакт пружинного привода *В<sub>пр</sub>* замкнут.

При исчезновении напряжения на первой секции срабатывают реле напряжения  $RH1$  и  $RH2$  и включают реле  $PB1$  от трансформатора напряжения  $TH1$ . Реле  $PB1$  с выдержкой времени через промежуточное реле  $ПП1$  отключает выключатель  $B1$  и его блок-контакт  $B1$  включает электромагнит  $B_{вкл}$ . Секционный выключатель  $B$  включается и восстанавливает питание первой секции.

При исчезновении напряжения на второй секции схема работает аналогично. Реле блокировки  $PБ$  обеспечивает однократность действия  $ABP$ , так как при отключении выключателей вводов  $B1$  или  $B2$  реле  $PБ$  размыкает с выдержкой времени цепь включающего электромагнита  $B_{вкл}$ . При нарушении питания на второй секции схема работает аналогично. При включении на короткое замыкание секционный выключатель  $B$  отключится своей максимальной токовой защитой.<sup>^</sup>

Приведенная схема АВР широко применяется в сетях промышленных предприятий, так как она проста, надежна в эксплуатации и для ее питания не требуется оперативный постоянный ток. Аналогичная схема АВР секционного выключателя с электромагнитным приводом применяется на подстанциях, где имеется оперативный постоянный ток.

**Схема АВР на контакторах.** Схема  $ABP$ , выполненная на секционном контакторе, применяется для трансформаторов мощностью до 400 кВ-А (рис. 12.18). В исходном положении схемы автомат  $A$ , контакторы  $B1$  и  $B2$ , реле напряжения  $RH1$  и  $RH2$  включены, секционный контактор  $КС$  выключен. Избиратель управления  $ИУ$  установлен в положение  $ABP$ .

К устройствам АПВ предъявляются следующие основные требования:

- 1) не должны действовать при отключении выключателя вручную, дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) должны исключать возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание.

В механических устройствах АПВ включение выключателя происходит за счет энергии заведенной пружины привода или за счет энергии падающего груза. После каждого срабатывания привода действует автоматический моторный редуктор, заводящий пружину. Достоинство механического устройства АПВ—отсутствие аккумуляторных батарей или компрессорных установок, необходимых при применении выключателей с электромагнитными или пневматическими приводами.

**Автоматическая разгрузка по частоте (АЧР) и току (АРТ).** Нарушение баланса между мощностью, вырабатываемой генераторами электростанции или энергосистемы, и мощностью, требуемой промышленными предприятиями, приводит к изменению частоты тока в электрической сети (см. гл. 7).

**А в т о м а т и ч е с к и е у с т р о й с т в а АЧР.** Эти устройства действуют при снижении частоты сети ниже допустимой и применяются для поддержания частоты на необходимом уровне.

Существует два метода АЧР: по абсолютному значению частоты и по скорости изменения частоты.

Первый метод АЧР применяют в системе электроснабжения промышленных предприятий. Он заключается в срабатывании реле частоты *РЧ* при определенном ее значении, задаваемом энергосистемой, что приводит к отключению части потребителей через промежуточное реле *РП*

Второй метод АЧР с отключением потребителей в определенной очередности применяется обычно в энергосистемах.

Автоматическая разгрузка по току (АРТ). Эта разгрузка применяется, когда при нарушении питания на одной линии или трансформаторе нагрузка переключается на другую линию или трансформатор, но их пропускная способность не покрывает всей нагрузки, даже с учетом допустимой перегрузки.

В этом случае в схеме АРТ используют токовые реле типа РТ-80 или РТ-40 и реле времени типа ЭВ с отстройкой срабатывания указанных реле от кратковременных перегрузок и токов самозапуска электродвигателей.

**Автоматизация работы компенсирующих устройств.** Чтобы обеспечить экономичную работу компенсирующих устройств, применяют автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей, которое может осуществляться в функции тока нагрузки, времени суток, напряжения и коэффициента мощности

### 1.7.2. Самозапуск электродвигателей

Кратковременное снижение или полное исчезновение напряжения на шинах собственных нужд, вызванное коротким замыканием или переключением на резервное питание из-за автоматического или ошибочного ручного отключения рабочего питания, ведет к снижению частоты вращения двигателей вплоть до полной остановки некоторых из них.

Для сохранения в работе основных агрегатов электростанции двигатели ответственных механизмов при этом не отключаются от шин. После устранения причины кратковременного нарушения электроснабжения они восстанавливают нормальную частоту вращения без вмешательства персонала. Такой процесс называется самозапуском.

Продолжительность самозапуска двигателей не должна превышать 30...35 с для станции среднего давления из-за опасности повреждения обмоток двигателей от перегрева; 20...25 с — для станции высокого давления с поперечными связями и 15...20 с — для блочных станций из-за возможности отключения котельных или блочных агрегатов технологической защитой при более продолжительном самозапуске.

При отключении питания напряжение на секции с не отключенными двигателями остается на 1... 1,5 с за счет электромагнитной и кинетической энергии, запасенной двигателями, а при наличии синхронных двигателей — до 3 с. Участвующие в групповом выбеге двигатели механизмов с большим моментом инерции (вентиляторы, дымососы) работают в этом случае в режиме генераторов, отдавая часть энергии двигателям механизмов с меньшим моментом инерции, работающим в двигательном режиме.

На продолжительность самозапуска двигателей влияют длительность перерыва питания, параметры питающих трансформаторов или линий, суммарная мощность не отключаемых от секций двигателей и их загрузка.

### **1.7.3. Диспетчеризация и телемеханизация систем электроснабжения**

На промышленных предприятиях с большим числом энергетических объектов применяют диспетчерское управление электроснабжением, осуществляемое специальной диспетчерской службой, с диспетчерских щитов или со щитов управления. В обязанности диспетчерской службы входит:

контроль за режимом работы системы электроснабжения и ее отдельных объектов;

восстановление режима работы системы электроснабжения при его нарушении путем переключений, отключений, ввода резервных источников питания;

контроль за исправностью автоматических устройств.

Диспетчерскую службу возглавляет главный и дежурные диспетчеры, а при наличии на предприятии ТЭЦ или ГПП должности их могут совмещаться с соответствующими должностями на ТЭЦ и ГПП.

Между диспетчерским пунктом (ДП) и исполнительными пунктами (ИП), где размещены управляемые объекты электроснабжения, устанавливается телефонная связь или используются средства телемеханизации: телеизмерения (ТИ), телесигнализации (ТС), телеуправления (ТУ).

**Телесигнализация (ТС)** выполняется с меньшими затратами и обеспечивает передачу на расстоянии сигналов о состоянии контролируемых установок (об аварийном отключении выключателей, о замыкании на землю в сети, перегрузке электрооборудования и неисправности цепей управления и т. д.).

**Телеизмерение (ТИ)** обеспечивает передачу на расстояние сигналов, характеризующих работу установок (напряжение, ток и т. д.).

**Телеуправление (ТУ)** обеспечивает передачу на расстояние сигналов управления, воздействующих на исполнительные механизмы установок. ТУ предусматривается в тех случаях, если требуется производить частые оперативные переключения в нормальном и аварийном режимах и если указанные переключения невозможно осуществить средствами автоматики.

Телеуправление осуществляется выключателями линий, трансформаторов, выпрямительных агрегатов, секционных выключателей, требующих частых оперативных переключений при двухсменной работе, а также контакторами и пускателями линий наружного освещения. Систему телеуправления применяют для объектов, работающих без постоянного дежурного персонала, а также в качестве дублирующих устройств автоматического управления. Объекты электроснабжения с телеуправлением должны обязательно иметь местное управление.

Объем и применение отдельных видов телемеханизации определяются технико-экономическим сравнением показателей для телемеханизации и для автоматизации и при их равенстве предпочтение отдается устройствам автоматизации.

Передающие телемеханические устройства на ДП и приемные устройства на ИП соединены каналами связи, для которых используют проводные линии связи, радиолинии, силовые и высоковольтные линии.

По способу использования каналов связи устройства ТУ—ТС подразделяются на многоканальные и малоканальные.

*Многоканальная система* применяется при числе управляемых объектов  $\leq 20$  и при расстояниях между пунктами ДП и ИП до 1,5 км.

Многоканальные устройства ТУ—ТС просты и надежны, имеют незначительное время передачи сигнала (0,05—0,02 с), но требуют значительных затрат на устройство каналов связи.

*Малоканальная система* применяется при числе управляемых объектов  $< 20$  и при расстояниях между пунктами ДП и ИП порядка 1,5 км и более. В этой системе используется общая линия для всех элементов, расположенных на одном объекте.

## 1.8. Ремонт оборудования

### 1.8.1. Диагностирование технического состояния оборудования электрических сетей

В состав электрических сетей входят следующие основные объекты:

1. воздушные линии (ВЛ) электропередач 0,4-20 кВ;
  2. трансформаторные подстанции (ТП) 6-20/0,4 кВ, распределительные пункты (РП) 6-20 кВ;
  3. воздушные линии электропередач (ВЛ) 35-150 кВ;
  4. кабельные линии электропередач (КЛ) 0,4-150 кВ;
  5. электрические подстанции 35 кВ и выше;
  6. воздушные линии электропередач (ВЛ) 220-800 кВ;
  7. производственные здания и сооружения;
  8. средства релейной защиты и автоматики;
- средства диспетчерского и технологического управления.

Система технического обслуживания и ремонта электрических сетей предусматривает выполнение комплекса работ, которые проводятся с определенной периодичностью и последовательностью, направленных на обеспечение исправного состояния электрического оборудования, его надежной и экономической эксплуатации при оптимальных трудовых и материальных затратах. Комплекс работ, в основном, включает в себя:

1. четко организованное техническое обслуживание электрического оборудования;
2. установление оптимальной периодичности проведения капитальных ремонтов

электрического оборудования;

1. внедрение прогрессивных форм организации и управление ремонтом электрического оборудования;

2. внедрение специализации ремонтных работ;
3. контроль качества выполнения работ в процессе ремонта;
4. своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;

5. анализ параметров технического состояния оборудования до и после ремонта.

Система технического обслуживания и ремонта производственных зданий и сооружений приведена в разделе 2.

1.1.1. Техническое обслуживание электрических сетей (далее - техническое обслуживание) является методом обслуживания, при котором выполняются все необходимые работы комплекса работ, направленные на поддержание трудоспособности и предотвращение преждевременного срабатывания элементов объекта электрических сетей. Это достигается осмотрами, выполнением профилактических проверок и измерений и отдельных видов работ с заменой сработанных деталей и элементов электрических сетей, устранением повреждений.

1.1.2. Капитальный ремонт электрических сетей (далее — капитальный ремонт) — это метод ремонта, при котором одновременно выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление их начальных эксплуатационных характеристик. Это достигается ремонтом сработанных деталей и элементов или заменой их на более надежные и экономичные, что в свою очередь, значительно улучшит эксплуатационные характеристики объектов.

1.1.3. Обеспечение технического обслуживания и ремонта, поддержание в трудоспособном состоянии электрических сетей возлагается на энергоснабжающие компании.

Техническое обслуживание воздушных линий электропередачи 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций 6-20/0,4кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ должно проводиться, исходя из результатов обследования конкретного объекта, и по решению начальника (главного инженера) РЭС. Перечень работ, которые выполняются при техническом обслуживании ВЛ 0,4-20 кВ, приведенный в таблице 1.1;

Таблица 1.8.1. **Перечень работ, которые выполняются при техническом обслуживании ВЛ 0,4-20 кВ**

Название работы	Срок проведения	Примечания
<b>1 Периодический осмотр ВЛ</b>	Не менее 1 раз в год	Годовой график ТО
1.1. Осмотр по всей длине		
1.2 Осмотр ВЛ, которые есть в плане капремонта, инженерно-техническим персоналом	В течение года, который предшествует ремонтному	
1.3 Верховой осмотр	При необходимости	Совмещается с проведением капитального ремонта, выключением ВЛ и проверкой загнивания верхних частей опор, закрепление крюков, проводов, изоляторов
<b>2 Внеочередные осмотры</b>		По указанию руководства РЭМ
2.1 Осмотр после стихийного бедствия		
2.2 Осмотр, связанный с непредвиденным отключением ВЛ		По указанию руководства РЭМ
<b>3 Профилактические проверки и измерения</b>	В соответствии с нормами, перед	
3.1 Проверка загнивания деталей деревянных опор	подъемом на опору, или заменой деталей	



3.2 Проверка состояния железобетонных опор	В соответствии с нормами
3.3 Измерение сопротивления заземления опор на опорах с разрядниками, защитными промежутками электрооборудования, заземленной молниезащитой и повторными заземлениями нулевого провода	Не меньше чем 1 раз в 6 лет
3.4 Измерение сопротивления заземления опор выборочно на 2% железобетонных опор от общего количества опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивным грунтом	Не меньше чем 1 раз в 12 лет
4 Выборочная (2% опор с заземлителями) проверка заземления с раскапыванием грунта	То же
5 Проверка расстояния от проводов до поверхности земли и разных объектов инженерных сооружений и приведение их в соответствие с ПТЭ	При необходимости
6 Проверка сопротивления петли "фаза-нуль"	При приеме в эксплуатацию, в дальнейшем во время подключения новых потребителей и выполнении работ, которые вызывают изменение этого сопротивления
7 Проверка трубчатых разрядников со снятием их с опоры	Не менее чем 1 раз в 6 лет
8 Вырубывание отдельных деревьев, которые угрожают падением на ВЛ	При необходимости
9 Вырубывание кустов в охранной зоне ВЛ, обрезание ветвей	При необходимости
10 Замена отдельных поврежденных деталей ВЛ	При необходимости
11 Замена трубчатых разрядников	При необходимости
13 Выравнивание опор (отдельных)	То же
14 Утрамбование грунта под опорами	То же
15 Перетягивание проводов в пролетах ВЛ	То же
16 Перетягивание бандажей крепления стойки опоры к приставке	То же
17 Снятие набросов с проводов	То же

18 Замена оборванных заземляющих спусков и установка зажимов	То же
19 Замена оборванных вязок проводов	То же
20 Проверка состояния изоляции и замена отдельных изоляторов (поврежденных)	То же
21 Установка замков на приводах разъединителей	То же
22 Установление защиты для -"- защиты кабелей	То же
23 Расчистка растительности для защиты опор от низовых пожаров	То же
24 Измерение нагрузок, теплового режима	То же
25 Измерение напряжения в контрольных точках ВЛ	То же
26 Замена поврежденных отдельных опор	То же
27 Замена поврежденных проводов в отдельных пролетах	То же
28 Замена поврежденных шлейфов	То же
29 Выравнивание траверсы	То же
30 Ремонт отдельных ответвлений на вводах	То же
31 Выполнение работ, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работе посторонних организаций и надзор за работами, которые проводятся возле ВЛ	При необходимости
32 Технический надзор, проверка для приема на баланс и сдачу в эксплуатацию ВЛ, строительство и реконструкцию которой выполняет подрядная организация	То же

### 1.8.2. Планирование и периодичность проведения ремонтных работ в электрических сетях

#### 1 Периодический осмотр ТП, РП

1.1 Осмотр всех объектов электромонтерами Не менее чем 1 раз в 12  
Годовой месяцев график ТО

1.2 Осмотр объектов, которые есть в плане В течение года, который  
предшествует капремонта, инженерно-техническим персоналом ремонтному

2 Внеочередные осмотры После отключения от короткого замыкания

1. Измерение нагрузок и напряжения на транс- 1 раз в год в  
период

форматорах и линиях, которые от них отходят максимальных нагрузок

2. Измерение сопротивления изоляции транс- В соответствии  
с нормами

форматора и испытание повышенным напря- испытания

эл.оборудования

жением изоляции распределительного устрой-

ства напряжением 6-20 кВ, испытание трансформаторного масла трансформатора 630кВа и выше

1. Измерение сопротивления заземляющего устройства То же

2. Замена дефектных элементов При необходимости

1. Отбор проб масла, доливка масла в аппараты. То же  
Контроль за температурным режимом масла

8 Восстановление плакатов, диспетчерских наименований, раскраска фаз

9 Ревизия контактных соединений При необходимости

1. Проверка качества уплотнения двери, проходных изоляторов То же

2. Проверка состояния предохранителей и автоматических выключателей -

3. Замена некалиброванных предохранителей -

4. Чистка изоляции и бака. Замена изоляторов При необходимости

5. Проверка крепления изоляторов на кронштейнах, перетяжка и разведение шлейфов 0,4кВ То же

6. Проверка состояния теплового режима вентильных устройств -

7. Проверка состояния средств пожаротушения

17 Проверка наличия трансформаторного масла в аппаратах -

8. Проверка состояния заземляющих устройств, измерение контура заземления -

9. Контроль за состоянием индикатора (селикагеля) в трансформаторном фильтре, замена

10. Проверка спускного крана и уплотнение  
 \_"-  
 21 Ремонт замков и другие работы \_"-  
 22 Частичное окрашивание оборудования  
 \_"-  
 1. Частичный ремонт вторичной коммутации  
 \_"-  
 2. Чистка и смазывание рабочих контактов \_"-  
 разъединителей, ВН, автоматических выключателей, рубильников, дугогасильных камер, регулирование приводов, блокировок и их механизмов  
 3. Ремонт и укрепление конструкций \_"-  
 строительной части ТП  
 4. Замена ламп освещения \_"-  
 5. Прогревание кабельных воронок с долив-  
 \_"-  
 кой мастики

Результаты осмотров, проверок, измерений заносятся в листки осмотров (проверок), которые приведены в приложении 40. В листке осмотров мастер указывает сроки и способ ликвидации неисправностей. Неисправности, которые нуждаются в срочной ликвидации, заносятся в соответствующие "Журналы дефектов", в которых мастер указывает срок и способ ликвидации неисправностей, а после ликвидации - дату ликвидации. Форма "Журнала дефектов" приведена в приложении 41. Согласно материалам листов осмотров (проверок) определяется объем работ капитального ремонта объектов электрических сетей.

1. Капитальный ремонт ВЛ 0,4-20 кВ на железобетонных опорах необходимо проводить 1 раз в 10 лет.

1. Капитальный ремонт ВЛ 0,4-20 кВ на деревянных опорах должен выполняться

1 раз в 5 лет.  
 Если ВЛ состоит из деревянных и железобетонных опор и преимуществ составляют деревянные опоры, то капитальный ремонт должен проводиться 1 раз в 5 лет.

Конкретные сроки проведения ремонтов устанавливаются в зависимости от технического состояния электрообъекта и имеющихся материально-технических ресурсов. Приоритетность объектов при планировании ремонтов устанавливается с учетом требований и надежности электроснабжения (категорийности) потребителей.

Перечень работ, которые выполняются при капитальном ремонте ВЛ напряжением 0,4-20 кВ:

1. комплекс работ по техническому обслуживанию;
2. расчистка трассы от кустов, поваленных деревьев;
3. вырубывание деревьев, которые угрожают падением на провода;
4. установка отбойных тумб;
5. замена опор, стояков траверс, подкосов, приставок;
6. установка приставок и подкосов;
7. замена проводов;
8. перетяжка проводов к жилым домам и производственным зданиям и сооружениям (установка и замена соединителей, ремонтных муфт, бандажей);
9. установка приставок к стойкам опор, подкосов;
10. перенесение опор и закрепление опор в слабых грунтах;
11. регулирование, ремонт и замена разъединителей, кабельных муфт, грозозащитников;
12. замена и установка дополнительных заземлений;
13. установка дополнительных опор для усиления ВЛ;
14. замена изоляторов по всей длине ВЛ;
15. выравнивание опор по всей длине ВЛ;
16. установка двойного крепления проводов;
17. установка дополнительных траверс, крюков и изоляторов;
18. замена траверс;
19. замена заземляющих спусков и заземлителей;
20. замена ответвлений на вводах и выполнение глухого крепления проводов.

1.2.3.3 Капитальный ремонт трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ проводится 1 раз в 5 лет.

Перечень работ, которые выполняются при капитальном ремонте трансформаторных подстанций, распределительных пунктов напряжением 6-20/0,4 кВ:

- замена и ремонт строительной части ТП, РП;

1. очистка, ремонт и покраска металлических конструкций, корпусов оборудования, шкафов, панелей, щитов РП;
2. ремонт или замена оборудования, сборных шин, блокировочных устройств;
3. замена оборудования ТП, РП и ремонт;
4. замена щитов КТП, КСО, ЩО;
5. замена и ремонт вводов напряжением 0,4-10 кВ;
6. установка, замена и ремонт заземляющих устройств, замена заземляющих проводников;
7. замена и ремонт средств телемеханики, связи, релейной защиты и автоматики;
8. ремонт освещения;
9. демонтаж неработающего и поврежденного оборудования;

10. замена силовых трансформаторов после прохождения ими капитального ремонта в ремонтных мастерских, заводах;

11. комплекс работ по техническому обслуживанию, которое выполняется одновременно с ремонтом объекта.

1.2.3.4 Конкретный срок проведения капитального ремонта в полном объеме каждого объекта электросетей 0,4-20 кВ устанавливается руководством РЭС согласно технического состояния объекта.

1. Для обеспечения планомерного проведения технического обслуживания и капитального ремонта по результатам осмотров, проверок профилактических испытаний и измерений, которые определяют техническое состояние объектов, РЭС должны составлять перспективные (годовые) план-графики эксплуатационного обслуживания и проведения ремонта.

2. Перспективные (годовые) план-графики эксплуатационного обслуживания объектов электрических сетей на следующий год составляют РЭС, согласовывают их с производственно - эксплуатационными службами Облэнерго и представляют на утверждение в Облэнерго.

3. Перспективные план-графики капитальных ремонтов объектов электрических сетей 0,4-20 кВ составляются в каждом РЭС с учетом технического состояния объектов и регламентированной периодичности ремонтов, планов реконструкции, с учетом перспективного плана-графика.

1.2.4.4 Определяется объем ремонтных ресурсов, которые необходимы для выполнения капитального ремонта каждого объекта: трудозатраты, затраты на материалы и детали, продолжительность работы спецмеханизмов, стоимость капитального ремонта объекта. При этом должен быть предусмотрен резерв ресурсов на выполнение аварийно-обновленных и других непредвиденных работ, а также согласованный объем ремонта, который выполняют Подрядчики. Запланированные объемы работ должны отвечать имеющимся трудовым и материальным ресурсам. После необходимого уточнения объемов работ и согласования с соответствующими службами и отделами электрической сети, которые принимают участие в обеспечении и выполнении технического обслуживания и капитального ремонта, годовой план-график РЭС с конкретной задачей на каждый месяц утверждается руководством. Готовится и подписывается договор на выполнение работ по капитальному ремонту Подрядчиком. Во время составления план-графиков следует учесть сезонность проведения ремонтных работ.

1.2.4.5 На начало месяца мастер РЭС на основе годового план-графика, "Журнала дефектов", расчета рабочего времени бригад и утвержденных смет должен выдать бригадам нормированную задачу, утвержденную начальником РЭС.

## **2.1. Передача и распределение электроэнергии**

### **2.1.1. Конструктивное выполнение электрических сетей**

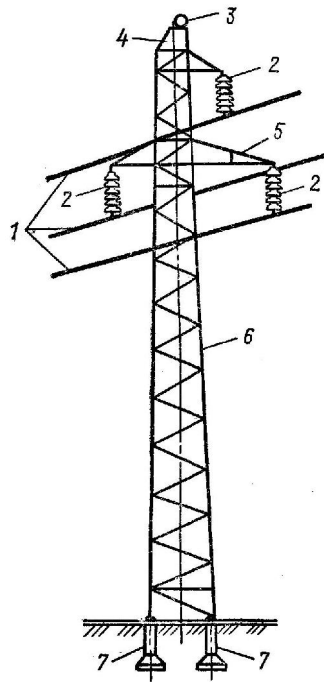
#### **2.1.2. Воздушные и кабельные сети**

##### **Воздушные линии (ВЛ).**

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 или воды. Изоляторы изолируют провода от опоры. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах. Наибольшее распространение получили одно- и двухцепные ВЛ. Одна цепь трехфазной ВЛ состоит из проводов разных фаз. Две цепи могут располагаться на одних и тех же опорах.

На рис.2.2 показана металлическая опора одноцепной линии. 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 из-за изменений температуры воздуха. Из-за воздействия ветра возникает вибрация проводов (колебания с высокой частотой и незначительной амплитудой), а также пляска проводов (колебания с малой частотой и большой амплитудой). Механические нагрузки, вибрация и пляска проводов могут приводить к обрыву проводов, поломке опор, схлестыванию проводов либо сокращению их изоляционных промежутков, что может привести к пробоем или перекрытию изоляции. На повреждаемость ВЛ влияет и загрязнение воздуха.

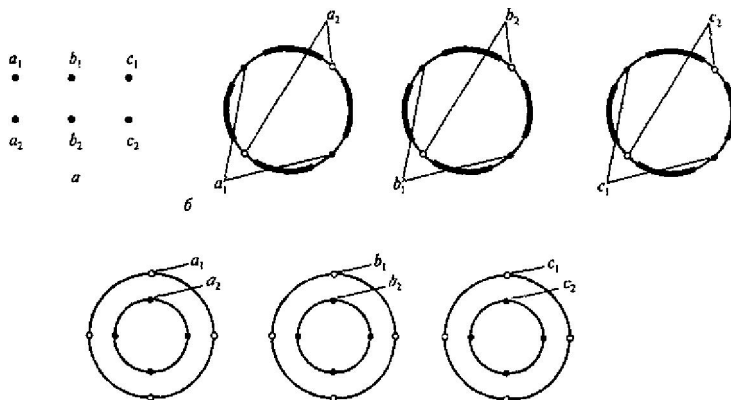


**Рис. 2.2.** Промежуточная металлическая опора одноцепной линии 110 кВ:

1 - провода; 2 - изоляторы; 3 - грозозащитный трос; 4 - тросостойка; 5 - траверсы опоры; 6 - стойка опоры; 7 - фундамент опоры

### Кабельные линии

*Кабельная линия электропередачи* — линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции. Наибольшее применение кабельные линии нашли при передаче и распределении электроэнергии на промышленных предприятиях и в городах напряжением 10 кВ и ниже. К достоинствам их относятся неподверженность атмосферным воздействиям, недоступность для посторонних лиц, компактность. Однако они значительно дороже воздушных линий того же напряжения, сложнее при сооружении и эксплуатации.



**Рис. 2.13.** Расположение проводов линий электропередачи с управляемым фазовым сдвигом напряжений цепей:

*a* — с нерасщепленными фазами; *б* — с чередованием по контуру; *в* — коаксиальное



В состав кабельной линии входят: *кабель, соединительные и концевые муфты* и другие элементы.

*Кабель* состоит из одной или нескольких *токопроводящих жил*, отделенных друг от друга и от окружающей среды *изоляцией*. Снаружи кабель имеет *защитную оболочку* и *броню*, предохраняющие его от влаги, кислот и механических повреждений.

*Токопроводящие жилы* изготавливаются из алюминиевых и реже медных проволок. По форме сечения они бывают круглыми, секторными и сегментными.

*Изоляция* выполняется из специальной пропитанной минеральным маслом бумаги, резины, пластмасс.

В кабелях напряжением 110 кВ и выше для повышения электрической прочности бумажной изоляции их наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслонаполненные кабели).

*Защитные оболочки* бывают свинцовыми, алюминиевыми и поливинилхлоридными.

Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, напряжением 6—35 — трехжильными, а напряжением 110—220 кВ — одножильными.

Конструкции некоторых кабелей представлены на рис. 2.14.

На рис. 2.14, о, б даны силовые кабели напряжением до 10 кВ. *Четырехжильный кабель напряжением 380 В* (см. рис. 1.14, а) состоит из: 1 — токопроводящих фазных жил; 2 — бумажной фазной и поясной изоляции; 3 — защитной оболочки (алюминиевая или свинцовая); 4 — стальной брони; 5 — защитного покрова; 6 — бумажного заполнения; 7 — нулевой жилы.

*Трехжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ* (рис. 2.14, б) состоит из: 1 — токопроводящих жил (медная или алюминиевая); 2 — фазной изоляции; 3 — общей поясной изоляции; 4 — защитной оболочки; 5 — подушки под броней; 6 — стальной брони; 7 — защитных покров; 8 — заполнения. Каждая жила имеет сегментную форму и обмотана фазной изоляцией в виде пропитанной кабельной бумаги. Поверх жил накладывают общую поясную изоляцию той же структуры, что и фазная.

*Трехжильный кабель напряжением 35 кВ* изображен на рис. 2.14, в. В него входят: 1 — круглые токопроводящие жилы; 2 — полупроводящие экраны; 3 — фазная изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — подушка; 6 — наполнитель из кабельной пряжи; 7 — стальная броня; 8 — защитный покров.

На рис. 2.14, г представлен *маслонаполненный кабель высокого давления напряжением 220 кВ*. Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу 4, заполненную маслом 2 под избыточным давлением. Токоведущая жила 6 состоит из медных круглых проволок и покрыта бумажной изоляцией 1 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции наложен экран 3 в виде медной перфорированной ленты и бронзовых проволок, предотвращающих изоляцию от механических повреждений при протягивании кабеля в трубе. Снаружи стальной трубы уложен защитный покров 5.

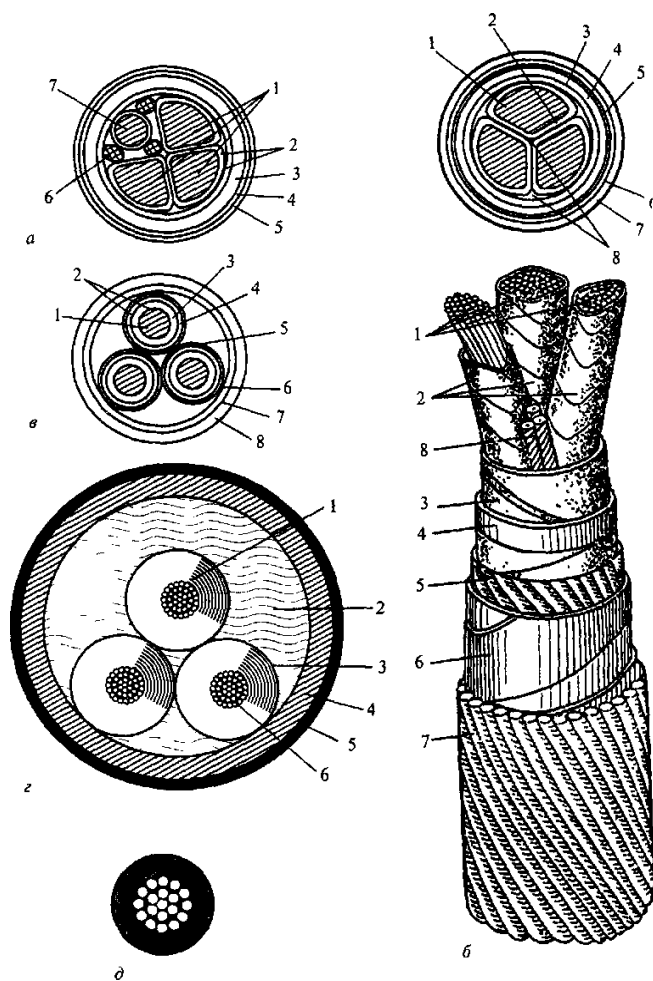


Рис. 2.14. Силовые кабели:

**а** — четырехжильный напряжением 380 В, **б** — трехжильный с бумажной изоляцией и напряжением 10 кВ; **в** — трехжильный напряжением 35 кВ, **г** — маслонаполненный высокого давления, **д** — одножильный с пластмассовой изоляцией

Широко распространены кабели с пластмассовой изоляцией, которые

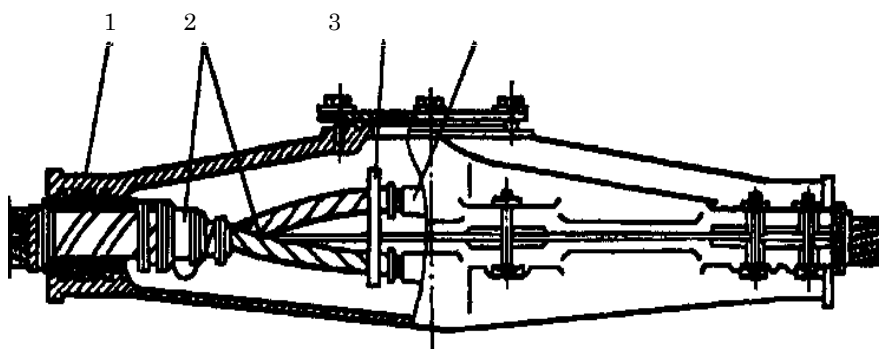


Рис. 2.15. Чугунная соединительная муфта для трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ:

1 — корпус, 2 — трехфазный кабель;

3 — фарфоровая распорка, 4 — соединительный зажим

выпускаются трехжильными и одножильными (рис. 2.14,3).

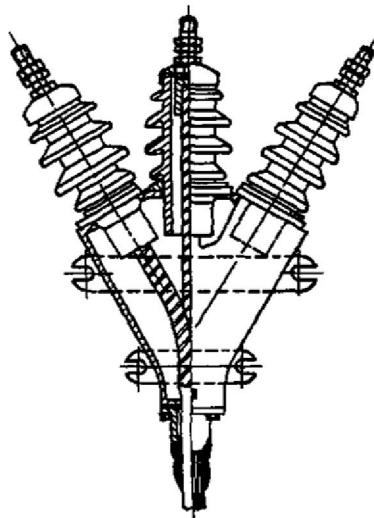
Все кабели выпускают отрезками ограниченной длины в зависимости от его напряжения и сечения. При сооружении кабельных линий отдельные отрезки соединяют друг с другом посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяют эпоксидные или чугунные соединительные муфты (рис. 2.15).



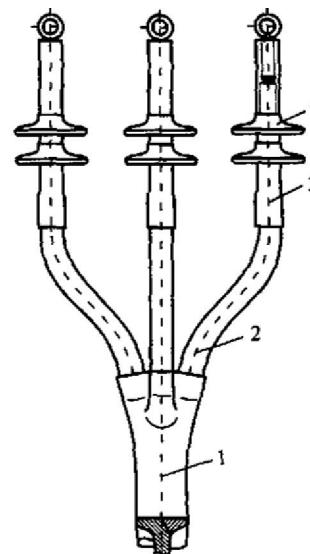
**Рис. 2.16.** Соединительная муфта для кабеля с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ

Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует числу жил кабеля, и одной шланговой термоусаживаемой трубки (рис. 2.16). Во всех термоусаживаемых трубках на внутренней поверхности находится термоплавкий клей. Изоляционные трубки изолируют токопроводящие жилы, а шланговая трубка восстанавливает оболочку в месте соединения.

Для присоединения кабелей к электрическим аппаратам распределительных устройств служат концевые муфты и заделки. На рис. 2.17 приведена мастиконаполненная трёхфазная концевая муфта наружной установки с



**Рис.2.17.** Концевая мастиконаполненная муфта наружной установки напряжением 10 кВ



**Рис. 2.18.** Концевая муфта наружной установки для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением 10 кВ

фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ.

Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением 10 кВ применяется концевая муфта, представленная на рис. 2.18. Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 3. На них монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

Наиболее часто вне помещений кабели прокладывают в земляных траншеях. Для предотвращения их повреждений из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и покрывают кирпичом для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей. В местах перехода через дороги кабель прокладывают в асбоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дорог.

В местах прокладки большого количества кабелей и совместно с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, туннели, каналы и блоки. Коллектор служит для совместного размещения в нем разных подземных коммуникаций: кабельных линий, водопровода. Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. Его сооружают под землей из сборного железобетона или канализационных труб большого диаметра. Емкость туннеля — от 20 до 50 кабелей.

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы, закрытые землей или выходящие на уровень поверхности земли. В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладывают в блоках, представляющих асбоцементные трубы, стыки которых заделаны бетоном. Однако в них кабели плохо охлаждаются, что снижает их пропускную способность.

Системообразующие, питающие и распределительные сети

По выполняемым функциям различают 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 большой протяженности в энергосистемах. Режимом системообразующих сетей управляет диспетчер объединенного диспетчерского управления (ОДУ). Сети напряжением 330-1150 кВ, связывающие энергосистемы, называют межсистемными.

Питающие (районные) сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и частично от шин 110-220 кВ электростанций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей — районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнутые.

Распределительные (местные) сети предназначены для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных подстанций к промышленным, городским, сельским потребителям. Такие сети обычно работают в разомкнутом режиме. Различают распределительные сети напряжением выше 1 кВ ( $U_{\text{ном}} > 1 \text{ кВ}$ ) и ниже 1 кВ ( $U_{\text{ном}} < 1 \text{ кВ}$ ). По характеру потребителей распределительные сети подразделяются на промышленные, городские и сети сельскохозяйственного назначения.

Для электроснабжения больших промышленных предприятий и крупных городов осуществляются глубокие вводы высокого напряжения, т.е. сооружение подстанций с первичным напряжением 110—500 кВ вблизи центров нагрузок.

## 2.2. Общие сведения об электроэнергетических системах

### 2.2.1. Основные понятия и определения

В настоящее время практически вся электрическая энергия производится, передается и распределяется потребителям специально созданными структурами, называемыми электрическими системами и сетями. Рассмотрим основные понятия, относящиеся к ним, и дадим определения установкам, которые их составляют.

*Энергетическая система* - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

*Электроэнергетической (электрической) системой* называется совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы и питающихся от нее приемников электрической энергии, объединенных общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Состояние электрической системы в некотором интервале времени называется *режимом*. Режим характеризуется определенными показателями, изменяющимися при изменении режима и называемыми параметрами режима. К параметрам режима относятся напряжения в точках системы, токи или активные и реактивные мощности в ее элементах.

Различают три основных вида режимов электрических систем: нормальный установившийся, послеаварийный установившийся и переходный.

*Установившийся* - режим работы, при котором его параметры могут приниматься неизменными.

*Переходный* - режим, при котором скорости изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при рассмотрении конкретных практических задач.

Наиболее целесообразным режимом работы электрической системы является нормальный режим, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей с поддержанием ее качества в установленных пределах. Основными составляющими электрической системы являются электрическая часть электрических станций, электрические сети и электроприемники.

*Электрическая станция* - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии или электрической энергии и теплоты, содержащая строительную часть, оборудование для производства энергии и необходимое вспомогательное оборудование. В зависимости от источника первичной энергии основные электрические станции делят на тепловые (газ, уголь, мазут), атомные (ядерное топливо) и гидравлические (вода).

*Электрическая сеть* - совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, работающих на определенной территории. Она предназначена для передачи электроэнергии от электростанций к потребителям и ее распределения.

*Подстанция* - электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления и вспомогательных устройств.

*Распределительное устройство* - электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины, устройства управления и защиты. Распределительные устройства сооружаются на всех напряжениях любых подстанций и делятся на открытые и закрытые.

*Линия электропередачи* - электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами электроэнергетической системы с возможным промежуточным отбором. Линии бывают воздушные и кабельные.

Наиболее целесообразным режимом работы электрической системы является нормальный режим, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей с поддержанием ее качества в установленных пределах. Основными составляющими электрической системы являются электрическая часть электрических станций, электрические сети и электроприемники.

*Электрическая станция* - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии или электрической энергии и теплоты, содержащая строительную часть, оборудование для производства энергии и необходимое вспомогательное оборудование. В зависимости от источника первичной энергии основные электрические станции делят на тепловые (газ, уголь, мазут), атомные (ядерное топливо) и гидравлические (вода).

*Электрическая сеть* - совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, работающих на определенной территории. Она предназначена для передачи электроэнергии от электростанций к потребителям и ее распределения.

*Подстанция* - электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления и вспомогательных устройств.

*Распределительное устройство* - электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины, устройства управления и защиты. Распределительные устройства

сооружаются на всех напряжениях любых подстанций и делятся на открытые и закрытые.

*Линия электропередачи* - электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами электроэнергетической системы с возможным промежуточным отбором. Линии бывают воздушные и кабельные.

*Воздушная линия электропередачи* - устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или сооружаются на всех напряжениях любых подстанций и делятся на открытые и закрытые.

*Линия электропередачи* - электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами электроэнергетической системы с возможным промежуточным отбором. Линии бывают воздушные и кабельные.

*Воздушная линия электропередачи* - устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях.

*Кабельной* называется линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами. Кабельные линии размещают в земле либо в специально предназначенных для них кабельных сооружениях, к которым относят туннели, каналы, короба, блоки и др.

*Приемник электрической энергии (электроприемник)* - аппарат, агрегат, механизм, предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид.

*Потребителем электрической энергии* называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

2.2.2. Технические, социально-экономические и экологические требования, предъявляемые к системам электроснабжения.

Потери мощности в проводах трехфазной системы выражаются формулой:

$$\Delta P = \frac{P^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

или

$$\Delta P = \frac{P^2 L}{U^2 \cos^2 \varphi \cdot \gamma F} \quad (2.2.1)$$

Определяя отсюда сечение провода  $F$ , получим так называемую формулу Доливо-Добровольского

$P^2 L$

$$F = \frac{P^2 L}{U^2 \cos^2 \varphi \cdot \gamma \Delta P}$$

которая показывает, что при заданной потере мощности  $\Delta P$  сечение провода обратно пропорционально квадрату напряжения.]

Для экономичности электроустановок важное значение имеет соотношение капиталовложений и стоимости потерь электроэнергии.

Изложим принципы поиска оптимального значения этого отношения по условиям минимума главного экономического критерия - стоимости передачи электроэнергии. Эти принципы следует рассматривать как дополнение к основам технико-экономических расчетов электрических сетей, изложенных выше. \*|

Стоимость передачи электрической энергии по линии запишем в следующем виде:

$$C_{\text{ПЛ}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 L}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}} + \frac{\Delta P \tau \beta}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}}, \quad (2.2.2)$$

где  $L$  - длина линии электропередачи;  $p_{\text{л}}$  - ежегодные отчисления от стоимости линии, включают амортизацию  $p_{\text{а}}$ , расходы на эксплуатацию  $p_{\text{э}}$  и отчисления по нормативному коэффициенту эффективности капиталовложений  $E_{\text{н}}$ ;  $K_1$  - стоимость 1 км линии;  $T_{\text{нб}}$  - число часов использования наибольшей нагрузки;  $\Delta P$  - потери мощности в линии в максимальном режиме;  $\tau$  - число часов наибольших потерь;  $P_{\text{нб}}$  - передаваемая мощность в максимальном режиме;  $\beta$  - стоимость 1 кВтч потерянной электроэнергии.

Потери мощности в линии определяются по формуле (2.2.1). Выразим отношение  $\Delta P / P$  через КПД линии

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}. \quad (2.2.3)$$

тогда

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{Pr_0 L}{U^2 \cos^2 \varphi} = \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}.$$

Отсюда находим

$$P = \frac{U^2 \cos^2 \varphi}{r_0 L} \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}. \quad (2.2.4)$$

### 2.2.3. Принципы построения энергосистем

Выбор схемы и параметров сетей производится на перспективу 5—10 лет. При решении вопроса целесообразности введения высшего напряжения в сетях следует рассматривать период, соответствующий полному использованию пропускной способности линий более высокого напряжения.

При проектировании основных сетей ЭЭС следует обеспечивать:

- 1) требуемую пропускную способность и надежность;



2) экономичность развития и функционирования сети с учетом рационального сочетания сооружаемых электрических сетей с действующими при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь энергии;

3) возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях балансов мощности узлов от планируемых,

4) возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики

Схема и параметры основных сетей ЭЭС должны удовлетворять следующим требованиям к суммарной пропускной способности и надежности в каждом рассматриваемом сечении этих сетей:

а) передача расчетных длительных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и, как правило, при отключении одного из элементов сети (одной цепи линии электропередачи или одного трансформатора) при нормативных уровнях напряжения и запасах устойчивости. В процессе роста нагрузки сети допускается неполное резервирование отдельных узлов, дефицит которых, образующийся после отключения любого одного из элементов сети, в длительных режимах (с учетом использования резервных источников) не превышает 500 МВт при резервировании узлов, питающихся на напряжении 750 кВ, 300 МВт — на 500 кВ, 200 МВт — 330 кВ и 100 МВт — на 220 кВ (при условии сохранения питания наиболее ответственных потребителей). При последующем росте нагрузки таких узлов сооружение линий или ПС, рассчитанных на полное резервирование питания узла в длительных режимах, является обязательным;

б) передача расчетных максимальных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения и запаса устойчивости

В случаях, когда потоки мощности в каком-то сечении основной сети за пределами расчетного года уменьшаются, требования к их пропускной способности и надежности могут быть временно снижены (на 1—3 года).

Целесообразность усиления основной сети при временном увеличении расчетного потока должна быть обоснована экономически путем сопоставления затрат на усиление сети с достигаемым при этом снижением математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии за весь период.

Между двумя узлами основной сети по одной трассе следует сооружать, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения линий по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

При выборе схемы присоединения электростанций и ПС к основной сети ЭЭС все большее значение приобретает «системный фактор», т.е. одновременное сохранение или обеспечение необходимой надежности и живучести основной сети в целом.

Схемы присоединения крупных электростанций должны обеспечивать возможность выдачи к узловым пунктам основной сети всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки собственных нужд и выдачи мощности в распределительную сеть) в любой период суток или года при работе всех

отходящих линий. При отключении одной из отходящих линий, как правило, должна быть обеспечена выдача всей мощности станции в часы максимальной нагрузки системы. В отдельных случаях в указанном режиме допускается ограничение выдачи мощности в основную сеть в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного блока. Схема присоединения к энергосистеме крупной АЭС должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности и сохранение устойчивости ее работы в ЭЭС без воздействия системной противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи.

#### **2.2.4. Устойчивость работы энергосистемы**

В электрической системе должно сохраняться устойчивое равновесие в выработке и потреблении активной и реактивной мощностей.

При коротких замыканиях, отключениях мощных агрегатов в системе и резких изменениях мощности нагрузок нарушается равновесие между выработкой и потреблением реактивных и активных мощностей. Возникающие при этом переходные процессы могут привести к, значительному возрастанию углов между ЭДС работающих генераторов и напряжением сети, а также к резкому изменению напряжения в основных узлах системы. В результате отдельные генераторы и электростанции могут выпасть из синхронизма, нарушив устойчивость работы системы. Восстановление нормального режима работы системы в таких случаях связано с длительным перерывом питания большей части потребителей электрической энергии.

Различают статическую и динамическую устойчивости энергетической системы.

*Статической устойчивостью* энергетической системы называется ее способность самопроизвольно восстанавливать исходный режим после малого или медленно изменяющегося во времени возмущения. Возникающие при этом переходные процессы быстро затухают, и равновесие в системе поддерживается действием регуляторов пара или воды.

*Динамической устойчивостью* энергетической системы называется ее способность после внезапного и резкого изменения режима возвратиться к нормальному установившемуся режиму.

Статическая и динамическая устойчивости системы являются важнейшими условиями надежности схемы соединений системы и работы ее оборудования, обеспечивающими бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией надлежащего качества.

Основными параметрами всех электрических станций, характеризующими режим в каждом отдельном случае, являются частота и напряжение, а на тепловых электрических станциях, кроме того, и температура энергоносителя.

## 2.3. Линии электропередачи переменного и постоянного оперативного тока

### 2.3.1. Общие сведения об оперативном токе на электрических станциях и подстанциях

Оперативный ток — питает цепи дистанционного управления выключателями, оперативные цепи релейной защиты, автоматики.

Основное требование к источникам оперативного тока — надежность, при КЗ и ненормальных режимах напряжение источников оперативного тока и их мощность должны иметь достаточную величину как для действия релейной защиты, так и для отключения выключателей.

На электрических станциях и подстанциях применяют многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики (см. гл. 9, 12, 13, 15). Все эти оперативные устройства и механизмы питаются электроэнергией от специальных источников, которые принято называть источниками оперативного тока. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными цепями, а схемы питания — схемами оперативного тока.

Оперативные цепи и их источники питания должны быть весьма надежны, так как нарушение их работы может приводить к серьезным авариям в электроустановках.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а работа вторых зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки.

Независимыми источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи и дизель-генераторные агрегаты, а зависимыми источниками — двигатель-генераторные агрегаты (асинхронный двигатель и генератор постоянного тока), измерительные трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд.

Оперативные цепи работают на постоянном или переменном токе. В ряде случаев используют выпрямленный ток.

Наибольшее применение на электрических станциях и крупных подстанциях имеет постоянный оперативный ток, получаемый от аккумуляторных батарей. Широкое использование постоянного оперативного тока в основном вызвано тем, что многие применяемые в электроустановках электромагнитные механизмы, выполненные на постоянном токе, более просты, имеют лучшие характеристики и более надежны в работе, чем выполненные на переменном токе.

Использование аккумуляторных батарей в качестве источников постоянного оперативного тока определяется стремлением иметь независимый источник, обеспечивающий питание оперативных цепей при любых авариях в первичных цепях, сопровождающихся снижением и даже полной потерей переменного напряжения электроустановки. Вместе с тем аккумуляторные батареи в качестве источников оперативного тока имеют и существенные недостатки: большой

расход дефицитного свинца на изготовление пластин, высокая стоимость батарей и значительные эксплуатационные расходы, необходимость сооружения аккумуляторных помещений, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, необходимость специального обслуживающего персонала. На крупных электрических станциях и подстанциях централизованное снабжение постоянным током от центральной аккумуляторной батареи приводит к необходимости сооружения протяженной и разветвленной сети оперативного тока, что резко снижает надежность ее работы.

Учитывая сказанное, в настоящее время стремятся по возможности не применять аккумуляторные батареи и сооружать электроустановки на переменном оперативном токе. Последние дешевле, могут выполняться с децентрализованным питанием оперативных цепей отдельных присоединений и по надежности в ряде случаев не уступают установкам с аккумуляторными батареями. Источники переменного оперативного тока применяют пока на электрических станциях и подстанциях, оборудованных выключателями с грузовыми и пружинными приводами.

Аккумуляторные батареи продолжают применять на крупных электрических станциях и подстанциях, где необходимы повышенная надежность питания оперативных цепей и значительные мощности для управления электромагнитными приводами масляных выключателей. При этом от аккумуляторных батарей питают также ряд других потребителей, требующих надежного питания. Так, на тепловых электростанциях от аккумуляторных батарей питают аварийное освещение, резервные ма-слонасосы турбин и обеспечивают резервирование питания электродвигателей питателей пыли котлов.

На мощных блочных электростанциях с большим числом агрегатов и значительной

длиной здания станции устанавливают несколько аккумуляторных батарей, каждая из которых питает потребителей части агрегатов, что упрощает сеть постоянного тока и повышает надежность питания оперативных цепей.

### **2.3.2. Линии на переменном оперативном токе**

Источниками служат измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд, подключаемые на ток и напряжение самой сети.

Трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд не пригодны для питания цепей релейной защиты при КЗ – так как напряжение в сети при этом резко снижается. Могут использоваться при ненормальных режимах: перегрузка, замыкание на землю.

Трансформаторы тока надежны для защит от КЗ – ток при этом увеличивается, мощность достаточна для питания оперативных цепей. Однако трансформаторы тока не обеспечивают необходимой мощности при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся резким увеличением тока.

Чаще всего используется комбинированное питание от трансформаторов тока и напряжения. Принципиальная схема блоков питания типов БПТ представлена на рис. 2.3.1.

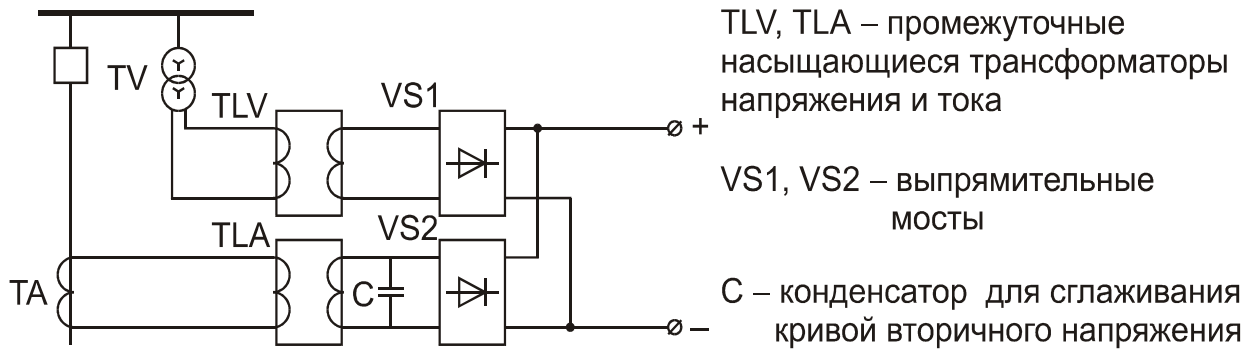


Рис. 2.3.1

Трансформаторы тока могут быть использованы в качестве источников переменного оперативного тока токовых релейных защит, если отдаваемая ими мощность при коротких замыканиях в защищаемых цепях достаточна для надежного отключения выключателей. На рис. 19-7,а приведена схема максимальной токовой защиты, выполненной с использованием встроенных в привод выключателей реле прямого действия без выдержки времени  $PT$  и с зависимой выдержкой времени  $PTB$ . Для обеспечения правильной работы реле прямого и косвенного действия трансформаторы тока при всех возможных величинах токов короткого замыкания в первичной цепи должны иметь погрешность во вторичном токе не более 10%» что проверяют

по кривым 10-%-ной погрешности трансформаторов тока (рис. 15-3). В схеме на рис. 19-7,б после дешунтирования электромагнита отключения нагрузка на трансформаторы тока существенно возрастает и как следствие значительно увеличивается погрешность во вторичном токе. В этих условиях для обеспечения необходимой надежности защиты мощность, отдаваемая трансформаторами тока, должна быть достаточной для работы отключающего электромагнита привода при минимальном расчетном токе короткого замыкания в первичной-цепи. Мощность, отдаваемая трансформатором тока, зависит от величины сопротивления нагрузки и наибольшее значение имеет при равенстве со-, противления ветви намагничивания трансформатора суммарному сопротивлению вторичной обмотки трансформатора и нагрузки. Из приведенных на рис. 19-8 примерных кривых зависимости вторичной мощности трансформаторов тока от нагрузки видно, что с увеличением нагрузки отдаваемая мощность вначале растет, достигая максимума, а далее уменьшается, что объясняется насыщением сердечника трансформатора тока. Отдаваемая мощность пропорциональна величине тока в первичной цепи ( $I_1 > I_2 > I_3$ ). Работа трансформаторов тока в области максимальной отдаваемой мощности неустойчива, поэтому величину нагрузки согласовывают с параметрами трансформатора тока так, чтобы он работал в начальной части характеристики.

Трансформаторы напряжения используют для питания устройств релейной защиты и автоматики, работающих на переменном токе, для

дистанционного управления выключателями и для питания цепей сигнализации. При достаточной мощности трансформаторов напряжения от них одновременно могут питаться как катушки напряжения измерительных приборов, так и оперативные цепи.

Нормальное потребление оперативных цепей мало, и трансформатор напряжения работает в классе точности, необходимом для питания измерительных приборов. При работе устройств релейной защиты и автоматики, включении и отключении выключателей нагрузка на трансформатор напряжения возрастает и он к р а т к о в р е м е н н о работает с большими погрешностями, что, однако, допустимо для электроизмерительных приборов и не является препятствием для питания оперативных цепей.

### 2.3.3. Линии на постоянном оперативном токе

Источниками данного тока являются аккумуляторные батареи напряжением 110...220 В. Для повышения надежности сеть постоянного тока секционируется (рис.2.3.2). Аккумуляторные батареи обеспечивают питание независимо от состояния основной сети и являются самым надежным источником питания. К недостаткам можно отнести высокую стоимость, необходимость в зарядных агрегатах, сложную сеть постоянного тока.

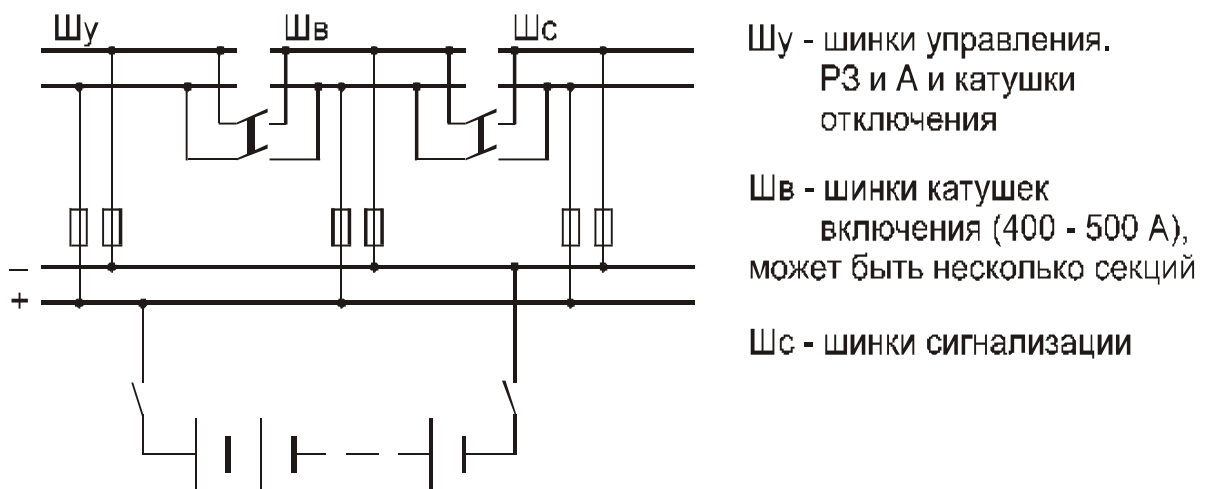


Рис. 2.3.2

Основными частями аккумулятора (рис. 19-1) являются: электроды, электролит, сепараторы и сосуд.

**Электроды.** В качестве положительных электродов используют штампованные или отлитые из свинца пластины поверхностного типа с большим числом ребер, благодаря которым рабочая поверхность пластин примерно в 8 раз больше их кажущейся поверхности, определенной по внешним габаритам пластин [Л, 19-1 и 19-2].

В качестве отрицательных электродов обычно используют пластины коробчатого типа. Остов этих пластин, имеющих вид решетки с большими ячейками, изготовляют из сплава свинца с 4—12% сурьмы. Последняя увеличивает прочность решетки и уменьшает коррозию пластин. В решетку

вмазан актив-ный материал, состоящий из окислов свинца и свинцового порошка. Для предотвращения выпадания активной массы отрицательные пластины с обеих сторон закрывают тонкими перфорированными свинцовыми листами.

Пластины изготовляют трех типоразмеров: И-1, И-2, И-4. Поверхность и емкость пластин типа И-2 в 2 раза, а пластин И-4 в 4 раза больше поверхности и емкости пластин типа И-1.

Собранный на месте эксплуатации аккумулятор подвергают специальной обработке (формированию), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца  $PbO_2$  (коричневого цвета), а на отрицательных пластинках — губчатый свинец  $Pb$  (светло-серого цвета). Таков состав активных масс электродов заряженного аккумулятора.

Э л е к т р о л и т о м является раствор серной кислоты повышенной чистоты (ГОСТ 667-53) в дистиллированной воде. Удельный вес электролита стационарного заряженного аккумулятора при  $25^\circ C$  равен 1,21.

С е п а р а т о р ы — это изоляционные перегородки между положительными и отрицательными пластинами аккумулятора, которые препятствуют замыканию пластин при их возможном короблении, а также мешают выпаданию активных масс с пластин.

С о с у д ы небольших аккумуляторов стеклянные, а больших—деревянные, выложенные внутри свинцом (рис. 19-1),

Число и тип пластин в сосуде определяются необходимой емкостью аккумулятора. Для предупреждения коробления положительные поверхностные пластины должны равномерно работать обеими сторонами. Поэтому в аккумуляторе число отрицательных пластин берется на одну больше, чем положительных. Пластины одинаковой полярности соединяют в блоки, для чего полюсные отростки пластин припаивают к соединительным свинцовым полосам. Блоки- пластин вместе с подвешенными на них сепараторами устанавливают в сосуде. Соединяют аккумуляторы в батарею при помощи межэлементных соединительных полос,

#### **б) Работа свинцово-кислотных аккумуляторов**

Аккумулятор является химическим источником постоянного тока с обратимыми электрохимическими процессами. При заряде аккумулятора электрическая энергия преобразуется в химическую, а при разряде, наоборот, — химическая энергия в электрическую. Вследствие неизбежных потерь от аккумулятора при разряде не удастся получить то же количество энергии, которое ему было сообщено при заряде.

Аккумулятор характеризуется емкостью, э. д. с, зарядным и разрядным токами.

Е м к о с т ь или количество электричества в ампер-часах, которое может отдать полностью заряженный аккумулятор, зависит от типоразмера и числа пластин аккумулятора, разрядного тока и температуры электролита. Номинальной емкостью аккумулятора является его емкость при 10-часовом разряде и нормальных температуре ( $+25^\circ C$ ) и удельном весе (1,21) электролита.

Э л е к т р о д в и ж у щ а я с и л а а к к у м у л я т о р а . Принято различать обратимую э. д. с.  $E_0$ , численно равную напряжению аккумулятора при

разомкнутой внешней цепи, и динамическую э. д. с.  $E_{Rim}$  при замкнутой внешней цепи, т. е. при протекании через аккумулятор тока (режимы заряда и разряда).

### 2.3.4. Выпрямленный оперативный ток

В некоторых электроустановках при вынужденном применении аппаратов оперативных цепей, работающих на постоянном токе, можно вместо аккумуляторных батарей применять источники выпрямленного оперативного тока. Это относится главным образом к электрическим станциям и подстанциям небольшой и средней мощности, оборудованным выключателями с приводами постоянного тока.

В качестве источников выпрямленного оперативного тока используют выпрямительные установки, блоки питания и конденсаторные устройства.

Выпрямительные установки применяют для питания цепей управления, защиты, автоматики, сигнализации и электромагнитов включения приводов выключателей. Выпрямительные установки собирают по однополупериодной или по двухполупериодной схеме выпрямления и питают от шин собственных нужд. В качестве выпрямителей используют полупроводниковые выпрямители (селеновые, кремниевые и др.), а также ртутные выпрямители и игнитроны. Наиболее проста эксплуатация установок на полупроводниковых выпрямителях.

Ток постоянно включенной нагрузки относительно мал по сравнению с током пиковой нагрузки, поэтому в ряде случаев устанавливают отдельные выпрямительные устройства для питания той и другой нагрузок. Выпрямительные устройства для питания пиковых нагрузок выбирают с учетом возможности значительной кратковременной перегрузки выпрямителей. Селеновые выпрямители без опасных последствий можно кратковременно перегружать в 5—7 раз.

Блоки питания представляют собой относительно маломощные выпрямительные устройства, питаемые от трансформаторов тока (токовый элемент) либо от трансформаторов напряжения или сети собственных нужд (элемент напряжения).

Промышленность выпускает блоки с различной выходной мощностью: блок БП-10 мощностью 50 *вт*, блок БП-100 мощностью 150—200 *вт*, блок БП-1000 мощностью 800—1 200 *вт*. Блоки БП-10, БП-100 используют для питания цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и цепей управления легких приводов выключателей. Наиболее мощные блоки БП-1000 используют также для питания электромагнитов отключения приводов. Блоки рассчитаны на питание оперативных цепей на напряжении ПО е.



## 2.4. Понижающие и преобразовательные подстанции

### 2.4.1. Схемы и основное оборудование главных понизительных подстанций

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между распределительными устройствами (РУ) разного напряжения и связи между этими РУ.

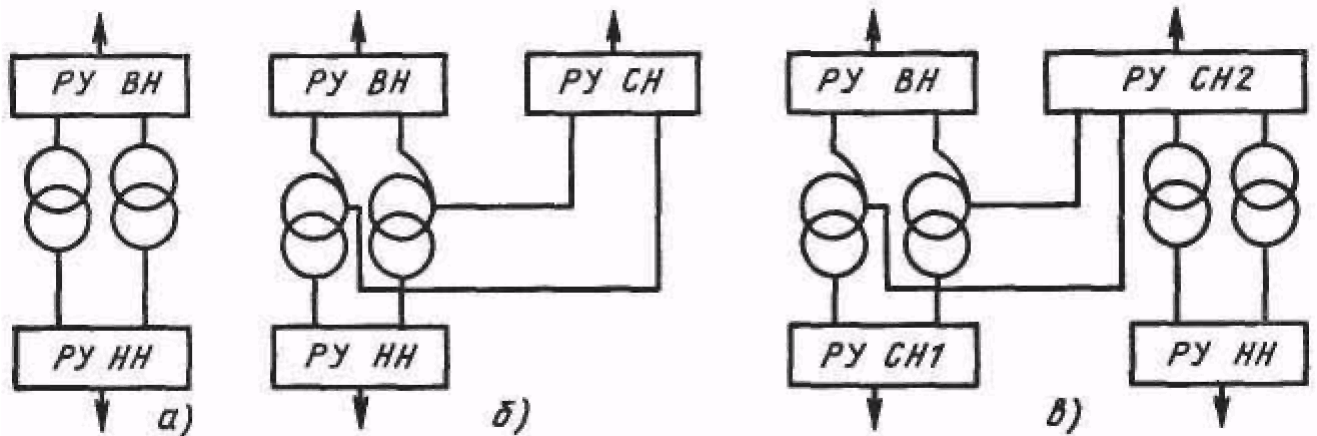


Рис. 2.4. Структурные схемы подстанций

На рис. 2.4 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 2.4, а) электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ НН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис. 2.4, б). Возможно сооружения подстанций с двумя РУ среднего напряжения, РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два трансформатора (рис. 2.4, в).

Выбор той или иной структурной схемы подстанции производится на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов, для чего в первую очередь необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

### 2.4.2., 2.4.3. Преобразовательные подстанции. Распределительные устройства понизительных и преобразовательных подстанций

**Преобразовательные подстанции** - подстанции, предназначенные для преобразования рода тока или его частоты.

Электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции, называется **распределительным пунктом**. Преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты называется **вставкой постоянного тока**.

4.3.1. Настоящая глава Правил распространяется на стационарные преобразовательные подстанции и установки с полупроводниковыми преобразовательными агрегатами мощностью 100 кВт и более в единице, предназначенные для питания промышленных потребителей.

Правила не распространяются на тяговые подстанции электрифицированных железных дорог и на специальные преобразовательные установки, например для газоочистки, лабораторий и т. п.

4.3.2. Преобразовательные подстанции и установки должны удовлетворять требованиям других глав в той мере, в какой они не изменены настоящей главой.

4.3.3. Преобразовательным агрегатом называется комплект оборудования, состоящий из одного или нескольких полупроводниковых преобразователей, трансформатора, а также приборов и аппаратуры, необходимых для пуска и работы агрегата.

Полупроводниковым преобразователем называется комплект полупроводниковых вентиляей (неуправляемых или управляемых), смонтированных на рамах или в шкафах, с системой воздушного или водяного охлаждения, а также приборов и аппаратуры, необходимых для пуска и работы преобразователя.

4.3.4. Класс напряжения отдельных элементов преобразовательного агрегата, в соответствии с которым устанавливаются допустимые наименьшие расстояния между частями, находящимися под напряжением, от этих частей до земли, ограждений, а также ширина проходов, необходимость устройства блокировок дверей определяются:

1) для трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов - по наибольшему действующему значению напряжения между каждыми двумя выводами, а также между каждым выводом и заземленными деталями этих аппаратов;

2) для полупроводникового преобразователя - по наибольшему действующему значению напряжения между каждыми двумя выводами на стороне переменного тока.

Класс напряжения комплектного устройства, состоящего из преобразователя, трансформатора, реакторов и т. п. и смонтированного в общем корпусе, определяется наибольшими значениями напряжений, указанных в п. 1 и 2.

## ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

4.3.5. На преобразовательных подстанциях и установках, предназначенных для питания промышленных потребителей, должны применяться полупроводниковые преобразователи.

4.3.6. На преобразовательных подстанциях и установках должны быть предусмотрены меры по ограничению:

влияния подстанции (установки) на качество электрической энергии в питающей сети до значений, оговоренных в ГОСТ 13109-87 \*,

радиопомех, создаваемых подстанцией (установкой), до значений, оговоренных в общесоюзных нормах допускаемых промышленных радиопомех.

4.3.7. На преобразовательных подстанциях и установках следует предусматривать устройства для компенсации реактивной мощности в объеме, определяемом технико-экономическим расчетом.

4.3.8. Степень резервирования питания собственных нужд преобразовательных подстанций и установок должна соответствовать степени резервирования питания преобразовательных агрегатов.

4.3.9. Преобразовательные подстанции и установки должны быть оборудованы телефонной связью, а также пожарной сигнализацией и другими видами сигнализации, которые требуются по условиям их работы.

4.3.10. Преобразовательные подстанции и установки должны быть оборудованы устройствами для продувки электрооборудования сухим, очищенным от пыли и свободным от масла сжатым воздухом давлением не более 0,2 МПа от передвижного компрессора или от сети сжатого воздуха, а также промышленными передвижными пылесосами.

4.3.11. Для монтажа, разборки и сборки преобразователей и другого оборудования следует, как правило, предусматривать инвентарные (применяемые стационарно или передвижные) подъемно-транспортные устройства.

4.3.12. На преобразовательных подстанциях и установках должны быть предусмотрены пункты питания для переносных электроинструментов, машин для уборки помещений и переносных светильников. Для питания переносных светильников следует применять напряжение не выше 42 В.

#### **2.4.4. Выбор числа и мощности трансформаторов**

*Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора.* В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

На двухтрансформаторных подстанциях в первые годы эксплуатации, когда нагрузка не достигла расчетной, возможна установка одного трансформатора. В течение этого периода необходимо обеспечить резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего или низшего напряжения. В дальнейшем при увеличении нагрузки до расчетной устанавливается второй трансформатор. Если при установке одного трансформатора обеспечить резервирование по сетям СН и НН нельзя или полная расчетная нагрузка подстанции ожидается раньше чем через 3 года после ввода ее в эксплуатацию, то подстанция сооружается по конечной схеме, т. е. с двумя трансформаторами.

*Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей III категории,* если замена поврежденного трансформатора или ремонт его производится в течение не более одних суток,

*Сооружение однотрансформаторных подстанций для потребителей II категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или при наличии другого резервного источника питания от сети СН или НН, включаемого вручную или автоматически.*

Централизованный трансформаторный резерв широко используется в схемах электроснабжения промышленных предприятий. В этом случае в цехах сооружаются однитрансформаторные подстанции и предусматривается один резервный трансформатор, который при необходимости может быть установлен на любой цеховой подстанции. То же самое может быть предусмотрено для сетевого района, объединяющего несколько подстанций, связанных подъездными дорогами, состояние которых позволяет в любое время года перевезти резервный трансформатор на любую подстанцию.

Сооружение однитрансформаторных подстанций обеспечивает значительную экономию капитальных затрат, но не исключает возможности перерыва электроснабжения, поэтому рекомендуемая предельная мощность таких подстанций при наличии передвижного трансформаторного резерва 16-25 МВА при 110 кВ, до 6,3 МВА при 35 кВ; 2,5-6,3 МВА при 110 кВ, до 2,5 — 4,0 МВА при 35 кВ — при отсутствии передвижного резерва [2.4.1.].

Установка четырех трансформаторов возможна на подстанциях с двумя средними напряжениями (220/110/35/10 кВ, 500/220/35/10 кВ и др.).

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

при установке одного трансформатора

$$S_{ном} \geq S_{max}; \quad (2.4.1)$$

при установке двух трансформаторов по [5.2]

$$S_{ном} \geq 0,7 S_{max}; \quad (2.4.2)$$

при установке  $n$  трансформаторов

$$S_{ном} \geq 0,7 \frac{S_{max}}{(n-1)}; \quad (2.4.3)$$

где  $S_{max}$  — наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет. Трансформаторы, выбранные по условиям (2.4.2) и (2.4.3), обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов 0,6-0,7  $S_{ном}$ , а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов,

При выборе мощности автотрансформаторов, к обмотке НН которых присоединены синхронные компенсаторы, необходимо проверить загрузку общей обмотки автотрансформатора по.

Трансформаторы и автотрансформаторы с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными.

Группы из однофазных трансформаторов устанавливаются при отсутствии трехфазных трансформаторов соответствующей мощности. При установке одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза. В ряде случаев может оказаться экономичнее применить спаренные трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы).

## 2.5. Характеристики оборудования линий и подстанций

### 2.5.1. Шинные конструкции и изоляторы

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Например, при токе 2650 А необходимы алюминиевые шины трехполосные размером 60 х 10 мм или коробчатые 2 х 695 мм<sup>2</sup> с допустимым током 2670 А. В первом случае общее сечение шин составляет 1800 мм<sup>2</sup>, во втором — 1390 мм<sup>2</sup>. Как видно, допустимая плотность тока в коробчатых шинах значительно больше (1,92 вместо 1,47 А/мм<sup>2</sup>).

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины (рис. 2.5.1).

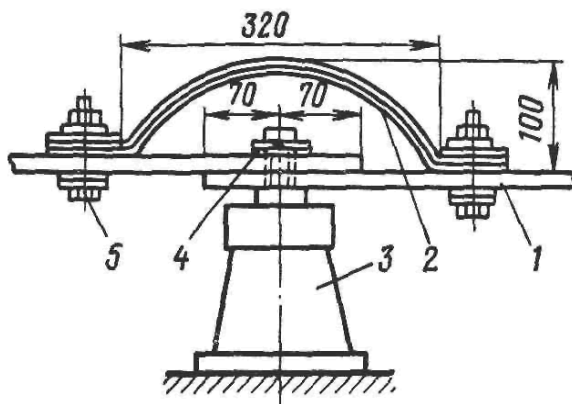
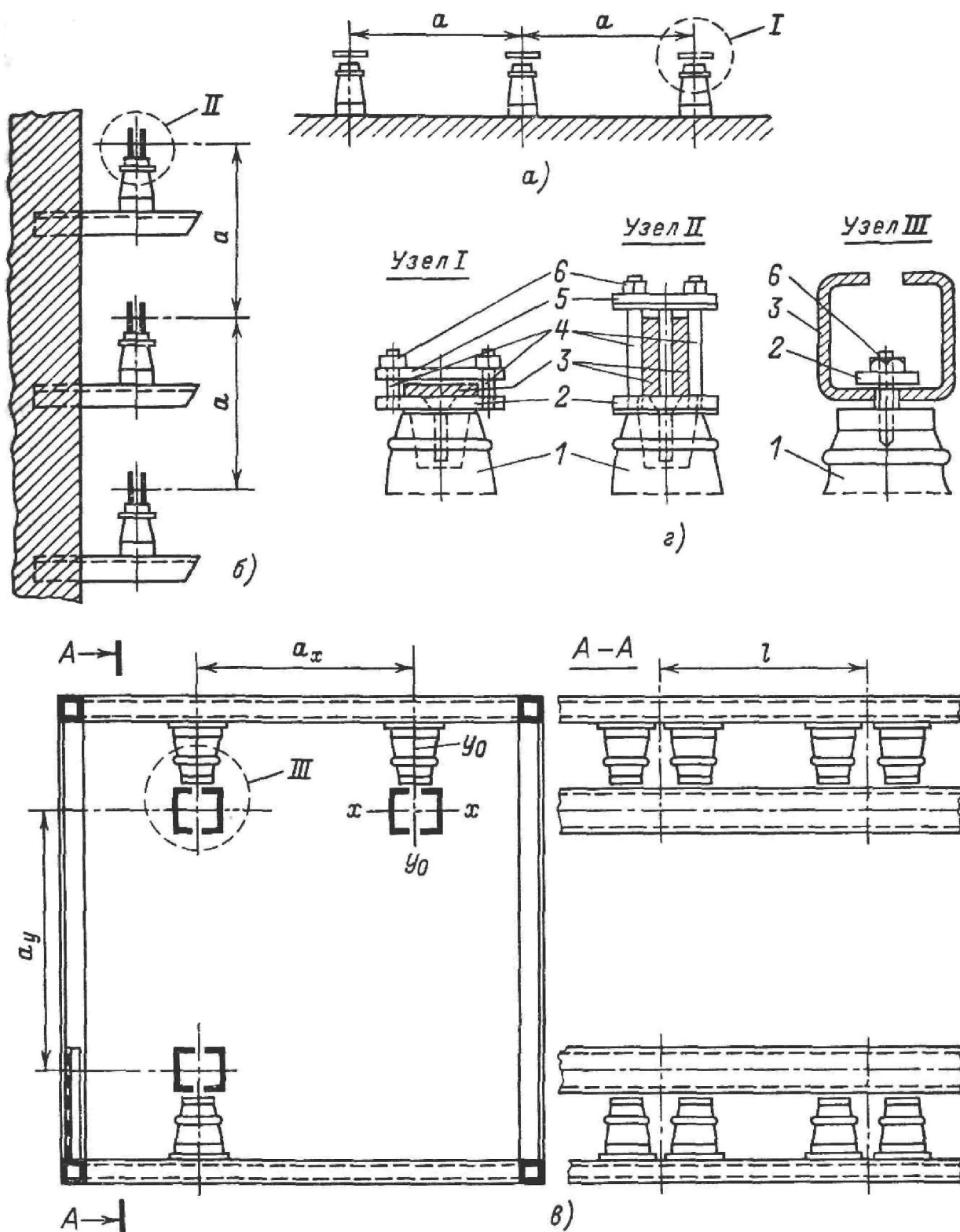


Рис. 2.5.1. Компенсатор для однополосных шин: 1 — шина; 2 — компенсатор; 3 — опорный изолятор; 4 — пружинящая шайба; 5 — болт

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат.

Эскизы различных способов расположения шин на изоляторах показаны на рис. 2.5.2. Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь — алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В — зеленый и фаза С — красный цвет; при постоянном токе положительная шина в красный, отрицательная — синий цвет.



**Рис. 2.5.2.** Эскизы расположения шин: *а* – горизонтальное; *б* – вертикальное; *в* – по вершинам треугольника; *г* – крепление шин в узлах I, II, III; *1* – опорный изолятор; *2* – стальная планка; *3* – шина; *4* – стальная распорная трубка; *5* – алюминиевая планка; *6* – шпилька

Согласно § 1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (2.5.1)$$

где  $I_{\text{доп}}$  — допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя (см. табл. П 3.4) или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ( $\vartheta_{0.\text{НОМ}} = 25^\circ\text{C}$ ). В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.НОМ}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{0.\text{НОМ}}}}. \quad (2.5.2)$$

Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято  $\vartheta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$ ; ( $\vartheta_{0.\text{НОМ}} = 25^\circ\text{C}$ , тогда

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.НОМ}} \sqrt{\frac{70 - \vartheta_0}{45}}, \quad (2.5.3)$$

где  $I_{\text{доп.НОМ}}$  - допустимый ток по таблицам [1.12] при температуре воздуха  $\vartheta_{0.\text{НОМ}} = 25^\circ\text{C}$ ;  $\vartheta_0$  — действительная температура воздуха;  $\vartheta_{\text{доп}}$  — допустимая температура нагрева продолжительного режима (по § 1.3.22 ПУЭ для шин принято  $+70^\circ\text{C}$ ).

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к.доп}} \text{ или } q_{\min} \leq q, \quad (2.5.4)$$

где  $\vartheta_{\text{к}}$  — температура шин при нагреве током КЗ;  $\vartheta_{\text{к.доп}}$  — допустимая температура нагрева шин при КЗ;  $q_{\min}$  — минимальное сечение по термической стойкости;  $q$  — выбранное сечение.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины — изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний. В частных случаях, например при проектировании новых конструкций РУ с жесткими

шинами, производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых шин [1.14]:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.5.5)$$

для медных шин

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.5.6)$$

где  $l$  — длина пролета между изоляторами, м;  $J$  — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>4</sup>;  $q$  — поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т. е.  $f_0 > 200$  Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ. Если  $f_0 < 200$  Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции [3.7].

### 2.5.2. Выключатели высокого напряжения

Выключатели ВН предназначены для коммутации цепей переменного тока с напряжением 3 кВ и выше во всех режимах, возможных в эксплуатации: включение и отключение номинальных токов, токов КЗ, токов х.х. силовых трансформаторов и емкостных токов конденсаторных батарей и длинных линий. Наиболее тяжелым режимом работы выключателя является включение и отключение токов КЗ.

#### Технические параметры, характеризующие высоковольтный выключатель

- 1) номинальное напряжение;
- 2) номинальный ток;
- 3) номинальный ток отключения;
- 4) допустимое (нормированное) относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения для момента расхождения контактов;
- 5) номинальный ток включения — это ток который выключатель способен включить без приваривания контактов;
- 6) ток термической стойкости при заданной длительности протекания этого тока (3-4 с);



7) токи электродинамической стойкости, которые могут быть действующим значением или наибольшим (пиковым) значением;

8) собственное время отключения выключателя - это интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента начала расхождения контактов;

9) полное время отключения  $t_{откл}$  - это интервал времени от подачи команды до момента погасания дуги.

Выбор выключателя заключается в обосновании типа выключателя и подборе выключателя с заданными техническими параметрами

**Порядок выбора высоковольтного выключателя:**

1) выбор начинается с номинального напряжения сети:

$$U_{ном}^{выкл.-ль} \geq U_{ном}^{сеть}$$

2) выбор по длительному току по условию

$$I_{ном} \geq I_{норм.мах}$$

$$I_{ном} \geq I_{длит.мах}$$

$I_{норм.мах}$  - максимальный ток нормального режима;

$I_{длит.мах}$  - максимальный ток длительного режима.

Перечисленные 2 тока учитывают аварийные и послеаварийные режимы работы сети. Например, если сеть имеет две параллельные взаиморезервирующие друг друга линии, то максимальный длительный ток в послеаварийном режиме при отключении одной из линий будет равняться двойному расчетному току

$$I_{длит.мах} = 2 \cdot I_p$$

3) выбор по симметричному току отключения по условию

$$I_{n\tau} = I_{n\tau c} + I_{n\tau d}$$

$$I_{n\tau} \leq I_{отк.ном} \quad ,$$

где  $I_{n\tau}$  -действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту расхождения контактов;

$I_{n\tau c}$  -действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы;

$I_{n\tau d}$  -действующее значение периодической составляющей тока КЗ от двигателей;

4) определяется нормированное (номинальное) значение апериодической составляющей в токе отключения. Для успешного отключения асимметричного тока КЗ (апериодической составляющей) должно выполняться следующее условие:

$$i_{a\tau} \leq i_{a.ном},$$

где  $i_{a\tau}$  - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов;

5) проверка по включающей способности производится по условиям

$$i_y \leq i_{вкл.ном}$$

$$I_{П0} \leq I_{вкл.ном},$$

где  $i_y$  - ударный ток КЗ;

$I_{П0}$  - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл.ном}$  - номинальный ток включения.

6) проверка на электродинамическую стойкость по сквозным токам КЗ

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$I_{П0} \leq I_{дин}$$

7) проверка на термическую стойкость производится по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$$

$B_k$  - расчетный тепловой импульс

Расчеты выбора выключателя должны быть занесены в сравнительную таблицу.

### 2.5.3. Разъединители, отделители, короткозамыкатели, заземлители, выключатели нагрузки, предохранители, реакторы

Выключатели нагрузки предназначены для управления высоковольтными синхронными и асинхронными двигателями большой мощности, а также другими нагрузками с малой индуктивностью. Они должны обеспечивать надежную коммутацию токов рабочих режимов (пуск, реверс, торможение, остановка и т. п.) с большой частотой (300 — 600 вкл/ч). Соответственно этому они должны иметь сравнительно с выключателями намного большую механическую и коммутационную износостойкость. Защита цепей здесь осуществляется соответствующими выключателями или предохранителями.

Разъединители — аппараты, предназначенные для включения и отключения участков электрических цепей под напряжением при отсутствии нагрузочного тока. Они применяются во всех высоковольтных установках для обеспечения видимого разрыва при отключении какого-либо участка цепи, а также для

производства переключений и набора нужной схемы. Все операции с разъединителями, как правило, выполняются при обесточенных цепях.

Кроме того, разъединители наружной установки рассчитываются на возможность разрыва посредством их ножей зарядных токов воздушных и кабельных линий, а также токов холостого хода силовых трансформаторов и токов небольших нагрузок; поэтому их контакты часто снабжаются дугогасительными рогами.

*Отделитель* предназначен для автоматического отключения поврежденного участка электрической цепи в момент отсутствия в ней тока, т. е. в период бестоковой паузы цикла АПВ выключателя на питающем конце линии. Отделитель представляет собой разъединитель, который быстро отключает обесточенную цепь после подачи команды не его привод. Если в обычном разъединителе скорость отключения мала, то в отделителе процесс отключения длится 0,5 – 0,1 с.

*Короткозамыкатель* – это быстродействующий контактный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания сети по сигналу релейной защиты с целью вызвать отключение выключателя, установленного на питающем конце линии.

Реактор-это ЭА в виде катушки с постоянным индуктивным сопротивлением  $X = \omega L$ , предназначенный для ограничения ударного тока КЗ в мощных сетях и поддержания напряжения на шинах при аварийном режиме.

*Предохранители* - это ЭА, предназначенные для защиты электрических цепей от токовых перегрузок и токов КЗ.

Отключение защищаемой цепи происходит посредством разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

В большей части конструкций отключение цепи осуществляется путем расплавления плавкой вставки, которая нагревается непосредственно током цепи. После отключения цепи необходимо заменить перегоревшую вставку на исправную. Эта операция осуществляется вручную или автоматически. В последнем случае заменяется весь предохранитель.

#### 2.5.4. Трансформаторы

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 — 15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВА, на 330 кВ - 1250 МВА, на 500 кВ - 1000 МВ-. Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ — 3 х 533 МВА, напряжением 750 кВ - 3 х 417 МВА, напряжением 1150 кВ - 3 х 667 МВА. По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные

Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называются трансформаторами с расщепленными обмотками

Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

*Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.*

Коэффициент трансформации трансформатора  $n$  определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений:

$$n = \frac{U_{НОМ\ ВН}}{U_{НОМ\ НН}}.$$

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

*Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.*

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

*Напряжение короткого замыкания  $u_x$  — это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.*

Напряжение КЗ определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ:  $u_{кВ-Н}$ ,  $u_{кВ-С}$ ,  $u_{кС-Н}$ .

### 2.5.5. Синхронные генераторы

Для выработки электроэнергии на электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Различают

турбогенераторы (первичный двигатель — паровая или газовая турбина) и гидрогенераторы (первичный двигатель — гидротурбина).

Для синхронных электрических машин в установившемся режиме работы имеется строгое соответствие между частотой вращения агрегата  $n$ , об/мин, и частотой сети  $f$ , Гц:

$$n = 60/p, \quad (2.5.8)$$

где  $p$  — число пар полюсов обмотки статора генератора.

Паровые и газовые турбины выпускают на большие частоты вращения (3000 и 1500 об/мин), так как при этом турбоагрегаты имеют наилучшие технико-экономические показатели. На тепловых электростанциях (ТЭС), сжигающих обычное топливо, частота вращения агрегатов, как правило, составляет 3000 об/мин, а синхронные турбогенераторы имеют два полюса. На АЭС применяют агрегаты с частотой вращения 1500 и 3000 об/мин.

*Номинальные параметры генераторов.* Завод-изготовитель предназначает генератор для определенного длительно допустимого режима работы, который называют номинальным. Этот режим работы характеризуется параметрами, которые носят название номинальных данных генератора и указываются на его табличке, а также в паспорте машины.

Номинальное напряжение генератора — это линейное (междуфазное) напряжение обмотки статора в номинальном режиме (см. гл. 1).

Номинальным током статора генератора называется то значение тока, при котором допускается длительная нормальная работа генератора при нормальных параметрах охлаждения (температура, давление и расход охлаждающего газа и жидкости) и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

Номинальная полная мощность генератора определяется по следующей формуле, кВА:

$$S_{НОМ} = \sqrt{3} U_{НОМ} I_{НОМ}, \quad (2.5.9)$$

Номинальная активная мощность генератора — это наибольшая активная мощность, для длительной работы с которой он предназначен в комплекте с турбиной.

Номинальная активная мощность генератора определяется следующим выражением:

$$P_{НОМ} = S_{НОМ} \cos \varphi_{НОМ}. \quad (2.5.10)$$

Номинальные мощности турбогенераторов должны соответствовать ряду мощностей согласно ГОСТ 533-85Е.

Номинальный ток ротора это наибольший ток возбуждения генератора, при котором обеспечивается отдача генератором его номинальной мощности при

отклонении напряжения статора в пределах  $\pm 5\%$  номинального значения и при номинальном коэффициенте мощности.

Номинальный коэффициент мощности согласно ГОСТ принимается равным 0,8 для генераторов мощностью до 125 МВА, 0,85 для турбогенераторов мощностью до 588 МВА и гидрогенераторов до 360 МВ-А, 0,9 для более мощных машин.

Каждый генератор характеризуется также КПД при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности. Для современных генераторов номинальный коэффициент полезного действия колеблется в пределах 96,3-98,8%.

## 2.6. Типы конфигураций электрических сетей

### 2.6.1. Схемы разомкнутых нерезервированных электрических сетей

Разомкнутая сеть – это сеть, питание потребителей в которой осуществляется только с одной стороны. Питание такой сети может выполняться по двухцепной линии или резервироваться от другой сети на случай повреждения одного из участков.

Рассмотрим принципы выполнения электрического расчета разомкнутой сети (рис. 2.6.1), в которой в результате проведенных преобразований, узлы представлены расчетными нагрузками  $\underline{S}_2 = P_2 - jQ_2$ ,  $\underline{S}_3 = P_3 - jQ_3$ , а участки сети – только сопротивлениями  $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$ ,  $\underline{Z}_{23} = R_{23} + jX_{23}$ .

Анализ проведем применительно к наиболее часто встречающемуся на практике случаю, когда напряжение задано на шинах источника питания  $\underline{U}_1$ .

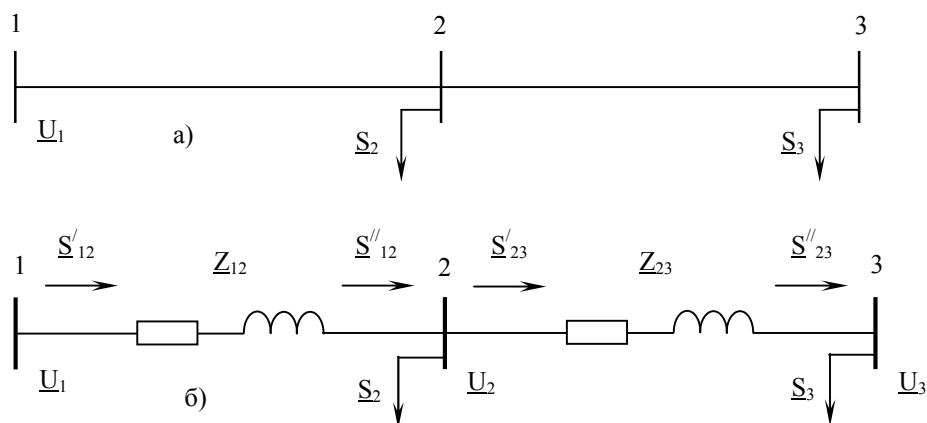


Рис. 2.6.1. Схема части разомкнутой сети (а) и схема замещения (б)

### 2.6.2. Схемы разомкнутых резервированных и замкнутых электрических сетей

Разомкнутые резервированные сети применяются для электроснабжения потребителей I, II категорий. Такие сети выполняются в виде двух параллельных или двухцепных линий. При выходе из строя одной цепи вторая остается в работе и потребители I, а в большинстве случаев и II категории, продолжают снабжаться электроэнергией. Разомкнутые резервированные сети можно разделить на магистральные, радиальные и радиально-магистральные или разветвленные.

Разомкнутые резервированные схемы широко применяют в питающих, а также в промышленных и городских сетях.

*Замкнутыми* называются сети, в которых электроэнергия может протекать к потребителям, по крайней мере, с двух сторон (рис. 2.6.2., а). Точки, к которым энергия может протекать, по крайней мере, с трех сторон, называются *узловыми точками* (рис. 2.6.2., б). Различают простые замкнутые сети, в которых присоединенные к ним

нагрузки питаются не более чем с двух сторон, и сложные замкнутые сети, к узловым точкам которых электроэнергия может подаваться не менее чем с трех сторон.

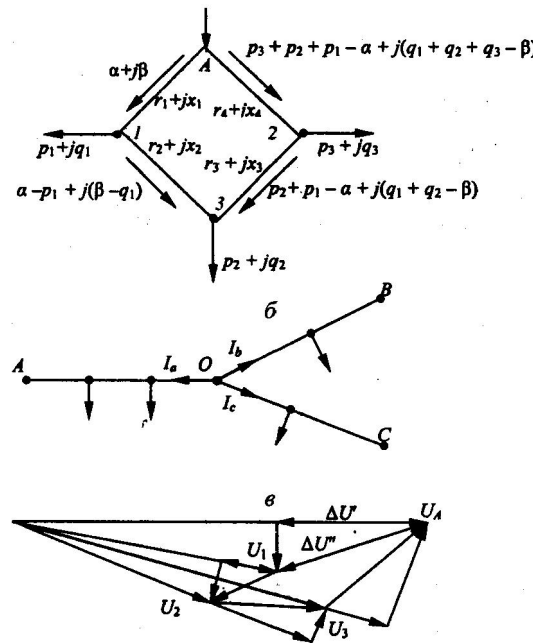


Рис. 2.6.2. Замкнутая сеть:

а – питание с двух сторон; б – с узловой точкой; в – векторная диаграмма.

Замкнутые электрические сети создают общность режима работы электростанций и сетей по производству и распределению электрической энергии. Это дает известные экономические выгоды. Однако при эксплуатации появляются сложности. Приходится решать вопросы надежности, качества электроэнергии, экономичности работы и др.

Распределение токов или мощностей в сложных замкнутых сетях может быть найдено решением уравнений, составленных по законам Кирхгофа и Ома.

Замкнутые сети встречаются не только в электроэнергетических системах, но и в местных сетях. Поэтому рассмотрим методы расчета их режимов сначала на примере местных сетей, а затем подробно изучим физические основы данных методов для сетей энергосистем.

Для получения меньшего числа уравнений существуют различные методы, из которых наиболее распространены методы контурных и узловых уравнений.

### 2.6.3. Напряжения электрических сетей

Любая электроустановка проектируется для нормальной длительной работы при номинальном напряжении. *Номинальным* напряжением называется указанное изготовителем напряжение, являющееся исходным для отсчета отклонений напряжения от этого значения при эксплуатации и испытаниях электроустановки.

При этом считается, что номинальное напряжение обеспечивает наиболее целесообразные технические и экономические характеристики электротехнического устройства. Шкала номинальных напряжений трехфазных



электрических сетей, а также подключаемых к ним приемников электрической энергии, генераторов и трансформаторов приведена в табл. 2.6.1.

Рассмотрим область применения номинальных напряжений электрических сетей. Напряжение 380 В используется для обеспечения электроэнергией электроприемников соответствующего класса напряжения в городских и сельских районах и на предприятиях. Из напряжений 6 и 10 кВ последнее находит более широкое применение. Они используются при распределении электроэнергии в системах электроснабжения городов, сельских районов и промышленных предприятий, а также для подключения высоковольтных электроприемников. Напряжение 35 кВ преимущественно применяется в сельских районах. Напряжения 110 и 220 кВ нашли применение для передачи электроэнергии от крупных подстанций к центрам питания распределительных сетей, а также для создания глубоких вводов при электроснабжении крупных промышленных предприятий и городов. Глубокий ввод - система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, характеризующаяся наименьшим числом ступеней трансформации. Напряжение 330 кВ и выше применяется в системообразующих сетях при формировании электроэнергетических систем и для связи их между собой.

*Табл.2.6.1. Шкала номинальных напряжений электрических сетей и их элементов, кВ*

Номинальные линейные	Номинальные линейные напряжения		
	генераторов	трансформаторов	
		первичных обмоток	вторичных обмоток
0,38	0,40	0,38	0,40
0,66	0,69	0,66	0,69
6	6,3	6 или 6,3	6,3 или 6,6
10	10,5	10 или 10,5	10,5 или 11
20	21	20 или 21	22
35	-	35 или 36,75	38,5
110	-	110 или 115	105или121
220	-	230	230 или 242
330	-	330	330 или 347
500	-	500	500 или 525
750	-	750	750 или 787
1150	-	1150	-

Между номинальными напряжениями электрических сетей, приемников электроэнергии, генераторов и трансформаторов установлены определенные соотношения (табл. 2.6.1), обеспечивающие наиболее целесообразные условия для передачи и распределения электроэнергии и поддержания напряжения, близкого к номинальному, у большинства электроприемников.

Так как приемники электроэнергии непосредственно подключены к сети определенного номинального напряжения, их номинальные напряжения одинаковы. Вместе с тем, в практике встречаются случаи несовпадения номинальных напряжений электроприемников и электрических сетей. Например, лампы накаливания выпускаются на напряжение 230-240 В для работы в электрической сети с номинальным фазным напряжением 220 В

Причиной этого является сильное влияние величины напряжения на срок их службы.

#### 2.6.4. Дальние передачи постоянного и переменного тока

Электрические сети современных электрических систем весьма разнообразны и сложны. В настоящее время отсутствует единая общепризнанная классификация электрических сетей. Фактически она осуществляется по многим признакам, и при этом используются разнообразные термины.

Одним из признаков является род тока, в связи с чем различают электрические сети *переменного* и *постоянного* тока. Наибольшее распространение получили сети трехфазного переменного тока, на котором вырабатывается практически вся электроэнергия, потребляемая преобладающим числом потребителей. Постоянный ток используется в некоторых производствах промышленных предприятий, на электротранспорте. Электропередачи постоянного тока рассматриваются иногда как альтернатива электропередачам переменного тока при передаче больших мощностей на дальние расстояния или в особых случаях. К последним можно отнести применение вставок постоянного тока для связи электрических систем с разной номинальной частотой переменного тока или разделенных, например, большими водными пространствами. Все чаще электропередачи постоянного тока применяются для обеспечения несинхронной связи между разными электрическими системами.

В качестве другого признака принимается величина номинального напряжения. По этому признаку выделяют сети до 1 кВ и выше. Сети напряжением 330-750 кВ называются сетями *сверхвысокого* напряжения, а напряжением 1150 кВ - сетями *ультравысокого* напряжения.

## 2.7. Электрические нагрузки узлов электрических сетей

### 2.7.1. Характеристики электрических нагрузок

Нагрузки большинства электроприёмников изменяются с течением времени, эти изменения нельзя выразить аналитически, поэтому их обычно представляют в прямоугольной системе координат прямыми, или ломанными линиями.

Графики могут выражать изменение во времени активной ( $P$ ), реактивной ( $Q$ ), полной ( $S$ ) мощности и тока ( $I$ ):

$$P, Q, S, I = f(t)$$

Они могут быть сняты и построены для любого промежутка времени.

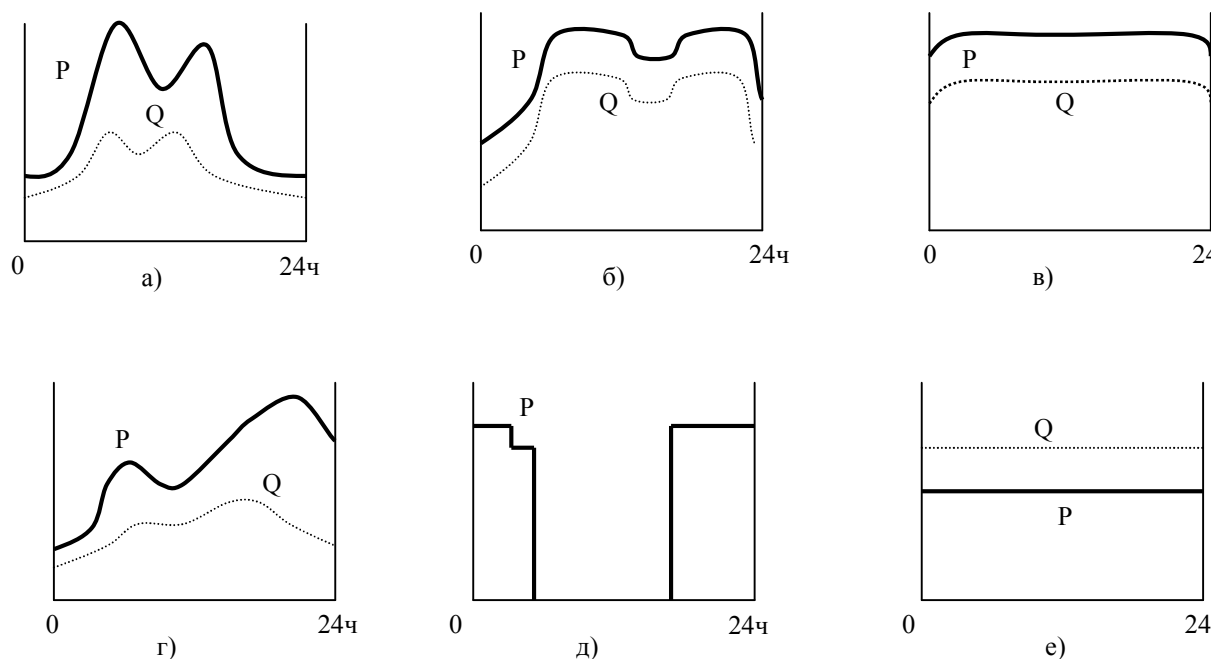
Следует различать индивидуальные и групповые графики:

- групповые - заглавные буквы латинского алфавита;
- индивидуальные - строчные.

График нагрузки представляет собой графическое изображение изменения нагрузки потребителя во времени. Различают суточные, сезонные, годовые графики нагрузки. Суточные графики отражают изменение мощности нагрузки в течение суток. На рис.2.7.1. показан вид суточных графиков нагрузки различных потребителей.

**Рис.2.7.1.** Суточные графики активной и реактивной нагрузки:

а - односменного предприятия; б - двухсменного предприятия;  
в - трехсменного предприятия; г - коммунально-бытовой нагрузки;  
д - уличного освещения; е - водопровода и насосных станций. д - уличного  
освещения; е - водопровода и насосных станций.



Годовые графики строятся на основе характерных суточных графиков за весенне-летний и осенне-зимний периоды.

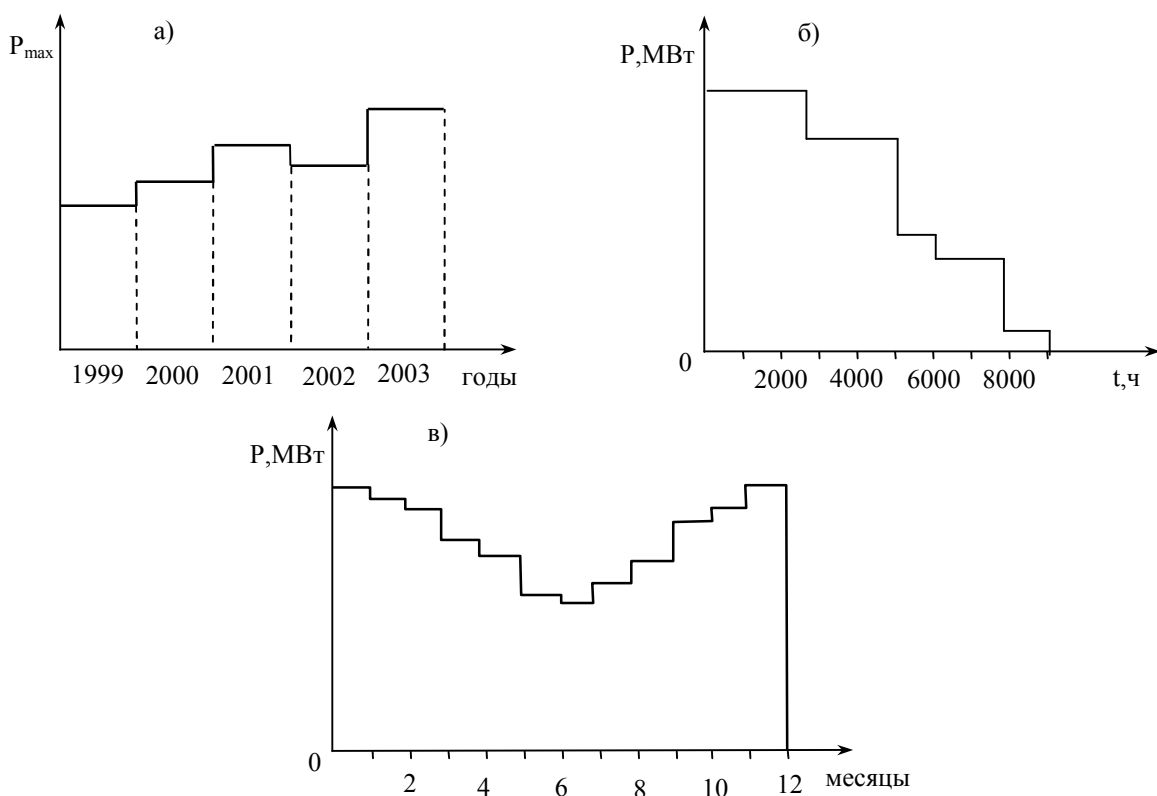
Примером такого графика может быть годовой график по продолжительности (рис.2.7.2, б). В графике по продолжительности все значения нагрузки расположены в порядке убывания, он показывает длительность работы в течение года с различной нагрузкой.

Площадь годового графика нагрузки представляет собой электроэнергию, полученную потребителем, в течение года:

$$\int_0^T P dt = W \quad (2.7.1)$$

По годовым графикам нагрузок можно определить потери электроэнергии в электрической сети.

•



**Рис. 2.7.2.** Годовые графики нагрузок:

а – годовых максимумов; б – по продолжительности; в – наибольших нагрузок по месяцам

### 2.7.2. Показатели графиков электрических нагрузок

На практике для расчётов электроснабжения широко используются не графики электронагрузок, а ряд безразмерных коэффициентов, являющихся показателями графиков и характеристики режимов работы потребителей. Усреднённые значения этих коэффициентов для характерных групп электроприборов отдельных участков, цехов, или предприятий, являются исходными данными для расчёта нагрузок.

1. Первый коэффициент - коэффициент использования активной мощности электроприёмника, или группы электроприёмников.  

$$K_u = P_c / P_{ном}$$

2. Второй коэффициент - коэффициент максимума, представляет собой отклонение получасового максимума нагрузки к её среднему значению.  

$$K_{max} = P_{max} / P_{cp}$$

3. Третий коэффициент - коэффициент спроса, показывает отношение максимальной расчётной мощности, к её номинальному значению.  

$$K_c = K_{max} K_u$$

Номинальная мощность ( $P_{ном}$ ) - это мощность, на которую рассчитан и изготовлен электроприёмник (указывается в паспорте).

Средняя нагрузка ( $P_c$ ) - среднее значение нагрузки, за интервал заданной длительности.

За расчётную нагрузку принимают усреднённую максимальную получасовую нагрузку, т.к. этот интервал равен 3-м постоянным времени нагрева, в течении которого проводник нагревается до установленного значения. Усреднённый максимум берётся в наиболее загруженную смену.

Пиковая нагрузка - кратковременная нагрузка (1-20 сек), обусловленная пуском электродвигателей, эксплуатационными короткими замыканиями дугowych электропечей, электросваркой. Эта нагрузка принимается за основу в расчётах колебания напряжений при выборе устройств и уставок аппаратов защиты и при проверке сетей по условиям самозапуска.

Методов расчёта электронагрузок очень много. На горных предприятиях рассчитывают по методу коэффициента спроса. Этот метод, хоть и ориентировочный, но отличается простотой и даёт приемлимые результаты.

### 2.7.3. Определение расчётной нагрузки

Потребители энергии добычного участка обычно работают в разное время, с различными коэффициентами загрузки. Отдаваемая трансформатором мощность изменяется в больших пределах в течении суток и даже одной смены. Поэтому точно определить требуемую мощность участкового трансформатора достаточно трудно. В данном случае применяется метод коэффициента спроса.

Расчётная мощность определяется:

$$S_{расч} = K_c P_{\Sigma ном} / \cos \varphi_{ср.взв.}$$

$$\bullet \quad \cos \varphi_{ср.взв.} = (P_1 \cos \varphi_1 + P_2 \cos \varphi_2 + \dots + P_n \cos \varphi_n) / (P_1 + P_2 + \dots + P_n);$$

- $P_{\Sigma \text{ном}}$  - суммарная установленная (номинальная) мощность всех электроприёмников участка;
- $k_c$  - коэффициент спроса, учитывающий одновременность работы электродвигателей и степень их загрузки. Определяется по эмпирической формуле:
- $k_c = (0.4 + 0.6)P_{\text{ном.мах}} / P_{\Sigma \text{мах}}$ , где  $P_{\text{ном.мах}}$  - номинальная мощность наибольшего электродвигателя.

Расчётная мощность, полученная по данному методу получается завышенной, поэтому рекомендуется вводить коэффициент 1,25

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}} / 1,25$$

**Электрическая сеть**, запроектированная на основе преуменьшенных расчетных нагрузок, не сможет обеспечить пропускную способность элементов сети по условию нагрева, вследствие этого нарушается нормальное функционирование предприятия. Завышение же расчетной нагрузки приводит к излишним капиталовложениям в строительство сетей электроснабжения и нарушению электромагнитной совместимости. Поэтому **точное определение расчетных нагрузок есть первый и основополагающий этап проектирования любой электрической сети в промышленности.**

Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий следует принимать по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Электрические нагрузки **существующих предприятий** допускается принимать по данным фактических замеров с учетом перспективного развития предприятия.

**Нагрузка электроэнергетической системы** - суммарная электрическая мощность, расходуемая всеми приемниками (потребителями) электроэнергии, присоединёнными к распределительным сетям системы, и мощность, идущая на покрытие потерь во всех звеньях электрической сети (трансформаторах, преобразователях, линиях электропередачи). Зависимость изменения **электрической нагрузки** во времени, т. е. мощности потребителя или силы тока в сети в функции времени, называется **графиком нагрузки**. Различают индивидуальные и групповые графики нагрузки — соответственно для отдельных потребителей и для групп потребителей. Электрические нагрузки, определяющиеся мощностью потребителей, являются случайными величинами, принимающими различное значение с некоторыми вероятностями. Потребители обычно работают не одновременно и не все на полную мощность, поэтому фактически электрические нагрузки всегда меньше суммы индивидуальных мощностей потребителей.

Отношение наибольшей потребляемой мощности к присоединённой мощности называют **коэффициентом одновременности**. Отношение наибольшей нагрузки данной группы потребителей к их установленной мощности называется коэффициентом спроса.

Различают **среднюю электрическую нагрузку**, т. е. значение нагрузки энергосистемы, равное отношению выработанной (или использованной) за определенный период времени энергии к длительности этого периода в часах, и **среднеквадратичную электрическую нагрузку** за сутки, месяц, квартал, год.

Под **активной (реактивной) электрической нагрузкой** понимают суммарную активную (реактивную) мощность всех потребителей с учётом её потерь в электрических сетях. Активная мощность  $P$  отдельной нагрузки, группы нагрузок или электрическая нагрузка определяется как  $P = S \times \cos j$ , где  $S = UI$  — полная мощность ( $U$  — напряжение,  $I$  — сила тока),  $\cos j$  — коэффициент мощности,  $j = \arcsin Q/P$  где  $Q$  — реактивная мощность нагрузки. Нагрузка с резко или скачкообразно меняющимся графиком называется **толчкообразной нагрузкой**. В нагрузке электроэнергетической системы при изменении условий работы и нарушениях режима энергосистемы (изменении напряжения, частоты, параметров передачи, конфигурации сети и т.д.) возникают переходные процессы. При изучении этих процессов обычно рассматривают не отдельные нагрузки, а группы нагрузок (узлы нагрузки), присоединённых к мощной подстанции, высоковольтной распределительной сети или линии электропередачи.

**Процессы в узлах нагрузки** оказывают влияние на работу энергосистемы в целом. Степень этого влияния зависит от характеристик нагрузки, под которыми обычно понимают зависимости потребляемой в узлах активной и реактивной мощностей, вращающего момента или силы тока от напряжения или частоты. Различают 2 вида характеристик нагрузок — статические и динамические. **Статической характеристикой** называется зависимость мощности, момента или силы тока от напряжения (или частоты), определяемая при медленных изменениях электрической нагрузки.

Эти же зависимости, определённые при быстрых изменениях нагрузки, называются **динамическими характеристиками**. Надёжность работы энергосистемы в каком-либо режиме в значительной мере зависит от соотношения нагрузки электроэнергетической системы в этом режиме и возможной предельной нагрузки.

Требования к определению электрических нагрузок, которые должны выполняться при проектировании объектов **электроснабжения промышленных предприятий**:

1. Основными исходными данными для определения расчетных нагрузок служит перечень электроприемников, установленных на предприятии, с указанием их номинальной мощности, назначения, режима работы.
2. Определение электрических нагрузок электроприемников с переменным графиком нагрузки на всех ступенях питающих и распределительных сетей следует выполнять, как правило, по **методу коэффициента использования и коэффициента максимума** в соответствии с действующими указаниями по определению электрических нагрузок в промышленных установках, при этом расчетные нагрузки на трансформаторы следует корректировать с учетом нагрузок, определяемых по удельным расходам электроэнергии.

3. Коэффициенты использования и максимума следует систематически уточнять на основании данных обследования электрических нагрузок действующих промышленных электроустановок.

4. Нагрузки от крупных потребителей напряжением выше 100000В должны учитываться особо, в соответствии с их режимом работы. Расчетную нагрузку электроемких потребителей следует определять по графику нагрузки, составленному на основе технологического графика.

5. При построении общего графика нагрузки нескольких электроемких потребителей необходимо учитывать несовпадение индивидуальных графиков с целью уменьшения максимума суммарной электрической нагрузки.

6. Определение суммарных резкопеременных ударных нагрузок следует производить на основании индивидуальных графиков работы таких электроприемников. Учитывая сложный и случайный характер изменения нагрузок, допускается применение упрощенного метода определения суммарных резкопеременных ударных нагрузок путем определения вероятности совпадения максимумов индивидуальных графиков по времени продолжительности работы и времени пауз.

Результаты расчета электрических нагрузок должны сопоставляться со среднегодовыми темпами роста нагрузок, полученными из анализа их изменения за последние 5-10 лет и, при необходимости, корректироваться.

#### **2.7.4. Определение расхода электроэнергии**

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- 1) выработанной генераторами электростанций;
- 2) потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- 3) отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- 4) переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- 5) отпущенной потребителям из электрической сети.

Кроме того, учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;

составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистемы;

контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

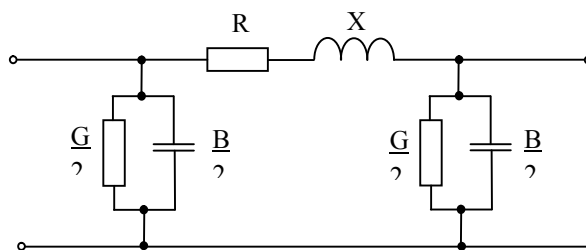


## 2.8. Расчёт режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах

### 2.8.1. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии  $R_{\text{л}}$  и  $X_{\text{л}}$ , активную и емкостную проводимости линии  $G_{\text{л}}$  и  $B_{\text{л}}$ .

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300 - 400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рис.2.8.1).



**Рис. 2.8.1.** П-образная схема замещения воздушной линий электропередачи

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R_{\text{л}} = r_0 L, \quad (2.8.1)$$

где  $r_0$  - удельное сопротивление, Ом/км, при температуре провода  $+20^\circ\text{C}$ ;  
 $L$  - длина линии, км.

Удельное сопротивление  $r_0$  определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения. При температуре провода, отличной от  $20^\circ\text{C}$ , сопротивление линии уточняется.

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$X_{\text{л}} = x_0 L, \quad (2.8.2)$$

где  $x_0$  - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Удельные индуктивные сопротивления фаз воздушной линии в общем случае различны. При расчетах симметричных режимов используют средние значения  $x_0$ :

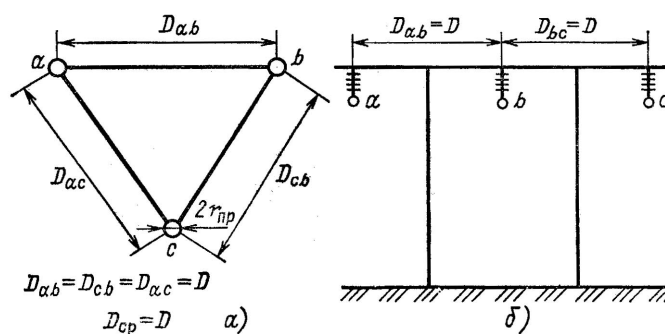
$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157, \quad \text{Ом/км}, \quad (2.8.3)$$

где  $r_{np}$  – радиус провода, см;  
 $D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами, см, определяемое следующим выражением:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}, \quad (2.8.4)$$

где  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$ ,  $D_{ca}$  – расстояния между проводами соответственно фаз a, b, c, рис. 2.8.2.

При размещении параллельных цепей на двухцепных опорах потокосцепление каждого фазного провода определяется токами обеих цепей. Изменение  $x_0$  из-за влияния второй цепи в первую очередь зависит от расстояния между цепями. Отличие  $x_0$  одной цепи при учете и без учета влияния второй цепи не превышает 5—6 % и не учитывается при практических расчетах.



**Рис. 2.8.2.** Расположение проводов линии электропередачи:  
 а - по углам равностороннего треугольника;  
 б - при горизонтальном расположении фаз

В линиях электропередачи при  $U_{ном} \geq 330\text{кВ}$  провод каждой фазы расщепляется на несколько ( $N$ ) проводов. Это соответствует увеличению эквивалентного радиуса. Эквивалентный радиус расщепленной фазы:

$$R_{эк} = \sqrt[N]{r_{np} a^{N-1}}, \quad (2.8.5)$$

где  $a$  – расстояние между проводами в фазе.

Для сталеалюминиевых проводов  $x_0$  определяется по справочным таблицам в зависимости от сечения и числа проводов в фазе.

Активная проводимость линии  $G_{\text{л}}$  соответствует двум видам потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы и на корону.

Токи утечки через изоляторы малы, поэтому потерями мощности в изоляторах можно пренебречь. В воздушных линиях напряжением 110кВ и выше при определенных условиях напряженность электрического поля на поверхности провода возрастает и становится больше критической. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение - корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на корону является увеличение диаметра провода. Наименьшие допустимые сечения проводов воздушных линий нормируются по условию образования короны: 110кВ — 70 мм<sup>2</sup>; 220кВ — 240 мм<sup>2</sup>; 330кВ — 2х240 мм<sup>2</sup>; 500кВ — 3х300 мм<sup>2</sup>; 750кВ — 4х400 или 5х240 мм<sup>2</sup>.

При расчете установившихся режимов электрических сетей напряжением до 220кВ активная проводимость практически не учитывается. В сетях с  $U_{\text{ном}} \geq 330\text{кВ}$  при определении потерь мощности и при расчете оптимальных режимов необходимо учитывать потери на корону:

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к0}} L = U^2 g_0 L, \quad (2.8.6)$$

где  $\Delta P_{\text{к0}}$  - удельные потери активной мощности на корону,  
 $g_0$  - удельная активная проводимость.

Емкостная проводимость линии  $B_{\text{л}}$  обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод - земля и определяется следующим образом:

$$B_{\text{л}} = b_0 L, \quad (2.8.7)$$

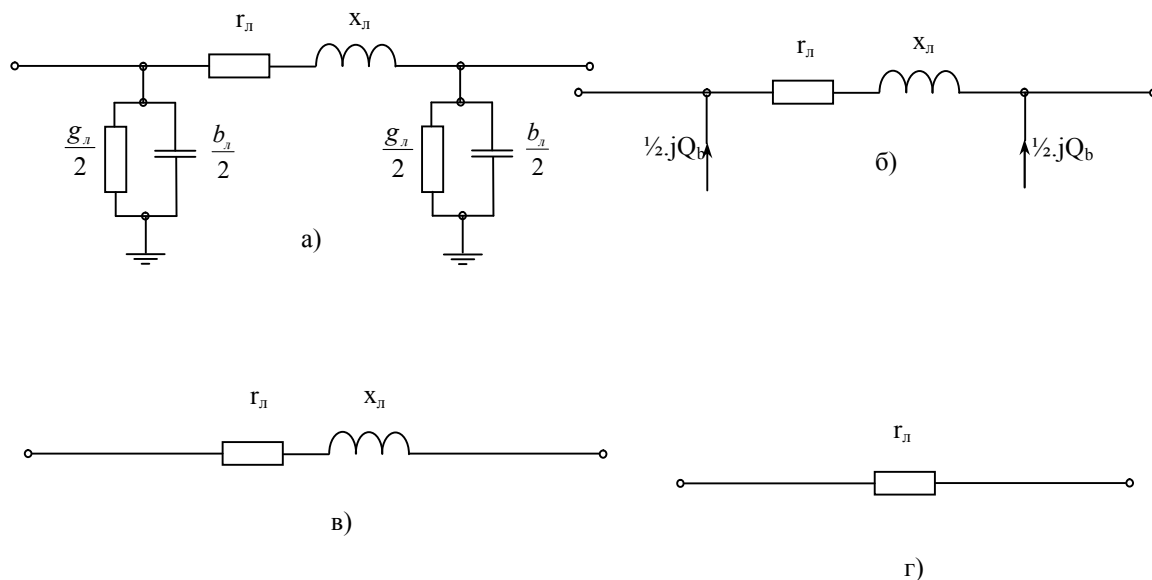
где  $b_0$  - удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по следующей формуле:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{CP}}}{r_{\text{ПР}}}} 10^{-6} \quad (2.8.8)$$

Для большинства расчетов в сетях 110-220 кВ линия электропередачи обычно представляется более простой схемой замещения (рис. 2.8.3,б). В этой схеме вместо емкостной проводимости (рис. 2.8.3,а) учитывается реактивная мощность, генерируемая емкостью линий. Половина емкостной (зарядной) мощности линии, Мвар, равна:

$$\frac{1}{2} Q_b = 3 I_b U_{\phi} = 3 U_{\phi}^2 \frac{1}{2} b_0 L = \frac{1}{2} U^2 B_{\text{л}}, \quad (2.8.9)$$

где  $U_\phi$  и  $U$  – фазное и междуфазное напряжение, кВ;  
 $I_b$  – емкостный ток на землю.



**Рис. 2.8.3.** Схемы замещения линий электропередачи:

а, б - воздушная линия 110-220-330 кВ;

в - воздушная линия  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ;

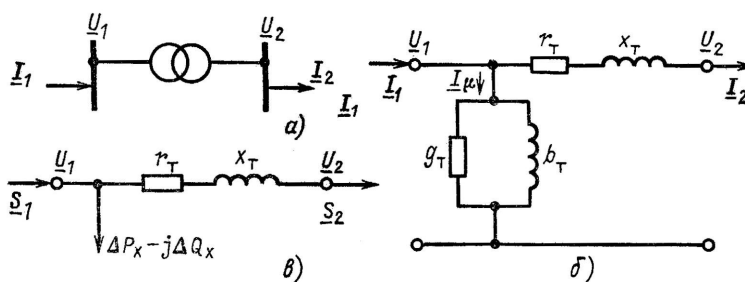
г - кабельная линия  $U_{\text{ном}} \leq 10$  кВ

Из (2.8.8) следует, что мощность  $Q_b$ , генерируемая линией, сильно зависит от напряжения. Для воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже емкостную мощность можно не учитывать (рис.3.3, в). Для линий  $U_{\text{ном}} \geq 330$  кВ при длине более 300-400 км учитывают равномерное распределение сопротивлений и проводимостей вдоль линии. Схема замещения таких линий – четырехполюсник.

Кабельные линии электропередачи также представляют П-образной схемой замещения. Удельные активные и реактивные сопротивления  $r_0$ ,  $x_0$  определяют по справочным таблицам, так же как и для воздушных линий. Из (2.8.3), (2.8.7) видно, что  $x_0$  уменьшается, а  $b_0$  растет при сближении фазных проводников. Для кабельных линий расстояния между проводниками значительно меньше, чем для воздушных, поэтому  $x_0$  мало и при расчетах режимов для кабельных сетей напряжением 10 кВ и ниже можно учитывать только активное сопротивление (рис. 2.8.3, г). Емкостный ток и зарядная мощность  $Q_b$  в кабельных линиях больше, чем в

воздушных. В кабельных линиях высокого напряжения учитывают  $Q_b$  (рис. 2.8.3, б). Активную проводимость  $G_d$  учитывают для кабелей 110 кВ и выше.

Двухобмоточный трансформатор (рис. 2.8.4, а) можно представить в виде Г-образной схемы замещения (рис. 2.8.4, б). Продольная часть схемы замещения содержит  $R_T$  и  $X_T$  - активное и реактивное сопротивления трансформатора. Эти сопротивления равны сумме соответственно активных и реактивных сопротивлений первичной и приведенной к ней вторичной обмоток. В такой схеме замещения отсутствует трансформация, т.е. отсутствует идеальный трансформатор, но сопротивление вторичной обмотки приводится к первичной. При этом приведении сопротивление вторичной обмотки умножается на квадрат коэффициента трансформации. Если сети, связанные трансформатором, рассматриваются совместно, причем параметры сетей не приводятся к одному базисному напряжению, то в схеме замещения трансформатора учитывается идеальный трансформатор.



**Рис. 2.8.4.** Двухобмоточный трансформатор:  
а - условное обозначение; б - Г-образная схема замещения; в - упрощенная схема замещения

Поперечная ветвь схемы (ветвь намагничивания) состоит из активной и реактивной проводимостей  $G_T$  и  $B_T$ . Активная проводимость соответствует потерям активной мощности в стали трансформатора от тока намагничивания  $I_\mu$  (рис. 2.8.4, б). Реактивная проводимость определяется магнитным потоком взаимной индукции в обмотках трансформатора.

В расчетах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при  $U_{ном} \leq 220$  кВ представляют упрощенной схемой замещения (рис. 2.8.4, в). В этой схеме вместо ветви намагничивания учитываются в виде дополнительной нагрузки потери мощности в стали трансформатора или потери холостого хода  $\Delta P_X - j\Delta Q_X$ .

Для каждого трансформатора известны следующие параметры (каталожные данные):  $S_{ном}$  - номинальная мощность, МВ·А;  $U_{в.ном}$ ,  $U_{н.ном}$  - номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений, кВ;  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода, кВт;  $I_X\%$  - ток холостого хода, %  $I_{ном}$ ;  $\Delta P_K$  - потери короткого замыкания, кВт;  $u_K\%$  - напряжение короткого замыкания, %  $U_{ном}$ . По этим данным можно определить все параметры схемы замещения трансформатора (сопротивления и проводимости), а также потери мощности в нем.

Проводимости ветви намагничивания определяются по результатам опыта холостого хода (ХХ). В этом опыте размыкается вторичная обмотка, а к первичной подводится номинальное напряжение. Ток в продольной части схемы замещения равен нулю, а к поперечной приложено  $U_{\text{ном}}$ . Трансформатор потребляет в этом режиме только мощность, равную потерям холостого хода, т. е.

$$\underline{S}_X = \Delta P_X - j\Delta Q_X. \quad (2.8.12)$$

Потери реактивной мощности холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta Q_X = \frac{I_x \% S_{\text{ном}}}{100\%}. \quad (2.8.13)$$

Активная проводимость трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.8.14)$$

Реактивная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.8.15)$$

Сопротивления трансформатора  $R_T$  и  $X_T$  определяются по результатам опыта короткого замыкания (КЗ). В этом опыте замыкается накоротко вторичная обмотка, а к первичной обмотке подводится такое напряжение, при котором в обеих обмотках трансформатора токи равны номинальному. Это напряжение и называется напряжением короткого замыкания  $u_K \%$ . Потери в стали в опыте короткого замыкания  $\Delta P_{\text{ст.к}}$  очень малы, так как  $u_K \%$  намного меньше  $U_{\text{ном}}$ . Поэтому приближенно считают, что все потери мощности  $\Delta P_K$  в опыте КЗ идут на нагрев обмоток трансформатора.

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}. \quad (2.8.16)$$

Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \% U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} 100}. \quad (2.8.17)$$

Во многих случаях на подстанции нужны три номинальных напряжения - высшее  $U_v$ , среднее  $U_c$  и низшее  $U_n$ . Для этого можно было бы использовать два двухобмоточных трансформатора (рис. 2.8.5,а). Более экономично, чем два двухобмоточных, применять один трехобмоточный трансформатор (рис. 2.8.5,б),

все три обмотки которого имеют магнитную связь (рис. 2.8.6,а). Еще более экономично применение трехобмоточных автотрансформаторов, условное обозначение которых в схемах электрических сетей приведено на рис. 2.8.5, в.

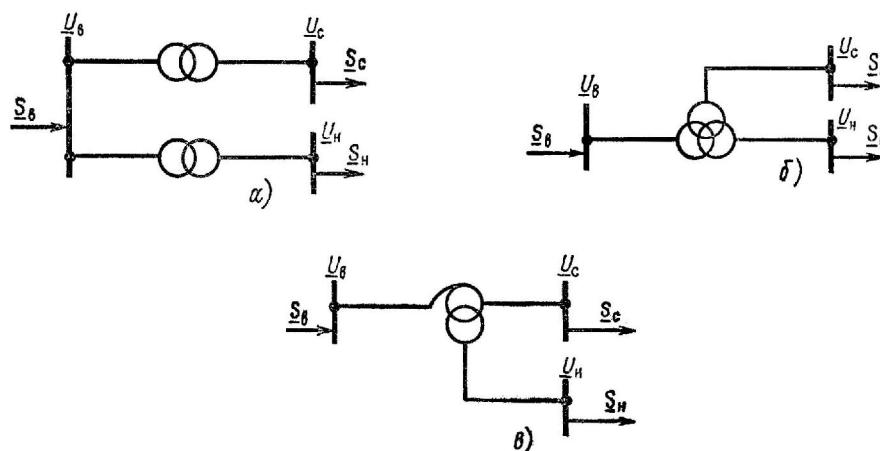


Рис. 2.8.5. Схемы подстанции с тремя номинальными напряжениями:

а - два двухобмоточных трансформатора; б - трехобмоточный трансформатор; в - автотрансформатор

Схема соединения обмоток автотрансформатора показана на рис. 2.8.6,б. Обмотка низшего напряжения магнитно связана с двумя другими. Обмотки последовательная и общая (П и О на рис. 2.8.6,б) непосредственно электрически соединены друг с другом и, кроме того, имеют магнитную связь. По последовательной обмотке течет ток  $I_{\text{в}}$ , а по общей -  $(I_{\text{в}} - I_{\text{с}})$ . Номинальной мощностью автотрансформатора называют мощность, которую автотрансформатор может принять из сети высшего напряжения или передать в эту сеть при номинальных условиях работы:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} U_{\text{В.НОМ}} I_{\text{В.НОМ}}. \quad (2.8.24)$$

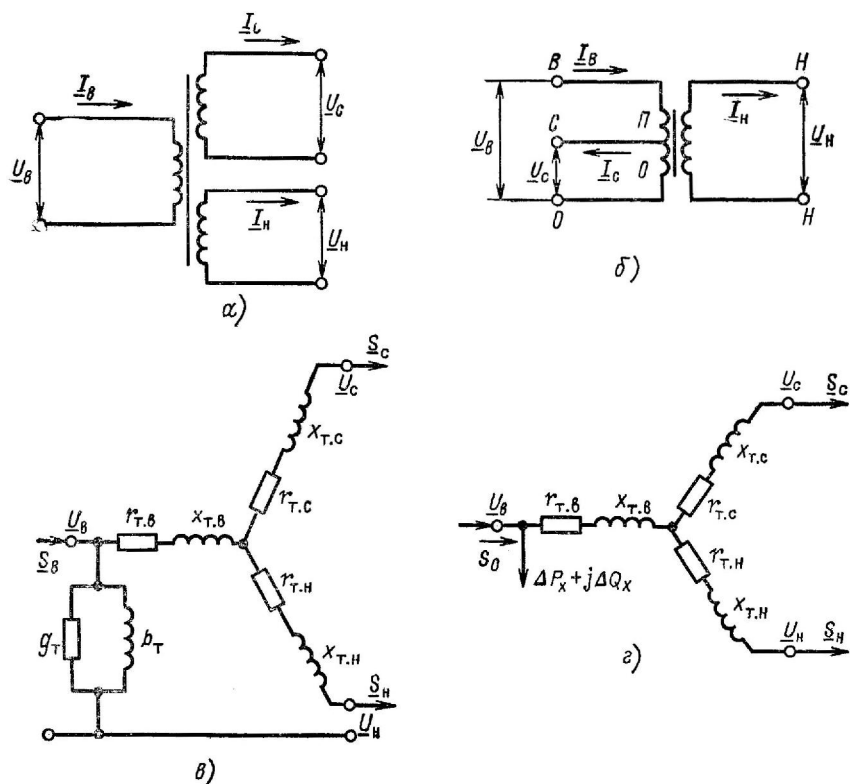
Эта мощность также называется проходной. Она равна предельной мощности, которую автотрансформатор может передать из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот при отсутствии нагрузки на обмотке низшего напряжения.

Последовательная обмотка (П) рассчитывается на типовую мощность (рис. 2.8.6,б):

$$S_{\text{ТИП}} = \sqrt{3} (U_{\text{В.НОМ}} - U_{\text{С.НОМ}}) I_{\text{В.НОМ}} = \sqrt{3} U_{\text{В.НОМ}} I_{\text{В.НОМ}} \left(1 - \frac{U_{\text{С.НОМ}}}{U_{\text{В.НОМ}}}\right) = \alpha S_{\text{НОМ}}, \quad (2.8.25)$$

где  $\alpha = 1 - (U_{с.ном}/U_{в.ном})$  – коэффициент выгоды, показывающий, во сколько раз  $S_{тип}$  меньше  $S_{ном}$ .

В трехобмоточном трансформаторе все три обмотки имеют мощность  $S_{ном}$ . В автотрансформаторе общая и последовательная обмотки рассчитаны на типовую мощность  $S_{тип} < S_{ном}$ , а обмотки низшего напряжения – на  $\alpha_{нн} S_{ном} < S_{ном}$ . Таким образом, через понижающий автотрансформатор можно передать мощность, большую той, на которую выполняются его обмотки. Чем меньше коэффициент выгоды  $\alpha = S_{тип}/S_{ном}$ , тем более экономичен автотрансформатор по сравнению с трехобмоточным трансформатором. Чем ближе номинальные напряжения на средней и высшей сторонах автотрансформатора, тем меньше  $\alpha$  и тем выгоднее использовать автотрансформатор. При  $U_c = U_B$   $\alpha = 0$ .



**Рис. 2.8.6.** Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор:  
а, б – схемы соединения обмоток; в, г – Г-образная и упрощенная схемы замещения

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора приведена на рис. 2.8.6, в, г. Как и для двухобмоточного трансформатора, в такой схеме замещения отсутствуют трансформации, т.е. идеальные трансформаторы, но сопротивления обмоток низшего и среднего напряжений приводят к высшему напряжению. Такое приведение соответствует умножению на квадрат коэффициента трансформации.



Потери холостого хода  $\Delta P_X$  и  $\Delta Q_X$  определяются так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов задаются три значения потерь короткого замыкания по парам обмоток  $\Delta P_{кВН}$ ,  $\Delta P_{кВС}$ ,  $\Delta P_{кСН}$  и три напряжения короткого замыкания по парам обмоток  $U_{кВН}$ ,  $U_{кВС}$ ,  $U_{кСН}$ . Каждое из каталожных значений  $\Delta P_k$  и  $u_k\%$  относится к одному из трех возможных опытов короткого замыкания. Так, значения  $\Delta P_{кВН}$  и  $U_{кВН}$  определяются при замыкании накоротко обмотки низшего напряжения при разомкнутой обмотке среднего напряжения и подведении к обмотке высшего напряжения такого напряжения  $U_{кВН}$ , чтобы ток в обмотке низшего напряжения трансформатора был равен номинальному.

Из опыта короткого замыкания определяются сопротивления обмоток:

$$R_{T.B} = \frac{\Delta P_{K.B} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (2.8.26)$$

$$R_{T.C} = \frac{\Delta P_{K.C} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (2.8.27)$$

$$R_{T.H} = \frac{\Delta P_{K.H} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (2.8.28)$$

В (2.8.26) - (2.8.28) величины  $\Delta P_{K.B}$ ,  $\Delta P_{K.C}$ ,  $\Delta P_{K.H}$ , соответствующие лучам схемы замещения, определяются по каталожным значениям потерь КЗ для пар обмоток:

$$\Delta P_{KB} = 0,5(\Delta P_{кВН} + \Delta P_{кВС} - \Delta P_{кСН}); \quad (2.8.29)$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5(\Delta P_{кВС} + \Delta P_{кСН} - \Delta P_{кВН}); \quad (2.8.30)$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5(\Delta P_{кВН} + \Delta P_{кСН} - \Delta P_{кВС}). \quad (2.8.31)$$

Аналогично этому по каталожным значениям напряжений КЗ для пар обмоток  $U_{кВН}\%$ ,  $U_{кВС}\%$ ,  $U_{кСН}\%$  определяются напряжения КЗ для лучей схемы замещения:

$$U_{KB}\% = 0,5(U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН}); \quad (2.8.32)$$

$$U_{KC}\% = 0,5(U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН}); \quad (2.8.33)$$

$$U_{KH}\% = 0,5(U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}). \quad (2.8.34)$$

По найденным значениям  $U_{KB}\%$ ,  $U_{KC}\%$ ,  $U_{KH}\%$  определяются реактивные сопротивления обмоток  $X_{ТВ}$ ,  $X_{ТС}$ ,  $X_{ТН}$  по выражениям, аналогичным (2.8.17) для двухобмоточного трансформатора. Реактивное сопротивление одного из лучей

схемы замещения трехобмоточного трансформатора (обычно среднего напряжения) близко к нулю.

### 2.8.2. Определение напряжения в линии с одной нагрузкой. Расчёт линии с несколькими нагрузками. Расчёт линии с учётом трансформаторов

Наличие трансформаторов в схемах электрических сетей существенно усложняет расчеты режимов. Поэтому часто предварительно производят приведение нагрузок подстанций к стороне высшего напряжения трансформаторов. Для трансформаторов обычно принимают упрощенную Г-образную схему замещения, в которой активная проводимость  $g_T$ , обусловленная потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание и вихревые токи, и реактивная проводимость  $b_T$ , обусловленная намагничивающей сталь мощностью, подключают с той стороны, с которой трансформатор получает энергию от источника питания.

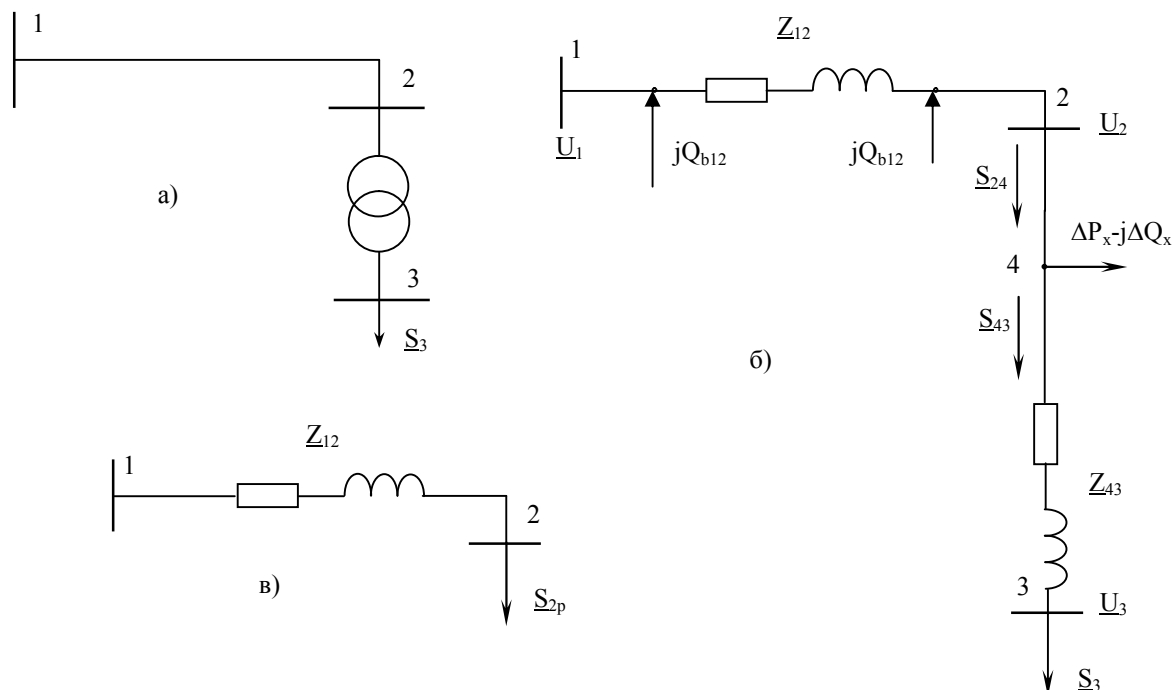
На рис. 2.8.7,а схема сети содержит линию и подстанцию с двухобмоточным трансформатором. Известны нагрузка на стороне низшего напряжения трансформатора  $\underline{S}_3$  и номинальное напряжение сети  $U_{ном}$ .

Рассмотрим последовательность вычислений расчетных нагрузок подстанции для схемы замещения по рис. 2.8.7, б. Найдем нагрузку  $\underline{S}_{43}$ , приведенную к высшему напряжению трансформатора:

$$\underline{S}_{43} = P_{43} - jQ_{43} = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{43}, \quad (2.8.34)$$

где потери мощности в обмотках двухобмоточного трансформатора подстанции вычисляют по номинальному напряжению сети  $U_{ном}$ :

$$\Delta \underline{S}_{43} = \frac{S_3^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{43}. \quad (2.8.35)$$



**Рис. 2.8.7.** Учет трансформаторов при расчете режима:

а – исходная схема сети; б – схема замещения;  
в – схема замещения с расчетной нагрузкой подстанции

Сейчас с учетом потерь мощности холостого хода трансформатора нагрузка, отходящая от шин 2:

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{43} + \Delta P_x - j\Delta Q_x. \quad (2.8.35)$$

Теперь с учетом зарядной мощности линии можно найти расчетную нагрузку подстанции 2 (рис. 4.6, в):

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_{24} + jQ_{b12}, \quad (2.8.36)$$

где  $Q_{b12}$  вычисляется по номинальному напряжению сети :

$$Q_{b12} = U_{ном}^2 \frac{B_{12}}{2}.$$

В результате выполненных преобразований получим схему замещения (рис. 2.8.7, в). На ней линия представлена только сопротивлением, а на подстанции задана

расчетная нагрузка. Далее производится расчет потокораспределения способами, описанными выше.

Когда в результате расчета определено напряжения в узле 2, находят напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора. При этом следует учитывать падение напряжения в обмотках трансформатора.

Сначала находят напряжение обмотки низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$\underline{U}'_3 = U_2 - \Delta U_{43} + jU_{43} = U_2 - \frac{P_{43}R_{43} + Q_{43}X_{43}}{U_2} + j \frac{P_{43}X_{43} - Q_{43}R_{43}}{U_2} ; \quad (2.8.37)$$

$$U'_3 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{43})^2 + \delta U_{43}^2} .$$

Если коэффициент трансформации равен:

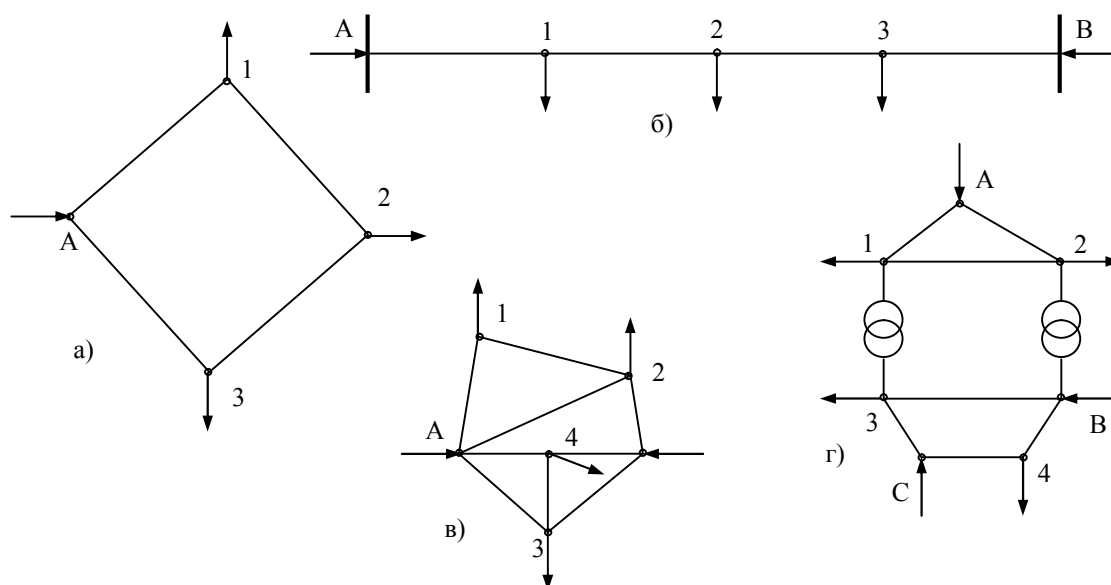
$$n = \frac{U_{ном.в}}{U_{ном.н}} ,$$

тогда действительное напряжение на шинах низшего напряжения будет равно:

$$U_3 = \frac{U'_3}{n} . \quad (2.8.38)$$

### 2.8.3. Расчёт линии с двухсторонним питанием. Расчёт сложных замкнутых схем

Замкнутыми электрическими сетями называют сети, в которых электроэнергия потребителям может подаваться не менее чем с двух сторон. К простейшим замкнутым сетям относятся сети, состоящие из одного контура или представляющие собой разомкнутую линию, питающуюся с двух концов (рис.2.8.8,а, б). В этих сетях каждый узел нагрузки получает питание по двум линиям. К более сложным замкнутым сетям относятся сети, содержащие несколько контуров. Причем в контуры могут входить линии как одного (рис.2.8.8,в), так и нескольких номинальных напряжений (рис.2.8.8, г).



К

**Рис. 2.8.8.** Схемы замкнутых электрических сетей:

- а – сеть с одним контуром; б – линия с двухсторонним питанием;  
 в – сложнозамкнутая сеть одного номинального напряжения;  
 г – сложнозамкнутая сеть с линиями двух номинальных напряжений

Основным преимуществам замкнутых сетей относятся более высокая надежность электроснабжения потребителей и повышенная экономичность из-за меньших потерь активной мощности. Недостатком является их удорожание из-за большого числа линий, а также усложнение эксплуатации.

Расчеты режимов замкнутых электрических сетей сложнее, чем разомкнутых. В разомкнутых сетях мощности на отдельных участках находят простым последовательным суммированием нагрузок и потерь мощности. В замкнутых сетях распределение мощностей по ветвям схемы не очевидно и зависит от длин и сечений проводов участков, величин нагрузок узлов и режимов напряжений источников питания. Поэтому для расчета замкнутых сетей применяют специальные методы.

Как и для разомкнутых сетей, электрические расчеты замкнутых сетей выполняют, как правило, для наиболее характерных нормальных установившихся режимов наибольших и наименьших нагрузок. Однако, в отличие от разомкнутых, при анализе замкнутых сетей дополнительно требуется проведение расчетов послеаварийных режимов при отключении отдельных участков сети. Это связано с тем, что отключение участка замкнутой сети может вызвать существенное изменение режима напряжений и потоков мощности, которые могут оказаться недопустимыми.

Большинство практических расчетов замкнутых сетей выполняют на ЭВМ. С одной стороны, это объясняется большими сложностями расчетов из-за разветвленности реальных сетей, содержащих большое количество контуров, узлов и участков сети. С другой стороны, для таких расчетов созданы достаточно эффективные алгоритмы и программы на ЭВМ. Освоение методов расчета замкнутых

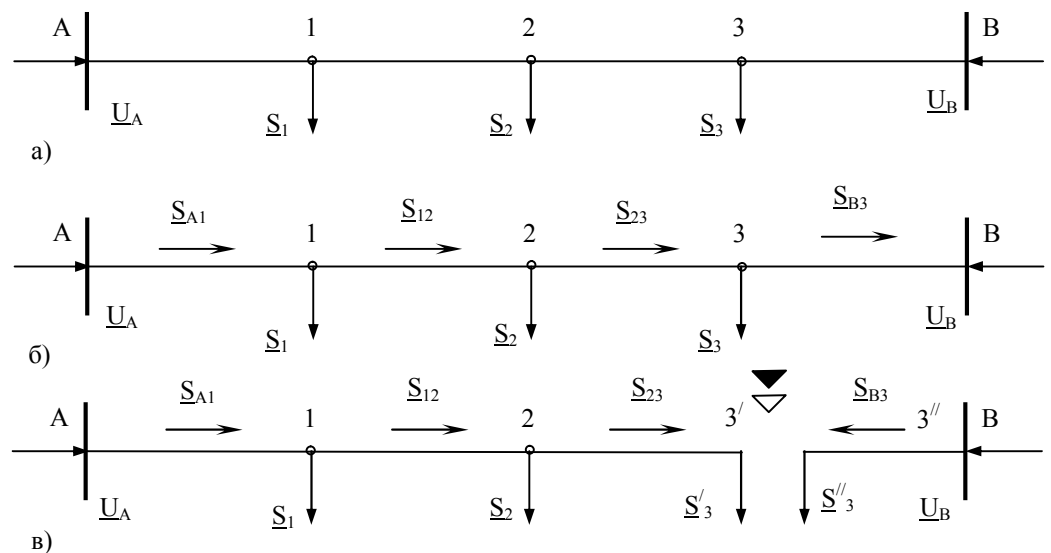
сетей необходимо для понимания физической сущности процессов, связанных с режимами электрической сети, и условий, при которых проводятся расчеты на ЭВМ.

Линия с двухсторонним питанием является частным случаем замкнутой сети. В виде такой линии может быть представлена одноконтурная сеть, если ее разрезать по источнику питания, тогда напряжения обоих питающих узлов будут равны.

На рис.2.8.9,а показана линия, в которой нагрузки в узлах заданы комплексными значениями мощностей  $\underline{S}_i$ , сопротивления участков линий  $\underline{Z}_{ij}$ , напряжения на шинах источников питания  $\underline{U}_A$  и  $\underline{U}_B$ .

На первом этапе расчета предположим, что напряжения в узлах 1, 2, 3 равны  $U_{ном}$ . Произвольно выберем направления потоков на участках (рис.2.8.9,б). На основании 2-го закона Кирхгофа запишем:

$$\frac{\underline{S}_{A1}\underline{Z}_{A1}}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_{12}\underline{Z}_{12}}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_{23}\underline{Z}_{23}}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_{3B}\underline{Z}_{3B}}{U_{ном}} = \underline{U}_A - \underline{U}_B \quad (2.8.39)$$



**Рис. 2.8.9.** К определению потокораспределения в линии с двухсторонним питанием:

а - схема линии с двухсторонним питанием; б – первый этап расчета;  
в – второй этап расчета

Используя первый закон Кирхгофа, выразим потоки мощности на участках через поток на одном из головных участков, например, через  $\underline{S}_{A1}$ , и заданные мощности нагрузок в узлах  $\underline{S}_1$ ,  $\underline{S}_2$ ,  $\underline{S}_3$ :

$$\begin{cases} \underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 \\ \underline{S}_{23} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 \\ \underline{S}_{3B} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 \end{cases} \quad (2.8.40)$$

Подставим значения потоков мощностей из (2.8.40) в (2.8.39):

$$\underline{S}_{A1}\underline{Z}_{A1} + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1)\underline{Z}_{12} + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2)\underline{Z}_{23} + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3)\underline{Z}_{3B} = (\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{I}_{ном} \quad (2.8.41)$$

Сгруппируем члены, содержащие одинаковые потоки мощности:

$$\underline{S}_{A1}(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \underline{S}_1(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \underline{S}_2(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \underline{S}_3\underline{Z}_{3B} = (\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{I}_{ном} \quad (2.8.42)$$

Отсюда:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{I}_{ном}}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\underline{S}_1\underline{Z}_{1B} + \underline{S}_2\underline{Z}_{2B} + \underline{S}_3\underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{AB}}; \quad (2.8.43)$$

или в общем виде:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{I}_{ном}}{\underline{Z}_{\Sigma}} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{\Sigma}}, \quad (2.8.44)$$

здесь  $\underline{Z}_{\Sigma}$  - полное суммарное сопротивление всей линии;  $\underline{Z}_{iB}$  - сопротивление от узла присоединения  $i$ -той нагрузки до противоположного источника.

После нахождения потока на головном участке А-1 потоки на остальных участках находят по первому закону Кирхгофа по выражениям (2.8.40) и наносят на схему. В результате расчет позволяет найти потоки мощности и их направления на участках сети без учета потерь мощности.

Пусть в результате расчета направления потоков мощностей по участкам оказались такими, как показано на рис. 2.8.9, в. Здесь узел 3 питается с двух сторон. Узел сети, нагрузка которого питается с двух сторон, называется точкой потокораздела (токораздела). Точку потокораздела активных мощностей на схемах обычно обозначают  $\blacktriangledown$ , а реактивных –  $\blacktriangledown$ . Эта точка разделяет линию с двухсторонним питанием на две радиальные линии (на рис. 5.2, в - это линии А-1-2-3 и В-3). На втором этапе задача расчета сети с двухсторонним питанием превращается в задачу расчета двух разомкнутых сетей методом, описанным в п.4.6. На этом этапе находятся потоки мощности в конце и начале каждого участка, потери мощности (сначала приближенно по  $\underline{U}_{ном}$ , затем уточняются) и напряжения в точках 1, 2, 3.

Частные случаи расчета:

Если напряжения источников питания равны  $\underline{U}_A = \underline{U}_B$ , то формула примет вид:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{\Sigma}}. \quad (2.8.45)$$

Если сеть однородная, то формула (5.7) примет вид (здесь L-длины участков):

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i L_{iB}}{L_{\Sigma}}. \quad (2.8.46)$$

2.8.4. Расчёт линии в послеаварийном режиме.



## 2.9. Балансы активной и реактивной мощности в энергосистеме. Качество электроэнергии

### 2.9.1. Определение активной нагрузки в энергосистеме

Электрическая система обладает свойством единства производства и потребления электрической энергии — вся энергия, которая производится электрическими генераторами  $W_{\text{г}}$ , немедленно расходуется потребителями  $W_{\text{п}}$  и на ее транспорт ( $W_{\text{тр}}$ ):

$$W_{\text{г}} = W_{\text{п}} + W_{\text{тр}}$$

Электрическая энергия является интегральной величиной, определяемой для некоторого интервала времени  $\Delta t$ , и измеряется в киловатт-часах (кВт-ч). Другой энергетической характеристикой процесса производства и потребления служит *активная мощность*  $P$ , которая связана с энергией соотношением

$$W = \int_0^{\Delta t} p(t) dt,$$

где функция  $P(t)$  характеризует изменение режима потребления во времени. В цепи переменного тока мощность  $P$  по смыслу является средней величиной *мгновенной мощности* за период  $T$ :

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p dt = \frac{1}{T} \int_0^T u i dt = UI \cos \varphi$$

где  $p$  — мгновенная мощность;  $u$  и  $i$  — синусоидальные функции времени с периодом изменения  $T$ , которой для промышленной частоты переменного тока  $f=50$  Гц равен 0,02 с: и»  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности, определяемый как косинус угла, на который ток в цепи отстает от напряжения или опережает его. Отрицательное значение  $\varphi$  соответствует отстающему току, протекающему в активно-индуктивной цепи (рис. В.2), а положительное значение  $\varphi$  — опережающему току, протекающему в активно-емкостной цепи. В выражении мгновенная мощность

$$p = ui = U_m I_m \sin \omega t \sin(\omega t - \varphi) = \frac{U_m I_m}{2} [\cos(\omega t - \omega t + \varphi) - \cos(\omega t + \omega t - \varphi)] \\ == UI \cos \varphi - UI \cos(\omega t + \omega t - \varphi)$$

интеграл от которой за период  $T$  формулу для активной мощности.



а)

б)

Рис. В.2. Электрическая цепь (а) и функции напряжения и тока (б)

Согласно (В.3) мгновенная мощность колеблется с удвоенной частотой  $2\omega$ . В промежутке времени, когда  $u$  и  $I$  имеют одинаковые знаки, мгновенная мощность положительна; энергия поступает от источника к нагрузке, поглощается в активном сопротивлении и запасается в магнитном поле индуктивности. В промежутке времени, когда  $u$  и  $I$  имеют разные знаки, мгновенная мощность отрицательна и энергия частично возвращается приемником (нагрузкой) к источнику. Аналогичную картину имеем в активно-емкостной цепи.

### 2.9.2. Реактивная составляющая нагрузки энергосистемы

Величина, равная произведению действующих значений тока и напряжения в цепи  $S = UI$ , называется *полной мощностью*. В расчетах и на практике эксплуатации электрических сетей используют понятие *реактивной мощности*, которая вычисляется по формуле

$$Q = UI \sin \varphi$$

и является мерой потребления (или генерации) реактивного тока. Эта мощность выражается в единицах, называемых вар (квар, Мвар). Иногда пользуются единицей В-Ар (вольт-ампер реактивный).

Для трехфазной электрической сети мгновенная мощность равна сумме мгновенных мощностей фаз:

$$p = p_A + p_B + p_C$$

и в случае симметричной сети не зависит от  $t$ , так как

$$p = 3U_\phi I_\phi \cos \varphi - U_\phi I_\phi \left[ \cos(2\omega t - \varphi) + \cos\left(2\omega t - \varphi - \frac{2}{3}\pi\right) + \cos\left(2\omega t - \varphi - \frac{4}{3}\pi\right) \right] = 3U_\phi I_\phi \cos \varphi$$

Здесь  $U_\phi$  и  $I_\phi$  - действующие фазные значения напряжения и тока трехфазной сети.

Таким образом, мгновенная мощность для всех трех фаз в установившемся режиме равна утроенной мощности одной фазы, никаких изменений суммарной мгновенной мощности нет, их не испытывает вал машины, энергия, запасенная в полях всех трех фаз любого элемента электрической сети, остается постоянной и средняя величина мгновенной мощности, т.е. активная мощность,

$$P = 3P_\phi = 3U_\phi I_\phi \cos \varphi$$

Обычно используют величину междуфазного (линейного) напряжения  $U \sim \sqrt{3} U_\phi$  и фазный ток  $I = I_\phi$ , тогда

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$$

аналогично:

$$P = \sqrt{3} UI \sin \varphi$$

Символическое изображение действительных синусоидальных функций времени комплексными величинами дает существенное упрощение в расчетах электрических сетей. Для синусоидальной функции времени  $a(t)$  можно записать

$$a(t) = A_m \sin(\omega t + j) = A_m e^{j\omega t + j} = A_m e^{j\omega t}$$

Здесь показан переход от действительной синусоидальной функции (оригинала) к ее изображающей комплексной величине (изображению);  $A_m$  есть комплексная амплитуда функции  $a\{t\}$ .

Обычно оперируют не с комплексными амплитудами, а с комплексными действующими значениями:

$$A = \frac{A_m}{\sqrt{2}}$$

С учетом алгебраизации дифференциальных уравнений электрических цепей для действительных значений в дальнейшем будут использоваться обозначения ГОСТ 1494—77:

полный ток  $I = I' + jI''$

линейное напряжение  $U = U' + jU''$ .

Комплексные токи и напряжения изображаются с помощью векторов на комплексной плоскости (рис. В.3):

Использование комплексных величин для токов и напряжений приводит к появлению комплексных сопротивлений и проводимостей:

$$Z = \frac{U_\phi}{I} = \frac{U}{\sqrt{3}I} = R + jX$$

$$Y = \frac{I}{U_\phi} = \frac{\sqrt{3}I}{U} = G - jB$$

В электрических сетях  $R$  и  $X$  обозначают сопротивления так называемых продольных элементов схемы, по которым протекает ток нагрузки. В виде проводимостей  $G$  и  $B$  обозначают элементы, которые являются поперечными и по которым протекают токи утечки через изоляторы, короны, смещения, намагничивания и тд.

Полная мощность на три фазы

$$S = 3S_\phi = \sqrt{3}UIe^{j\varphi} = P - jQ$$

Для мощности принят знак «плюс» перед  $jQ$  при отстающем по фазе токе от напряжения.

Следует всегда помнить соотношения, которые получаются из треугольника мощностей (рис. В.4):

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

,  
 $\cos \varphi = \frac{P}{S}$  — коэффициент мощности;  
 $\tan \varphi = \frac{Q}{P}$  — коэффициент реактивной мощности.



Рис. В.3. Векторы напряжения

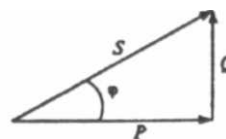


Рис. В.4. Треугольник мощностей и тока

### 2.9.3. Показатели качества электрической энергии

Каждый потребитель должен обеспечиваться качественной электроэнергией. Для характеристики качества электроэнергии применяются специальные показатели, которые установлены государственным стандартом (ГОСТ 13109—97); отклонение частоты от номинального значения, отклонение напряжения от номинального значения, коэффициенты несимметрии и несинусоидальности трехфазной системы напряжений и др.

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

## 2.10. Регулирование напряжения и частоты в электроэнергетической системе

### 2.10.1. Определение допустимой потери напряжения в сети

К местным электрическим сетям (в первую очередь это относится к сетям напряжением до 1 кВ) непосредственно подключены электроприемники. В соответствии с ГОСТ 13109-97 на зажимах электроприемников во всех режимах должны быть обеспечены допустимые отклонения напряжения, которые он устанавливает. Так, нормально допустимые значения отклонений напряжения равны  $\pm 5\%$  от номинального значения. Обратимся к примеру электрической сети, представленной на рис. 2.10.1, состоящей из трансформатора и линии, например, напряжением 380 В, к которой в разных точках подключены электроприемники. В линии 1-2 самое высокое напряжение имеет место в точке 1, а самое низкое - в точке 2. Для обеспечения требуемого качества напряжения у наиболее близких к трансформатору электроприемников (точка 1) отклонение напряжения не должно превышать  $+5\%$ , а у наиболее удаленных электроприемников (точка 2) оно не должно быть ниже  $-5\%$ . С учетом этого максимальный уровень напряжения  $U_{1нб}$  в узле 1 должен быть не выше  $1,05 U_{ном}$ , а минимальный уровень напряжения  $U_{2нм}$  в узле 2 должен быть не ниже  $0,95 U_{ном}$ . В итоге имеем, что в сети определенного класса напряжения, где в любой точке, в том числе в самом начале и конце, могут быть подключены электроприемники, предельно допустимая потеря напряжения равна

$$\Delta U_{пр.доп} = U_{1нб} - U_{2нм}. \quad (2.10.1)$$

Легко подсчитать, что она составляет  $10\%$

$$\Delta U_{пр.доп} = (1,05 - 0,95) U_{ном} = 0,1 U_{ном}.$$



**Рис. 2.10.1.** Схема местной сети для определения допустимой потери напряжения

Действительная потеря напряжения в сети, определяемая формулой

$$\Delta U = \frac{P R + Q X}{U_{ном}},$$

зависит от передаваемой мощности. Мощность нагрузки в сети постоянно меняется в пределах от минимального  $S_{нм}$  до максимального  $S_{нб}$  значений. Очевидно, потеря напряжения в первом случае наименьшая, а во втором - наибольшая. Конечно, при изменении передаваемой мощности изменяются

уровни напряжения в сети. Если фактическое напряжение в узле 1 станет ниже  $U_{1нб}$  (6.81), то допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{доп}$  станет меньше  $\Delta U_{пр.доп}$ .

Для предотвращения этого используют возможности регулирования напряжения трансформаторами. Особенно эффективны в этом отношении трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, позволяющие при изменении нагрузки поддерживать требуемые напряжения на шинах вторичного напряжения. В соответствии с ПУЭ установка таких трансформаторов обязательна на подстанциях с вторичным напряжением 6-20 кВ, к которым присоединены распределительные сети. Применяемые понижающие трансформаторы с обмотками высшего напряжения 6-10 кВ, как правило, не имеют такого регулирования. В них изменение напряжения на шинах вторичного напряжения можно произвести только при отключении нагрузки на какое-то время, что используется весьма редко. Поэтому допустимая потеря напряжения в питаемых от них линиях меньше.

Таким образом, на допустимую потерю напряжения влияют многие факторы. Учесть их все весьма затруднительно.

В практических расчетах часто принимают следующие значения допустимой потери напряжения:

- для сетей напряжением 380 В от шин низшего напряжения подстанции до последнего электроприемника  $\Delta U_{доп} = 5...6 \%$  ;
- для сетей напряжением 6-10 кВ  $\Delta U_{доп} = 6...8 \%$  .

#### 2.10.2. Выбор коэффициента трансформации понижающего трансформатора.

Регулирование напряжения трансформаторами и автотрансформаторами осуществляется посредством изменения коэффициентов трансформации. Для этого на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, которые соответствуют различному числу витков обмоток и, следовательно, различным коэффициентам трансформации.

Напряжение на шинах низшего напряжения двухобмоточного трансформатора можно записать в виде

$$U_H = \frac{U'_H}{n} = \frac{U'_H}{\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}},$$

где  $U'_H$  - напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к шинам высшего напряжения;  $n$  - коэффициент трансформации, выражаемый через номинальные напряжения обмоток высшего  $U_{ВН}$  и низшего  $U_{НН}$  напряжений.

При изменении числа витков в обмотке высшего напряжения будет изменяться  $U_{В.ном}$  и, следовательно, напряжение на вторичной стороне трансформатора, т. е. при переходе с одного ответвления на другое будет происходить регулирование напряжения.

Поясним принцип регулирования напряжения с помощью трансформаторов на следующем примере. Пусть имеем двухобмоточный трансформатор, связывающий сети 110 и 10 кВ (рис. 2.10.2, а). Обмотка низшего напряжения имеет номинальное напряжение 10,5 кВ, а на обмотке высшего

напряжения выполнены ответвления с числом витков, отличающимся друг от друга на 2,5 %: +5; +2,5; 0; -2,5; -5. Тогда номинальные напряжения обмотки высшего напряжения и соответствующие им коэффициенты трансформации будут равны:

$\Delta n, \%$	+5	+2,5	0	-2,5	-5
$U_{в.ном}, \text{кВ}$	120,8	117,9	115	112,1	109,3
$n$	11,5	11,2	11,0	10,7	10,4

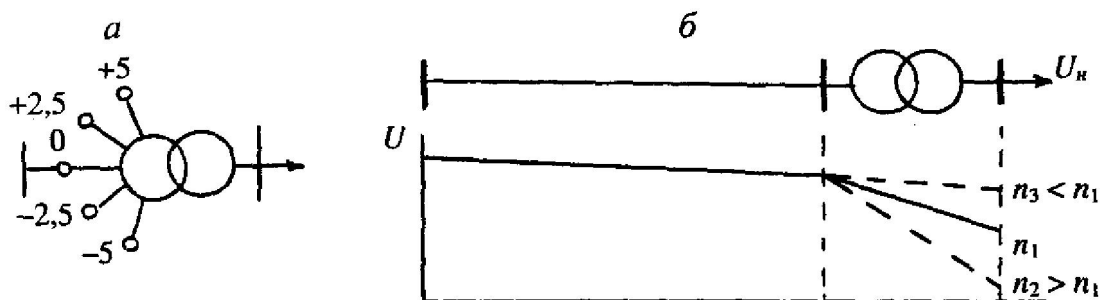


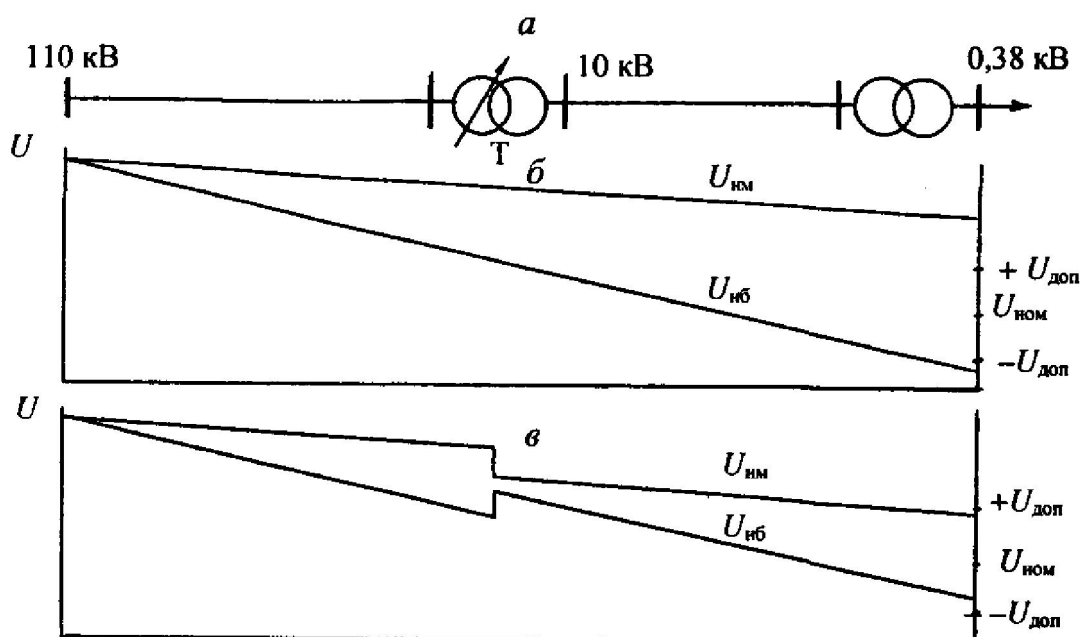
Рис. 2.10.2. Двухобмоточный трансформатор с ответвлениями (а) и диаграмма напряжения вдоль сети (б)

Если при среднем ответвлении, равном 0 %, напряжение  $U_n$  на шинах низшего напряжения будет соответствовать коэффициенту трансформации  $n_1$  (рис. 2.10.2, б), то при ответвлении +5 % напряжение  $U_n$  снизится, так как этому ответвлению соответствует коэффициент трансформации  $n_2 > n_1$ . Соответственно при ответвлении -5 % напряжение  $U_n$  повысится, так как при этом будет  $n_3 < n_1$ .

В тех случаях, когда на трансформаторах имеется возможность переключения ответвлений в различных режимах работы сети, при переходе от одного режима к другому может быть осуществлено регулирование напряжения. Так, для схемы сети рис. 2.10.3, а на рис. 2.10.3.б, б показан случай, когда в режиме наибольших нагрузок напряжение  $U_{нб}$  выходит на шинах потребителя за нижний допустимый предел  $U_{доп}$ , а в режиме наименьших нагрузок  $U_{нм}$  - за верхний допустимый предел  $+U_{доп}$ . Если на трансформаторе Т в режиме наибольших нагрузок уменьшить коэффициент трансформации, а при наименьших нагрузках сети его увеличить, то картина изменения напряжений будет иметь вид, показанный на рис. 2.10.3, в. При этом на шинах потребителя в обоих режимах напряжение окажется в допустимых пределах.

В электрических сетях эксплуатируются трансформаторы с различными видами устройств регулирования напряжения (рис. 2.10.4).

На двухобмоточных трансформаторах ответвления выполняют на обмотке высшего напряжения (ВН), а на трехобмоточных трансформаторах - со стороны ВН и среднего напряжения (СН). На обмотке низшего напряжения (НН) ответвления не делают, так как этот вариант по конструкции сложнее из-за большого тока в обмотке НН при одинаковой мощности обмоток ВН, СН и НН.



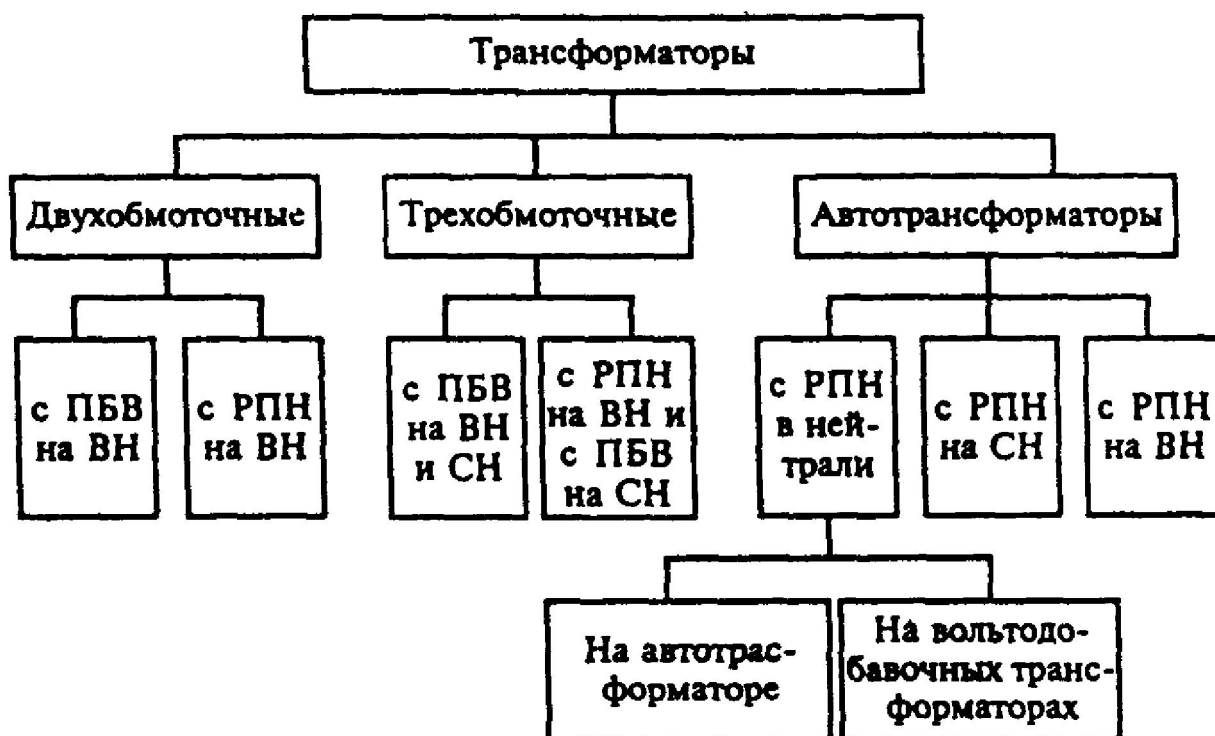
**Рис. 2.10.3.** Принцип регулирования напряжения трансформатора:  
а – схема сети; б, в – диаграммы напряжений

Трансформаторы различают с переключением ответвлений без возбуждения (с ПБВ) и с регулированием под нагрузкой (РПН). Для переключения ответвлений у первых требуется отключение трансформатора от сети, потому что при перестановке ответвлений разрывается ток нагрузки. Процедура переключения ответвлений занимает 1,5...2,0 ч и связана с погашением потребителей, если нет параллельно работающих трансформаторов. Обмотки трансформаторов с ПБВ выполняют со ступенями регулирования 2,5 % и диапазоном регулирования  $\pm 2 \times 2,5$  %.

Трансформаторы с ПБВ обычно устанавливают только на электростанциях, где частое регулирование можно выполнять генераторами. В распределительных сетях 6-20 кВ трансформаторы также, как правило, из экономических соображений выполняют с ПБВ. Трансформаторы с РПН относятся к более гибким средствам регулирования напряжения. В то же время их стоимость выше, чем стоимость трансформаторов с ПБВ. Регулировочную часть обмотки, как правило, выполняют со стороны нейтрали трансформатора, так как при этом требуется меньшая изоляция переключающего устройства.

Переключающие устройства трансформаторов с РПН выполняют с токоограничивающими реакторами и активными сопротивлениями. Схема обмоток одной фазы трансформатора показана на рис. 2.10.5, а. Ответвление 4 соответствует нейтральному положению, при котором регулировочная часть обмотки РО не участвует в регулировании, и основная часть обмотки ОО подключена непосредственно к нейтрали О. Включение переключателя на ответвления 1-3 увеличивает коэффициент трансформации и тем самым снижает напряжение на выводах НН. Ответвления 5-7 соответствуют уменьшению коэффициента трансформации.





*Рис. 2.10.4.* Классификация трансформаторов по устройствам регулирования напряжения

Переход с одного ответвления на другое осуществляется без разрыва тока нагрузки путем определенного порядка перемещения контактов с помощью контакторов  $K_1$  и  $K_2$  (рис. 2.10.5, б) и контакторов  $K_1$ – $K_4$  (рис. 2.10.5, в).

Причем неизбежно в какой-то отрезок времени обмотка между соседними ответвлениями будет замкнута, и по ней пройдет ток

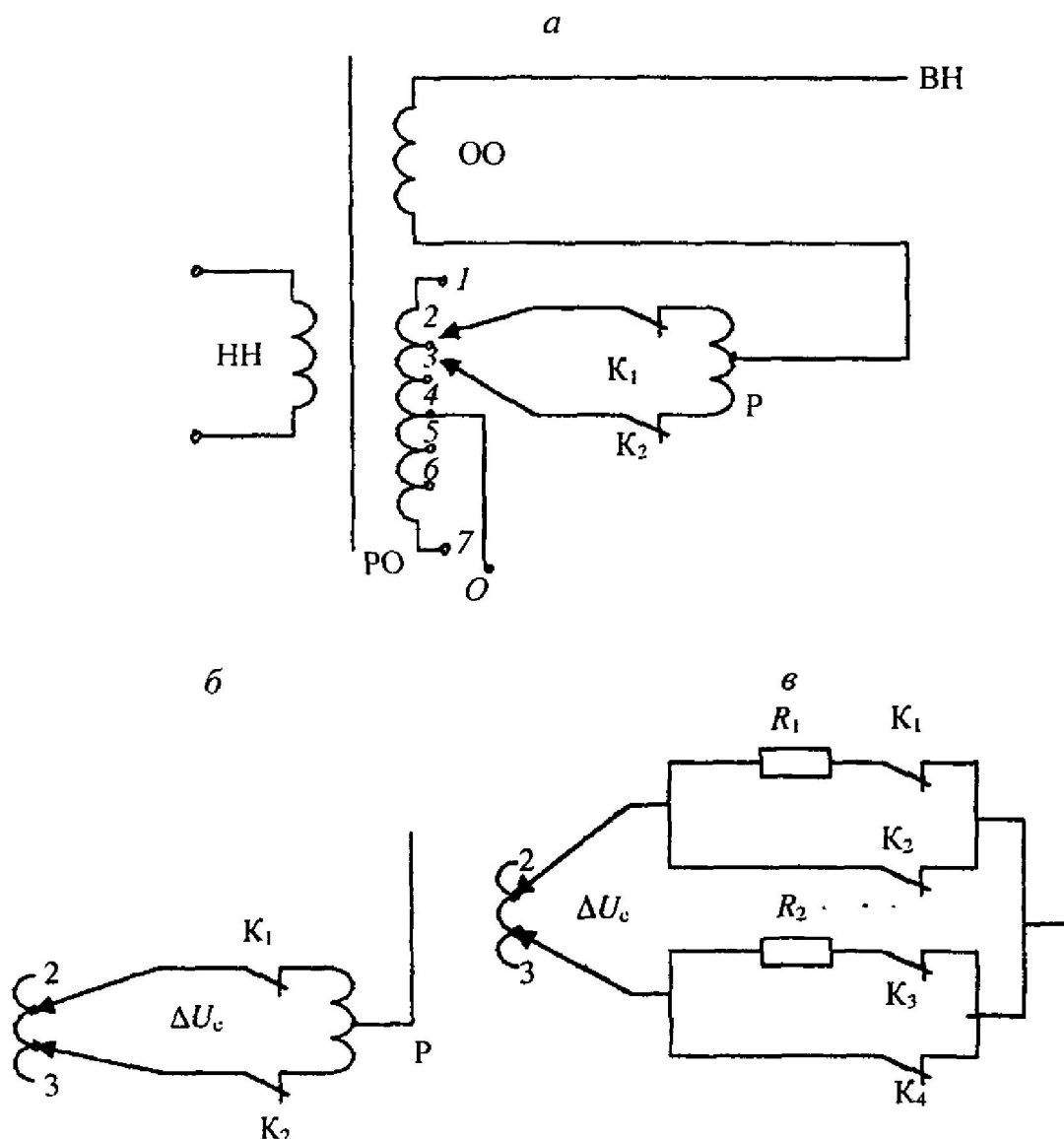
$$I_c = \frac{\Delta U_c}{Z_c},$$

где  $\Delta U_c$  - напряжение ступени регулирования;  $Z_c$  - полное сопротивление между двумя ответвлениями.

Этот ток может быть опасным для обмотки. Его ограничивают реактором  $R$  или активными сопротивлениями  $R_1$  и  $R_2$ . На рис. 2.10.5, б, в показаны схемы положения переключателя в промежуточном положении.

Трансформаторы выпускают со ступенями регулирования от 1,25 до 1,78 % и диапазонами регулирования от  $\pm 10$  до  $\pm 16$  %. Такие большие диапазоны позволяют регулировать напряжение в широких пределах, а малые ступени - устранить недостаток, связанный с дискретностью регулирования.

На трехобмоточных трансформаторах устройство РПН выполняют на обмотке ВН, а на обмотке СН - устройство с ПБВ. При фиксированном ответвлении со стороны СН одновременно изменяются напряжения на выводах СН и НН, причем эти изменения согласованные, т. е. в одну сторону.



**Рис. 2.10.5.** Принципиальная схема обмоток трансформатора с РПН (а) и переключателей в промежуточном положении (б, в)

Принципиально автотрансформаторы могут быть выполнены по различным схемам (рис. 2.10.6). Каждая из схем обладает своими особенностями регулирования.

Так, в случае выполнения регулирующего устройства в нейтрали (рис. 2.10.6, а) при установке переключателя в среднее положение можно записать выражения коэффициентов трансформации в виде:

$$n_{BC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}}; \quad n_{BH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}}.$$

Перевод переключателя на другое ответвление будет соответствовать добавке напряжения  $\delta U$  как к выводу ВН, так и к выводу СН по причине изменения числа витков обмотки на ВН и на СН. Тогда коэффициенты трансформации окажутся равными:

$$n'_{BC} = \frac{U_{BH} \pm \delta U}{U_{CH}}; \quad n'_{BH} = \frac{U_{BH} \pm \delta U}{U_{HH}}.$$

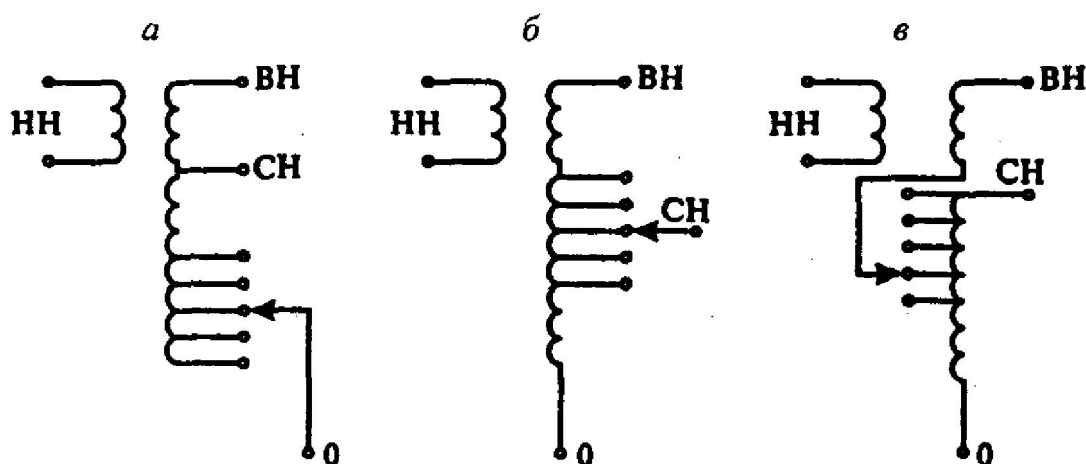


Рис. 2.10.6. Принципиальные схемы автотрансформаторов с РПН:  
а - в нейтрали; б - на выводе СН; в - на выводе ВН

При  $\delta U > 0$  будут иметь место соотношения: 285

$$n'_{BC} < n_{BC}; \quad n'_{BH} > n_{BH};$$

Отсюда следует, что на автотрансформаторах с РПН в нейтрали происходит несогласованное изменение напряжения на выводах СН и НН, так как при повышении напряжения на стороне СН напряжение на стороне НН будет снижаться, и наоборот. Поэтому такой способ регулирования приемлем в случаях, когда нет нагрузки на стороне НН.

Если регулирующее устройство выполнено на стороне СН автотрансформатора (рис. 13.29, б), то для среднего ответвления:

$$n_{BC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}}; \quad n_{BH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}},$$

а для любого ответвления:

$$n'_{BC} = \frac{U_{BH} \pm \delta U}{U_{CH}}; \quad n'_{BH} = \frac{U_{BH} \pm \delta U}{U_{HH}}.$$

Отсюда видно, что и  $n'_{BC} \neq n_{BC}$ , а  $n'_{BH} \neq n_{BH}$ , т. е. при выполнении РПН на выводе СН и питании со стороны ВН переключение ответвлений позволяет осуществлять регулирование напряжения только со стороны СН.

В том случае, когда автотрансформатор имеет РПН на выводе ВН (рис. 2.10.6., в), коэффициенты трансформации будут равны: при среднем ответвлении:

$$n_{BC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}}; \quad n_{BH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}},$$

при любом другом ответвлении:

$$n'_{BC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH} \pm \delta U}; \quad n'_{BH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}},$$

Следовательно, при  $\delta U > 0$   $n'_{BC} > n_{BC}$ , и  $n'_{BH} > n_{BH}$ , т. е. при переключении ответвлений происходит согласованное изменение напряжений как на стороне СН, так и на стороне НН. В этом случае по условию регулирования напряжения автотрансформаторы аналогичны трехобмоточным трансформаторам.

В энергосистемах наибольшее распространение получили автотрансформаторы с РПН на стороне СН.

Заметим, что трансформаторы и автотрансформаторы с РПН устанавливают на всех понижающих подстанциях напряжением 35 кВ и выше. Автотрансформаторы обычно применяют, начиная с напряжения 220 кВ и выше.

### 2.10.3. Способы и средства регулирования напряжения в электрических сетях

В электроэнергетических системах для регулирования напряжения используют следующие способы: регулирование возбуждения генераторов электростанций и синхронных компенсаторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, введение дополнительной ЭДС с помощью специальных вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов, изменение потоков мощности по сети прежде всего за счет регулирования мощности поперечных компенсирующих устройств, изменение параметров сети, в том числе с помощью устройств продольной компенсации (УПК).

Реализация указанных способов осуществляется с помощью различных технических средств. Одни из них имеют комплексное назначение, а другие - устанавливаются только для регулирования напряжения. Так, генераторы электростанций наряду с регулированием напряжения выполняют основную свою функцию - вырабатывают активную мощность, а трансформаторы осуществляют связь сетей двух различных номинальных напряжений. Различные компенсирующие устройства поперечной компенсации наряду с регулированием напряжения способствуют снижению потерь активной мощности из-за уменьшения потоков реактивной мощности по сети. Другие средства, например УПК, устанавливаемые в местных сетях, предназначены в основном только для регулирования напряжения.

### 2.10.4. Регулирование частоты тока питающих сетей

В соответствии с действующим в странах СНГ международным стандартом (ГОСТ 13109-97) [28] качество частоты в электроэнергетической системе оценивают по отклонению частоты.

Под *отклонением частоты* понимают алгебраическую разность между фактическим значением частоты и ее номинальным значением при медленных изменениях

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad (2.10.2)$$

или в процентах

$$\Delta f \% = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} 100. \quad (2.10.3)$$

Действующие нормы [28] устанавливают нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения частоты, которые соответственно равны  $\pm 0,2$  Гц ( $\pm 0,4$  %) и  $\pm 0,4$  Гц ( $\pm 0,8$  %). Оценка соответствия показателя качества частоты указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч. Качество электрической энергии по отклонению частоты считается соответствующим требованиям, если все измеренные в течение 24 ч значения отклонений частоты находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95 % всех измеренных значений отклонения частоты находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями. Качество частоты может быть также оценено по суммарной продолжительности времени выхода за нормально допустимые значения, которая не должна составлять более 5 % от 24 ч, а за предельно допустимые значения - 0 %.

Существуют два типа регулирования частоты: первичный и вторичный.

**Первичное регулирование.** В нормальном режиме энергосистемы регулированию подлежат в основном отклонения частоты, обусловленные изменением состава и мощности потребителей. Эти изменения мощности в течение суток составляют 20...50 %. Весьма важно знать максимальную скорость изменения нагрузки, которая достигает 1...3 % в минуту и 5... 15 % в час.

Для регулирования частоты турбины электростанций снабжают регуляторами скорости. Регулировочная способность турбин определяется характеристиками регуляторов скорости. Характеристики бывают астатические (рис. 2.10.10, *а*) и статические (рис. 2.10.10, *б*).

Принцип регулирования заключается в том, что при изменении частоты мощность турбины соответственно изменяется так, чтобы восстановить прежнюю частоту. Например, при снижении частоты  $f_{\text{ном}}$  до  $f_1$  (рис. 2.10.10, *б*) происходит автоматический набор нагрузки с  $P_0$  до  $P_1$ . При дальнейшем снижении частоты

мощность генератора будет расти до тех пор, пока не станет равной номинальной  $P_{\text{ном}}$ .

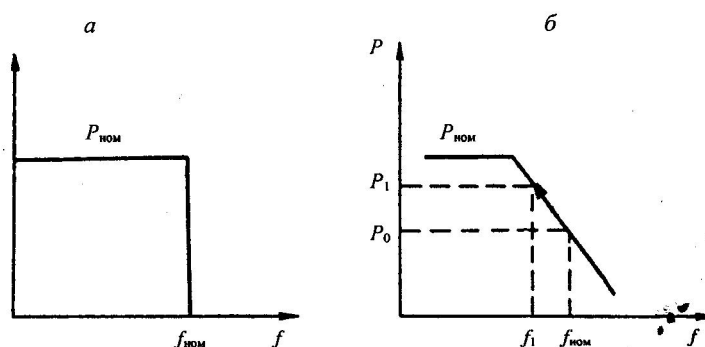


Рис. 2.10.10. Характеристики регуляторов скорости: *а* – астатическая; *б* – статическая

Наклон характеристики выражают крутизной. С увеличением крутизны статическая характеристика превращается в астатическую. При малейшем отклонении частоты турбины с астатическими характеристиками могут набирать сразу номинальную нагрузку, что обеспечивает быстрое регулирование. Однако при параллельной работе нескольких генераторов астатические характеристики непригодны, так как не обеспечивают однозначного устойчивого распределения нагрузки между станциями. Поэтому в энергосистемах применяют, как правило, турбины со статическими характеристиками.

Вторичное регулирование частоты.

При выполнении регуляторов скорости турбин со статическими характеристиками первичное регулирование частоты не обеспечивает поддержание номинальной частоты в системе. Поэтому дополнительно применяют *вторичное регулирование*. Оно заключается в смещении характеристик регуляторов скорости турбин параллельно самим себе. Вторичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически.

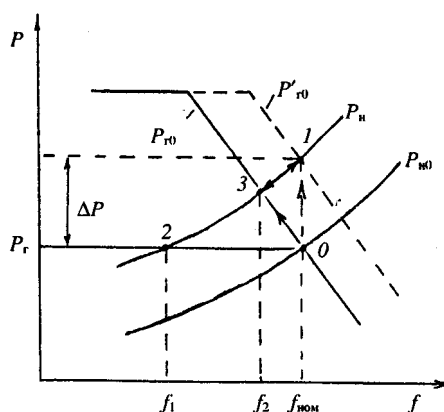


Рис. 2.10.11. Совместное первичное и вторичное регулирование частоты

Рассмотрим совместный процесс первичного и вторичного регулирования частоты. Пусть известны усредненная характеристика регуляторов скорости генераторов системы  $P_{г0}$  и статическая характеристика нагрузки  $P_{н0}$  (рис. 2.10.11).

В точке  $0$  имеется равновесие генерируемой и потребляемой мощностей при частоте  $f_H$ .

Пусть произошел рост нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком нагрузки, характеризующийся переходом из точки  $0$  в точку  $1$  (рис. 2.10.10). На рис. 2.10.11 это изменение соответствует новому положению  $P_H$  статической характеристики нагрузки, по которой потребляемая мощность при номинальной частоте будет определяться точкой  $1$ . Если на турбинах электростанций отсутствуют первичные регуляторы скорости, то при росте нагрузки потребителей мощность генераторов  $P_G$  останется неизменной, произойдет первичное регулирование частоты за счет изменения мощности нагрузки по ее новой статической характеристике  $P_H$  и частота снизится до величины  $f_1$  соответствующей точке  $2$  на пересечении новой характеристики нагрузки и прежней мощности генераторов.

При включенных регуляторах скорости генераторы наберут часть нагрузки, и пересечение характеристик  $P_{ГО}$  и  $P_H$  окажется в точке  $3$ , а частота станет  $f_2$ , причем  $f_1 < f_2 < f_{ном}$ . Наконец, при наличии регуляторов вторичного регулирования характеристика генераторов  $P_{ГО}$  будет смещаться до тех пор, пока частота не станет равной номинальной  $f_{ном}$  (точка  $1$ , характеристика  $P_{ГО}^*$ -В результате весь прирост нагрузки  $\Delta P$  примут на себя генераторы станций.

Для выполнения вторичного регулирования частоты в системе обычно выделяют одну или несколько станций, а все остальные станции получают задание поддерживать постоянную нагрузку и участвуют только в процессе первичного регулирования частоты.

Пусть характеристика нерегулирующих станций занимает первоначальное положение  $P_{нр}$ , а регулирующей -  $P_p$  (рис. 12.15). Точки  $1$  характеризуют какой-то первоначальный рабочий режим энергосистемы при частоте  $f_{ном}$  и соответствующих нагрузках станций  $P'_1$  и  $P_p$ . При увеличении нагрузки системы за счет первичного регулирования произойдет набор нагрузки на регулируемую и нерегулирующие станции до  $P'_2$  и  $P_2$ , но частота до первоначальной  $f_{ном}$  не восстановится, а станет равной  $f_1$ . Работа станций будет продолжаться в точках  $2$ . При этом увеличение мощности станций составляет  $\Delta P' + \Delta P_1$ .

Для восстановления частоты до номинальной регулирующая станция продолжит набор нагрузки до  $P_3$ , осуществляя процесс вторичного регулирования частоты. При этом будет происходить смещение ее частотной характеристики параллельно самой себе вплоть до точки  $3$ , пока частота снова не станет номинальной. В этот период на нерегулирующих станциях продолжается первичное регулирование в обратную сторону на участке  $2-1$ . Оно заканчивается в точке  $1$ , соответствующей номинальной частоте и первоначальной нагрузке станций. После восстановления номинальной частоты всю дополнительную нагрузку  $\Delta P_1 + \Delta P_2$  примет на себя регулирующая станция.

## 2.11. Типы электроприёмников, режимы их работы

### 2.11.1. Потребители и приёмники электрической энергии. Основные понятия и определения

*Приемник электрической энергии (электроприемник)* - аппарат, агрегат, механизм, предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид.

*Потребителем электрической энергии* называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

### 2.11.2. Классификация электроприёмников

*Электроприемники I категории* - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания, перерыв допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения *особой группы* электроприемников I категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого источника питания. Независимыми источниками питания могут быть местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

*Электроприемники II категории* - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и



возможности замены повредившего трансформатора за время не более 1 сут допускается питание от одного трансформатора.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

Самостоятельную группу электроприемников составляют нагревательные аппараты и электропечи, работающие в продолжительном режиме с постоянной или маломеняющейся нагрузкой, и осветительные приборы (лампы накаливания и люминесцентные), отличительной особенностью которых является резкое изменение нагрузки в течение суток и постоянство нагрузки при включенном освещении.

По напряжению все электроприемники могут быть разделены на две группы:

э л е к т р о п р и е м н и к и , которые могут получать питание непосредственно от сети 3, 6 и  $M > \text{kV}$ . К этой группе относят крупные электродвигатели, мощные печи сопротивления и дуговые печи для плавки черных и цветных металлов, питаемые через собственные трансформаторы. Следует отметить, что на 10 кВ могут быть изготовлены двигатели мощностью не менее 800—1000 кВт;

э л е к т р о п р и е м н и к и , питание которых экономически целесообразно на напряжении 380—660 В.

По роду тока электроприемники могут быть разделены на три группы, работающие:

от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц);

от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты;

от сети постоянного тока.

2.11.3. Характеристики приёмников основных классификационных групп.

#### 2.11.4. Режимы работы потребителей электрической энергии

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на три группы, для которых предусматривают три режима работы:

п р о д о л ж и т е л ь н ы й , в котором электрические машины могут работать длительное время, причем превышение температуры отдельных частей машины не выходит за пределы, устанавливаемые нормами;

к р а т к о в р е м е н н ы й , при котором рабочий период не настолько длителен, чтобы температуры отдельных частей машины могли достигнуть установившегося значения, период же остановки машины настолько длителен, что машина успевает охладиться до температуры окружающей среды;

п о в т о р н о - к р а т к о в р е м е н н ы й , характеризуемый коэффициентом продолжительности включения. В этом режиме рабочие периоды  $t_p$  чередуются с периодами пауз  $t_{\text{н}}$ , а длительность всего цикла не превышает 10 мин. При этом

нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не достигает температуры окружающей среды.

Длительно с неизменной или маломеняющейся нагрузкой работают электроприводы вентиляторов, насосов, компрессоров, преобразователей, механизмов непрерывного транспорта и т. п. Длительно, но с переменной нагрузкой и кратковременными отключениями, за время которых электродвигатель не успевает охладиться до температуры окружающей среды, а длительность циклов превышает 10 мин, работают электродвигатели, обслуживающие станки холодной обработки металлов и деревообрабатывающие, специальные механизмы литейных цехов, молоты, прессы и ковочные машины кузнечно-прессовых цехов.

В кратковременном режиме работает подавляющее большинство электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков, а также механизмов для открывания фрамуг, гидравлических затворов, всякого рода заслонок и т. п.

В повторно-кратковременном режиме работают электродвигатели мостовых кранов, тельферов, подъемников и аналогичных им установок. В этом же режиме работают и сварочные аппараты, для которых характерны постоянные большие броски мощности.

## 8 семестр

### **2.12. Электроснабжение; Особенности систем электроснабжения городов, промышленных предприятий, объектов сельского хозяйства и транспортных систем**

#### **2.12.1. Принципы построения систем электроснабжения городов**

Для городов характерна большая плотность нагрузок, составляющая от 2 до 12 МВт/км<sup>2</sup>, и относительно равномерное их рассредоточение на ограниченной территории. Стесненные условия определяют применение кабельных линий, двухцепных воздушных линий, закрытых подстанций, простых схем. Ввиду того, что кабельные линии в 10—15 раз дороже воздушных, их используют только в районах с плотной застройкой.

Городские сети разделяются на:

а) сети внешнего и внутреннего электроснабжения напряжением 110 кВ и выше;

б) питающие сети напряжением 10 кВ;

в) распределительные сети напряжением 10 кВ.

Наиболее предпочтительной считается схема сети

в виде двухцепного кольца напряжением 110 кВ, охватывающего город. От этого кольца целесообразны глубокие вводы напряжением 110 кВ в районы с высокой плотностью нагрузок.

Схемы питающих сетей напряжением 110 кВ определяются в основном требованиями надежности и предельно возможными нагрузками линий в нормальных и послеаварийных режимах. Наиболее характерные схемы питающих сетей приведены на рис. 9.10.

Две питающие линии обычно работают отдельно (рис. 9.10, а). Распределительный пункт (РП) выполняют в виде двух секций, между которыми выключатель нормально отключен и на нем предусматривают автоматический ввод резерва. Взамен одной из питающих линий иногда целесообразно сооружать резервные переключки между РП (рис. 9.10, б).

Распределительные сети 10 (6) кВ в зависимости от требуемой степени надежности строят по следующим схемам:

а) радиальным — без резервирования, в которых при повреждении элемента сети происходит полное погашение;

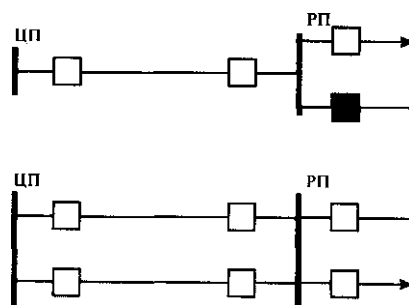
б) замкнутым — работающим в разомкнутом режиме, в которых при аварийных отключениях восстановление электроснабжения осуществляют вручную отыскания и отключения поврежденного участка;

в) разомкнутым — с автоматическим вводом резерва (АВР) для всех нуждающихся в этом потребителей.

На рис. 9.11 показана наиболее характерная петлевая схема, относящаяся к замкнутым схемам, работающим в разомкнутом режиме. В нормальном режиме разъединитель Р отключен. При повреждении любого участка погашается только одно плечо петли. После нахождения места повреждения этот участок отключают и всем потребителям подается питание, но уже с другой точкой разрыва петли. Петлевая схема должна обеспечивать необходимую пропускную способность и

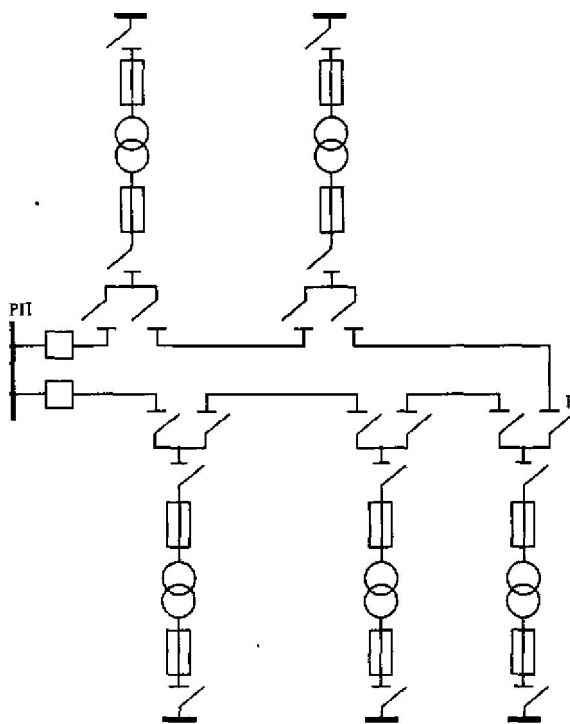
качество напряжения в наиболее тяжелых послеаварийных режимах, когда повреждается участок, близко расположенный к РП.

В тех случаях, когда в городских и промышленных сетях требуется обеспечить надежное питание, применяют многолучевые автоматизированные разомкнутые схемы с АВР на стороне высшего или низшего напряжения. Одна из таких схем с АВР на низшем напряжении показана на рис. 2.12.1. При повреждении одного луча вся нагрузка переключается на оставшийся в работе другой луч.



**Рис. 2.12.1.** Схемы городских питающих сетей:

*а* — с двумя отдельно работающими линиями, *б* — с резервной перемычкой между РП



**Рис. 2.12.2.** Петлевая схема распределительной сети

При двухлучевой схеме в нормальном режиме загрузка линий не должна превышать 50 % допустимой по условию нагревания. На рис. 2.12.1 и 2.12.2 показаны примеры присоединения к сети трансформаторных подстанций. В первом случае трансформаторы со стороны высшего и низшего (0,38 кВ) напряжения подключены через разъединители и предохранители. Во втором

случае на высшем напряжении имеются разъединители, выключатели нагрузки и предохранители, а на низшем напряжении — автоматы.

### **2.12.2. Внешние и внутренние схемы электроснабжения промышленных предприятий**

Для промышленных предприятий характерно наличие концентрированных нагрузок. Многообразие конкретных условий приводит и к многообразию схем внешнего электроснабжения. Однако опыт проектирования позволил сформулировать общие подходы и создать ряд характерных схем.

Основным источником питания промышленных предприятий служат, как правило, электрические сети электроэнергетических систем. Если предприятию по условию технологических процессов требуется большое количество теплоты, то может сооружаться специальная ТЭЦ. При этом схема электроснабжения обязательно предусматривает связь с системными сетями, которая обычно осуществляется на напряжении 110 кВ и выше.

Для схем электроснабжения промышленных предприятий характерно применение глубоких вводов, под которыми понимают такие линии электропередачи, которые максимально приближают источник питания к электроприемникам. При этом стремятся свести к минимуму количество ступеней трансформации и осуществить дробление подстанций высшего напряжения.

Промышленные предприятия в зависимости от установленной мощности электроприемников условно можно разделить на *мелкие* (до 5 МВт), *средние* (от 5 до 75 МВт) и *большие* (более 75 МВт).

Питание мелких предприятий осуществляют по сетям 10 кВ от ближайших системных подстанций. Для электроснабжения средних и больших предприятий создают специальные сети обычно напряжением 110 кВ, а иногда и 220—500 кВ.

В основном используют две основные схемы. Первая схема предусматривает сооружение главной понижающей подстанции предприятия напряжением 220—500/110 кВ, которая обычно совмещается с районной системной подстанцией. От этой подстанции для распределения электроэнергии по территории предприятия формируется система глубоких вводов с подстанциями 110/10(6) кВ. Вторая схема предполагает сооружение ряда подстанций 110/10(6) кВ, которые присоединяются к системным сетям 110 кВ.

Большинство средних и больших предприятий имеют потребителей первой и второй категорий. Поэтому в схемах питания подстанций предусматривается не менее чем по двум линиям.

### **2.12.13. Питание потребителей сельскохозяйственных объектов**

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения относятся сети от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50% по расчетной нагрузке) сельхозпотребители, включая коммунально-бытовые, объекты мелиорации и водного хозяйства, предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского

населения, а также сети садоводческих товариществ и районов индивидуальной застройки вблизи городов.

Нормы предназначены для организаций Министерства энергетики и других организаций, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией электрических сетей, подключаемых к Энергосистеме РФ и содержат основные указания по проектированию и строительству новых, расширению, реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей.

Нормами следует руководствоваться при:

- разработке схем развития электрических сетей 10 кВ района (РЭС), а также технико-экономических расчетов (ТЭР) расширения, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- выдаче технических условий на электроснабжение сельскохозяйственных потребителей;
- выполнении рабочих проектов электросетевых объектов;
- проектировании электроснабжения сельскохозяйственных объектов в составе проектов, выполняемых организациями Минсельхоза и другими организациями;
- разработке мероприятий по повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, осуществляемых организациями Минэнерго, Минсельхоза и другими организациями.

При проектировании электрических сетей должно быть обеспечено:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- внедрение прогрессивных технических решений, обеспечивающих снижение материалоемкости, трудоемкости и стоимости строительства и эксплуатационных затрат;
- совершенствование технологии и повышение качества строительных и монтажных работ;
- безопасное обслуживание и ремонт оборудования;
- экономичное использование земли;
- охрана окружающей среды;

При проектировании конкретных объектов рекомендуется использовать типовые и прогрессивные повторно применяемые проекты.

В проектах предусматривается серийно выпускаемое оборудование, унифицированные или типовые строительные изделия и конструкции. Допускается применять оборудование, подлежащее освоению в промышленности, если его поставка будет обеспечена к началу монтажа. Поставка такого оборудования и ее сроки должны быть согласованы с заказчиком. Количество типоразмеров оборудования, строительных конструкций и изделий, применяемых в одном проекте, должно быть минимальным.

Обоснование решений по схеме и техническим параметрам электрических сетей должно производиться на основании технико-экономических расчетов путем сравнения вариантов.

Предпочтение следует отдавать варианту (из числа технически сопоставимых) с наименьшими капитальными вложениями, сроком окупаемости и наибольшей прибылью.

1.6. Выбор схем и параметров электрических сетей следует производить по потокам мощности в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

1.7. Распределение потерь напряжения между элементами электрической сети следует производить на основании расчета, исходя из уровней напряжения на шинах центра питания с учетом допустимого отклонения напряжения у приемников. При этом потери напряжения от номинального не должны превышать:

- в электросетях напряжением 10 кВ - 10%;
- в электросетях напряжением 0,22 - 0,38 кВ - 8%;
- в электропроводках одноэтажных жилых домов - 1%;
- в электропроводках зданий, сооружений и многоэтажных жилых домов - 2%

При отсутствии исходных данных для расчета отклонения напряжения у электроприемников потери напряжения рекомендуется принимать в линиях 0,38 кВ, питающих:

- преимущественно коммунально-бытовых потребителей - 8%;
- производственных - 6,5%;
- животноводческие комплексы - 4%.

При определении электрических нагрузок должны быть учтены все приемники электроэнергии, в том числе промышленных, коммунально-бытовых и других потребителей, находящихся в зоне проектируемого объекта.

Электрические нагрузки следует принимать на перспективу 10 лет для выбора сечений проводов и жил кабелей и 5 лет для выбора мощности трансформаторов, считая от года ввода их в эксплуатацию.

Расчетную перспективную нагрузку принимать:

Для бытовых потребителей - существующих домов - 3,5 кВт на дом(квартиру), для вновь строящихся домов - согласно проектов привязки их или технических условий.

Для производственных, общественных и коммунальных потребителей на основании их заявок.

Суммирование нагрузок на отдельных участках сети 0,38 кВ производится в соответствии с "Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-10 кВ сельскохозяйственного назначения" (М., Сельэнергопроект, 1981 г.).

В населенных пунктах, в которых намечается использование электроэнергии на нужды отопления, в задании на проектирование должны быть указаны максимальные мощности и режим работы электротеплового оборудования.

При проектировании электрических сетей 0,38 -10 кВ мощность компенсирующих устройств должна определяться по условию обеспечения оптимального коэффициента реактивной мощности и в сетях более высокого

напряжения, при котором достигается минимум приведенных затрат на снижение потерь энергии, обусловленных реактивными нагрузками, на генерацию реактивной мощности энергосистемами и местными источниками реактивной мощности и сооружение линий электропередачи.

Нормативные механические нагрузки для расчета конструкций воздушных линий следует определять: для линий 0,38 кВ исходя из их повторяемости 1 раз в 5 лет, для линий 10 кВ из повторяемости 1 раз в 10 лет.

Характеристика климатических условий зон прохождения трасс воздушных линий (районы по гололеду и по ветру) принимаются на основании региональных карт территории РФ. Производственные объединения при выдаче заданий на проектирование имеют право с учетом опыта эксплуатации уточнять климатические условия и условия загрязнения среды по фактически максимально наблюдаемым показателям.

Проекты, нереализованные в течении 3-х лет после намеченного срока их реализации, не могут служить основанием для строительства и подлежат повторной экспертизе или перепроектированию.

#### **2.12.4. Схемы электроснабжения транспортных энергосистем**

Схематично система электроснабжения электрифицированного транспорта, в зависимости от способа питания, рода тока и других влияющих факторов, приведена на рис. 2.12.1. Как видно из рисунка, электрифицированный транспорт подразделяется на электрифицированную железную дорогу и безрельсовый электротранспорт. Последний нашел широкое распространение в виде троллейбусов.

Электрифицированная железная дорога включает поезда дальнего следования (пассажирские и грузовые), электропоезда (электрички), метрополитен и трамваи. Последние два вида электротранспорта работают при напряжении до 750 В, электрички и поезда дальнего следования – при постоянном токе с напряжением до 3 кВ и при переменном токе от 15 до 27,5 кВ.

Система электроснабжения троллейбусов, трамваев и метрополитена включает в себя линии переменного тока 6 или 10 кВ (в основном кабельного исполнения), трансформаторы 6/0,5 или 10/0,5 кВ, соответствующие выпрямительные установки и фильтры.

Более сложную структуру имеет система электроснабжения электрифицированной железной дороги (рис. 2.12.2).

По линиям 110 – 220 кВ (в редких случаях от собственных электростанций) электроэнергия поступает в энергохозяйство (подстанции глубокого ввода 110 – 220 кВ) электрифицированной железной дороги.

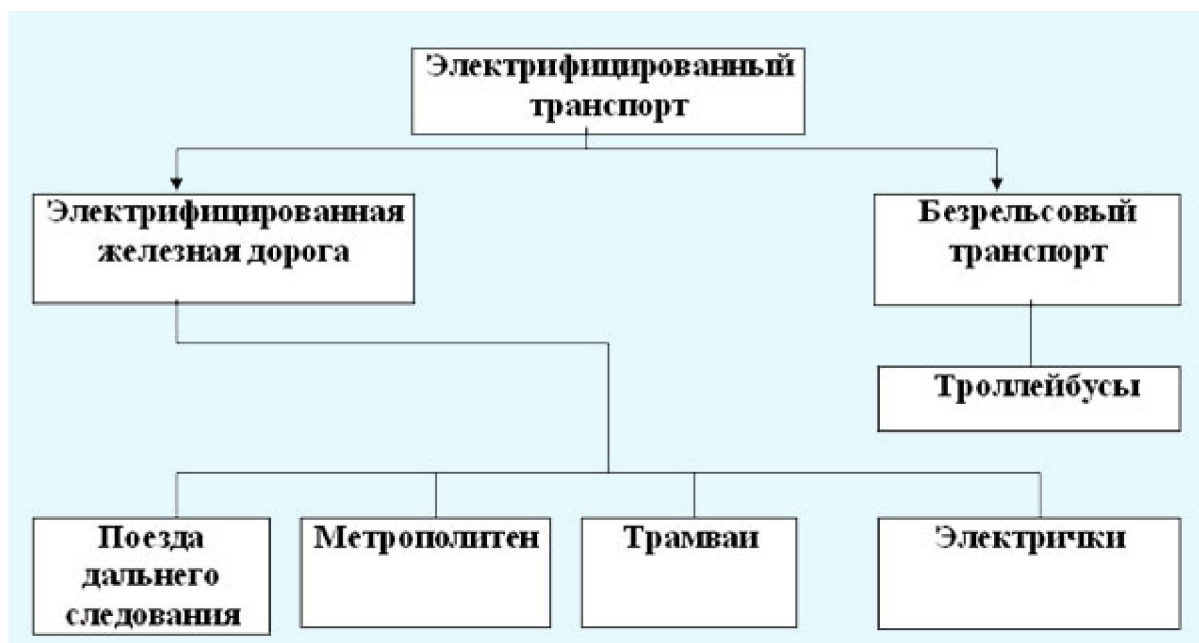
Далее электроэнергия к объектам электрифицированной железной дороги поступает различными путями в зависимости от рода тока. Если тяга на постоянном токе, то на тяговой выпрямительной подстанции напряжение воздушных линий 110 – 220 кВ снижается приблизительно до 2,5 кВ, выпрямляется, сглаживается и при постоянном напряжении 3,0 (3,3) кВ



передается по контактной сети, откуда питается подвижной состав. При этом вторым полюсом системы электроснабжения являются рельсы.

Если тяга на переменном токе, то имеют место три способа электропитания подвижного состава:

- при напряжении 27,5 кВ (25 кВ) переменного тока частотой 50 Гц;
- при напряжении 2х25 кВ переменного тока (с отсасывающими автотрансформаторами) частотой 50 Гц;
- при напряжении 15 кВ переменного тока частотой 162/3 Гц или 25 Гц.



**Рис 2.12.1** Классификация электрифицированного транспорта

Далее внутри электроподвижного состава напряжение 15,25 (27,5) кВ переменного тока снижается примерно до 2,5 кВ, выпрямляется и передается к тяговым электродвигателям.

Для получения 15 – 25 кВ напряжение энергосистем на тяговых подстанциях снижается с помощью соответствующих трансформаторов, имеющих неординарные системы вторичных обмоток, обеспечивающих симметрию в сети.

И, наконец, для нетяговых объектов (сигнальные устройства, трансформаторы собственных нужд, депо, ремонтные заводы, поселки и др.) применяются различные системы от 220 В до 35 кВ.

В заключение отметим, что тяговые подстанции на постоянном токе обслуживают участок дороги с протяженностью до 18-20 км, переменном токе 27,5 кВ до 40-50 км, переменном токе 2х25 кВ – до 80-100 км.

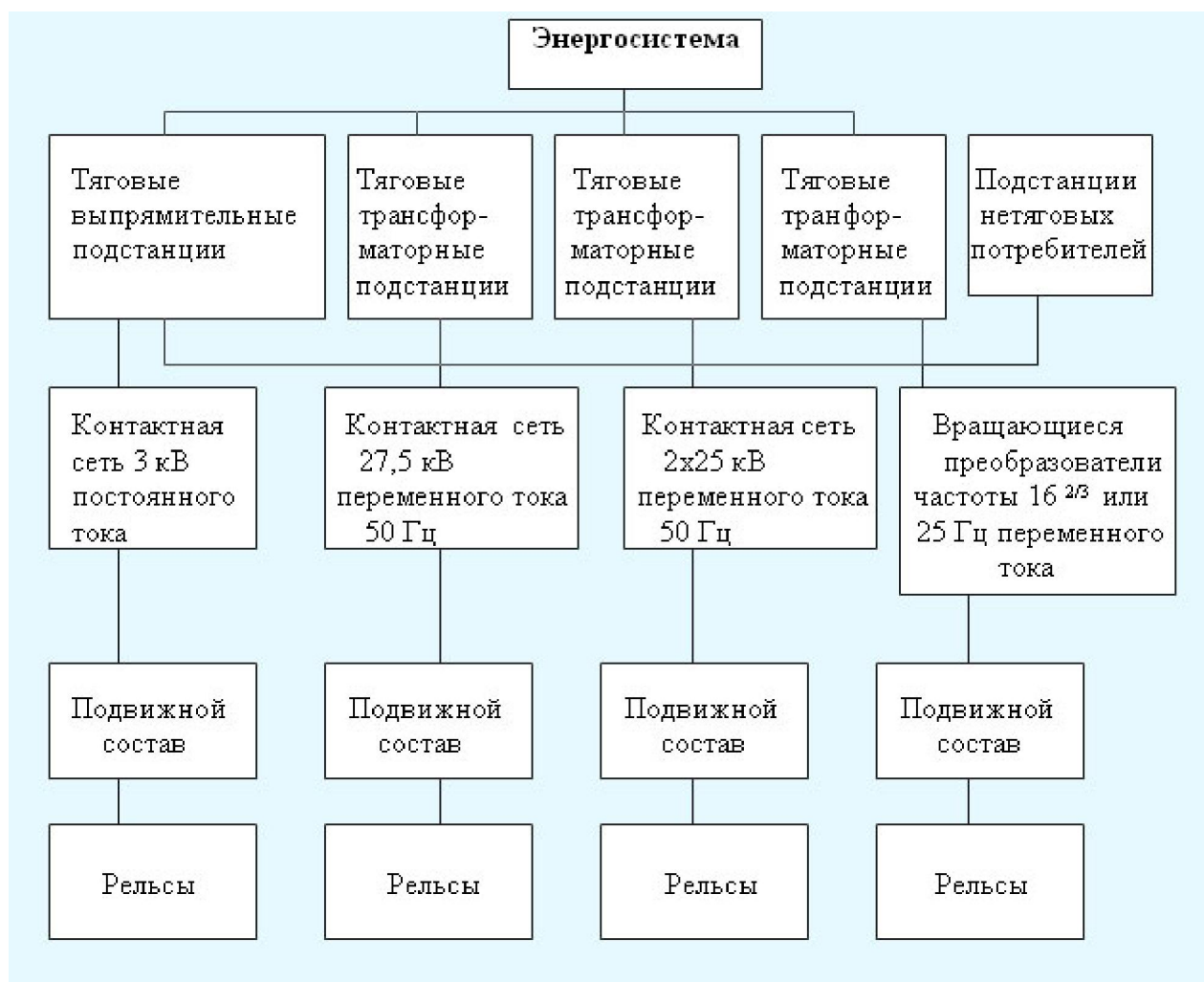


Рис.2.12.2. Блок-схема системы электроснабжения электрифицированных железных дорог

## 2.13. Методы расчёта электрических нагрузок

### 2.13.1. Определение электрических нагрузок графическим способом

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняется. Принято отражать этот факт *графиком нагрузки*, т. е. *диаграммой изменения мощности (тока) электроустановки во времени*.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной  $P$ , реактивной  $Q$ , полной (кажущейся)  $S$  мощностей и тока  $I$  электроустановки.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч), сезонные, годовые и т. п.

По месту изучения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанций;
- сетевые графики нагрузки - на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы.

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени,

Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать прежде всего сведениями об *установленной* мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность. Для активной нагрузки

$$P_{уст} = \sum P_{ном}. \quad (2.13.1)$$

*Присоединенная* мощность на шинах подстанции потребителей

$$P_{пр} = \frac{\sum P_{ном}}{\eta_{ср.н} \eta_{ср.с}}, \quad (2.13.2)$$

где  $\eta_{ср.н}$  и  $\eta_{ср.с}$  - соответственно средние КПД электроустановок потребителей и местной сети при номинальной нагрузке.

### 2.13.2 Метод упорядоченных диаграмм

Каялов Г.М., занявшийся расчётом нагрузок ещё в 1934 г., к 1937 г. предложил вполне логически построенную теорию, получившую название метода упорядоченных диаграмм и ставшую в СССР официозом. Теория опиралась на вероятно-статистические представления нормального распределения и с 70-х годов вошла в противоречие с ценологическими свойствами электрического хозяйства (противоречие снято использованием комплексного метода расчёта электрических нагрузок, 198).

В ПУЭ эти идеи 30-х годов не получили развития, поэтому закрепилось деление на распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, называемые низковольтными, и напряжениями выше 1 кВ (высоковольтные РУ и подстанции). Некоторые предложения по структуре уровней, в том числе и А.А.Фёдорова, не получили развития из-за теоретической необоснованности и недостаточной общности. Очевидно, что от РП 6–10 кВ может питаться другое РП, а от щита 0,4 кВ – последовательно друг за другом – несколько шкафов (встречалось до семи, последовательно соединённых).

Практика проектирования, строительства и эксплуатации привела к необходимости различать уровни системы электроснабжения крупных промышленных предприятий (рис. 3). Их формализованное описание, впервые мною предложенное в 1981 г., вошло в научные публикации, справочную, методическую и учебную литературу, включая базовый учебник по электроснабжению промышленных предприятий. Выделение уровней актуализировано ценологическим расслоением потребителей и реструктуризацией электроэнергетики. Потребитель взаимодействует с каждым из «квадратиков» (см. рис.4, на котором представлена предполагаемая структура участников рынка электроэнергии к 2008 г.). Другие потребители взаимодействуют с субъектами электроэнергетики, поведением отражая свой уровень системы электроснабжения. Уровень во многом определяет электрику объекта, включая предельно допустимую мощность, которую потребитель может «взять», технико-экономически оправданный уровень напряжения, схемные и иные решения.

### 2.13.3. Метод коэффициента спроса

В практике эксплуатации обычно действительная нагрузка потребителей меньше суммарной установленной мощности. Это обстоятельство учитывается коэффициентами одновременности  $k_o$  и загрузки  $k_z$ . Тогда выражение для максимальной нагрузки потребителя будет иметь вид;

$$P_{\max} = \frac{k_o k_z}{\eta_{cp.n} \eta_{cp.c}} \sum P_{ном} = k_{спр} \sum P_{ном}, \quad (2.13.3)$$

где  $k_{спр}$  - коэффициент спроса для рассматриваемой группы потребителей.

Коэффициенты спроса определяются на основании опыта эксплуатации однотипных потребителей и приводятся в справочной литературе. Средние значения коэффициентов спроса для некоторых промышленных потребителей приведены в табл. 2.13.1.

Таблица 2.13.1. Коэффициент спроса

Потребитель	Среднее значение коэффициента спроса $K_{спр}$
Чёрная металлургия:	
доменный цех	0,6
мартеновский цех	0,3
установка непрерывной разливки стали	0,7
прокатные станы	0,4 – 0,6
машиностроение	0,14-0,6
Химическая промышленность	0,7 – 0,9
Текстильная промышленность	0,7 – 0,85
Производственная вентиляция и кондиционирование	0,9

Найденное по (2.13.1) значение максимальной нагрузки является наибольшим в году и соответствует обычно периоду зимнего максимума нагрузки.

Кроме  $P_{max}$ , для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который при проектировании обычно определяется по типовым графикам.

## 2.14. Методы достижения заданного уровня надёжности оборудования, систем электроснабжения

### 2.14.1. Надёжность электроснабжения. Основные определения

Рассмотрим основные понятия и термины, необходимые для изучения вопросов теории и расчета надежности элементов и систем.

*Надежность (И)* — свойство изделия (детали, компонента, элемента, прибора, системы) выполнять заданные функции, сохранять свои эксплуатационные показатели в заданных пределах при заданных режимах и условиях эксплуатации в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки.

*Элемент расчета надежности* — устройство (деталь, элемент, прибор, линия или канал связи, система или даже комплекс систем), учитываемое при расчете надежности как отдельная самостоятельная часть, имеющая свой общий количественный показатель надежности.

*Работоспособность* — свойство изделия, при котором оно способно выполнять заданные функции с параметрами, установленными в технической документации.

*Долговечность* — свойство изделия сохранять работоспособность с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов до предельного состояния, оговоренного в технической документации.

Таким предельным состоянием является либо поломка, предельный износ и т. п., либо снижение эффективности (падение мощности, уменьшение производительности и т. п.), либо снижение точности, либо нарушение норм техники безопасности.

*Срок службы* — календарная продолжительность эксплуатации изделия до момента возникновения предельного состояния, оговоренного в технической документации.

*Наработка* — продолжительность (измеряемая, например, в часах или в циклах), или объем работы изделия (измеряемые, например, в километрах, гектарах, кубометрах или других единицах).

*Ресурс* — наработка до предельного состояния, оговоренного в технической документации. Ресурс равен сумме всех наработок изделия от начала эксплуатации до момента достижения обусловленного предельного состояния.

*Отказ* — событие, после которого изделие (элемент, прибор, устройство, система) перестает выполнять (целиком или частично) свои функции. Отказ — нарушение работоспособности изделия.

Отказы могут быть классифицированы по ряду признаков, основные из которых указаны в табл. 2.14.1.

Таблица 2.14.1.

Классификационные признаки	Виды отказов
По степени влияния на работоспособность	Полный отказ Неполный или частичный отказ
По физическому характеру проявления отказа	Катастрофический отказ Параметрический отказ
По связи с другими отказами	Независимый отказ Зависимый отказ
По характеру процесса проявления	Внезапный отказ Постепенный отказ

По времени существования отказа

Устойчивый отказ

Временный отказ

Перебегающий отказ

Катастрофический отказ изделий приводит к полному нарушению работоспособности. К нему относятся обрывы и короткие замыкания; изломы, деформации и заедания механических деталей; расплавление или сгорание деталей конструкции или компонентов схем. Параметрические отказы компонентов являются частичными отказами сложных изделий, в которые они входят, и выражаются в ухудшении качества функционирования изделия. Это ухудшение может быть устойчивым или временным.

Отказы как случайные события могут быть независимыми и зависимыми. Если отказ какого-либо элемента в системе не является причиной отказа других элементов, то такой отказ будет событием независимым. Если же отказ одного элемента появился или вероятность его появления изменилась при отказе других элементов, то отказ будет событием зависимым.

Внезапные отказы проявляются в результате резкого скачкообразного (катастрофического) изменения основных параметров под воздействием одного «или нескольких из многих случайных факторов, связанных либо с внутренними дефектами элементов, либо с нарушением рабочих режимов или условий работы, либо с ошибками обслуживающего персонала и т. п. При постепенных отказах наблюдается плавное изменение параметров в результате старения (ми износа элементов или всей системы. *Следует* отметить, что появлению внезапных отказов обычно также предшествуют скрытые изменения свойств деталей или компонентов, которые не всегда удается обнаружить. Поэтому разделение на внезапные и постепенные отказы носит условный характер. Устойчивые отказы устраняются только в результате ремонта или регулировки, либо замены отказавшего элемента. Временные отказы могут самопроизвольно исчезать без вмешательства обслуживающего персонала вследствие устранения вызвавшей их причины. Причинами таких отказов часто являются ненормальные режимы или условия работы, например, большие отклонения температуры или влажности, ненормальные по величине ускорения

и вибрации и т. п. Многократно повторяющиеся отказы (временные) носят название перемежающихся. Их обычно трудно обнаружить; они свидетельствуют о наличии ненормальности в качестве изделия или режимах и условиях его работы.

Особое место занимают кратковременные самоустраняющиеся отказы, вызываемые кратковременными изменениями входных воздействий, подводимых к элементу, прибору, системе (например, при воздействии внешних помех), либо возникающих вследствие кратковременных изменений внутренних параметров или свойств элемента, прибора, системы.

Отказ является одним из проявлений неисправности изделия. Под неисправностью подразумевают несоответствие изделия (детали, компонента, элемента, прибора, устройства, машины, системы) одному или нескольким требованиям, предъявляемым как в отношении основных (рабочих) параметров и характеристик, так и в отношении внешнего вида, удобства эксплуатации и т. п. Не все неисправности являются отказами. Неисправности, не приводящие к отказу, обычно называются *дефектами*.

#### 2.14.2. Законы распределения случайных величин

Вид аналитической функции, описывающей изменение показателей надежности  $P(t)$ ,  $f(t)$  или  $\lambda(t)$ , определяет **закон распределения случайной величины**, который выбирается в зависимости от свойств объекта, его условий работы и характера отказов.

Для решения задач по оценке надежности и прогнозированию работоспособности объекта необходимо иметь математическую модель, которая представлена аналитическими выражениями одного из показателей  $P(t)$  или  $f(t)$  или  $\lambda(t)$ . Основной путь для получения модели состоит в проведении испытаний, вычислении статистических оценок и их аппроксимации аналитическими функциями.

В последующих лекциях будут рассмотрены модели, используемые в теории надежности.

Выясним, как изменяется безотказность объектов при их эксплуатации, что позволит классифицировать модели и определить возможности их применения.

Опыт эксплуатации показывает, что изменение ИО  $\lambda(t)$  подавляющего большинства объектов описывается  $U$  – образной кривой (рис. 2.14.1).

Кривую можно условно разделить на три характерных участка:

- первый – период приработки,
- второй – период нормальной эксплуатации,
- третий – период старения объекта.

*Период приработки* объекта имеет повышенную ИО, вызванную приработочными отказами, обусловленными дефектами производства, монтажа, наладки. Иногда с окончанием этого периода связывают гарантийное обслуживание объекта, когда устранение отказов производится изготовителем.



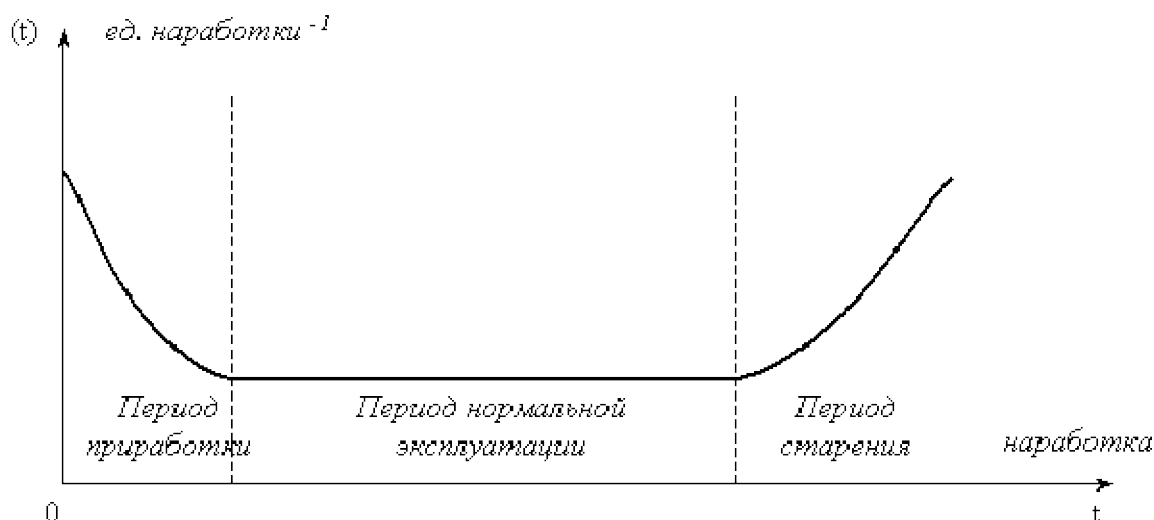


Рис. 2.14.1

В *период нормальной эксплуатации* ИО уменьшается и практически остается постоянной, при этом отказы носят случайный характер и появляются внезапно, прежде всего из-за несоблюдения условий эксплуатации, случайных изменений нагрузки, неблагоприятных внешних факторов и т. п. Именно этот период соответствует основному времени эксплуатации объекта.

Возрастание ИО относится к *периоду старения* объекта и вызвано увеличением числа отказов от износа, старения и других причин, связанных с длительной эксплуатацией.

Выбор закона распределения состоит в подборе аналитической функции наилучшим образом аппроксимирующей эмпирические функции надежности.

Выбор, в значительной мере, процедура неопределенная и во многом субъективная, при этом многое зависит от априорных знаний об объекте и его свойствах, условиях работы, а также анализа вида графиков  $\hat{P}(t)$ ,  $\hat{f}(t)$ ,  $\hat{\lambda}(t)$ .

Очевидно, что выбор распределения будет зависеть, прежде всего, от вида эмпирической функции ПРО  $\hat{f}(t)$ , а также от вида  $\hat{\lambda}(t)$ . Так коэффициент

Итак, выбор закона распределения носит характер принятия той или иной гипотезы.

Предположим, что по тем или иным соображениям, выбран гипотетический закон распределения, заданный теоретической ПРО

$$f(t) = \Psi(t, a, b, c, \dots),$$

где  $a, b, c, \dots$  - неизвестные параметры распределения.

Требуется подобрать эти параметры так, чтобы функция  $f(t)$  наилучшим образом сглаживала ступенчатый график  $\hat{f}(t)$ . При этом используется следующий прием: параметры  $a, b, c, \dots$  выбираются с таким расчетом, чтобы несколько важнейших числовых характеристик теоретического распределения были равны соответствующим статистическим оценкам.

### 2.14.3. Показатели надёжности систем электроснабжения

Надежность является *комплексным* свойством, включающим в себя в зависимости от назначения объекта или условий его эксплуатации *ряд простых свойств*:

- *безотказность;*
- *долговечность;*
- *ремонтпригодность;*
- *сохраняемость.*

**Безотказность** – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторой наработки или в течение некоторого времени.

*Наработка* – продолжительность или объем работы объекта, измеряемая в любых неубывающих величинах (единица времени, число циклов нагружения, километры пробега и т. п.).

**Долговечность** – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов.

**Ремонтпригодность** – свойство объекта, заключающееся в его приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, поддержанию и восстановлению работоспособности путем проведения ремонтов и технического обслуживания.

**Сохраняемость** – свойство объекта непрерывно сохранять требуемые эксплуатационные показатели в течение (и после) срока хранения и транспортирования.

В зависимости от объекта надежность может определяться всеми перечисленными свойствами или частью их. Например, надежность колеса зубчатой передачи, подшипников определяется их долговечностью, а станка – долговечностью, безотказностью и ремонтпригодностью.

**Показатель надежности** количественно характеризует, в какой степени данному объекту присущи определенные свойства, обуславливающие надежность. Одни показатели надежности (например, технический ресурс, срок службы) могут иметь размерность, ряд других (например, вероятность безотказной работы, коэффициент готовности) являются безразмерными.

Рассмотрим показатели составляющей надежности - долговечность.

**Технический ресурс** – наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления эксплуатации после ремонта до наступления предельного состояния. Строго говоря, технический ресурс может быть регламентирован следующим образом: до среднего, капитального, от капитального до ближайшего среднего ремонта и т. п. Если регламентация отсутствует, то имеется в виду ресурс от начала эксплуатации до достижения предельного состояния после всех видов ремонтов.

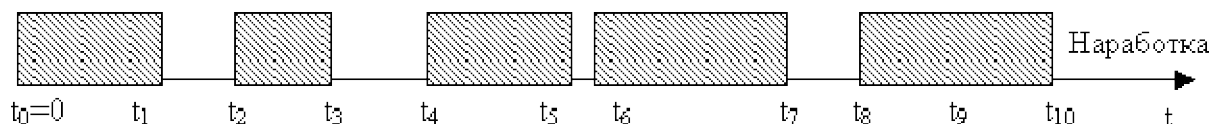
Для невосстанавливаемых объектов понятия технического ресурса и наработки до отказа совпадают.

**Назначенный ресурс** – суммарная наработка объекта, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от его состояния.

**Срок службы** – календарная продолжительность эксплуатации (в том числе, хранение, ремонт и т. п.) от ее начала до наступления предельного состояния.

На рис. 2.14.2 приведена графическая интерпретация перечисленных показателей, при этом:

- $t_0 = 0$  – начало эксплуатации;
- $t_1, t_5$  – моменты отключения по технологическим причинам;
- $t_2, t_4, t_6, t_8$  – моменты включения объекта;
- $t_3, t_7$  – моменты вывода объекта в ремонт, соответственно, средний и капитальный;
- $t_9$  – момент прекращения эксплуатации;
- $t_{10}$  – момент отказа объекта.



**Рис. 2.14.2.**

Технический ресурс (наработка до отказа)

$$TP = t_1 + (t_3 - t_2) + (t_5 - t_4) + (t_7 - t_6) + (t_{10} - t_8).$$

Назначенный ресурс

$$TH = t_1 + (t_3 - t_2) + (t_5 - t_4) + (t_7 - t_6) + (t_9 - t_8).$$

Срок службы объекта  $ТС = t_{10}$ .

Для большинства объектов электромеханики в качестве критерия долговечности чаще всего используется технический ресурс.

#### 2.14.4. Уровень надёжности электроснабжения. Методы его достижения

Надёжность является одной из основных инженерных проблем. Проблемой надёжности занимались всегда с тех пор, как появилась техника. Ненадёжные изделия никогда никому не были нужны. Давно уже было понятно, что надёжность связана с избыточностью. В связи с этим в инженерных расчетах в различных областях техники широко используются необходимые коэффициенты запаса.

Однако за последние 25—30 лет проблема надёжности технических систем и входящих в нее элементов сильно обострилась. Это обусловлено главным образом следующими причинами:

1. Ростом сложности современных технических систем, включающих до 1000000 отдельных элементов;

2. Интенсивностью режимов работы системы или отдельных ее частей: при высоких температурах, высоких давлениях, высоких скоростях;

3. Сложностью условий, в которых эксплуатируется техническая система, например: низкие или высокие температуры, высокая влажность, вибрации, ускорения и радиация и т. п.;

4. Требованиями к качеству работы системы: высокая точность, эффективность и т. п.;

5. Повышением ответственности функций, выполняемых системой; высокой технической и экономической ценой отказа;

6. Полной или частичной автоматизацией и исключением непосредственного участия человека при выполнении технической системой ее функции, исключением непрерывного наблюдения и контроля со стороны человека.

Одной из главных причин обострения внимания к проблеме надежности является рост сложности технических систем.

## 2.15. Условия выбора параметров основного оборудования в системах электроснабжения различного назначения

### 2.15.1. Допустимые температуры перегрева

Электрические аппараты и проводники выбираются по уровню изоляции, допустимому нагреву токоведущих частей в продолжительных режимах, а проводники, за исключением проводников сборных шин электроустановок, также по экономически целесообразной загрузке. Для аппаратов используются следующие соотношения:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм. расч}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{п.а. расч}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рем. расч}};$$

или в общем случае с учетом только наибольшего из расчетных продолжительных токов

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод. расч}} = I_{\text{раб.наиб.}},$$

а с учётом возможной перегрузки аппарата

$$I_{\text{пг.доп.}} \geq I_{\text{раб.наиб.}},$$

где  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение аппарата;  $U_{\text{сети ном}}$  — номинальное напряжение сети,  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток аппарата;  $I_{\text{норм. расч}}$ ,  $I_{\text{п.а.расч}}$ ,  $I_{\text{рем. расч}}$  — соответственно расчетный ток нормального, послеаварийного и ремонтного режимов;  $I_{\text{прод. расч}}$  — расчетный ток продолжительного режима, равный большему из расчетных токов нормального, послеаварийного или ремонтного режима;  $I_{\text{раб. наиб}}$  — наибольший рабочий ток цепи, равный расчетному току продолжительного режима;  $I_{\text{пг.доп}}$  — допустимый ток перегрузки аппарата;  $I_{\text{раб. наиб}}$  — наибольший ток продолжительных (рабочих) режимов.

Для проводников используются соотношения:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}};$$

(для неизолированных проводников  $U_{\text{ном}}$  определяется уровнем опорной изоляции);

$$s \approx s_{\text{ЭКН}} = I_{\text{норм. расч}} / J_{\text{ЭКН}};$$

$$I_{\text{дл. доп.}} = I_{\text{прод. доп.}} \geq I_{\text{прод. расч}} = I_{\text{раб. наиб.}}$$

с учетом возможной перегрузки проводников (кабелей)

$$I_{\text{пг. доп.}} \geq I_{\text{прод. расч}} = I_{\text{раб. наиб.}}$$

где  $s$  — сечение проводника,  $\text{мм}^2$ ;  $s_{\text{э.кн}}$  — экономическое сечение проводника,  $\text{мм}^2$ ;  $J_{\text{з.кн}}$  — нормируемая экономическая плотность тока,  $\text{А/мм}$ ;  $I_{\text{дл. доп}}$  — длительно допустимый ток проводника;  $I_{\text{прод. доп}}$  — продолжительно допустимый ток проводника;  $I_{\text{пг. доп}}$  — ток допустимой перегрузки проводника с учетом условий его прокладки (среда — воздух, земля, вода; число совместно проложенных кабелей и т.д.).

Номинальный ток аппарата и продолжительно допустимый ток проводника устанавливаются при определенной нормированной температуре окружающей среды. Если температура окружающей среды отличается от нормированной, то токи пересчитываются по выражениям:

для аппаратов

$$I'_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{прод. доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{прод. доп}} - \vartheta_{\text{окр. ном}}}};$$

для проводников

$$I'_{\text{прод. доп}} = I_{\text{прод. доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{прод. доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{прод. доп}} - \vartheta_{\text{окр. ном}}}};$$

Для аппаратов нормированная температура окружающей среды в  $\vartheta_{\text{окр. ном}}$  равна 35, для проводников, проложенных на воздухе, 25, для проводников, проложенных в земле и в воде, 15 °С.

Продолжительно допустимая температура аппаратов и проводников  $\vartheta_{\text{прод. доп}}$  обычно лимитируется условиями надежной работы электрических контактов и контактных соединений или условиями работы изоляции. Эта температура указывается в соответствующих ГОСТ 8024-90 и ПУЭ и приведены ниже в табл. 40.11.

### 2.15.2. Нагрузочная способность проводов, шин и кабелей

Нагрузочная способность проводника характеризуется длительно допустимым током нагрузки, определенным из условий нагрева его при заданных разностях температур проводника  $\theta$  и окружающей среды 60, с-

1) по нагреву длительно допустимым (расчетным) током;

Сечение шин выбирают по нагреву длительно допустимым максимальным током нагрузки, а также по экономической целесообразности. Нагрузочная способность проводника характеризуется длительно допустимым током нагрузки,

определенным из условий нагрева его при заданных разностях температур проводника и окружающей среды. При сравнении наибольшего тока в

Т а б л и ц а 2.15.1. Продолжительно допустимые температуры нагрева электроустановок

Элемент электроустановки	$\vartheta_{\text{прод. доп.}}$ °С	Основа- ние	Элемент электроустановки	$\vartheta_{\text{прод. доп.}}$ °С	Основа- ние
Провода и окрашенные шины неизолированные	70	ПУЭ, 7-е издание	Выводы аппаратов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с проводниками внешних электрических цепей:		ГОСТ 8024—90
Провода и шнуры с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией	65		без покрытия	90	
Кабели до 10 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70		с покрытием оловом, никелем или серебром	105	
Кабели до 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	90		то же, но с покрытием контактной поверхности внешнего проводника серебром	120	
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги напряжением:			Материалы, используемые в качестве изоляции, и металлические детали в контакте с изоляцией следующих классов нагревостойкости по ГОСТ 8865—87:		
до 1 кВ	80	ГОСТ 8024—90	У	90	
6 кВ	65		А	105	
10 кВ	60		Е	120	
35 кВ	50		В	130	
Контакты из меди и медных сплавов без покрытия:			Н	180	
в воздухе	75		200	200	
в элегазе	90		220	220	
в изоляционном масле	80		250	250	
Соединения (кроме сварных и паяных) из меди, алюминия и их сплавов без покрытия:			Металлические детали или детали из изоляционных материалов, соприкасающиеся с маслом, за исключением контактов	100	
в воздухе	90		Масло в масляных коммутационных аппаратах в верхнем слое	90	
в элегазе	105		Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части, не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	
в изоляционном масле	100				

длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство  $I_{\text{пг. доп.}} \geq I_{\text{раб. наиб}}$  и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева в нослеаварийном режиме. проводов в одной трубе более четырех в случаях, когда все проводники могут одновременно и длительно

нагружаться наибольшим длительно допустимым для них током, следует нагрузки для пяти и шести проводов в трубе принимать такими же, как для четырех проводов, а для семи, восьми и девяти проводов — примерно на 12% меньше, чем для четырех проводов. Наибольшие длительно допустимые нагрузки для проводов и кабелей при одинаковых изоляции, геометрическом сечении и периметре следует принимать для проводников с медными жилами — равными 130% нагрузок для соответствующих алюминиевых проводников.

### 2.15.3. Термическая устойчивость, электродинамическая устойчивость аппаратов

Термическая стойкость электрических проводников и аппаратов лимитируется предельно допустимой кратковременной температурой  $\vartheta_{кр, доп}$  частей проводников и аппаратов при КЗ, приведенной ниже, которая зависит от степени снижения механической прочности материала проводников и аппаратов при кратковременных нагревах токами КЗ:

	$\vartheta_{кр, доп}$
Шины алюминиевые .....	200
Шины медные .....	300
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами .....	400
Шины стальные, имеющие непосредственное соединение с аппаратами .....	300
Кабели бронированные и небронированные с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
1 .....	250
6—10 .....	200
20—35 .....	130
110—220 .....	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией:	
из поливинилхлоридного пластика .....	160
резины .....	160
полиэтилена (кабели до 35 кВ) .....	130
вулканизированного (сшитого) полиэтилена (кабели до 35 кВ) .....	250
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 20 .....	250
20 и более .....	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 10 .....	200
10 и более .....	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов .....	200



Для электрических аппаратов устанавливается ток термической стойкости  $I_{\text{ТЕР.НОРМ}}$  и нормированное допустимое время его протекания  $t_{\text{ТЕР.НОРМ}}$ .

Термическая стойкость электрических аппаратов в общем случае проверяется по выражению

$$B_{\text{ТЕР.НОРМ}} = I_{\text{ТЕР.НОРМ}}^2 t_{\text{ТЕР.НОРМ}} \geq B_{\text{К}} \quad (2.15.1)$$

Или

$$B_{\text{ТЕР}} = I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{К}} > B_{\text{К}},$$

где  $B_{\text{К}}$  — интеграл Джоуля для условий КЗ.

Если время КЗ  $t_{\text{К}}$  отличается от  $t_{\text{НОРМ}}$ , то для определения тока термической стойкости в этих условиях можно согласно ГОСТ 687—78 Е использовать следующие выражения:

при  $t_{\text{К}} = t_{\text{ОТКЛ}} > t_{\text{ТЕР.НОРМ}}$

$$I_{\text{ТЕР}} = I_{\text{ТЕР.НОРМ}} \sqrt{\frac{t_{\text{ТЕР.НОРМ}}}{t_{\text{К}}}}, \quad (2.15.2)$$

$$B_{\text{ТЕР}} = B_{\text{ТЕР.НОРМ}};$$

при  $t_{\text{К}} < t_{\text{ТЕР.НОРМ}}$

$$I_{\text{ТЕР}} = I_{\text{ТЕР.НОРМ}},$$

$$B_{\text{ТЕР}} = I_{\text{ТЕР.НОРМ}}^2 t_{\text{К}}.$$

Интеграл Джоуля допускается определять по выражению

$$B_{\text{К}} = \int_0^{t_{\text{ОТКЛ}}} i_{\text{К}}^2(t) dt \approx \int_0^{t_{\text{ОТКЛ}}} I_{\text{П}}^2(t) dt + \int_0^{t_{\text{ОТКЛ}}} i_{\text{а}}^2(t) dt = B_{\text{К.П}} + B_{\text{К.А}} \quad (2.15.3)$$

где  $B_{\text{К.П}}$  — интеграл Джоуля от периодической составляющей тока КЗ;  $B_{\text{К.А}}$  — интеграл Джоуля от аperiodической составляющей тока КЗ.

При наличии в сети нескольких источников

$$B_{\text{К}} \leq I_{\text{ПО}}^2 [t_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{а.ЭК}} \left( 1 - e^{\frac{-2t_{\text{ОТКЛ}}}{T_{\text{а.ЭК}}}} \right)], \quad (2.15.4)$$

где  $I_{\text{ПО}}$  — начальное значение периодической составляющей тока КЗ;  $T_{\text{а.ЭК}}$  — эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от нескольких источников.

Если  $2t_{\text{ОТКЛ}} \gg T_{\text{а.ЭК}}$ , то

$$B_{\text{К}} \leq I_{\text{ПО}}^2 (t_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{а.ЭК}}). \quad (2.15.5)$$

Методика расчёта интеграла Джоуля в частных производных изложена в специальной литературе по данному вопросу.

Термическая стойкость проводников проверяется по условию

$$\vartheta_{кр. доп} \geq \vartheta_{кн}, \quad (2.15.6)$$

где  $\vartheta_{кн}$  — конечная температура нагрева проводника при КЗ.

Определение температуры  $\vartheta_{кн}$  производится следующим образом.

Уравнение теплового баланса при КЗ

$$i_K^2(t) R_g dt \approx c_g G d\vartheta \quad (2.15.7)$$

преобразуется к виду

$$\frac{i_K^2(t) \rho_0 (1 + \alpha \vartheta) l}{s} dt \approx c_0 (1 + \beta \vartheta) \lambda s l d\vartheta$$

и после интегрирования в соответствующих пределах

$$\int_0^{t_{откл}} \frac{i_K^2(t) dt}{s^2} = \int_{\vartheta_H}^{\vartheta_{кн}} \frac{c_0 (1 + \beta \vartheta)}{\rho_0 (1 + \alpha \vartheta)} \lambda d\vartheta$$

даёт решение в следующем виде

$$\frac{B_K}{2} = A_{кн} - A_H, \quad (2.15.8)$$

где  $\rho_0$  — удельное сопротивление материала проводника, — активное сопротивление проводника при температуре  $\vartheta$ ;  $c_g$  — удельная теплоемкость проводника при температуре  $\vartheta$ ;  $G$  — масса проводника;  $\alpha$  — температурный коэффициент изменения удельного сопротивления;  $s$  — сечение проводника;  $l$  — длина проводника;  $c_0$  — удельная теплоемкость материала проводника;  $\beta$  — температурный коэффициент изменения удельной теплоемкости;  $\lambda$  — плотность материала проводника;  $\vartheta_H$  — начальная температура проводника до КЗ;  $\vartheta_{кн}$  — конечная температура проводника во время КЗ;  $A_{кн}$  — значение интеграла при верхнем пределе;  $A_H$  — значение интеграла при нижнем пределе.

Зная  $\vartheta_H$ , по кривым рис. 2.15.1 для проводника с соответствующим материалом находят  $A_H$  и по выражению (3.41) —  $A_{кн}$ :

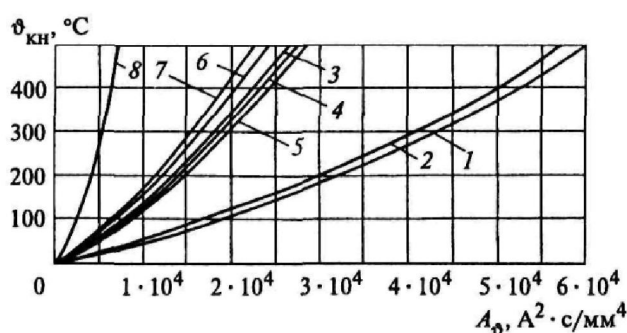
$$A_{кн} = A_H + \frac{B_K}{s^2}.$$

Далее вновь по рис. 3.22 при известном значении  $A_{\text{кн}}$  находят температуру  $\vartheta_{\text{кн}}$  и составляют ее по (3.39) с кратковременно допустимой температурой проводника при КЗ.

Если принять, что до КЗ проводник был полностью загружен и его температура была  $\vartheta_{\text{дл.доп}}$ , а при КЗ он нагрелся до температуры  $\vartheta_{\text{кр.доп}}$ , то очевидно,

$$S_{\text{ТЕР.мин}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A_{\vartheta_{\text{кр.доп}}} - A_{\vartheta_{\text{дл.доп}}}}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{Т}}}, \quad (2.15.9)$$

где  $C_{\text{Т}}$  — коэффициент, значения которого приведены ниже:



**Рис. 2.15.1.** Кривые для определения конечной температуры нагрева проводников из различных материалов при КЗ:

1 — ММ; 2 — МТ; 3 — АМ; 4 — АТ; 5 — АДО, АСТ; 6 — АДЗ1Т1; 7 — АДЗ1Т; 8 — Ст.3

	$C_{\text{Т}}, \text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$
Шины медные .....	170
Шины алюминиевые .....	90
Шины стальные при $\vartheta_{\text{кр.доп}} = 400^\circ \text{С}$ .....	70
Шины стальные при $\vartheta_{\text{кр.доп}} = 300^\circ \text{С}$ .....	60
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ:	
с медными жилами .....	140
с алюминиевыми жилами .....	90
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 20—220 кВ:	
с медными жилами .....	105
с алюминиевыми жилами .....	70
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией:	
с медными жилами .....	120
с алюминиевыми жилами .....	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией:	
с медными жилами .....	103
с алюминиевыми жилами .....	65

Реальное сечение проводника должно удовлетворять условию

$$s \geq s_{\text{тер.мин}} \quad (2.15.10)$$

На практике обычно решается одна из следующих задач:

а) при известных параметрах проводника цепи проверяется его термическая стойкость при КЗ по выражению ;

б) при известных значениях тока КЗ в цепи и температуры нагрева проводника определяется его термически стойкое сечение по выражению.

Электродинамическая стойкость электрических аппаратов проверяется по выражениям

$$i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.расч}}$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{по}}$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  - предельный сквозной ток аппарата, допустимый при КЗ;  $i_{\text{дин}}$  — нормированный ток электродинамической стойкости аппарата;  $i_{\text{уд.расч}}$  — расчетное (наибольшее) значение ударного тока КЗ в цепи данного аппарата;  $i_{\text{по}}$  — периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент.

#### **2.15.4. Условия выбора выключателей, разъединителей, трансформаторов**

Ниже изложена общая методика выбора и проверки электрических аппаратов и проводников. Выбор и проверка отдельных видов аппаратов имеет некоторую специфику и особенности, что отражено в табл. 2.15.2.

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
	$B_{\text{тер}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{к}} > B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} < t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{откл.доп}} \geq I_{\text{рабт}}$ (допускается в строго оговоренных частных случаях)
Отделитель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $B_{\text{тер}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{к}} > B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} < t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{откл.доп}} \geq I_{\text{рабт}}$ (допускается в строго оговоренных частных случаях)
Короткозамыкатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $B_{\text{тер}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{к}} > B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} < t_{\text{тер.норм}}$
Предохранитель	$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пр.ож}}$ Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи
Выключатель нагрузки	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{вкл.доп}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{вкл.доп}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $B_{\text{тер}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{к}} > B_{\text{к}}$ при $t_{\text{к}} < t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{откл.ном}} = I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рабт}}$ В отдельных случаях $I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{ном}}$ (соотношение указывается изготовителем в эксплуатационных документах). Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи (при установке выключателя нагрузки последовательно с предохранителем)
Разрядник	$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети ном}}$ $u_{\text{проб}} \leq u_{\text{доп.расч}}$ $u_{\text{ост.наиб}} \leq u_{\text{доп.расч}}$ $i_{\text{сопр.доп}} = i_{\text{откл}} \geq i_{\text{сопр.расч}}$

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Трансформатор тока	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{дин}} = k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{1 \text{ ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} = (k_{\text{тер}} I_{1 \text{ ном}})^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2 \text{ ном}} > Z_{2 \text{ расч}} \approx r_{2 \text{ расч}}$ (в необходимом классе точности)
Трансформатор напряжения	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $S_{\text{ном}} \geq S_{2 \text{ расч}}$ (в необходимом классе точности) $S_{\text{пред}} = S_{\text{мах}} \geq S_{2 \text{ наиб}}$ (в режиме наибольшей отдаваемой мощности)
Опорный изолятор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$ (для одиночных изоляторов) $F_{\text{доп}} = F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$ (для спаренных изоляторов)
Проходной изолятор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$
Реактор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $x_{\text{р}} \geq x_{\text{р.расч}}$ (определяется по условиям необходимого ограничения токов КЗ и предельно допустимой потери напряжения на реакторе в нормальном режиме работы)
Автомат	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{вкл.наиб}} \geq i_{\text{уд}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт.ож}}$
Контактор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $P_{\text{подкл.доп}} \geq P_{\text{подкл.расч}}$
Магнитный пускатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $P_{\text{подкл.доп}} \geq P_{\text{подкл.расч}}$

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Рубильник	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл.доп}} \geq I_{\text{рабт}}$ (в случае, если рубильник имеет дугогасительные камеры или разрывные контакты)
Шина, провод неизолированный	$s \approx s_{\text{эkn}} = I_{\text{ном.расч}} / J_{\text{эkn}}$ (за исключением сборных шин электроустановок, сетей напряжением до 1 кВ с $T_{\text{наиб}} < 5000$ ч, сетей временных сооружений и ответвлений к электроприемникам напряжением до 1 кВ, к резисторам, реакторам и т.п.) Сечение проводников воздушных линий 330—1150 кВ выбирается по экономическим интервалам $I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $\vartheta_{\text{кр.доп}} \geq \vartheta_{\text{кн}}$ или $s \geq s_{\text{тер.мин}} = \sqrt{B_{\text{к}} / C_{\text{т}}}$
Кабель, провод изолированный	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $s \approx s_{\text{эkn}} = I_{\text{ном.расч}} / J_{\text{эkn}}$ $I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{пг.доп}} \geq I_{\text{пг.расч}}$ $\vartheta_{\text{кр.доп}} \geq \vartheta_{\text{кн}}$ или $s \geq s_{\text{тер.мин}} = \sqrt{B_{\text{к}} / C_{\text{т}}}$
Закрытый шинный токопровод	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Примечания: 1. В правых частях неравенств величины  $I_{\text{п0}}, i_{\text{уд}}, B_{\text{к}}, I_{\text{пт}}, i_{\text{ат}}, u_{\text{в}}, I_{\text{п0 ож}}, I_{\text{пт ож}}, \vartheta_{\text{кн}}$  должны быть представлены расчетными значениями, т.е. наибольшими в условиях конкретной установки или цепи.

2. В таблице приняты следующие обозначения:  $I_{\text{п0ож}}$  — действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в начальный момент;  $I_{\text{пт ож}}$  — действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата;  $I_{\text{рабт}}$  — рабочий ток цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата;  $u_{\text{проб}}$  — импульсное пробивное напряжение разрядника;  $u_{\text{ост.наиб}}$  — наибольшее остающееся напряжение на разряднике при прохождении через него тока;  $u_{\text{доп.расч}}$  — допустимое расчетное напряжение на изоляции элементов электроустановки, защищаемых данным разрядником;  $i_{\text{сопр.расч}}$  — расчетное значение сопровождающего тока разрядника;  $i_{\text{сопр.доп}}$  — предельно допустимое значение сопровождающего тока, который разрядник может оборвать;  $P_{\text{подкл.доп}}$  — допустимая мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом;  $P_{\text{подкл.расч}}$  — расчетная мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом;  $T_{\text{наиб}}$  — время использования наибольшей нагрузки.

## 2.16. Защитные меры безопасности

### 2.16.1. Режимы нейтралей электрических сетей

*Нейтралями* электроустановок называют общие точки обмотки генераторов или трансформаторов, соединенные в звезду.

Вид связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, значения перенапряжений и способы их ограничения, токи при однофазных замыканиях на землю, условия работы

релейной защиты и безопасности в электрических сетях, электромагнитное влияние на линии связи и т. д.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы:

- 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями;
- 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями;
- 3) сети с эффективно-заземленными нейтралями;
- 4) сети с глухозаземленными нейтралями.

В России к первой и второй группам относятся сети напряжением 3-35 кВ, нейтрали трансформаторов или генераторов которых изолированы от земли или заземлены через заземляющие реакторы.

Сети с эффективно-заземленными нейтралями применяют на напряжении выше 1 кВ. В них коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. *Коэффициентом замыкания на землю* называют отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю поврежденной фазы к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания. В соответствии с рекомендациями Международного электротехнического комитета (МЭК) к эффективно-заземленным сетям относят сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединены с землей непосредственно или через небольшое активное сопротивление. В России к этой группе относятся сети напряжением 110 кВ и выше.

К четвертой группе относятся сети напряжением 220, 380 и 660 В.

Режим работы нейтрали определяет ток замыкания на землю. Сети, в которых ток однофазного замыкания на землю менее 500 А, называют сетями с малыми токами замыкания на землю (в основном это сети с незаземленными и резонансно-заземленными нейтралями). Токи более 500 А соответствуют сетям с большими токами замыкания на землю (это сети с эффективно-заземленными нейтралями).

### 2.16.2. Защитное заземление. Способы его выполнения

При повреждении изоляции проводников относительно земли в месте повреждения возникает ток, значение и продолжительность которого зависит от рабочего заземления сети. В эффективно заземленных нейтралях ток в месте



замыкания достигает 1000 А, однако, его длительность составляет 10-е доли секунды из-за срабатывания релейной защиты.

В сетях не заземленных или заземленных через ДГР ток однофазного ЗНЗ не превышает нескольких десятков А, но этот ток протекает длительное время.

От места повреждения ток замыкания возвращается частично по проводам, частично через землю. В месте перехода тока в землю могут возникать значительные потенциалы и градиенты напряжения на поверхности земли опасные для людей находящихся по близости.

Для устранения этой опасности на подстанциях линиях электропередачи предусматривают заземляющие устройства снижающие потенциалы и градиенты напряжения до приемлемых значений. Основой заземляющих устройств является заземлитель предназначенный для обеспечения прохождения тока в землю.

Контурный проводник заземлителя должен охватывать установку в целом на площадке наружного РУ вдоль рядов оборудования подлежащего заземлению укладываются проводники на глубине около 0,5 м., кроме того, укладываются проводники образующие сетку, присоединяют предметы подлежащие заземлению с помощью проводников называемых спусками.

### 2.16.3. Защитное отключение электроустановок

*Защитным отключением называется* автоматическое отключение электроустановок при однофазном (однополюсном) прикосновении к частям, находящимся под напряжением, недопустимым для человека, и (или) при возникновении в электроустановке тока утечки (замыкания), превышающего заданные значения.

*Назначение защитного отключения* - обеспечение электробезопасности, что достигается за счет ограничения времени воздействия опасного тока на человека. Защита осуществляется специальным устройством защитного отключения (УЗО), которое, работая в дежурном режиме, постоянно контролирует условия поражения человека электрическим током.

Область применения: электроустановки в сетях с любым напряжением и любым режимом нейтрали.

Наибольшее распространение защитное отключение получило в электроустановках, используемых в сетях напряжением до 1 кВ с заземленной или изолированной нейтралью.

*Принцип работы УЗО* состоит в том, что оно постоянно контролирует входной сигнал и сравнивает его с наперед заданной величиной (уставкой). Если входной сигнал превышает уставку, то устройство срабатывает и отключает защищенную электроустановку от сети. В качестве входных сигналов устройств защитного отключения используют различные параметры электрических сетей, которые несут в себе информацию об условиях поражения человека электрическим током.

Все УЗО по виду входного сигнала классифицируют на несколько типов (рис. 2.16.1).



**Рис.2.16.1.** Классификация УЗО по виду входного сигнала

Кроме того УЗО могут классифицироваться по другим критериям, например, по конструктивному исполнению.

Основными элементами любого устройства защитного отключения являются датчик, преобразователь и исполнительный орган.

Основными параметрами, по которым подбирается то или иное УЗО являются: номинальный ток нагрузки т.е. рабочий ток электроустановки, который протекает через нормально замкнутые контакты УЗО в дежурном режиме; номинальное напряжение; уставка; время срабатывания устройства.

*Рассмотрим более подробно **УЗО, реагирующее на потенциал корпуса относительно земли**, предназначенное для обеспечения безопасности при возникновении на заземленном (или зануленном) корпусе электроустановки повышенного потенциала. Датчиком в этом устройстве (рис.4.12) служит реле Р, обмотка которого включена между корпусом электроустановки и вспомогательным заземлителем  $R_{\text{в}}$ . Электроды вспомогательного заземлителя  $R_{\text{в}}$  располагаются вне зоны растекания токов заземлителя  $R_{\text{з}}$ .*

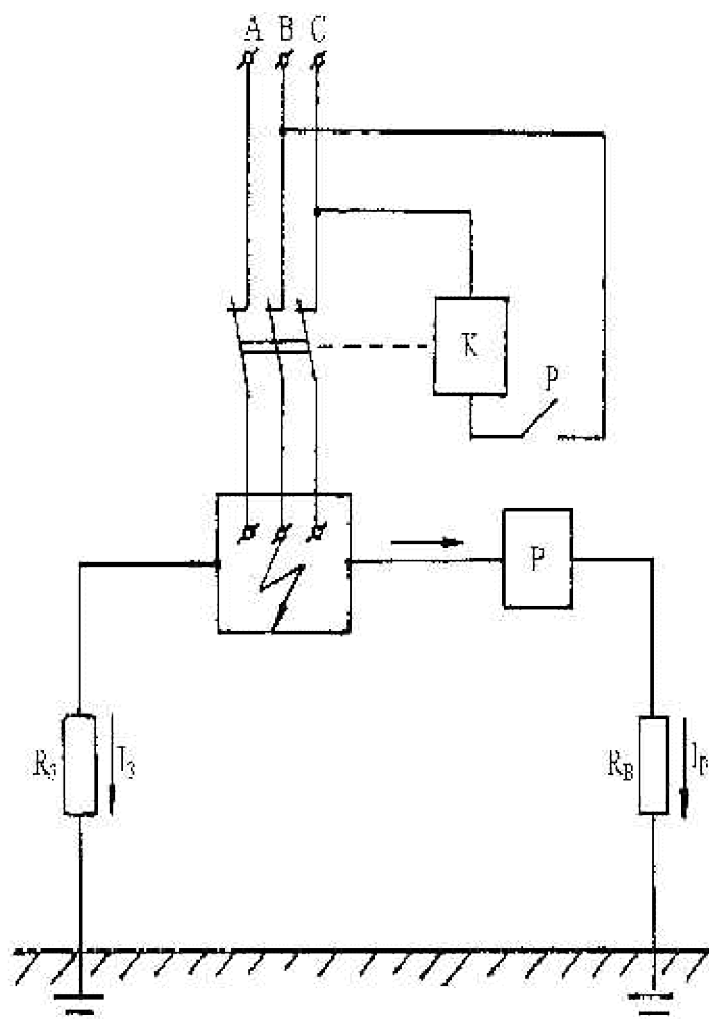


Рис.2.16.2. Схема УЗО, реагирующего на потенциал корпуса

При замыкании на корпус защитное заземление  $R_z$  снизит потенциал корпуса относительно земли до величины  $j_z = I_z R_z$ . Если по каким-либо причинам окажется, что  $j_z > j_{\text{доп}}$ , где  $j_{\text{доп}}$  - потенциал корпуса, при котором напряжение прикосновения не превышает допустимого, то срабатывает реле  $P$ , которое своими контактами замкнет цепь питания катушки коммутационного аппарата и произойдет отключение поврежденной электроустановки от сети.

Фактически данный тип УЗО дублирует защитные свойства заземления или зануления и применяется в качестве дополнительной защиты, повышая надежность заземления или зануления.

*Данный тип УЗО может применяться в сетях с любым режимом нейтрали, когда заземление или зануление неэффективно.*

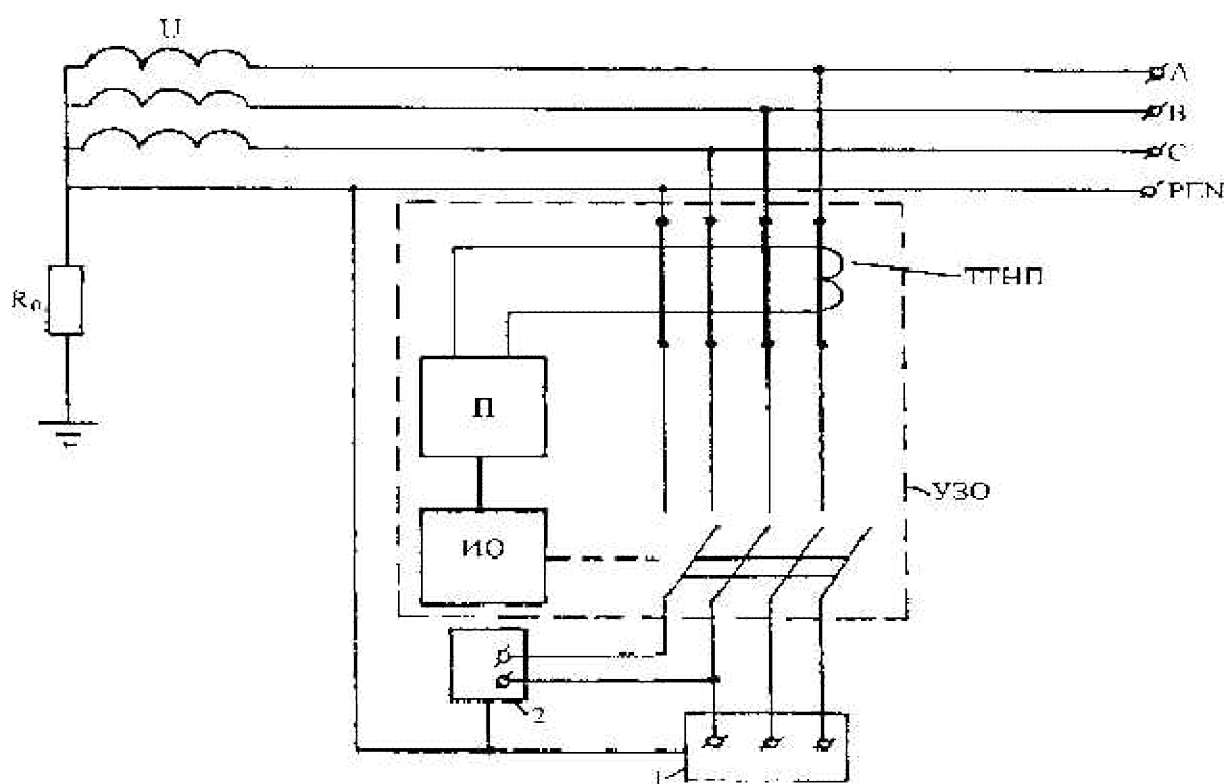
**УЗО, реагирующее на дифференциальный (остаточный) ток**, находят широкое применение во всех отраслях промышленности. Характерной их особенностью является multifunctionality. Такие УЗО могут осуществлять защиту человека от поражения электрическим током при прямом прикосновении,

при косвенном прикосновении, при несимметричном снижении изоляции проводов относительно земли в зоне защиты устройства, при замыканиях на землю и в других ситуациях.

*Принцип действия* УЗО дифференциального типа заключается в том, что оно постоянно контролирует дифференциальный ток и сравнивает его с уставкой. При превышении значения дифференциального тока уставки УЗО срабатывает и отключает аварийный потребитель электроэнергии от сети. Входным сигналом для трехфазных УЗО является ток нулевой последовательности. Входной сигнал УЗО функционально связан с током, протекающим через тело человека  $I_h$ .

*Область применения* УЗО дифференциального типа – сети с заземленной нейтралью напряжением до 1 кВ (система TN - S).

Схема включения УЗО, реагирующего на дифференциальный ток в сети с заземленной нейтралью типа TN - S представлена на рис 4.13.



**Рис.2.1.6.3.** Схема подключения к сети УЗО (система TN – S), реагирующего на дифференциальный ток

Датчиком такого устройства является трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП), на выходных обмотках которого формируется сигнал, пропорциональный току через тело человека  $I_h$ . Преобразователь УЗО (П) сравнивает значение входного сигнала с уставкой, значение которой определяется допустимым током через человека, усиливает входной сигнал до уровня, необходимого для управления исполнительным органом (ИО). Исполнительный орган, например, контактор, отключает электроустановку от сети в случае возникновения опасности поражения электрическим током в зоне защиты УЗО.

По условиям функционирования дифференциальные УЗО подразделяются на следующие типы: АС, А, В, S, G.

УЗО типа АС – устройство защитного отключения, реагирующее на переменный синусоидальный дифференциальный ток, возникающий внезапно, либо медленно возрастающий.

УЗО типа А – устройство защитного отключения, реагирующее на переменный синусоидальный дифференциальный ток и пульсирующий постоянный дифференциальный ток, возникающие внезапно, либо медленно возрастающие.

УЗО типа В – устройство защитного отключения, реагирующее на переменный, постоянный и выпрямленный дифференциальные токи.

УЗО типа S – устройство защитного отключения, селективное (с выдержкой времени отключения).

УЗО типа G – то же, что и типа S, но с меньшей выдержкой времени

Конструктивно дифференциальные УЗО разделяются на два типа:

- **Электромеханические УЗО, функционально не зависящие от напряжения питания.** Источником энергии, необходимой для функционирования таких УЗО – выполнения защитных функций, включая операцию отключения, является сам входной сигнал – дифференциальный ток, на который оно реагирует.

- **Электронные УЗО, функционально зависящие от напряжения питания.** Их механизм для выполнения операции отключения нуждается в энергии, получаемой либо от контролируемой сети, либо от внешнего источника.

Основными [параметрами УЗО дифференциального типа](#) являются:

- Уставка (дифференциальный отключающий ток);
- Время срабатывания;
- Ток нагрузки;
- Напряжение питания.

В настоящее время отечественной промышленностью выпускается целый ряд УЗО различного назначения. Кроме того, широко используются УЗО известных зарубежных фирм, таких как Siemens, ABB, GE Power, ABL Sursum, Hager, AEG, Baco, Legrand, Merlin-Gerin, Circutor и др.

Применение УЗО должно осуществляться в соответствии с [Правилами устройства электроустановок \(ПУЭ\)](#) (Седьмое издание)

## **2.17. Типы электроустановок, экономика электроснабжения**

### **2.17.1. Электроустановки с преобразованием электрической энергии в механическую**

Данный раздел изучается студентом самостоятельно

### **2.17.2. Электротермические установки**

#### **Общие положения**

Настоящая глава распространяется на электротермическое оборудование и электротермические установки всех видов, эксплуатируемые у Потребителей. Устройство и расположение электротермических установок должны соответствовать требованиям государственных стандартов и правил устройства электроустановок.

При эксплуатации электротермических установок следует руководствоваться технологическими инструкциями и режимными картами, а также положениями настоящей главы Правил.

При эксплуатации электротермических установок должны соблюдаться требования других разделов настоящих Правил, касающихся эксплуатации отдельных элементов, входящих в состав таких установок, трансформаторов, электродвигателей, преобразователей, распределительных устройств, конденсаторных установок, устройств релейной защиты и средств автоматики, измерительных приборов и др.

Все Потребители обязаны в установленном порядке до начала проектирования и монтажа оформить разрешение на использование электротермической нагрузки в установленном порядке.

Электротермические установки должен обслуживать электротехнологический персонал. Обязанности электротехнического персонала и персонала, обслуживающего электротехнологическое оборудование, должны быть разделены у Потребителя в установленном порядке. Группа по электробезопасности электротехническому и электротехнологическому персоналу присваивается в соответствии с правилами.

Температура нагрева шин и контактных соединений, плотность тока в проводниках вторичных токопроводов электротермических установок должны периодически контролироваться в сроки, обусловленные местными инструкциями, но не реже 1 раза в год. Температуру нагрева следует измерять в летнее время.

Сопротивление изоляции вторичных токопроводов и рабочих токоведущих элементов электропечей и электротермических устройств (электронагревателей сопротивления, индукторов и др.) должно измеряться при каждом включении электротермической установки после ремонта и в других случаях, предусмотренных местными инструкциями.

Качество охлаждающей воды должно систематически контролироваться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации оборудования.

Сопротивление электрической изоляции изолирующих прокладок, предотвращающих соединение с землей через крюк или трос кранов и талей, обслуживающих установки электронагревательных устройств сопротивления прямого действия, а также ферросплавных печей с перепуском самоспекающихся электродов без отключения установок, должно периодически проверяться в сроки, устанавливаемые ответственным за электрохозяйство Потребителя в зависимости от местных условий, но не реже 1 раза в год.

Оперативное обслуживание оборудования электротермических установок на высоте более 2,0 метра от уровня пола помещения должно производиться со стационарных рабочих площадок.

Приемка электротермической установки после ее монтажа должна осуществляться на основании результатов пробной эксплуатации и горячих испытаний, проводимых в соответствии с программой, входящей в техническую документацию электротермической установки.

### **Дуговые электропечи**

На дуговой печи опытным путем должны быть сняты рабочие характеристики для всех ступеней вторичного напряжения и ступеней реактивного сопротивления дросселя. При наличии в цехе нескольких электропечей с одинаковыми параметрами характеристики определяются на одной из них.

В период загрузки электропечей необходимо следить, чтобы раскаленные концы электродов находились под сводом электропечи.

На установках дуговых сталеплавильных печей настройка токовой защиты от перегрузки должна согласовываться с действием автоматического регулятора электрического режима. В процессе эксплуатации короткие замыкания должны ликвидироваться автоматическим регулятором, и только в случаях, когда перемещением электродов не удастся быстро устранить короткое замыкание, должна работать защита от перегрузки.

Настройка автоматического регулятора электрического режима должна обеспечивать оптимальный режим работы дуговой электропечи. Параметры настройки регуляторов должны периодически контролироваться.

Объемы и сроки проверок автоматических регуляторов определяются местными инструкциями, составленными с учетом инструкции по эксплуатации завода-изготовителя и местных условий. Полные проверки автоматических регуляторов должны проводиться не реже одного раза в год.

Контактные соединения короткой сети токопровода и электродержателей должны подвергаться периодическому осмотру не реже одного раза в шесть месяцев.

В целях сокращения потерь электроэнергии в контактах электродов необходимо обеспечивать высокое качество их торцов и ниппельных соединений и плотное свертывание электродов.

Контроль качества масла в трансформаторе и масляных выключателях, испытание масла на электрическую прочность, проверка контактов в переключателях, трансформаторах и масляных выключателях производится в сроки, установленные ответственным за электрохозяйство Потребителя,



но не реже, чем это предусмотрено настоящими Правилами для общих электроустановок.

Все работы по подготовке к плавке на установках электрошлакового переплава производятся только при отключенном трансформаторе. В случаях, если один трансформатор питает попеременно две электрошлаковые установки, должна быть разработана специальная инструкция по безопасной подготовке второй установки, когда включена первая. Перечень этих электроустановок должен быть утвержден руководителем Потребителя, а инструкция доведена до сведения персонала.

Дуговые электропечи должны быть оснащены устройствами, не позволяющими ухудшать качество электроэнергии на границе, определенной договором энергоснабжения.

Работа дуговых электропечей без фильтро-компенсирующих устройств не допускается.

Работы по перепуску, наращиванию и замене электродов на дуговой сталеплавильной печи, а также по уплотнению электродных отверстий должны проводиться на отключенной электропечи.

Перепуск и наращивание набивных самоспекающихся электродов руднотермических печей, приварку тормозной ленты и загрузку электродной массой можно производить без снятия напряжения в электроустановках до 1000 В. Эти работы должны выполняться с изолированных рабочих (перепусковых) площадок, имеющих междуфазные разделительные изоляционные перегородки.

### **Плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки**

Плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки должен обслуживать персонал, специально подготовленный для работы на данных установках.

На основании инструкции по эксплуатации завода-изготовителя должна быть составлена и утверждена единая местная инструкция для электротехнического и электротехнологического персонала по обслуживанию плазменно-дуговых и электронно-лучевых установок (в дальнейшем плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки именуются электронно-лучевыми), учитывающая специфику местных условий.

Электронно-лучевые установки должны быть оборудованы следующими блокировками:

- электрической, отключающей масляные выключатели при открывании дверей, ограждений блоков и помещения электрооборудования (замки электрической блокировки);
- механической блокировкой приводов разъединителей, допускающей открывание дверей камер масляного выключателя, а также разъединителей выпрямителя и блока накала только при отключенном положении разъединителей.

Открывать двери блока сигнализации, крышку пульта управления и защитные кожухи электрооборудования при включенной установке не допускается.

Ремонтные работы в зоне лучевого нагревателя электронно-лучевой установки проводятся только после ее отключения и наложения заземления.

Уровень рентгеновского излучения электронно-лучевых установок должен быть не выше значений, допускаемых действующими санитарными нормами. В процессе эксплуатации установок должен периодически проводиться дозиметрический контроль.

### **Электропечи сопротивления**

Температура наружной поверхности кожуха электропечи должна быть не выше значений, установленных инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

Состояние нагревательных элементов должно проверяться в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя с учетом местных условий.

### **Индукционные плавильные и нагревательные приборы**

Пункты 3.2.27 — 3.2.33 настоящей главы распространяются на электротермические индукционные установки промышленной (50 Гц), повышенной (до 30 кГц) и высокой (свыше 30 кГц) частоты.

Приемка индукционных установок в эксплуатацию производится при выполнении требований настоящих Правил, государственных стандартов и правил устройства электроустановок, санитарных норм по уровню электромагнитного поля на рабочих местах и норм по радиопомехам, проведении испытаний в соответствии с технической документацией завода-изготовителя и регистрации диапазона радиочастот в органах радиоинспекции.

Для снижения электрокоррозии от токов утечки металлические трубы системы водоохлаждения должны быть заземлены в самом начале перехода их в изолированные шланги, присоединенные к находящимся под напряжением водоохлаждаемым деталям.

Водоохлаждение должно осуществляться непрерывно с момента включения установки до полного охлаждения деталей после отключения. Наличие блокировки водоохлаждения с включающим устройством установки обязательно.

Персонал, обслуживающий индукционные плавильные печи и нагревательные установки, обязан систематически вести наблюдение за степенью нагрева ее конструктивных элементов от токов, наводимых электромагнитными полями рассеяния. В зависимости от полученных результатов должны приниматься меры по снижению потерь.

Осмотр установок проводит электротехнический персонал в соответствии с утвержденным в организации графиком. Результаты осмотра и принятые меры по ликвидации неисправностей заносятся в журнал работы установки. При осмотре следует обращать внимание на следующее:

- безотказность работы всех блокирующих устройств, обеспечивающих безопасные условия труда персонала и необходимую четкость и очередность включения всех технологических и электрических элементов установки;
- надежность экранирования и заземления отдельных блоков;
- чистоту контактов пускорегулирующей аппаратуры, имеющей наибольшее количество включений и отключений;
- правильность работы контактов с гашением дуги;

- отсутствие накипи на водоохлаждаемых поверхностях деталей установки;
- отсутствие пыли на частях установки.

Осмотр индукционных установок и ремонтные работы на них производятся после их отключения от источников питания.

Система охлаждения индуктора индукционных плавильных печей должна иметь блокировку, обеспечивающую снятие напряжения с индуктора при прекращении подачи воды.

При проведении плавки в индукционных плавильных печах допускается касаться шихты инструментом с изолированными ручками. Чтобы избежать ожогов, следует работать в рукавицах.

Включение контурных конденсаторов под напряжением для подстройки колебательного контура в процессе плавки в индукционных плавильных печах разрешается при наличии разъединителей с дистанционным приводом. Отключение контурных конденсаторов под напряжением не допускается.

Нагревательные посты, на которых выполняются операции термообработки и которые являются частью специализированных агрегатов (кузнечно-прессовых и прокатных станков, трубосварочных станков и др.), встраиваются в виде отдельных узлов в агрегат.

При работе на нагревательном посту с открытыми нагревательными индукторами, включенными через понижающий согласующий высокочастотный трансформатор, должны быть предусмотрены следующие защитные мероприятия:

- кнопки управления нагревом и отключением нагревательного поста должны быть размещены в непосредственной близости от нагревательного индуктора в удобном для оператора-термиста месте;
- одна точка вторичной обмотки согласующего высокочастотного трансформатора должна быть заземлена в любом месте;
- оператор-термист должен иметь индивидуальные защитные средства;
- должен быть вывешен плакат «Установка деталей и касание рукой индуктора при включенном напряжении не допускается».

### **Установки высокой частоты**

К установкам ультразвуковой и радиочастотной относятся электроустановки, используемые для термообработки материалов (металлов — при индукционном нагреве, непроводящих материалов — в электрическом поле конденсаторов) и ультразвуковой их обработки.

Частота генерируемых колебаний должна периодически по графику, а также после каждого ремонта, связанного с демонтажем колебательного контура или заменой его деталей, проверяться на соответствие паспортным данным.

Эксплуатация неэкранированных нагревательных постов, рабочих конденсаторов или других технологических устройств, в которых уровень электромагнитного или электрического поля на рабочем месте превышает нормируемые значения, не допускается.

При проведении наладочных или ремонтных работ под напряжением со снятием постоянного ограждения с установки или ее деблокировкой следует убедиться в необходимости снятия ограждения или деблокировки

и предусмотреть дополнительные мероприятия для создания безопасных условий работы.

Во время измерений на работающей установке производить какие-либо регулировочные работы, связанные с проникновением за постоянные ограждения и приближением к токоведущим частям, не допускается.

В технологических элементах установок для ультразвуковой обработки должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие отсутствие электрических потенциалов в тех средах и материалах, с которыми приходится соприкасаться обслуживающему персоналу. Все высокочастотные части должны быть экранированы в соответствии с требованиями санитарных норм и правил и допустимыми радиопомехами.

Все работы по замене неисправных деталей установки, предохранителей и т.п. должны производиться после снятия напряжения.

### **Электродные котлы**

Данные требования распространяются на электродные водогрейные и паровые котлы независимо от рабочего давления и температуры нагрева воды в них, питающиеся от источников тока промышленной частоты напряжением до и выше 1000 В, предназначенные для систем отопления, горячего водоснабжения жилых, коммунально-бытовых, общественных и производственных зданий, сооружений, промышленных и сельскохозяйственных установок.

В эксплуатацию допускаются только электродные котлы, изготовленные в организациях, имеющих технические средства, обеспечивающие соответствие их качества требованиям государственных стандартов или технических условий, согласованных в установленном порядке.

Электродные котлы и трубопроводы должны иметь тепловую изоляцию из материала, обладающего малым удельным весом и низкой теплопроводностью. Температура наружной поверхности изоляции должна быть не выше 55 град. С.

Электродные котлы должны устанавливаться в отдельном помещении. В этом же помещении можно располагать технологическое оборудование и устройства защиты и автоматики. Электродные котлы напряжением до 1000 В допускается устанавливать в производственных помещениях совместно с другим оборудованием. В помещении котельной должны быть предусмотрены дренажные устройства, обеспечивающие аварийный и ремонтный сброс воды из системы отопления или горячего водоснабжения.

В электрокотельной напряжением выше 1000 В должно быть предусмотрено отдельное помещение для электротехнического персонала. В этом же помещении могут устанавливаться пульт телеуправления и телеизмерения, а также устройства защиты и автоматики.

Исходя из необходимости выравнивания графика энергопотребления, эксплуатировать электродные котлы в теплофикационных системах, не имеющих пускорегулирующих устройств, не допускается. Электродные котлы должны быть оснащены устройствами автоматики, отключающими их в соответствии с заданным графиком работы.

Электродные паровые котлы напряжением выше 1000 В допускаются в эксплуатацию после регистрации, проверки и испытаний их в установленном порядке.

Электродные котлы могут работать без постоянного дежурства персонала при наличии устройств автоматического и дистанционного управления, обеспечивающих ведение нормального режима работы электродных котлов автоматически или с пульта управления, а также при наличии защиты, обеспечивающей остановку котла при нарушении режимов работы с подачей сигнала на пульт управления. При этом должна быть предусмотрена возможность остановки котла с пульта управления.

Регулирование мощности электродных котлов под напряжением не допускается.

Электродный котел должен быть немедленно отключен при:

- несчастном случае;
- исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех контрольно-измерительных приборах;
- повышении давления в котле выше разрешенного на 10% и продолжении его роста;
- прекращении или снижении расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого, а также в других случаях, предусмотренных производственной инструкцией.

В местной производственной инструкции должен быть также указан порядок устранения аварийного состояния и пуска электродных котлов.

На каждый котел напряжением выше 1000 В, установленный в котельной, должен быть заведен журнал, в который заносятся дата, вид ремонта, результаты осмотра, сведения о замене деталей, данные об аварийных ситуациях и т.д.

Осмотр электродных котлов напряжением до 1000 В выполняется перед каждым отопительным сезоном, а напряжением выше 1000 В — с определенной периодичностью, устанавливаемой графиком, но не реже 1 раза в месяц. Осмотр осуществляется согласно требованиям местной производственной инструкции, утвержденной ответственным за электрохозяйство Потребителя.

Результаты осмотра и меры по устранению неисправностей заносятся в журнал за подписью работника, проводившего осмотр.

Планово-предупредительный ремонт производится с периодичностью, устанавливаемой для котлов напряжением выше 1000 В специальным графиком, но не реже 1 раза в 6 мес. Для котлов напряжением до 1000 В необходимость планово-предупредительного ремонта определяет технический руководитель Потребителя или организация, проводящая ремонт.

Профилактические испытания и измерения на электродных котлах должны проводиться в соответствии с нормами испытаний электрооборудования (Приложение 3).

### 2.17.3. Электросварочные установки

Область применения

**На какие электросварочные установки распространяется настоящий раздел ПУЭ?**

**Ответ.** Распространяется на оборудуемые и используемые в закрытых помещениях или на открытом воздухе стационарные, переносные и передвижные электросварочные установки, предназначенные для выполнения электротехнологических процессов сварки, наплавки, напыления, резки плавлением (разделительной и поверхностной) и сварки с применением давления, в том числе: дуговой и плазменной сварки, наплавки, переплава, напыления, резки; электрошлаковой сварки, электрошлакового и плазменно-дугового переплава; индукционной сварки и наплавки; электронно-лучевой сварки; лазерной сварки и резки; сварки контактным разогревом; контактной или диффузионной сварки; дугоконтактной сварки (с разогревом до пластического состояния торцов свариваемого изделия возбужденной дугой, вращающейся в магнитном поле, с последующим контактным соединением их давлением). **Какие термины и определения установлены ПУЭ к электросварочным установкам?**

**Ответ.** Установлены термины и определения, приведенные в табл. 3.

**Таблица 3 Термины и определения электросварочных установок**

Термин	Определение	Пункт ПУЭ
Электросварочная установка	Электросварочная установка Комплекс функционально связанных между собой элементов соответствующего электросварочного и общего назначения электротехнического, а также механического и другого оборудования, средств автоматики и КИП, обеспечивающих осуществление необходимого технологического процесса	7.6.3
Источник сварочного тока	Источник сварочного тока Специальное электротехническое устройство, способное обеспечить подачу электротехнической энергии с соответствующими параметрами для преобразования ее в необходимое количество теплоты в зоне плавления или нагрева металла (или неметаллического материала) до пластического состояния для проведения указанных выше процессов	7.6.4
Сварочная цепь	Предназначенная для прохождения сварочного тока часть электрической цепи электросварочной установки от выводов источника сварочного тока до свариваемой детали (изделия)	7.6.5

Сварочный пост электросварочной установки	Сварочный пост электросварочной установки Рабочее место сварщика, оснащенное комплексом средств (оборудованием, приборами и пр.) для выполнения электротехнологических процессов сварки, наплавления, напыления, резки	7.6.6
Однопостовый и многопостовый источник сварочного тока	Источники сварочного тока, питающие соответственно один или несколько сварочных постов	7.6.7
Автономные электросварочные установки	Установки с источниками сварочного тока, снабженными двигателями внутреннего сгорания, в отличие от электросварочных установок, получающих питание от электрических сетей, в том числе присоединяемых к передвижным электростанциям	7.6.8

### **Общие требования**

**Какие защитные меры должны быть предусмотрены в электросварочных установках, кроме защитного заземления ОПЧ и подключения к системе уравнивания потенциалов сторонних проводящих частей?**

Ответ. Должно быть предусмотрено заземление одного из выводов вторичной цепи источников сварочного тока: сварочных трансформаторов, статических преобразователей и тех двигателей-генераторных преобразователей, у которых обмотки возбуждения генератора присоединяются к электрической сети без разделительных трансформаторов. В электросварочных установках, в которых дуга горит между электродом и электропроводящим изделием, следует заземлять вывод вторичной цепи источника сварочного тока, соединяемый проводником (обратным проводом) с изделием.

**Установки электрической сварки (резки, наплавки) плавлением.**

**Какие значения не должно превышать напряжение холостого хода источников сварочного тока установок дуговой сварки при номинальном напряжении питающей электрической сети?**

Ответ. Не должно превышать для источников постоянного тока 100 В (среднее значение) и для источников переменного тока (действующее значение):

80 В — для установок ручной и полуавтоматической дуговой сварки на номинальный сварочный ток	630 А;
100 В — для установок автоматической дуговой сварки на номинальный сварочный ток	1000 А;
120 В — для установок автоматической дуговой сварки на номинальный сварочный ток	1600 А;
140 В — для установок автоматической дуговой сварки на номинальный сварочный ток	2000 А.

**Каким должно быть номинальное напряжение электродвигателей и электротехнических устройств, расположенных на переносных частях электросварочных автоматов?**

Ответ. Должно быть не выше 50 В переменного и 110 В постоянного тока. Электродвигатели и электротехнические устройства, расположенные на частях стационарных и передвижных электросварочных автоматов, смонтированных на стационарных установках, допускается питать от сети 220 и 380 В переменного тока или 220 и 440 В постоянного тока при обязательном заземлении от корпусов, которые должны быть электрически изолированы от частей, гальванически связанных со сварочной цепью.

#### **2.17.4. Электрохимические и электролизные установки**

Настоящая глава Правил распространяется на расположенные внутри зданий (исключения приведены в 7.10.4) производственные и опытно-промышленные установки электролиза водных растворов кислот, щелочей и солей с получением и без получения металлов, установки электролиза расплавленных солей, окислов и щелочей и установки гальванических покрытий изделий (деталей) черными и цветными металлами, в том числе редкими и драгоценными.

Электролизные установки и установки гальванических покрытий и используемое в них электротехническое и др. оборудование или устройства, кроме требований настоящей главы, должны удовлетворять также требованиям разделов 1-6 и гл. 7.3-7.5 Правил в той мере, в какой они не изменены настоящей главой.

### **ОПРЕДЕЛЕНИЯ. СОСТАВ УСТАНОВОК**

Установки электролизные и гальванических покрытий - комплексы, состоящие из одной или нескольких ванн (соответственно электролизных - электролизеров или гальванических) и из требующихся для осуществления в них рабочего процесса выпрямительных агрегатов (см. 7.10.4), другого электротехнического оборудования общего назначения и специального, комплектных устройств и вспомогательных механизмов, магистральных, межванных и других токопроводов, кабельных линий и электропроводок (включая проводки вспомогательных цепей: систем управления, сигнализации, измерения, защиты), а также кранового и вентиляционного оборудования и газоочистных сооружений.

Выпрямительный агрегат- агрегат, работающий по принципу источника напряжения (АЙН), состоит из преобразовательного трансформатора и полупроводниковых выпрямителей.

Параметрический выпрямительный агрегат - агрегат, работающий по принципу источника тока (ПИТ), основан на использовании резонансных схем и состоит из преобразовательного трансформатора с отдельными обмотками ВН, трех реакторов, трех конденсаторных батарей и полупроводниковых выпрямителей.



Полупроводниковый выпрямитель - комплект полупроводниковых вентилях, смонтированных на раме или в шкафу (на рамах или в шкафах) с системой воздушного или водяного охлаждения.

Преобразовательная подстанция электролизных установок - комплекс, состоящий из размещенных внутри помещения (или нескольких помещений, или внутри отдельного здания) выпрямительных агрегатов (АИН или ПИТ) и требующихся для их работы оборудования, устройств, систем и др. (см. 7.10.3), при этом вне здания могут быть расположены (когда это позволяют условия окружающей среды) на открытом пространстве или под навесом в исполнении для наружной установки преобразовательные трансформаторы, а при агрегатах ПИТ также и реакторы, и конденсаторные батареи.

Допускается исполнение преобразовательных подстанций, в которых шкафы (рамы) полупроводниковых выпрямителей монтируются на стенках бака преобразовательного трансформатора.

Электролизная ванна или электролизер - специальное электротехнологическое оборудование, состоящее из системы положительных и отрицательных электродов, погруженных в наполненный электролитом сосуд (или помещенных в ячейки мембранного или диафрагменного типа, собранные в единый блок-аппарат), предназначенное для выполнения совокупности процессов электрохимического окисления-восстановления при прохождении через электролит электрического тока.

Гальваническая ванна конструктивно подобна электролизной ванне с электролитом в виде водных растворов и отличается в основном лишь составами электролитов и режимами работы, определяемыми ее назначением - видом выполняемых гальванических покрытий.

Серия электролизных ванн (электролизеров)- группа электрически последовательно соединенных электролизных ванн (электролизеров), присоединяемая к преобразовательной подстанции (выпрямительному агрегату).

Зал электролиза<sup>1</sup> - производственное помещение, в котором размещены одиночные электролизные ванны (электролизеры), их серия, несколько серий или часть серии.

Корпус, станция или цех электролиза - производственное здание, в котором размещены зал или залы электролиза и помещения с оборудованием, необходимым для осуществления технологического процесса и выполнения требований техники безопасности и охраны труда.

<sup>1</sup> Термины «зал электролиза», «станция» в установках электролиза алюминия не используются, в этих установках применяется термин «корпус электролиза» — производственное здание, в котором установлены серия (часть серии) или серии электролизеров.

Гальванический цех (участок, отделение) - помещение или часть помещения с установками гальванических покрытий и электротехническим и другим оборудованием, необходимым для выполнения электротехнологического процесса с учетом требований техники безопасности. Схема питания (групповая или индивидуальная) электролизных установок и установок гальванических

покрытий, а также виды, типы, параметры и количество выпрямительных агрегатов и их исполнение, материал и сечение соединительных токопроводов и ошинки самих ванн должны выбираться, как правило, на основании технико-экономического анализа с учетом обеспечения необходимой надежности электроснабжения.

Для предприятий, имеющих электролизные установки с преобразовательными подстанциями большой установленной мощности выпрямительных агрегатов, рекомендуется принимать схемы отдельного электроснабжения технологической нагрузки электролизного производства с электрическими нагрузками силового оборудования и электрического освещения всех основных и вспомогательных сооружений предприятия через отдельные понижающие трансформаторы, присоединяемые линиями передачи к распределительным устройствам расположенных вблизи генерирующих источников или к электрическим сетям питающей энергосистемы на напряжение 110-500 кВ по схеме «глубокого ввода», с минимальным числом ступеней трансформации и коммутации (класс напряжения определяется на основании технико-экономических расчетов в зависимости от мощности потребления предприятием электроэнергии).

Выпрямительные агрегаты электролизных установок для получения водорода, предназначенного для охлаждения турбогенераторов, присоединяются к РУ 0,4 кВ собственных нужд электростанции.

Система внутривозвращающего электроснабжения технологических и других электрических нагрузок электролизных установок и установок гальванических покрытий должна выполняться с учетом условий обеспечения в распределительной сети предприятия и на границе раздела балансовой принадлежности электрических сетей, допустимых по ГОСТ 13109 показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

В целях ограничения содержания в питающей сети общего назначения высших гармонических составляющих напряжения на преобразовательных подстанциях электролизных установок и установок гальванических покрытий рекомендуется применять выпрямительные агрегаты с большим числом фаз выпрямления, с эквивалентным многофазным режимом выпрямления на каждом из агрегатов (группы агрегатов) и другие технические решения по компенсации гармонических составляющих. Конкретные решения по компенсации гармонических составляющих в распределительной сети предприятия принимаются на основании соответствующих технико-экономических расчетов.

В электролизных установках к электроприемникам I категории по степени надежности электроснабжения следует относить серии электролизных ванн-электролизеров.

Категории остальных электроприемников электролизных установок и электроприемников установок гальванических покрытий следует определять согласно отраслевым нормам технологического проектирования.

В отношении опасности поражения людей электрическим током помещения установок, цехов<sup>1</sup> (станций, корпусов, отделений) электролиза и гальванических покрытий относятся к помещениям с повышенной опасностью.

Напряжение электроприемников, устанавливаемых в цехах (станциях, корпусах) электролиза, как правило, должно быть не более 1 кВ переменного и выпрямленного тока. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается для питания серий электролизных ванн применять выпрямители с более высоким номинальным напряжением.

Светильники общего освещения - «верхний свет» залов (корпусов) электролиза - могут получать питание электроэнергией от трансформаторов общего назначения с вторичным напряжением 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью. При этом на первом этаже двухэтажных зданий и в одноэтажных зданиях металлические корпуса светильников, пускорегулирующих аппаратов, ответвительных коробок и т.п. элементов электропроводки должны быть изолированы от строительных конструкций здания.

Металлические корпуса светильников верхнего света, пускорегулирующие аппараты и ответвительные коробки, расположенные на отметке выше 3,5 м от площадки обслуживания электролизеров, не требуется изолировать от стальных конструкций.

Стационарное местное освещение в цехах (корпусах, залах) электролиза, как правило, не требуется. Исключение - основные производственные помещения электролизных установок получения хлора.

Переносные (ручные) электрические светильники, применяемые в залах (корпусах) электролиза и во вспомогательных цехах (мастерских), должны иметь напряжение не выше 50 В и присоединяться к электрической сети через безопасный разделительный трансформатор класса II по ГОСТ 30030.

Электроинструменты (электросверла, электробуры, электропылесосы и др.), используемые в залах (корпусах) электролиза, должны иметь двойную изоляцию и их следует присоединять к питающей сети через разделительный трансформатор.

Электродвигатели, электронагреватели и другие электроприемники переменного тока, корпуса которых имеют непосредственное соединение с изолированным от земли корпусом электролизера, как правило, должны иметь напряжение не выше 50 В. Рекомендуется применение специальных электродвигателей на напряжение 50 В с усиленной изоляцией в исполнении, соответствующем условиям среды.<sup>1</sup>

Электродвигатели на напряжение от 50 до 380 В переменного тока допускается применять при соблюдении следующих условий: электродвигатели или группа электродвигателей, установленные не более чем на 15 электролизерах, присоединяются к сети общего назначения (к трансформатору общего назначения с изолированной нейтралью) через разделительный трансформатор.

Переносные электронагреватели мощностью до 120 кВт (устанавливаемые в электролизер на время разогрева) допускается присоединять к питающей сети через один разделительный трансформатор, располагаемый вне помещения с электролизными ваннами, при условии, если суммарная протяженность распределительной сети вторичного напряжения не превышает 200 м и предусмотрено блокирование, исключающее одновременное включение нагревателей нескольких электролизеров.

<sup>1</sup> На электролизные установки для получения хлора не распространяется требование об усиленной изоляции электродвигателей, кроме того, в таких установках к общему разделительному трансформатору допускается присоединять один электродвигатель или группу электродвигателей, относящихся только к одному электролизеру.

Помещения электролизных установок, в которых в процессе электролиза в герметизированном оборудовании выделяется или находится в обращении водород, необходимо оборудовать вытяжной вентиляцией с естественным побуждением (с дефлекторами или аэрационными фонарями), исключающей образование под перекрытием невентилируемых пространств.

Такие помещения, где по условиям технологического процесса исключается образование рассчитываемого согласно НПБ 105-95 избыточного давления взрыва в помещении, превышающего 5 кПа, имеют согласно классификации, приведенной в ГОСТ Р 51330.9, взрывоопасную зону класса 2 и только в верхней части помещения. Взрывоопасная зона условно принимается от отметки 0,75 общей высоты помещения от уровня пола, но нижняя граница зоны не может быть выше подкранового пути.

В этой зоне под потолком помещения следует размещать датчики (как правило, не менее двух на каждые 36 м<sup>2</sup> площади помещения), присоединяемые к автоматизированной системе контроля концентрации водорода в воздухе. Система должна обеспечивать звуковую и световую сигнализацию, а также блокирование (или отключение) пусковых аппаратов электродвигателей и других электроприемников подъемно-транспортного оборудования (если такие электрические аппараты в данном помещении имеются), когда в контролируемой зоне помещения содержание водорода превысит 1,0 об. %.

В помещениях электролизных установок со взрывоопасными зонами для электрического освещения, как правило, должны применяться комплектные осветительные устройства со щелевыми световодами (КОУ). Источники света в этих устройствах помещаются в камеры, входящие в состав КОУ. Сочленение камер со световодами должно обеспечивать степень защиты световодов со стороны камер не ниже IP 54. Камеры КОУ должны размещаться вне взрывоопасной среды в стене, граничащей с соседним невзрывоопасным помещением, или в наружной стене.

Помимо КОУ рекомендуется использование светильников общего назначения, устанавливаемых:

- за неоткрывающимися окнами с двойным остеклением без фрамуг и форточек;

- в специальных нишах с двойным остеклением в стене;

- в специальных фонарях с двойным остеклением в потолочном перекрытии;

- в остекленных коробах.

Ниши и фонари должны иметь вентиляцию наружным воздухом с естественным побуждением.

Остекленные короба должны продуваться под избыточным давлением чистым воздухом. В местах, где возможны поломки стекол в коробе, для остекления следует применять небьющееся стекло.

Залы (корпуса) электролиза рекомендуется оборудовать подъемно-транспортными механизмами для выполнения монтажных, технологических и ремонтных работ. В помещениях электролизных установок, в верхних зонах которых могут быть взрывоопасные зоны, эти механизмы (их электрооборудование) должны иметь исполнение, соответствующее требованиям гл. 7.3.

В корпусах электролиза с мостовыми кранами лестницы для спуска крановщика из кабины крана должны быть из неэлектропроводного материала. Если в таких корпусах нет галереи для обслуживания подкрановых путей, должна выполняться конструкция, обеспечивающая безопасный спуск крановщика при остановке кабины крана не у посадочной площадки (например, при аварии).

Токопроводы (ошиновки) электролизных установок, как правило, должны выполняться шинами из алюминия или алюминиевого сплава с повышенной механической и усталостной прочностью. Шины токопроводов следует защищать коррозиестойкими, а на участках с рабочей температурой 45 °С и выше - теплостойкими лаками (исключение - шины в корпусах электролиза алюминия).

Контактные соединения шин токопроводов необходимо выполнять сваркой, за исключением межванных, а также шунтирующих токопроводов (ошиновки) и присоединения шин к выпрямителям, коммутационным и другим аппаратам, к крышкам или торцевым плитам электролизеров.

Для прокладки по электролизерам в зонах высокой температуры должны использоваться провода или кабели с нагревостойкой изоляцией и оболочкой.

Для шунтирования выводимого из работающей серии электролизера (электролизной ванны) следует предусматривать стационарное или передвижное шунтирующее устройство (разъединитель, выключатель, короткозамыкатель, жидкометаллическое коммутирующее шунтирующее устройство). Передвижное шунтирующее устройство должно быть изолировано от земли.

Снижение влияния магнитных полей на работу устройств и приборов, размещаемых в зале (корпусе и др. производственных помещениях) электролиза, а также на работу самих электролизеров, должно обеспечиваться соблюдением отраслевых норм соответствующего производства.

Электрическая изоляция серий электролизных ванн, строительных конструкций здания, коммуникаций (токопроводов, трубопроводов, воздухопроводов и др.) должна исключать возможность внесения в зал (корпус) электролиза потенциала земли и вынос из зала (корпуса) потенциала (см. также 7.10.24, 7.10.29-7.10.30).

Электрическая изоляция от земли серий электролизеров и ванн гальванических покрытий и токопроводов к ним должна быть доступна для осмотра и контроля ее состояния.

В залах (корпусах) электролиза (за исключением залов с электролизными установками для получения водорода методом электролиза воды) помимо элементов, указанных в 7.10.23, должны иметь электрическую изоляцию от земли:

внутренние поверхности стен на высоту до 3 м и колонны на высоту до 3,5 м от уровня рабочих площадок первого этажа в одноэтажных зданиях или второго этажа в двухэтажных зданиях;

металлические и железобетонные конструкции рабочих площадок, расположенные возле электролизеров;

перекрытия шинных каналов и полов возле электролизеров;

металлические крышки люков;

металлические части вентиляционных устройств, расположенные на полу и у стен корпуса;

металлические трубопроводы, кронштейны и другие металлические конструкции, расположенные в пределах помещения на высоте до 3,5 м от уровня пола;

Металлические и железобетонные конструкции рабочих площадок возле электролизеров должны накрываться (за исключением конструкций у электролизеров установок электролиза магния и алюминия) решетками из дерева, пропитанного огнестойким составом, не влияющим отрицательно на его диэлектрические свойства, или из другого диэлектрического материала.

Вводы шин токопроводов в корпус (здание) электролиза должны ограждаться металлическими сетками или конструкцией из электроизоляционных материалов на металлическом каркасе на высоту не менее 3,5 м от уровня пола. Сетки или металлические конструкции каркаса должны быть изолированы от токопровода.

Токопроводы электролизных установок, за исключением межванных, шунтирующих токопроводов и токоподводов (спусков) к торцевым ваннам, должны иметь ограждение в следующих случаях:

при расположении горизонтальных участков токопроводов над проходами на высоте менее 2,5 м над уровнем пола или нахождении их в зоне движения кранов и цехового транспорта<sup>1</sup>;

при расстоянии менее 2,5 м между токопроводами, расположенными на высоте ниже 2,5 м над уровнем пола, и заземленными трубопроводами или заземленным оборудованием<sup>1</sup>;

при расположении токопроводов вблизи посадочных площадок мостовых кранов, если расстояние от них до этих площадок составляет менее 2,5 м.

В залах электролиза (за исключением залов с электролизными установками для получения водорода методом электролиза воды) не разрешается устройство магистрали заземления трехфазных приемников переменного тока производственных механизмов. Для таких электроприемников открытые проводящие части следует присоединять к РЕ-проводнику. В качестве дополнительной меры возможно использование устройства защитного отключения.

Открытые проводящие части электроприемников переменного тока при расстоянии от них до токоведущих частей электролизеров менее 2,5 м должны иметь съемную изолирующую оболочку.

Трубопроводы в корпусах электролиза алюминия, в цехах и в залах электролиза (за исключением залов с электролизными установками для получения

водорода методом электролиза воды) рекомендуется выполнять из неэлектропроводных материалов.

При использовании металлических трубопроводов (в том числе гуммированных), защитных труб и коробов должны применяться электроизолирующие вставки, подвески и изоляторы.

Должны предусматриваться меры по снижению токов утечки - отводу тока из растворов, которые поступают в электролизеры или отводятся от них по изолированным или выполненным из неэлектропроводных материалов (фиолита, винипласта, стеклопластика и др.) трубопроводам. Рекомендуется использование устройств разрыва струи или принятие других эффективных мер.

<sup>1</sup> На установки электролиза алюминия не распространяется.

Бронированные кабели, металлические трубопроводы, защитные трубы, а также короба коммуникаций технологических, паро-, водоснабжения, вентиляции и др. в залах (корпусах) электролиза должны быть размещены, как правило, на высоте не менее 3,5 м от уровня рабочих площадок (не менее 3,0 м - для залов электролиза водных растворов), изолированы от земли или ограждены, иметь электроизолирующие вставки на входе и выходе из зала (корпуса), а также в местах отводов к электролизерам и подсоединения к ним.

При расположении в залах (корпусах) электролиза перечисленных коммуникаций ниже указанной высоты они, кроме того, должны иметь две ступени электрической изоляции от строительных конструкций, а также электроизоляционные вставки по длине зала (корпуса), размещаемые согласно требованиям отраслевых норм.

Трос, на котором в зале (корпусе) электролиза крепятся провода или кабели, должен быть электроизолирован от строительных конструкций.

Кабельные линии электролизных установок должны прокладываться по трассам, на которых маловероятны аварийные ситуации (например, невозможно попадание расплавленного электролита при аварийном уходе электролита из электролизера).

Электротехническое оборудование, устанавливаемое на фундаментах, рамах и других конструкциях, не должно иметь скрытых от наблюдения разъемных электрических соединений. Разъемные электрические соединения должны быть легко доступны для обслуживания и ремонта.

Электрические распределительные устройства напряжением до 1 кВ для силовой и осветительной сетей должны располагаться на расстоянии не менее 6 м от неогражденных токопроводов или частей электролизеров, находящихся под напряжением выпрямленного тока.

Щит центральный и (или) КИПиА (если их необходимость обоснована) должны быть оборудованы соответствующими средствами для регулирования и управления технологическими процессами электролиза и контроля за работой оборудования, включая преобразователи, а также системой сигнализации, извещающей о пуске, остановке и нарушениях режима работы оборудования или о повреждении изоляции в контролируемых электрических цепях.

Для включения в работу оборудования, находящегося вне зоны видимости, должна предусматриваться пусковая сигнализация. Рекомендуется также применение в обоснованных случаях оптических устройств (зеркал, телескопических труб и др.) и устройств промышленного телевидения.

В электролизных установках, в которых при аварийных ситуациях требуется немедленное отключение питания электроэнергией электролизеров, в зале электролиза и в помещении центрального щита управления и (или) щита КИПиА должны быть установлены кнопочные выключатели для аварийного отключения выпрямителей. Должна быть исключена возможность использования этих аппаратов для последующего включения выпрямителей в работу.

Электролизные установки, на электролизерах которых возможно появление повышенного напряжения (например, за счет «анодного эффекта»), должны быть оборудованы сигнализацией для оповещения об этом персонала.

В помещениях электролизного производства, в том числе на преобразовательной подстанции, должна предусматриваться громкоговорящая и (или) телефонная связь, в соответствии с принятой системой обслуживания на предприятии (опытно-промышленной установке).

Для контроля за режимом работы серии ванн в помещениях корпусов, станций (цехов) электролиза или на преобразовательной подстанции должны предусматриваться:

амперметр на каждую серию;

вольтметр на каждую серию и каждый корпус, если они питаются от сборных шин;

вольтметр на каждую ванну (или вольтметр с многопозиционным переключателем на группу ванн) в тех случаях, когда по рабочему напряжению на ваннах ведется технологический процесс;

устройства (приборы) контроля изоляции каждой системы шин выпрямленного тока или группы электролизеров, получающих питание или от контролируемой сети выпрямленного тока, или от сети переменного тока через индивидуальные или групповые разделительные трансформаторы;

счетчики вольт-часов или ампер-часов (в зависимости от технологических требований) на серию или группу ванн;

счетчик расхода электрической энергии, установленный на первичной стороне преобразовательного трансформатора выпрямительного агрегата.

### **2.17.5. Определение стоимости потребления электрической энергии**

Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии на оптовом рынке определяется в соответствии с разделом 7. Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики.

В п.п. 110 Правил функционирования розничных рынков сказано, что в отношении тех потребителей, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых превышает 750 кВт, в договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии) должно предусматриваться



планирование почасового объема потребления электрической энергии в сроки, достаточные для учета этого объема в плановом почасовом объеме потребления электрической энергии, приобретаемом на оптовом рынке обслуживающей владельца таких устройств организацией.

В этом случае предельные уровни нерегулируемых цен определяются для каждого часа суток в соответствующем расчетном периоде.

При этом к **запланированному почасовому объему потребления электрической энергии** покупателя по нерегулируемым ценам применяются цены, определяемые по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, с учетом стоимости планового потребления мощности.

К объемам отклонений объемов фактического почасового потребления электрической энергии от планового почасового потребления электрической энергии **(незапланированным почасовым объемам потребления электрической энергии)** применяются цены, определяемые по результатам конкурентного отбора для балансирования системы, с учетом стоимости отклонений фактического потребления мощности от планового.

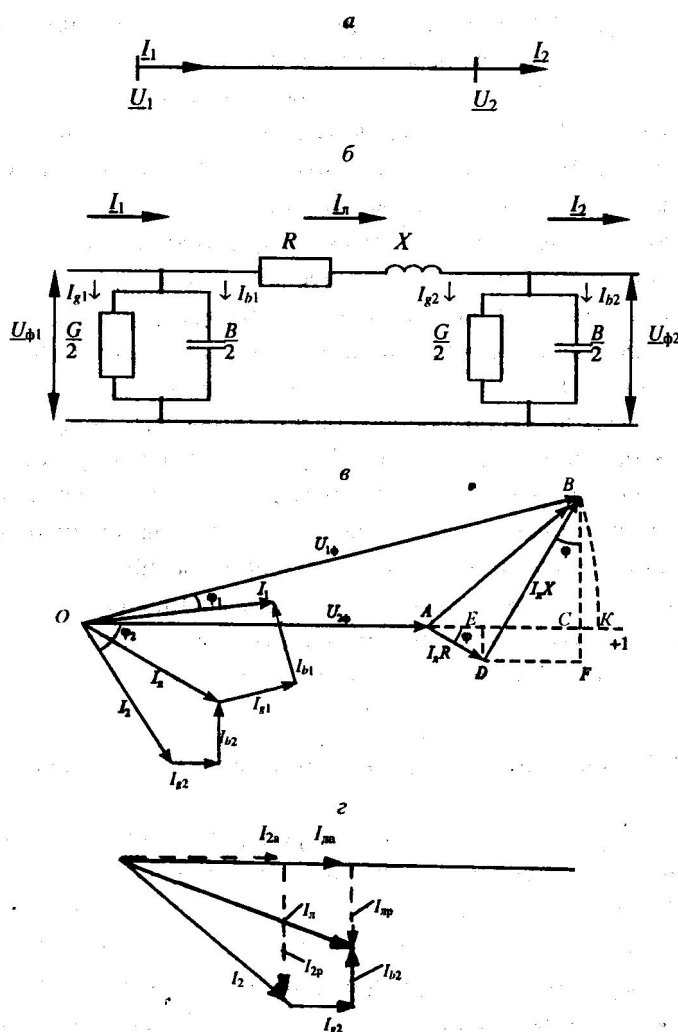
Средневзвешенные свободные (нерегулируемые) цены электрической энергии (мощности) подлежат опубликованию администратором торговой системы оптового рынка в течение 4 рабочих дней по окончании соответствующего расчетного периода и организациями, указанными в пункте 106 настоящих Правил, - в течение 2 рабочих дней с даты публикации соответствующей информации администратором торговой системы оптового рынка на официальном сайте в сети Интернет или в официальном печатном издании, в котором публикуются правовые акты органов государственной власти соответствующего субъекта Российской Федерации.

## 18. Потери электроэнергии

### 2.18.1. Потери напряжения

Алгебраическая разность напряжений в начале и конце линии по величине (модулю) называется *потерей напряжения*. Для пояснения потери напряжения на векторной диаграмме (рис. 2.18.1, в) совместим поворотом относительно точки  $O$  вектор напряжения  $\underline{U}_{1\phi}$  с напряжением  $\underline{U}_{2\phi}$ . Он примет положение  $OK$ . Разность величин отрезков  $OK$  и  $OA$  и есть потеря напряжения. Заметим, что при  $\delta U_{\phi} = 0$  потеря напряжения фактически равна продольной составляющей падения напряжения.

Из диаграммы (рис. 2.18.1, в) видно, что между векторами  $\underline{U}_{1\phi}$  и  $\underline{I}_1$ , образовался угол  $\varphi$ . Напряжение  $\underline{U}_{2\phi}$  в конце линии меньше, чем напряжение  $\underline{U}_{1\phi}$  в начале. При этом разность векторов напряжений  $\underline{U}_{1\phi} - \underline{U}_{2\phi}$  равна вектору  $\underline{I}_n \underline{Z}$ , который называется падением напряжения. **Падение напряжения** - геометрическая разность векторов напряжений в начале и конце линии электропередачи.



На рис. 2.18.1, г подробнее дан фрагмент векторной диаграммы токов. Ток нагрузки  $\underline{I}_2$ , который, как отмечалось, имеет активно-индуктивный характер,

разложен на активную  $I_{2a}$  и реактивную  $I_{2p}$  составляющие. Аналогично в виде двух составляющих ( $I_{2a}$  и  $I_{2p}$ ) представлен ток в линии  $I_L$ . Как видно из диаграммы, ток  $I_{g2}$ , обусловленный активной проводимостью линии, увеличивает активную составляющую тока нагрузки  $I_{2a}$ , а емкостной ток  $I_{b2}$ , вызванный реактивной проводимостью линии, уменьшает реактивную составляющую тока нагрузки  $I_{2p}$ . Аналогично построены векторные диаграммы (рис. 2.18.2, б и 2.18.3, б) для линий электропередачи, схемы замещения которых соответственно приведены на рис. 2.18.3, а и 2.18.4, а. На рис. 2.18.3 в схеме замещения отсутствует активная проводимость, что в большей степени соответствует воздушным линиям напряжением 110 и 220 кВ. Схема замещения в соответствии с рис. 2.18.3 применяется для линий распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже.

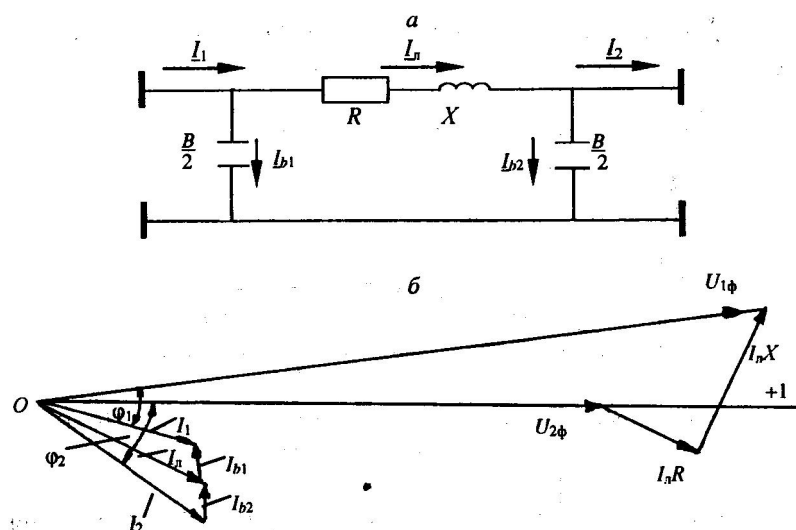


Рис. 2.18.2. Схема замещения линии электропередачи  $U_{\text{ном}} = 110 - 220$  кВ (а) и её векторная диаграмма (б)

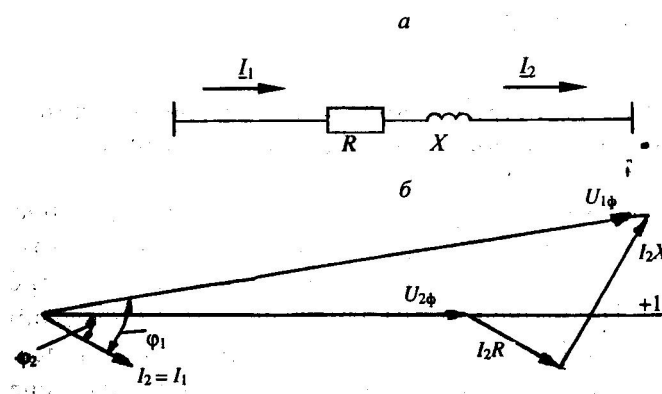
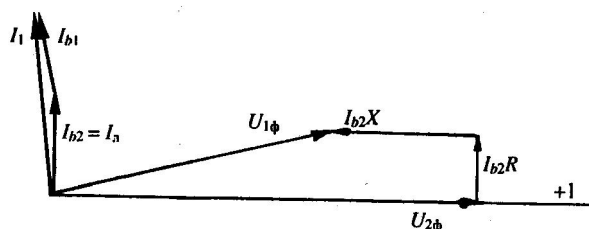


Рис. 2.18.3. Схема замещения линии электропередачи  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ (а) и её векторная диаграмма (б)

Определенный интерес представляет векторная диаграмма напряжений и токов линии, схема замещения которой включает емкостную проводимость (рис. 2.18.2, а), при отсутствии нагрузки в конце линии  $\underline{I}_2 = 0$ . В этом случае по сопротивлениям линии  $R$  и  $X$  в направлении от конца к началу протекает емкостный ток  $\underline{I}_{b2}$ , опережающий напряжение  $U_2$  на  $90^\circ$  (рис. 2.18.4). По закону Ома

$$\underline{U}_{1\Phi} = \underline{U}_{2\Phi} - \underline{I}_{b2}(R + jX) = \underline{U}_{2\Phi} - \underline{I}_{b2}R - \underline{I}_{b2}jX.$$



**Рис. 2.18.4.** Векторная диаграмма линии электропередачи  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ для режима холостого хода

В соответствии с этим выражением на рис. 2.18.4 построен вектор напряжения  $\underline{U}_{1\Phi}$ . Как видно, в режиме холостого хода напряжение в конце линии  $\underline{U}_{2\Phi}$  больше, чем в начале  $\underline{U}_{1\Phi}$ , а при отсутствии тока нагрузки  $\underline{I}_2 = 0$  в начале линии протекает ток  $\underline{I}_1$ , имеющий емкостный характер.

#### 2.18.2. Потери мощности.

Потери активной мощности в линиях обусловлены активными сопротивлениями проводов и кабелей, а также потерями на корону в воздушных линиях и на токи утечки через изоляцию в кабельных линиях высоких напряжений.

В трехфазной линии, где нагрузка задана в виде полного тока  $I$  или его активной  $I_a$  и реактивной  $I_p$  составляющих, потери активной мощности, расходуемые в активном сопротивлении  $R_{\text{л}}$  линии на нагрев проводников, определяют по формулам

$$\Delta P = 3I^2 R_{\text{л}} = 3(I_a^2 + I_p^2) R_{\text{л}}. \quad (2.18.1)$$

Если нагрузка задана в виде полной  $S$ , активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей, то те же потери можно найти по выражениям

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л}} = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_{\text{л}}. \quad (2.18.2)$$

Как видно, величина потерь зависит от передаваемой мощности и уровня напряжения. Повышение уровня напряжения позволяет снизить потери активной мощности в сопротивлении линии. Однако следует отметить, что при этом в

сетях, непосредственно питающих электроприемники, в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению может увеличиться мощность потребителей и, следовательно, передаваемая по линии мощность.

Мощность, передаваемая по линии, включает активную и реактивную составляющие. Если единственным источником активной мощности являются генераторы электрических станций, то реактивная мощность вырабатывается различными устройствами. Причем некоторые из них (компенсирующие устройства) могут устанавливаться вблизи потребителей реактивной мощности. Рассмотрим линию (рис. 2.18.1), по которой передается мощность  $S = P + jQ$ . Потери активной мощности в ней

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л.}}$$

Рассмотрим линию (рис. 2.18.5), по которой передается мощность  $S = P + jQ$ . Потери активной мощности в ней

Установим в конце линии, например, батарею конденсаторов мощностью  $Q_K$ . При этом передаваемая по линии реактивная мощность снизится до величины  $Q - Q_K$ , а значит, уменьшатся и потери активной мощности

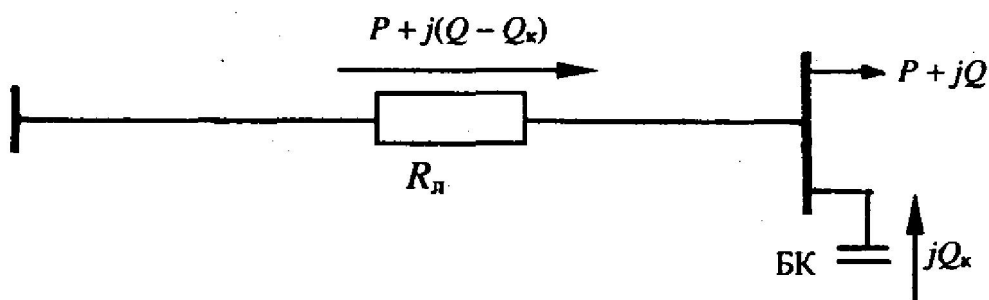


Рис. 2.18.5. Линия электропередачи с компенсирующим устройством

$$\Delta P' = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} R_{\text{л.}}$$

Снижение потерь активной мощности составит

$$\delta \Delta P' = \Delta P - \Delta P' = \frac{P^2 + 2QQ_K - Q_K^2}{U^2} R_{\text{л.}}$$

Количественной характеристикой эффективности снижения потерь мощности от компенсации реактивной мощности служит экономический эквивалент реактивной мощности

$$K_9 = \frac{\delta \Delta P}{Q_K} = \frac{2Q - Q_K}{U^2} R_{\text{л}}. \quad (2.18.4)$$

Он показывает, на сколько снижаются потери активной мощности при включении в узле нагрузки компенсирующего устройства величиной  $Q_K$ .

В воздушных линиях высокого напряжения имеют место потери активной мощности на корону, которые в линиях напряжением 330 кВ и выше определяются по выражению (2.18.5):

$$\Delta P_{\text{КОР}} = \Delta P_{\text{У.К}} L.$$

Как отмечалось, величина удельных потерь на корону  $\Delta P_{\text{УК}}$  во многом зависит от погодных условий и напряжения.

Зависимость усредненных потерь мощности на корону от напряжения имеет вид

$$\Delta P_{\text{УК}} = 10^{-10} U^2 \left( \frac{U}{U_K} \right)^2, \frac{\text{кВт}}{\text{км}}, \quad (2.18.5)$$

где  $U$  – напряжение, В.

Таким образом, при повышении уровня напряжения потери активной мощности на корону увеличиваются, но одновременно уменьшаются потери активной мощности в сопротивлении линии.

Для кабелей высокого напряжения потери активной мощности, вызванные токами утечки через изоляцию, можно рассчитать по их активной проводимости  $G_{\text{Л}}$

$$\Delta P_G = U^2 G_{\text{Л}}. \quad (2.18.6)$$

Наряду с потерями активной мощности, в линиях электропередачи теряется и реактивная мощность. Эти потери обусловлены индуктивными сопротивлениями воздушных и кабельных линий.

Если нагрузка линии задана током, то потери реактивной мощности можно найти по формуле

$$\Delta Q = 3I^2 X_{\text{Л}} = 3(I_a^2 + I_p^2) X_{\text{Л}}.$$

Для нагрузки, заданной мощностью, потери реактивной мощности в линии равны

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} X_{\text{Л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{\text{Л}} = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} X_{\text{Л}}. \quad (2.18.7)$$

Наряду с потреблением реактивной мощности, линия, обладая емкостной проводимостью и соответствующей ей зарядной мощностью  $Q_b$ , является источником реактивной мощности. Зарядная мощность линии, в некоторых случаях снижает реактивную мощность, передаваемую по линии, а значит, и потери активной и реактивной мощностей. Вместе с тем, в режимах наименьших нагрузок, когда имеет место избыток реактивной мощности, зарядная мощность может вызвать увеличение передаваемой по линии реактивной мощности и потерь мощности.

#### 2.18.3. Годовые потери электроэнергии.

## 2.19. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях

### 2.19.1. Основные понятия

Потери электроэнергии - это потери мощности за какой-то промежуток времени. На величину потерь существенно влияет характер изменения нагрузки в течение этого периода времени.

В элементе электрической сети, работающем с неизменной нагрузкой и имеющем потери активной мощности  $\Delta P$ , потери электроэнергии за время  $t$  составят

$$\Delta W = \Delta P t. \quad (2.19.1)$$

В действительности нагрузки элементов сети не остаются постоянными, а изменяются в соответствии с графиками нагрузки потребителей, режимами работы отдельных электростанций.

В общем случае потери электроэнергии в элементе электрической сети с неизменными сопротивлением  $R$  и напряжением  $U$  за промежуток времени  $T$  составят

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt, \quad (2.19.2)$$

где  $I$ ,  $S$  - соответственно протекающие по элементу сети ток и мощность в момент времени  $t$ .

Расчет потерь электроэнергии по формуле (2.19.2) требует знания закона изменения тока или мощности во времени. Однако в общем случае этот закон математическому описанию не поддается. Поэтому для учета изменения тока или мощности во времени применяют различные математические и алгоритмические приемы, позволяющие упростить определение значения интеграла  $\int_0^T I^2(t) dt$  или  $\int_0^T S^2(t) dt$ . Они определяют погрешность методов и ограничивают область их применения.

### 2.19.2. Повышение уровня напряжения электрических сетей

В линиях 110 кВ и ниже, как известно, можно пренебречь потерями мощности на корону. В этом случае для снижения нагрузочных потерь мощности целесообразно повышать рабочее напряжение в сети до предельно допустимого, сохраняя при этом желаемое напряжение на шинах потребителя. Этого можно достичь путем соответствующего синхронизированного выбора ответвлений трансформаторов на питающей и распределительных подстанциях. Такая возможность в качестве примера показана на рис. 2.19.1 применительно к сети 6-10 кВ. Пусть в исходном режиме (рис. 2.19.1, а) на питающем трансформаторе  $T_1$  установлено ответвление +5 %, а на трансформаторе  $T_2$  у потребителя -5 %. При этом на шинах 0,38 кВ



потребительской подстанции обеспечивается заданное напряжение. Это напряжение можно сохранить, если одновременно переключить ответвление на трансформаторе  $T_1$  в положение  $-5\%$ , а на трансформаторе  $T_2$  - в положение  $+5\%$  (рис. 2.19.1, б). Поскольку на трансформаторе  $T_1$  коэффициент трансформации при этом уменьшится на  $10\%$ , в линии  $6-10$  кВ напряжение повысится и нагрузочные потери мощности снизятся. Повышение напряжения будет компенсировано увеличением коэффициента трансформации трансформатора  $T_2$  на  $10\%$ , в результате чего на шинах  $0,38$  кВ напряжение не изменится.

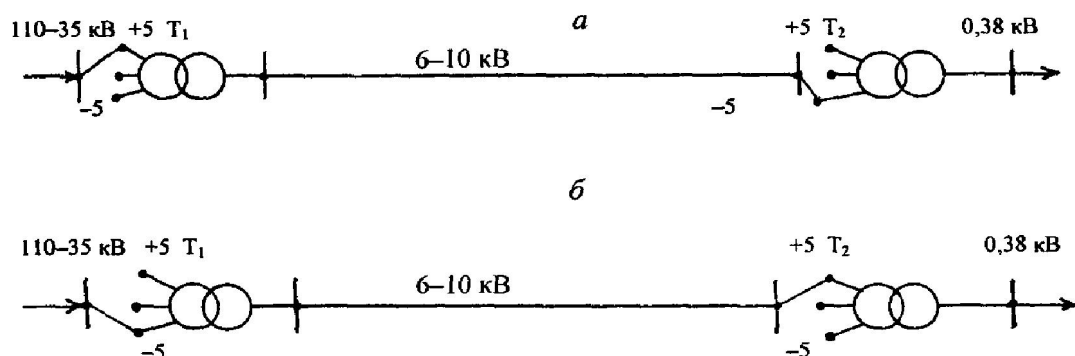


Рис. 2.19.1. Схема сети:

*а* – до перестановки ответвлений трансформаторов, *б* – после перестановки ответвлений трансформаторов

Заметим, что потери холостого хода в трансформаторах зависят не от абсолютного уровня напряжения в сети, а от подводимого напряжения к их ответвлениям. Поэтому при неизменном напряжении на шинах  $110-35$  кВ в схеме рис. 2.19.1, б потери холостого хода в трансформаторе  $T_1$  могут несколько увеличиться, а в трансформаторе  $T_2$  они не изменяются, так как напряжение в сети  $6-10$  кВ и напряжение ответвления трансформатора увеличились одновременно на  $10\%$ .

В линиях электропередачи  $330$  кВ и выше, наряду с нагрузочными потерями мощности  $\Delta P_H$ , которые уменьшаются с увеличением рабочего напряжения, существенное значение могут иметь потери на корону  $\Delta P_K$ , увеличивающиеся с повышением напряжения. Оптимальным будет такое напряжение, которое приводит к минимальным суммарным потерям  $\Delta P_\Sigma$ . Оптимальное режимное напряжение, очевидно, будет изменяться с изменением нагрузки, передаваемой по линии (рис. 2.19.2, а). Здесь  $\Delta P_{1H}$  и  $\Delta P_{1\Sigma}$  относятся к меньшему уровню нагрузки, а  $\Delta P_{3H}$  и  $\Delta P_{3\Sigma}$  - к большему. Этим уровням нагрузки будут соответствовать оптимальные напряжения  $U_1$  и  $U_3$ .

Потери на корону в линиях сверхвысокого напряжения существенно зависят от погоды. На рис. 2.19.2, б в качестве примера показаны изменения потерь на корону от напряжения в условиях хорошей погоды  $\Delta P_{KX}$  и изморози  $\Delta P_{Kиз}$ , а также нагрузочных потерь  $\Delta P_H$ . Там же даны зависимости суммарных потерь при хорошей погоде  $\Delta P_{X\Sigma}$  и при изморози  $\Delta P_{из\Sigma}$ . В режимах больших нагрузок в условиях хорошей погоды целесообразно повышать

напряжение, так как при этом преобладают нагрузочные потери. В условиях плохой погоды (изморозь, дождь) при малых нагрузках напряжение целесообразно снижать, так как в этом случае существенно доля потерь на корону.

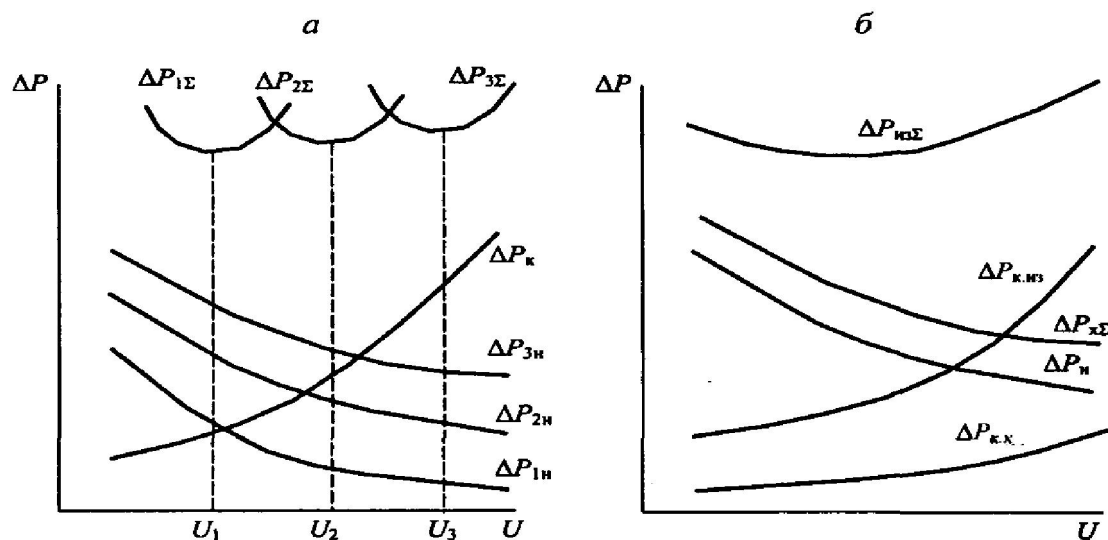


Рис. 2.19.2. Потери мощности в линиях сверхвысокого напряжения:  
а — при разной нагрузке; б — при различной погоде

### 2.19.3. Повышение коэффициента мощности нагрузки

Если в сети установлен источник реактивной мощности в виде регулируемого компенсирующего устройства мощностью  $Q_K$  (рис. 2.19.3), то потери активной мощности будут определяться в виде

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_K)^2}{U_2^2} R.$$

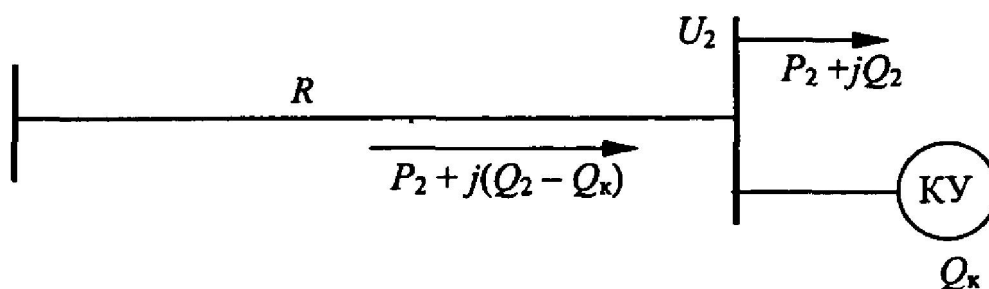


Рис. 2.19.3. Схема сети с компенсирующим устройством

Очевидно, что при изменении нагрузки  $P_2 + jQ_2$  снижение потерь активной мощности за счет компенсирующего устройства будет происходить до тех пор, пока  $Q_2 \geq Q_K$ . Если же нагрузка  $Q_2$  станет меньше  $Q_K$ , то результирующий поток

реактивной мощности будет направлен от конца в начало сети и вызовет дополнительные потери мощности. Следовательно, в этом случае мощность компенсирующего устройства необходимо снижать так, чтобы  $Q_k = Q_2$ . Тогда по сети будет передаваться только активная мощность, и режимный эффект от управления потоками реактивной мощности будет достигнут наибольший.

Компенсация реактивной мощности является одной из эффективных для снижения потерь электроэнергии и широко применяется в энергосистемах.

Дополнительное компенсирующее устройство в какой-то точке сети целесообразно, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию.

#### 2.19.4. Экономические режимы работы трансформаторов

Суммарные потери мощности в трансформаторах, как известно, состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. При параллельной работе двух и более трансформаторов на одной подстанции суммарные потери будут зависеть от суммарной нагрузки  $S$  подстанции и числа включенных трансформаторов. При одном трансформаторе суммарные потери

$$\Delta P_1 = \Delta P_X + \Delta P_K \left( \frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (2.19.3)$$

а при двух одинаковых трансформаторах

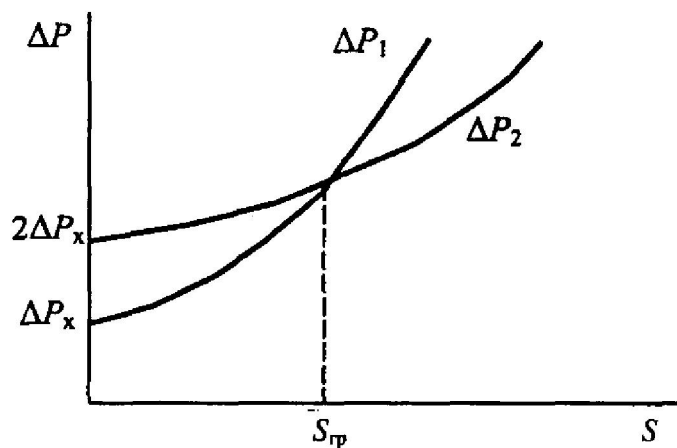
$$\Delta P_2 = 2 \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{2} \left( \frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (2.19.4)$$

где  $\Delta P_X$ ,  $\Delta P_K$  - потери холостого хода и потери короткого замыкания;  $S_{НОМ}$  - номинальная мощность одного трансформатора.

Зависимости изменения потерь мощности показаны на рис. 2.19.4. Если нагрузка подстанции  $S = 0$ , то из формул (2.19.3) и (2.19.4) следует, что целесообразно иметь в работе один трансформатор. При этом общие потери будут равны потерям холостого хода  $\Delta P_X$ . При увеличении нагрузки будут преобладать нагрузочные потери, и для их снижения целесообразно включить в работу второй трансформатор. Нагрузка, при которой следует переходить на работу с двумя трансформаторами, соответствует условию  $\Delta P_1 = \Delta P_2$ . Приравняв правые части уравнений (2.19.3) и (2.19.4), получим граничную мощность

$$S_{ГП} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{2\Delta P_X}{\Delta P_K}}.$$

Следовательно, при  $S > S_{\text{гр}}$  (рис. 2.19.4) для достижения минимума потерь активной мощности целесообразно включать два трансформатора.



**Рис. 2.19.4.** Зависимости потерь активной мощности от нагрузки и числа включенных трансформаторов

## 2.20. Выбор схемы и величины питающего напряжения энергосистемы

### 2.20.1. Показатели, влияющие на выбор схемы электроснабжения объекта

Выбор схемы и параметров сетей производится на перспективу 5—10 лет. При решении вопроса целесообразности введения высшего напряжения в сетях следует рассматривать период, соответствующий полному использованию пропускной способности линий более высокого напряжения.

При проектировании основных сетей ЭЭС следует обеспечивать:

- 1) требуемую пропускную способность и надежность;
- 2) экономичность развития и функционирования сети с учетом рационального сочетания сооружаемых электрических сетей с действующими при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь энергии;
- 3) возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях балансов мощности узлов от планируемых,
- 4) возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики

Схема и параметры основных сетей ЭЭС должны удовлетворять следующим требованиям к суммарной пропускной способности и надежности в каждом рассматриваемом сечении этих сетей:

а) передача расчетных длительных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и, как правило, при отключении одного из элементов сети (одной цепи линии электропередачи или одного трансформатора) при нормативных уровнях напряжения и запасах устойчивости. В процессе роста нагрузки сети допускается неполное резервирование отдельных узлов, дефицит которых, образующийся после отключения любого одного из элементов сети, в длительных режимах (с учетом использования резервных источников) не превышает 500 МВт при резервировании узлов, питающихся на напряжении 750 кВ, 300 МВт — на 500 кВ, 200 МВт — 330 кВ и 100 МВт — на 220 кВ (при условии сохранения питания наиболее ответственных потребителей). При последующем росте нагрузки таких узлов сооружение линий или ПС, рассчитанных на полное резервирование питания узла в длительных режимах, является обязательным;

б) передача расчетных максимальных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения и запаса устойчивости

В случаях, когда потоки мощности в каком-то сечении основной сети за пределами расчетного года уменьшаются, требования к их пропускной способности и надежности могут быть временно снижены (на 1—3 года).

Целесообразность усиления основной сети при временном увеличении расчетного потока должна быть обоснована экономически путем сопоставления затрат на усиление сети с достигаемым при этом снижением математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии за весь период.

Между двумя узлами основной сети по одной трассе следует сооружать, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения линий по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

При выборе схемы присоединения электростанций и ПС к основной сети ЭЭС все большее значение приобретает «системный фактор», т.е. одновременное сохранение или обеспечение необходимой надежности и живучести основной сети в целом.

Схемы присоединения крупных электростанций должны обеспечивать возможность выдачи к узловым пунктам основной сети всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки собственных нужд и выдачи мощности в распределительную сеть) в любой период суток или года при работе всех отходящих линий. При отключении одной из отходящих линий, как правило, должна быть обеспечена выдача всей мощности станции в часы максимальной нагрузки системы. В отдельных случаях в указанном режиме допускается ограничение выдачи мощности в основную сеть в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного блока. Схема присоединения к энергосистеме крупной АЭС должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности и сохранение устойчивости ее работы в ЭЭС без воздействия системной противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи.

При проектировании распределительных сетей ЭЭС следует обеспечивать: комплексное электроснабжение всех потребителей в зоне действия электрических сетей независимо от их ведомственной принадлежности,

максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции,

надежность электроснабжения электроприемников в соответствии с ПУЭ при обеспечении нормируемого качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ;

возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях нагрузок от планируемых;

экономичность развития и функционирования сети при обеспечении оптимальных токов КЗ и потерь энергии;

возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

В районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети следует отдавать предпочтение сооружению линий распределительных сетей по новым трассам

Следует избегать строительства малозагруженных линий, исполнимых только во время отключения элементов сети.

Питание ПС распределительной сети в перспективе следует предусматривать, как правило, по двум цепям; при этом отключение одной цепи не должно приводить к ограничению потребителей. В отдельных случаях допускается ограничение потребителей при обеспечении резервирования

Электроприемников первой категории. При отсутствии данных по нагрузке первой категории рекомендуется принимать ее значение в размере 10—15 % общей нагрузки ПС

При питании ПС электроприемниками первой категории применение двух одноцепных линий вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований.

Временное использование ВЛ основной и распределительной сетей на номинальном напряжении более низкой ступени допускается, если длительность эксплуатации на низком напряжении не превышает 5 лет.

Протяженность намечаемых линий при отсутствии точных данных принимается на 15—20% больше прямой линии. В районах городской и промышленной застройки, а также в случае сложного прохождения трассы длину линии следует принимать с учетом конкретных условий.

При развитии основных и распределительных сетей должны учитываться требования охраны окружающей среды.

2.20.2. Стандартные величины источников и потребителей электрической энергии.

2.20.3. Методы определения величины применяемого напряжения энергосистемы.

Выбор номинальных напряжений линий электропередачи и ПС производится в проекте по схеме развития электрической сети в целом и при проектировании конкретных объектов; как правило, номинальные напряжения указываются в числе исходных данных в задании на проектирование. Области применения отдельных номинальных напряжений электрических сетей, установленных действующим стандартом, регламентированы по технико-экономическим соображениям

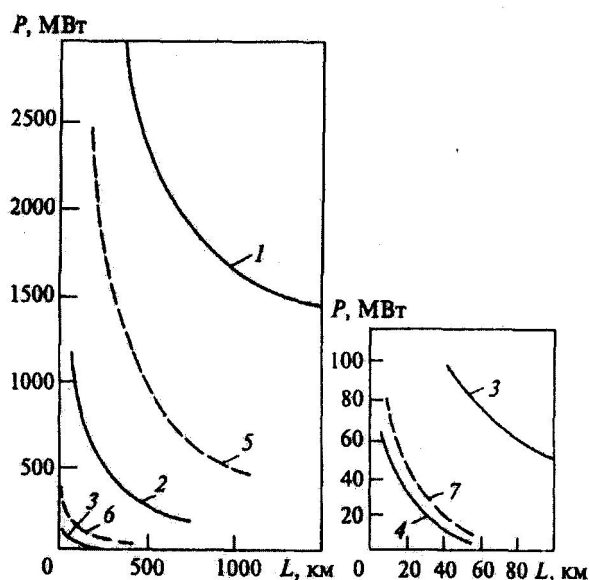
Технико-экономическое сравнение по выбору напряжения участка сети должно производиться путем сопоставления вариантов в пределах шкалы, принятой в данной ОЭС.

Выбор наивыгоднейшего напряжения может быть предварительно произведен по формуле

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}},$$

где  $L$  — длина линии, км;  $P$  — передаваемая мощность, МВт.

Формула дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне напряжений 35—1150 кВ. Полученные области применения стандартных номинальных напряжений в зависимости от мощности и дальности электропередачи приведены на рис. 2.20.1 и в табл. 2.20.1.



**Рис. 2.20.1. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений.**

**Указаны границы равноэкономичности:**

*1* — 1150 и 500 кВ; *2* — 500 и 220 кВ; *3* — 220 и 110 кВ; *4* — 110 и 35 кВ, *5* — 750 и 330 кВ; *6* — 330 и 150 кВ; *7* — 150 и 35 кВ

**Т а б л и ц а 2.20.1. Пропускная способность электропередачи 110—1150 кВ**

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт, при волновом сопротивлении, Ом			Передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Длина передачи, км
	400	300—314	250—275		
110	30	-	-	25—50	50—150
220	120	160	-	100—200	150—250
330	270	350	-	300—400	200—300
500	600	-	900	700—900	800—1200
750	-	-	2100	1800—2200	1200—2000
1150	-	-	5200	4000—6000	2500—3000



## **2.21. Ресурсосберегающие технологии**

### **2.21.1. Мероприятия по обеспечению ресурсосберегающей работы систем электроснабжения**

На каждом предприятии необходимо иметь стратегию или программу энергосбережения по предприятию в целом, включая все подразделения и, особенно, наиболее энергоемкие цеха. Такая программа составляется обычно на 3-5 лет и при завершении очередного года подводятся итоги ее выполнения за предыдущее время, конкретизируется программа на будущий год.

Составление программы энергосбережения предприятия необходимо начать с проведения его энергетического обследования (энергоаудита). Лучше, если энергоаудит проводится специализированной организацией, имеющей опыт проведения таких обследований, но для этого требуются финансовые средства. Энергоаудит можно провести силами энергетической службы самого предприятия.

При энергоаудите обследуются, все крупные потребители ТЭР предприятия за период не менее года. В результате энергоаудита устанавливаются:

- абсолютное потребление ТЭР предприятием и установками, и удельное потребление ТЭР;
- сравниваются полученные удельные показатели энергопотребления с аналогичными в отрасли или нормативными показателями;
- технический потенциал энергосбережения выраженный в т.у.т. и денежном выражении;
- основные пути и мероприятия по повышению энергоэффективности установок и предприятия.

Отечественный и зарубежный опыт работ в области повышения энергоэффективности производства показывает, что энергосберегающие мероприятия могут быть сгруппированы по следующим направлениям:

1. Организация системы автоматизированного учета и контроля ТЭР (АСКУЭ) предприятия.
2. Проведение организационно-технических мероприятий по наведению порядка в процессе энергопотребления ТЭР. Такие мероприятия относятся к малозатратным, так как практически не требуют финансовых затрат.
3. Внедрение дополнительного оборудования и новых материалов, обеспечивающих энергосбережение ТЭР отдельными установками. Единственное назначение такого оборудования - сбережение ТЭР. Применение указанного оборудования и материалов, как правило, требует малых финансовых затрат.
4. Внедрение модернизированного оборудования в процессе реконструкции отдельных производств предприятия. Применяемое оборудование улучшает технологические параметры производства и одновременно дает энергосберегающий эффект, который может быть усилен. Установка указанного оборудования требует средних финансовых затрат.
5. Внедрение новых технологий вместе с оригинальным оборудо

ванием, вносящих радикальные изменения в технологический процесс. Как правило, новые технологии дают существенный энергосберегающий эффект, но требуют значительных инвестиций.

Применение АСКУЭ на предприятии при грамотном, заинтересованном анализе текущего энергопотребления позволяет:

- сделать точным и объективным коммерческий расчет с энерго-снабжающей организацией и с субабонентами;
- установить рациональные режимы энергопотребления энергоемких установок и поддерживать эти режимы в процессе эксплуатации;
- обеспечить оперативное управление энергопотреблением предприятия.

По разным оценкам /1,2,11,16,20/ применение АСКУЭ позволяет экономить 10-13 % ТЭР предприятия. Функциональные возможности различных АСКУЭ рассмотрены в главе 2.

Проведение организационно-технических мероприятий по наведению порядка в процессе энергопотребления, например включает:

- устранение работы установок на холостом ходу;
- поддержание рационального или оптимального, с максимальной энергоэффективностью, режима работы установок;
- введение мер экономического стимулирования энергосбережения ТЭР в подразделениях предприятия и повышения ответственности.

Внедрение дополнительного оборудования и новых материалов, обеспечивающих энергосбережение, например, включает:

- улучшение теплоизоляции распределительной сети;
- установка частотно-регулируемого электропривода для насоса, вентиляционной установки с асинхронными двигателями;
- улучшение качества топлива и энергии;
- внедрение возобновляемых источников энергии;
- применение усовершенствованных горелок;
- применение тепловых насосов для теплоснабжения административных зданий;
- компенсация реактивной мощности;
- замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности.

Внедрение модернизированного оборудования в процессе реконструкции отдельных производств предприятия, например, включает:

- установка оборудования для утилизации низкопотенциального тепла;
- замена устаревшего оборудования новым, более энергоэффективным;
- укрупнение единичных мощностей технологических установок, например, для производства стали, аммиака, метанола;
- реконструкция крупных сушильных печей с использованием рециркуляционных продуктов сгорания в рабочем пространстве.

Новые технологии - радикально изменяют технологический процесс. Например, применение непрерывной разливки стали вместо дискретного в металлургии, и сухого способа производства цемента, вместо мокрого способа в цементной промышленности, дали наряду с увеличением производительности технологических линий, резкое снижение удельной энергоемкости производства продукции.

В химической промышленности внедрение новой технологии крупнотонажного производства аммиака, а также двухстадийного метода получения сырья для синтетического каучука также дали существенный эффект энергосбережения ТЭР.

### **2.21.2. Способы и средства ресурсосберегающей эксплуатации систем электроснабжения**

2.21.3. Методы расчета эффективности применения энергосберегающих технологий в системах электроснабжения

Экономическая эффективность от применения коммерческой и технической АСКУЭ на предприятии определяется рядом факторов /1,2,16,23/:

- снижение оплаты за потребляемые ТЭР за счет перехода на оплату за фактическое потребление ТЭР;
- оптимизация режимов потребления ТЭР в соответствии с выбранным тарифом на ТЭР;
- выявление конкретных потерь ТЭР по установкам, подразделениям предприятия и их устранение;
- создание системы стимулирования по экономии ТЭР на предприятии.

При отсутствии АСКУЭ расчет за потребленные ТЭР осуществляется

предприятием по расчетным значениям, которые как правило завышены. Это приводит к переплате за ТЭР - финансовым потерям.

Так оплата за тепло, газ, воду при отсутствии системы коммерческого учета производится по удельным отопительным характеристикам на 1м объема здания или 1м площади пола здания, удельным расчетно-нормативным параметрам потребления газа, воды и т.д. Применение системы коммерческого учета позволяет платить за фактически потребленные ТЭР и за счет этого уменьшить финансовые затраты предприятия на ТЭР.

При оплате за ЭЭ применяемый двухставочный тариф включает расчетный параметр - заявленную максимальную мощность. Переход на зонный тариф с оплатой за фактически потребленную ЭЭ позволяет также снизить переплаты за ЭЭ. Введение расчета с энергоснабжающей организацией по зонному тарифу возможно только при наличии на предприятии АСКУЭ.

Оптимизация режимов потребления ЭЭ возможна изменением режимов работы оборудования во времени и по величине потребляемой мощности, исходя из заданных параметров многозонного тарифа. Зонный тариф имеет максимальную величину в часы «пик» (обычно в периоды 9-12 ч, 16-19 ч суток), среднее значение в часы «полупик» (5-9 ч, 12-16 ч, 19-22 ч суток) и минимальное

значение в ночные часы (22-5 ч суток). Поэтому для минимизации платежей за одно и тоже потребленное количество ЭЭ предприятие может снизить потребляемую мощность в часы «пик» и «полупик», повысив ее в ночное время.

Экономия ЭЭ может быть получена только при применении коммерческой АСКУЭ, работающей с многозонным тарифом.

Применение технической АСКУЭ с учетом ТЭР по цехам, отделениям, отдельным установкам позволяет объективно выявить неэффективное использование ТЭР, нарушения регламента технологического процесса, работу установок на холостом ходу и т.д. Для устранения указанных потерь ТЭР не требуется дополнительных затрат, необходимо наладить контроль руководства подразделений за технологическим процессом, что легко осуществить в децентрализованной технической АСКУЭ. При устранении потерь ТЭР достигается снижение финансовых расходов на энергопотребление предприятия.

Техническая АСКУЭ предприятия позволяет создать систему стимулирования экономии ТЭР по подразделениям, включающую материальное и моральное поощрение за успехи в экономии ТЭР и наказание за расточительство при расходе ТЭР. Создается возможность для объективного нормирования ТЭР.

Система стимулирования тем эффективнее, чем глубже АСКУЭ охватывает структурные подразделения предприятия. Необходимо иметь контроль на каждом энергопотребляемом рабочем месте с последующим суммированием параметров по отделениям, цехам, производствам, предприятию в целом.

Как показывает анализ энергопотребления промышленных предприятий и практика применения АСКУЭ /1,2/ внедрение коммерческих технических АСКУЭ на предприятии позволяет уменьшить общее потребление ТЭР на 15-30 %. Срок окупаемости затрат на приобретение, монтаж и наладку АСКУЭ составляет от 0,5 до 1,5 лет.

Система стимулирования тем эффективнее, чем глубже АСКУЭ охватывает структурные подразделения предприятия. Необходимо иметь контроль на каждом энергопотребляемом рабочем месте с последующим суммированием параметров по отделениям, цехам, производствам, предприятию в целом.

Как показывает анализ энергопотребления промышленных предприятий и практика применения АСКУЭ /1,2/ внедрение коммерческих технических АСКУЭ на предприятии позволяет уменьшить общее потребление ТЭР на 15-30 %. Срок окупаемости затрат на приобретение, монтаж и наладку АСКУЭ составляет от 0,5 до 1,5 лет.

## 2.22. Нормативные показатели качества электроэнергии

### 2.22.1. Отклонения и колебания напряжения

Установившееся *отклонение напряжения* определяют в процентах по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (2.22.1)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное междуфазное (фазное) напряжение электрической сети;  $U_y$  - значение усредненного действующего междуфазного (фазного) напряжения основной частоты за 1 мин.

Значение усредненного напряжения вычисляют по выражению

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}, \quad (2.22.2)$$

где  $U_i$  - действующее междуфазное (фазное) напряжение основной частоты в  $i$ -м наблюдении;  $N$  - число наблюдений за 1 мин, которое должно быть не менее 18.

Приведенные в табл. 2.22.1 нормы установившегося отклонения напряжения должны обеспечиваться на выводах приемников электрической энергии. Нормы на данный показатель в точках общего присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и выше устанавливаются в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем с учетом выполнения норм на выводах приемников электроэнергии.

Наиболее вероятным виновником выхода отклонений напряжения за допустимые значения является энергоснабжающая организация. Она должна поддерживать имеющимися средствами регулирования напряжения в оговоренных точках контроля требуемые отклонения напряжения.

Как уже отмечалось, действующим стандартом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Вместе с тем, в точках общего присоединения потребителей к электрическим сетям надежностью работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые составляют: при номинальных напряжениях 6-20 кВ - 20 %, 35-220 кВ - 15 %, 330 кВ - 10 %, 500-750 кВ - 5 %. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников.

Оценка качества напряжения по соответствию фактических отклонений напряжения нормально и предельно допустимым значениям имеет тот недостаток, что она не учитывает действительную продолжительность того или

иного отклонения. Так, качество напряжения будет считаться одинаковым при трех различных графиках напряжений в течение суток, показанных на рис. 2.22.1. Кривая 1 характеризует режим, при котором напряжение в течение всех суток близко к нижнему допустимому пределу, кривая 2 - к верхнему допустимому пределу. В режиме 3 отклонения напряжения принимают как положительные, так и отрицательные значения.

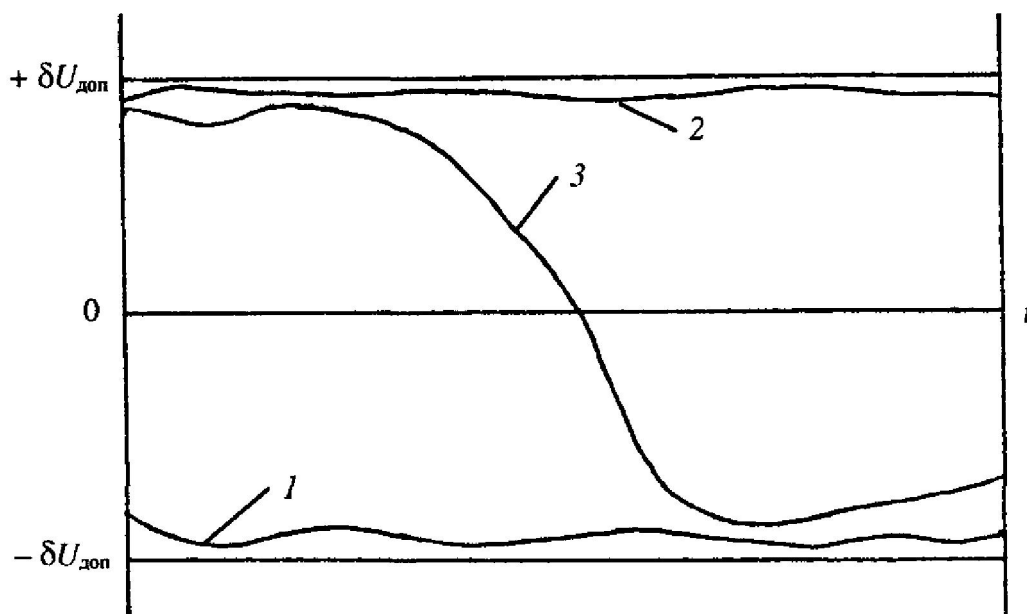


Рис. 2.22.1. Суточные графики напряжений

Недостаток такой оценки качества напряжения позволяет исключить интегральный критерий. Его использование основано на том, что отклонения напряжения есть непрерывные случайные величины, так как они зависят от многих факторов (нагрузки потребителей, напряжений в питающей сети и т. д.). Каждая случайная величина численно может характеризоваться математическим ожиданием (средним значением) и дисперсией (рассеиванием около среднего значения). Вместо дисперсии используют также среднеквадратичное отклонение, равное корню квадратному от дисперсии.

Среднее отклонение напряжения за отрезок времени  $T$ , выраженное в процентах:

$$\delta U_{cp} = \frac{100}{T} \int_0^T \delta U(t) dt,$$

где  $\delta U$  - отклонение напряжения в момент времени  $t$ .

Среднеквадратичное отклонение напряжения, выраженное в процентах:

$$\delta U_{CK,H} = \sqrt{\frac{10000}{T} \int_0^T (\delta U(t) - \gamma U_{cp})^2 dt}.$$

Между величинами  $\delta U_{СК}$  и  $\delta U_{СР}$  имеется связь

$$\delta U_{СК} = \sqrt{\delta U_{СКН}^2 - \delta U_{СР}^2},$$

где  $\delta U_{СКН}$  - среднеквадратичное отклонение напряжения от его номинального значения в процентах,

$$\delta U_{СКН} = \sqrt{\frac{10000}{T} \int_0^T \delta U^2(t) dt}.$$

### 2.22.2. Несимметрия и несинусоидальность напряжения

*Несимметрия* напряжения характеризуется *коэффициентами несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям*, которые при  $i$ -м наблюдении в процентах вычисляют соответственно по формулам:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100 \quad (2.22.3)$$

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3} U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (2.22.4)$$

где  $U_{1(1)i}$  - действующее значение междупазного напряжения прямой последовательности основной частоты;  $U_{2(1)i}$  - то же обратной последовательности основной частоты;  $U_{0(1)i}$  - действующее напряжение нулевой последовательности основной частоты.

Усредненное значение коэффициентов несимметрии находят аналогично отклонению напряжения (2.22.2).

Нормы коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в точках общего присоединения к электрическим сетям даны в табл. 2.22.1. При этом приведенные значения коэффициента несимметрии по нулевой последовательности относятся только к четырехпроводным сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ.

Основным виновником появления несимметрии напряжения являются потребители с однофазными электроприемниками или с несимметричной нагрузкой.

Важнейшей задачей, без решения которой нельзя обеспечить поддержание требуемого качества напряжения, является обнаружение и устранение всех источников искажения по коэффициентам несимметрии напряжения обратной и нулевой последовательностей, коэффициентам искажения синусоидальной формы кривой и ее гармонических составляющих.

*Коэффициенты искажения синусоидальности кривой напряжения и  $n$ -й гармонической составляющей* напряжения являются характеристикой такого свойства электрической энергии, как *несинусоидальность* напряжения.

Значение коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения в

процентах при  $i$ -м наблюдении вычисляют по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (2.22.5)$$

где  $U_{(n)i}$  - действующее значение напряжения  $n$ -й гармоники;  $U_{(1)i}$  - то же основной частоты.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения обычно оценивают в диапазоне гармоник  $n$  от 2-й до 40-й при  $i$ -м наблюдении в процентах и находят по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100. \quad (2.22.6)$$

Усредненное значение обоих коэффициентов, характеризующих несинусоидальность напряжения, определяют по выражениям, аналогичным (2.22.2), в которых число наблюдений  $N$  на интервале времени, равном 3 с, должно быть не менее 9.

Нормально и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в табл. 2.22.1.

Основной причиной возникновения несинусоидальности напряжения являются потребители с нелинейной нагрузкой.

**Таблица 2.22.1. Нормы показателей качества напряжения**

Показатель качества напряжения, единица измерения	Нормы качества напряжения (пункты стандарта)	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения $\delta(\%, \%)$	$\pm 5$	$\pm 10$
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения $KU, \%$ при $U_{ном}, \text{кВ}$ , 0,38 6-20 35 110-330	8,0 5,0 4,0 2,0	12,0 8,0 6,0 3,0
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2w}, \%$	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0w}, \%$	2	4



### 2.22.3. Отклонения и колебания частоты

Под *отклонением частоты* понимают алгебраическую разность между фактическим значением частоты и ее номинальным значением при медленных изменениях

$$\Delta f = f - f_{\text{НОМ}}, \quad (2.22.7)$$

или в процентах

$$\Delta f \% = \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} 100. \quad (2.22.8)$$

Действующие нормы [28] устанавливают нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения частоты, которые соответственно равны  $\pm 0,2$  Гц ( $\pm 0,4$  %) и  $\pm 0,4$  Гц ( $\pm 0,8$  %). Оценка соответствия показателя качества частоты указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч. Качество электрической энергии по отклонению частоты считается соответствующим требованиям, если все измеренные в течение 24 ч значения отклонений частоты находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95 % всех измеренных значений отклонения частоты находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями. Качество частоты может быть также оценено по суммарной продолжительности времени выхода за нормально допустимые значения, которая не должна составлять более 5 % от 24 ч, а за предельно допустимые значения - 0 %.

Оценку длительности односторонних (положительных или отрицательных) отклонений частоты можно осуществлять по *отклонению электрического времени*.

Под электрическим временем понимают интеграл относительной частоты по времени

$$t_{\Sigma} = \int_0^{t_a} \frac{f(t)}{f_{\text{НОМ}}} dt,$$

где  $t_a$  - время, отсчитываемое по астрономическим часам.

Соответственно за отклонение электрического времени от астрономического принимают интеграл отклонения относительной частоты по времени

$$\Delta t_{\Sigma} = t_{\Sigma} - t_a = \int_0^{t_a} \frac{\Delta f(t)}{f_{\text{НОМ}}} dt,$$

Электрическое время отсчитывается электрическими часами, представляющими собой синхронный электродвигатель, вращение которого через кинематическую систему передается часовым стрелкам. Ход таких часов совпадает с астрономическими часами, если в сети поддерживается номинальная частота. Сравнивая показатели электрических и астрономических часов, можно судить о точности поддержания нормальной частоты за длительный отрезок времени.

В действующие нормы [28] показатель, характеризующий отклонение электрического времени, не входит. Он используется в системах автоматического регулирования частоты.

Заметим, что контроль отклонений частоты и отклонений электрического времени не представляет затруднений, так как при нормальной работе энергосистемы частота переменного тока во всех точках одинакова.

#### **2.22.4. Средства обеспечения показателей качества электроэнергии**

В электроэнергетических системах для регулирования напряжения используют следующие способы: регулирование возбуждения генераторов электростанций и синхронных компенсаторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, введение дополнительной ЭДС с помощью специальных вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов, изменение потоков мощности по сети прежде всего за счет регулирования мощности поперечных компенсирующих устройств, изменение параметров сети, в том числе с помощью устройств продольной компенсации (УПК).

Реализация указанных способов осуществляется с помощью различных технических средств. Одни из них имеют комплексное назначение, а другие - устанавливаются только для регулирования напряжения. Так, генераторы электростанций наряду с регулированием напряжения выполняют основную свою функцию - вырабатывают активную мощность, а трансформаторы осуществляют связь сетей двух различных номинальных напряжений. Различные компенсирующие устройства поперечной компенсации наряду с регулированием напряжения способствуют снижению потерь активной мощности из-за уменьшения потоков реактивной мощности по сети. Другие средства, например УПК, устанавливаемые в местных сетях, предназначены в основном только для регулирования напряжения.

### 3.1. Релейная защита и автоматизация

#### 3.1.1. Типы автоматических устройств релейной защиты и их функции

Пусковые органы – непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на возникновение КЗ и нарушение нормального режима работы.

Это различные *реле* – автоматические устройства, срабатывающие при определенном значении воздействующей на него величины.

Логические органы – воспринимают команды пусковых органов и в зависимости от их сочетания, по заданной программе производят заранее предусмотренные операции.

Реле также подразделяются на *основные* и *вспомогательные*.

Типы основных реле:

тока;  
напряжения;  
сопротивления;  
мощности (определяющие величину и направление (знак)).

Реле бывают *максимальными* – действующие при возрастании контролируемой величины, и *минимальными* – при снижении этой величины.

Специальные реле: частоты;  
тепловые.

Типы вспомогательных реле: времени;

указательные (для сигнализации);  
промежуточные (передающие действие основных защит на отключение выключателей).

Каждое реле конструктивно можно подразделить на две части – *воспринимающую* и *исполнительную*.

Воспринимающая часть представляет собой обмотку, питающуюся током или напряжением.

Исполнительная часть – это механическая система, воздействующая на контакты реле, заставляя их замыкаться или размыкаться.

#### 3.1.2. Классификация реле

*Реле* – автоматические приборы управления, обладающие релейным действием, т.е. скачкообразным изменением состояния управляемой цепи (например, её замыкание или размыкание) при заданных значениях величин, характеризующих определенное отклонение режима контролируемого объекта.

Типы реле:

Электрические – реагируют на электрические величины.

Механические – реагируют на неэлектрические величины: скорость истечения жидкости или газа, уровень жидкости.

Тепловые – реагируют на количество выделенного тепла или изменение температуры.

Разновидности реле.

*Токовые реле* – электромагнитные реле, включенные на ток сети (непосредственно или через трансформаторы тока).

Для уменьшения нагрузки на трансформатор тока токовые реле должны иметь по возможности малое потребление мощности. Обмотки токовых реле рассчитываются на длительное прохождение токов нагрузки и кратковременное – токов КЗ.  $k_{\text{воз}}$  должен приближаться к единице.

Реле РТ–40. Ток срабатывания регулируется плавным изменением натяжения пружины. Обмотка реле состоит из двух секций, что позволяет путём параллельного и последовательного включений изменять пределы регулирования тока срабатывания. При последовательном соединении число витков возрастает, увеличивается точность, диапазон уменьшается в 2 раза.

Обозначение реле РТ–40/0,2 – диапазон токов срабатывания – 0,05...0,2 А;

РТ–40/20 – 5...20А.

В справочниках по реле указываются: пределы уставок, термическая стойкость, коэффициент возврата, потребляемая мощность.

Реле напряжения. По конструкции реле напряжения аналогичны токовым, подключаются к трансформаторам напряжения.

Реле РН–55. В реле напряжения для снижения вибраций подвижной системы обмотка реле включена в сеть вторичного тока не непосредственно, а через выпрямитель.

Промежуточные реле. Применяются, когда необходимо одновременно замыкать несколько независимых цепей или когда требуется реле с мощными контактами для замыкания/размыкания цепей с большим током.

Промежуточные реле по способу включения подразделяются на реле *параллельного* и *последовательного* включения.

В справочниках указываются номинальные величины напряжения, тока, время срабатывания, допустимый ток, контактная система реле.

Конструкция. Промежуточные реле в основном выполняются при помощи системы *с поворотным якорем* – достоинство этой системы в большой электромагнитной силе при малом потреблении мощности, удобна для изготовления многоконтактных реле.

Указательные реле. Ввиду кратковременности прохождения тока в обмотке указательного реле они выполняются так, что сигнальный флажок и контакты реле остаются в сработавшем состоянии до тех пор, пока их не возвратит на место обслуживающий персонал.

Типы указательных реле: РУ–21, СЭ–2, ЭС–41.

Реле времени. Служат для искусственного замедления действия устройств релейной защиты. Основное требование – точность. Погрешность во времени действия реле не должна превышать  $\pm 0,25$  с, а для высокоточных реле  $\pm 0,06$  с.

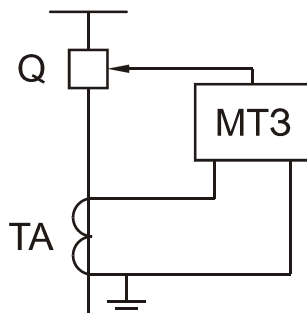
Конструкция. При появлении тока в обмотке якорь втягивается, освобождая рычаг с зубчатым сегментом. Под действием пружины рычаг приходит в движение, замедляемое устройством выдержки времени. Через определенное время подвижный контакт замкнет контакты реле.

Типы реле времени: ЭВ–100, ЭВ–200. Широко используется и полупроводниковые реле времени серии ВЛ. Изготавливаются реле времени с синхронным электродвигателем серии Е–52, ВС–10. Реле серий Е–512, Е–513 имеют двигатели постоянного тока.

Для уменьшения размеров реле их катушки не рассчитаны на длительное прохождение тока. Поэтому реле, предназначенные для длительного включения под напряжение, выполняются с добавочным сопротивлением  $r_d$ .

### 3.1.3. Токовые защиты

При коротком замыкании ток в линии увеличивается. Этот признак используется для выполнения токовых защит. Максимальная токовая защита (МТЗ) приходит в действие при увеличении тока в фазах линии сверх определенного значения.



Токовые защиты подразделяются на МТЗ, в которых для обеспечения селективности используется *выдержка времени*, и *токовые отсекки*, где селективность достигается выбором тока срабатывания. Таким образом, главное отличие между разными типами токовых защит в способе обеспечения селективности.

МТЗ – основная защита для воздушных линий с односторонним питанием. МТЗ оснащаются не только ЛЭП, но также и силовые трансформаторы, кабельные линии, мощные двигатели напряжением 6, 10 кВ.

Расположение защиты в начале каждой линии со стороны источника питания.

Выдержки времени защит подбираются по ступенчатому принципу и не зависят от величины тока, протекающего по реле.

Защита должна надежно срабатывать при повреждениях, но не должна действовать при максимальных токах нагрузки и её кратковременных толчках (например, запуск двигателей).

- Слишком чувствительная защита может привести к неоправданным отключениям.
- Главная задача при выборе *тока срабатывания* состоит в надежной отстройке защиты от токов нагрузки.

Существуют два условия определения тока срабатывания защиты.

Первое условие. Токовые реле не должны приходить в действие от тока нагрузки:

$$I_{с.з} > I_{н.макс}, \quad (4.1)$$

где  $I_{с.з}$  – ток срабатывания защиты (наименьший первичный ток в фазе линии, необходимый для действия защиты);

$I_{н.макс}$  – максимальный рабочий ток нагрузки.

Второе условие. Токовые реле, сработавшие при КЗ в сети, должны надёжно возвращаться в исходное положение после отключения КЗ при оставшемся в защищаемой линии рабочем токе.

При КЗ приходят в действие реле защит I и II. После отключения КЗ защитой I прохождение тока КЗ прекращается и токовые реле защиты II должны вернуться в исходное положение.

Ток возврата реле должен быть больше тока нагрузки линии, проходящего через защиту II после отключения КЗ. И этот ток в первые моменты времени после отключения КЗ имеет повышенное значение из-за пусковых токов электродвигателей, которые при КЗ тормозятся вследствие понижения (при КЗ) напряжения.

### 3.1.4. Дистанционные защиты. Высокочастотные защиты

Селективность действия и чувствительность ступенчатых токовых защит как ненаправленных, так и направленных сильно зависит от величины тока поврежд\*ения и характера его изменения при повреждениях в начале и конце защищаемого элемента и поэтому в ряде случаев, особенно для защиты линий от междуфазных замыканий, токовые защиты не могут быть применены и вместо них приходится применять дистанционную защиту, также имеющую несколько ступеней с различными выдержками времени, но реагирующую на соотношение тока и напряжения в месте установки защиты при коротком замыкании в сети. Поскольку напряжение в месте установки защиты определяется падением напряжения от места короткого замыкания до места установки защиты, то защита, реагирующая на отношение напряжения к току, в то же время реагирует на величину сопротивления цепи, а следовательно, на расстояние (дистанцию) до места короткого замыкания, откуда и название защиты.

Дистанционные защиты выполняют в виде отдельных ступеней, имеющих постоянную зону действия и выдержку времени.

Зона действия ступени защиты определяется сопротивлением срабатывания реле сопротивления. Если отношение напряжения к току в месте установки защиты меньше сопротивления срабатывания данной ступени, то защита срабатывает с выдержкой времени этой ступени. Обычно такие защиты выполняют трехступенчатыми с тремя зонами действия.

Дистанционные защиты значительно сложнее токовых защит и содержат различные реле, объединенные в так называемые органы защиты, выполняющие те или иные функции. Обычно дистанционные защиты содержат три органа: пусковой, дистанционный и выдержки времени. Выходные цепи защиты выполняют как обычно.

Токи и напряжения в месте установки защиты имеют при повреждениях определенные фазные соотношения. Если реле сопротивления дистанционной защиты реагируют только на величину сопротивления, а не реагируют на фазу, то защиту называют защитой полного сопротивления (импедансной защитой). Ниже рассмотрены лишь защиты полного сопротивления.

Основными параметрами защиты являются сопротивление срабатывания каждой ступени и ее выдержка времени.

Дистанционную защиту применяют только для защиты линий сетей от между фазных замыканий, так как защита от замыканий на землю в сетях с большими токами замыкания на землю надежно осуществляется направленными и ненаправленными ступенчатыми токовыми защитами нулевой последовательности.

При междуфазных повреждениях между токами и напряжениями поврежденных и неповрежденных фаз имеют место различные соотношения, при этом меняются и сопротивления, на которые реагируют реле сопротивления. Чтобы реле сопротивления правильно определяли зону действия и чтобы эта зона по возможности не менялась при различных сочетаниях поврежденных фаз, надо к реле сопротивления подводить соответствующие напряжения и токи. При этом должны действовать только те реле, которые правильно определили сопротивление до места повреждения. Для этой цели в защите предусматривают пусковой орган. В сетях с большими токами короткого замыкания в качестве пусковых органов используют токовые реле с током срабатывания, превышающем максимальный рабочий ток линии.

Дистанционный орган защиты состоит из реле сопротивления. Число реле сопротивления в каждой ступени определяется тем, чтобы при двух- и трехфазных коротких замыканиях был обеспечен одинаковый замер сопротивления. Это возможно лишь при условии, что к реле сопротивления подводятся напряжение петли короткого замыкания и разность токов двух фаз. Так как возможных сочетаний поврежденных фаз при двухфазном коротком замыкании три, то для осуществления указанного требования надо в каждой ступени иметь три реле сопротивления и подводить к ним напряжение и токи

Для уменьшения числа реле сопротивления иногда объединяют реле первой и второй ступени. Такую дистанционную защиту называют *односистемной*.

Быстродействующую защиту линий электропередачи можно выполнить путем сравнения направления мощности или фазы тока по концам защищаемого участка линии. Для осуществления такого сравнения информация о направлении мощности или о фазе тока преобразуется в электрические сигналы, которые и

передаются с одного конца линии на другой.

Обычно для этой цели используют высокочастотные •сигналы, создаваемые токами высокой частоты, вырабатываемые соответствующими генераторами ГВЧ. Для приема высокочастотных сигналов служат приемники ОВЧ. Оба устройства образуют приемопередатчик (высокочастотный пост), устанавливаемый на подстанции защищаемой линии

Такие защиты называют высокочастотными защитами

Для передачи сигналов с одной подстанции на другую необходим канал связи, в качестве которого целесообразно использовать провода защищаемой линии передачи. Если передавать сигналы по схеме «провод—земля», то канал связи достаточно оборудовать на одной фазе линии передачи. В этом случае по обоим концам защищаемой линии устанавливают включенные последовательно в одну фазу линии заградительные высокочастотные контуры, состоящие из дросселя 2 и шунтирующей его емкости 3

Высокочастотные заградители препятствуют распространению высокочастотных сигналов за пределы защищаемой линии, что уменьшает расход энергии передатчиками. В то же время заградители беспрепятственно пропускают пятидесятипериодный ток, передаваемый по линии.

В настоящее время применяют два типа высокочастотных защит:

- 1) направленную защиту с высокочастотной блокировкой;
- 2) дифференциально-фазную высокочастотную защиту.



## 3.2. Повреждения и ненормальные режимы

### 3.2.1. Характеристика основных видов повреждений электрических сетей

В электроэнергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы.

Повреждения: короткие замыкания – сверх ток, понижение напряжения – потеря устойчивости.

Ненормальные режимы – отклонения напряжения, тока и частоты.

Развитие аварии может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка при помощи специальных автоматических устройств – релейной защиты.

Назначение – выявление места КЗ и быстрое отключение поврежденного участка от неповрежденной части.

Выявление нарушений нормального режима и подача предупредительных сигналов или проведение операций, необходимых для восстановления нормального режима. Связь РЗ с автоматикой – АПВ, АВР, АЧР.

Подробнее о повреждениях.

Причины: нарушение изоляции. ТВЧ – старение, механическое повреждение, перенапряжение.

ЛЭП – смыкание проводов.

Ошибки персонала.

Виды: КЗ – наиболее тяжелое.

Вследствие увеличения тока возрастает падение напряжения в элементах системы, что приводит к понижению напряжения во всех точках сети. Возникающая дуга разрушает оборудование, а понижение напряжения нарушает работу потребителей и устойчивость параллельной работы генераторов.

Замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью. (Обычно в системах собственных нужд эл. станций.)

Ток при этом невелик – несколько десятков ампер. Опасно тем, что вызывает перенапряжения – возможность перехода в междуфазное замыкание.

Ненормальные режимы

*Перегрузка оборудования* – перегрев ТВЧ и изоляции, её ускоренный износ.

*Качания в системах* – выход из синхронизма параллельно работающих генераторов. При этом ток колеблется от нуля до максимального, превосходящего нормальную величину значения. Садится напряжение.

*Повышение напряжения* – при внезапном отключении нагрузки.

### 3.2.2. Падение напряжения в электрических сетях. Токовые утечки

*Потеря и падение напряжения.*

Большинство электроприемников работает с лучшими показателями при номинальном напряжении. Отклонение напряжения от номинального ухудшает их работу. Так, световой поток ламп накаливания в значительной мере зависит от

напряжения на их зажимах. Снижение напряжения на 10% номинального уменьшает световой поток ламп более чем на 30%, и они горят «вполнакала». При увеличении напряжения на зажимах ламп на 10% сверх номинального световой поток возрастает на 35%, а срок службы ламп сокращается более чем в 3 раза.

В электронагревательных устройствах потребление электроэнергии и выделение тепла пропорциональны изменению напряжения во второй степени. Повышение напряжения до 10% сверх номинального резко снижает срок службы нагревательных устройств. Понижение напряжения ведет к удлинению технологических процессов.

У нагруженных асинхронных двигателей при снижении напряжения несколько возрастает скольжение, увеличивается ток в обмотках двигателя, что ведет к большему износу изоляции и уменьшению срока службы двигателя. Повышение скольжения ведет к снижению скорости двигателя, а следовательно, и к снижению производительности вращаемого двигателем механизма. При работе двигателей в автоматизированных поточных линиях это обстоятельство может привести к существенному экономическому ущербу из-за недовыработки продукции. Повышение напряжения сверх номинального увеличивает пусковой ток и уменьшает коэффициент мощности двигателя<sup>1</sup>.

Таким образом, значительные, отклонения напряжения от номинального ухудшают работу приемников электроэнергии и снижают срок службы электрооборудования, а в отдельных случаях вызывают нарушение технологии производственных процессов.

Отклонением напряжения  $U_{OT}$  называют разность между напряжением сети в месте присоединения электроприемника (рисунок 3.2.1.) и его номинальным напряжением:

$$U_{OT} = U_2 - U_{НОМ}$$

Для обеспечения нормальной работы электроприемников ПУЭ нормированы допустимые отклонения напряжения от номинального как для крайних нормальных режимов работы (режимы максимальных и минимальных нагрузок), так и для аварийных режимов.

Отклонения напряжения на зажимах электродвигателей допускают, как правило, не более  $\pm 5\%$ ; в отдельных случаях допускают отклонения выше номинального до  $+10\%$ .

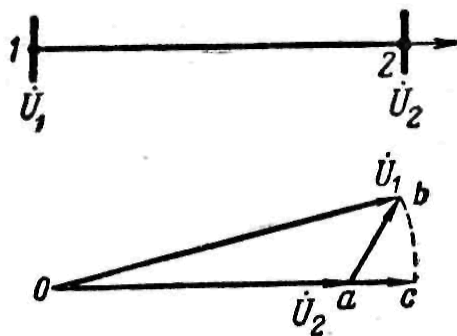


Рисунок 3.2.1. К определению потери напряжения в линии.

### 3.2.3. Короткие замыкания в электрических сетях

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и выбираться с учетом величин этих токов.

Различают следующие виды коротких замыканий: трехфазное, или симметричное, — три фазы соединяются между собой; двухфазное — две фазы соединяются между собой без соединения с землей; однофазное — одна фаза соединяется с нейтралью источника через землю; двойное замыкание на землю — две фазы соединяются между собой и с землей.

Основными причинами возникновения таких коротких замыканий в сети могут быть: повреждение изоляции отдельных частей электроустановки; неправильные действия обслуживающего персонала; перекрытия токоведущих частей установки.

Короткое замыкание в сети может сопровождаться: прекращением питания потребителей, присоединенных к точкам, в которых произошло короткое замыкание; нарушением нормальной работы других потребителей, подключенных к неповрежденным участкам сети, вследствие понижения напряжения на этих участках; нарушением нормального режима работы энергетической системы.

Для предотвращения коротких замыканий и уменьшения их последствий необходимо: устранить причины, вызывающие короткие замыкания; уменьшить время действия защиты, действующей при коротких замыканиях; применить быстродействующие выключатели; применить АРВ для быстрого восстановления напряжения генераторов; правильно вычислить величины токов короткого замыкания и по ним выбрать необходимую аппаратуру, защиту и средства для ограничения токов короткого замыкания.

Рассмотрим причины возникновения, особенности протекания короткого замыкания и расчет токов короткого замыкания.

С момента возникновения короткого замыкания до его прекращения в короткозамкнутой цепи протекает переходный процесс, характеризуемый наличием двух составляющих токов короткого замыкания — периодического (колебательного) и аperiodического.

На рис. 3.1 приведены кривые изменения тока короткого замыкания системы неограниченной мощности ( $S_c = \infty$ ). Здесь, а также в дальнейшем при рассмотрении явлений, вызванных коротким замыканием, приняты следующие обозначения токов:  $i_{H0}$  — мгновенное значение тока нагрузки в момент короткого замыкания;  $i_y'$  — мгновенное значение ударного тока короткого замыкания через полпериода (0,01 с) после возникновения короткого замыкания (по величине  $i_y''$  проверяются электрические аппараты, шины и изоляторы на динамическую устойчивость);  $i_{y\max}$  и  $i_{y\min}$  — соответственно максимальное и мгновенное значения периодической слагающей тока короткого замыкания

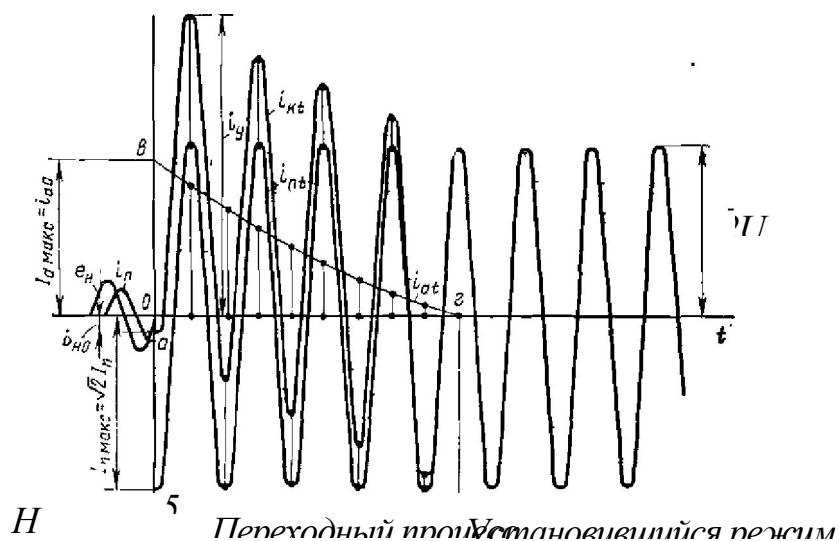


Рис. 3.1. Кривые изменения тока при коротком замыкании

$i_{а.макс}$  и  $i_{а.0}$  — максимальное и мгновенное значения апериодической слагающей тока короткого замыкания;  $i_{у}$  — действующее значение установившегося тока короткого замыкания (по величине  $i_{у}$  проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость);  $i_0' = i_{п0}$  — начальное действующее значение периодической слагающей тока короткого замыкания (сверхпереходный ток короткого замыкания).

Действующее значение полного тока короткого замыкания для произвольного момента времени  $t$  определяется соответствующими составляющими — периодической  $i_{at}$  и апериодической  $i_{аt}$ .

Периодическая составляющая тока изменяется по гармонической кривой в соответствии с синусоидальной ЭДС генератора. Апериодическая — определяется характером затухания тока короткого замыкания, зависящего от активного сопротивления цепи и обмоток статора генератора. В цепи напряжением выше 1000 В, где значение активного сопротивления мало, время затухания апериодической слагающей составляет 0,15—0,2 с.

### 3.2.4. Перегрузки и перенапряжения

Напряжение, сколь угодно длительное приложение которого безопасно для электрооборудования, называют наибольшим рабочим напряжением — **f/наиб.раб-** Любые повышения напряжения сверх наибольшего в той или иной степени в зависимости от их длительности опасны для изоляции и называются **перенапряжениями**.

Перенапряжения подразделяются на грозовые (атмосферные) и внутренние.

**Внутренние перенапряжения** разделяются на **резонансные**, возникающие в результате изменения соотношений между индуктивностями и емкостями цепи при неблагоприятном сочетании схемы, параметров и режима сети, и **коммутационные**, возникающие при различных нормальных и аварийных коммутациях и повреждениях. Резонансные перенапряжения могут существовать

длительно, до изменения схемы или режима.

Большинство *перенапряжений внутреннего происхождения* представляют собой высокочастотные быстро затухающие колебания, их частота в десятки и сотни раз больше, чем частота нормального режима.

Коммутационные перенапряжения имеют длительность от нескольких тысячных до нескольких сотых долей секунды.

Кратковременные повышения напряжения с частотой, близкой к промышленной, длительностью в несколько десятых долей секунды по терминологии МЭК и СИГРЭ называются *временными перенапряжениями*.

### 3.3. Устройства защиты в системах электроснабжения

#### 3.3.1. Защита синхронных генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор

Защита силовых трансформаторов. Защита, устанавливаемая на силовом трансформаторе, должна или обеспечивать его отключение при междуфазных и витковых коротких замыканиях, а также при замыканиях на землю, или подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора (перегрузке трансформатора, повышении температуры масла и т. д.).

Виды защит, устанавливаемых на трансформаторе, определяют мощностью трансформатора, его назначением, местом установки и другими требованиями, предъявляемыми к режиму его эксплуатации. В условиях электроснабжения промышленных предприятий силовые трансформаторы устанавливают:

на ГПП с первичным напряжением 220, ПО, 35 кВ и вторичным напряжением 6, 10, 20, 35 кВ при мощности одного трансформатора от 1000 до 63 000 кВ-А;

на ЦП с первичным напряжением 6, 10, 20, 35 кВ и вторичным напряжением 0,23; 0,4; 0,69 кВ при единичной мощности от 100 до 2500 кВ-А;

на специальных установках (электропечных, выпрямительных и др.).

**Защита трансформаторов ГПП.** При срабатывании защиты поврежденного трансформатора подается импульс на включение короткозамыкателя с помощью специального привода типа ШПК. Короткозамыкатель включается и создает на выводах высшего напряжения трансформатора искусственное короткое замыкание, под действием которого защиты, установленные на питающей подстанции, срабатывают и отключают линию. После отключения линии отделитель поврежденного трансформатора отключается, отсоединяя трансформатор от линии. Вслед за этим линия может быть включена вновь устройством АПВ (см. гл. 12).

Отключение отделителя осуществляется с помощью специального блокирующего реле отделителя типа БРО, встроенного в привод отделителя). При включении отделителя отключающая пружина / сжимается и удерживается в таком положении системой ломающихся рычагов 12—14. При этом сердечник 9, внутри которого помещена пружина 8, находится в нижнем положении. В нижней части сердечника имеется палец 4 с основанием 5, проходящий через отверстие в рычаге. Пружина 8 и сердечник стремятся повернуть рычаг против часовой стрелки. Однако этому препятствует возвратная пружина 2, натяжение которой регулируется винтом 3. Таким образом, под действием пружин 8 и 2 сердечник находится в равновесии.

Обмотка 7 реле БРО подключена к трансформатору тока ТТ, установленному в цепи короткозамыкателя (рис. 11.23, б). При включении короткозамыкателя реле срабатывает, его сердечник притягивается к стопу 6 и

сжимает пружину 8.

После отключения линии прохождение тока в цепи короткозамыкателя прекратится, сердечник реле освободится и под действием пружины и собственного веса опустится вниз. Палец 4 с основанием 5 при этом ударит по рычагу //. Рычаг освободит систему ломающихся рычагов 12—14, которые в свою очередь освободят отключающую пружину /. Пружина вытолкнет вверх боек 10, который произведет отключение.

С помощью БРО обеспечивается отключение отделителя только в бестоковую паузу, после того как прекратится прохождение тока короткого замыкания, поскольку отделитель, как и обычный разъединитель, не может отключать ток короткою замыкания и токи нагрузки.

Установленная на трансформаторе защита выполняется на оперативном переменном токе с применением!; реле прямого действия типов РТМ и РТВ

указательных реле типа РУ-21 и промежуточного реле типа РП-341

**З а щ и т а                      в н у т р е н н и х                      п о в р е ж д е н и й                      в**  
**т р а н с ф о р м а т о р е .** Эта защита осуществляется газовым реле ПГЗ-22 (рис. 11.25). Повреждения внутри трансформатора, вызванные вит-ковыми и междуфазными замыканиями, сопровождаются выделением газа и понижением уровня масла. При всех видах повреждений газы, образовавшиеся в результате разложения масла и изоляции проводов, направляются через реле, установленное на трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем, и вытесняют масло из камеры реле в расширитель. В результате этого уровень масла в газовом реле понижается, установленные в реле поплавки / опускаются, а прикрепленные к ним колбочки 2 с ртутными контактами поворачиваются. При этом действует предупреждающий сигнал.

При бурном газообразовании, сопровождающемся течением струи масла под давлением, поворачиваются поплавки и колбочка с контактами 3. Последние, замыкаясь, действуют через указательные и промежуточные реле на отключение.

В газовых реле типа РГЗ-61 используют ртутные контакты, впаянные в колбу и в исходном положении не соприкасающиеся с ртутью, что устраняет вибрацию контактов. У чашечных реле вместо поплавков используют открытые металлические чашки, вместо ртутных контактов — обычные открытые контакты, работающие непосредственно в масле.

На рис. 11.26 показан принцип действия отключающего элемента чашечного реле типа РГЧЗ-66. Открытая чашка / с ушком 4 и экраном 3 может поворачиваться на оси 5. С чашкой связана колодка 6, на которой укреплены подвижный контактный мостик 8, лопасть и пластина 10, сцепленная с нижним концом пружины 11. Верхний конец пружины 11 и неподвижные контакты 9 укреплены на неподвижной части газового реле. Сигнальный и отключающие элементы помещены в корпус 2. Экран 3 предназначен для обеспечения надежности работы реле.

В нормальном состоянии, когда чашка корпуса реле полностью заполнена маслом, верхняя и нижняя чашки тоже заполнены маслом и удерживаются в исходном положении пружинами 11. При понижении уровня масла в корпусе реле

(вследствие скопления газа в его верхней части) верхняя чашка под воздействием момента, который создается массой масла, находящегося в чашке и превышающего момент пружины, поворачивается на оси 5. При этом контактный мостик 8 замыкает неподвижные контакты 9 в цепи предупредительной сигнализации.

При повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся бурным газообразованием, поток масла устремляется в расширитель через газовое реле, воздействует на лопасть 7 отключающего элемента нижней чашки и контактный мостик 8 замыкает неподвижные контакты лопасти в цепи отключения поврежденного трансформатора.

Защита генераторов. Рассмотрим повреждения и ненормальные режимы работы генераторов и применяемые в этих случаях защиты.

**П о в р е ж д е н и я в о б м о т к е с т а т о р а .** Повреждения могут быть вызваны:

а) многофазными короткими замыканиями и возникновением сверхтоков в обмотке статора. Применяют продольную дифференциальную защиту, действующую, как и при защите трансформаторов, на принципе небаланса токов между выводами и нулевой точкой генератора при возникновении токов короткого замыкания между обмотками статора; обычно используют реле РНТ для повышения чувствительности защиты;

б) однофазными замыканиями на землю. При токах замыкания до 5 А защита действует на сигнал, свыше 5 А — на отключение. Защиту выполняют аналогично защите при замыкании на землю кабельных линий с использованием трансформаторов нулевой последовательности типа ТНП при кабельных выводах генератора, или трансформаторов ТНПШ при шинных выводах;

в) межвитковыми замыканиями в одной фазе обмотки. Применяют поперечную дифференциальную защиту, действующую аналогично «восьмерочной» защите параллельных линий (рис. 11.31) при наличии в обмотке статора двух и более параллельных ветвей.

**П е р е г р у з к и с т а т о р а .** Перегрузки могут быть вызваны:

а) токами при внешних коротких замыканиях. Защита — максимально-токовая с блокировкой по напряжению с учетом понижения напряжения на выводах обмотки статора. Защита действует с выдержкой времени на одну-две ступени выше защит трансформаторов и линий генераторного напряжения и отстраивается от токов при самозапуске двигателей собственных нужд ТЭЦ;

б) токами перегрузки. Защита действует на сигнал или на отключение с выдержкой времени в зависимости от допускаемой перегрузки: на 10% — 60 мин, на 15% — 6 мин. Защита аналогична максимально-токовой защите линии и трансформаторов;

в) токами внешних несимметричных коротких замыканий, сопровождающихся возникновением токов обратной последовательности, весьма опасных для генераторов. Так как обычная максимально-токовая защита от этих токов не обеспечивает необходимой чувствительности срабатывания, то применяют многоступенчатую токовую защиту обратной последовательности,



выполненную специальными фильтр-реле РТФ-1М [19].

Так, при трехступенчатой защите с соответствующими выдержками тока и времени для каждой ступени выполнение условий срабатывания обеспечивается вначале действием первой ступени защиты на отключение (АГП), выключателя генератора и далее действием второй и третьей ступеней — на отключение шиносоединительных и секционных выключателей.

**П о в р е ж д е н и я в о б м о т к е р о т о р а .** Повреждения могут быть вызваны:

а) замыканием на землю обмотки возбуждения в одной точке. Для его обнаружения и периодического контроля изоляции обмотки возбуждения используют вольтметр, один зажим которого присоединяют к земле, а второй поочередно к полюсам ротора. При исправной изоляции показания в обоих случаях равны нулю. При замыкании обмотки ротора на землю в одной точке вольтметр измерит напряжение каждого полюса по отношению к земле;

б) замыканием на землю обмотки возбуждения в двух точках. В этом случае применяют специальную схему защиты с использованием двух поляризованных реле, реагирующих на нарушение балансировки моста, образуемого обмоткой возбуждения и потенциометром, присоединенным к кольцам ротора. Защита в зависимости от мощности генератора может действовать на сигнал или на отключение;

в) перегрузкой ротора. При перегрузке на 10% допускаемое время перегрузки — 10 мин; при перегрузке на 15 % допускаемое время перегрузки — 6 мин. Схемы защиты от перегрузки ротора зависят от

типа и мощности генераторов и выполняются при помощи реле напряжения, включенного на обмотку ротора с действием на ограничение форсировки, а затем на отключение.

### **3.3.2. Защита сборных шин станций и подстанций. Принцип действия этой защиты**

Вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных на каждой линии, соединяют проводами между собой и подключают на разность токов. Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включают реле тока мгновенного действия типа ЭТ-521 или РТ-40. Ток в реле равен разности вторичных токов трансформаторов тока первой и второй линий:  $I_p = I_x - I_r$ .

Следовательно, в нормальных условиях и при равных по величине вторичных токах нагрузки  $I_p = 0$ . При повреждении на одной из линий токи  $I_x$  и  $I_r$  не будут равны и через реле будет проходить ток, равный их разности,

Если величина этого тока (разности) больше тока срабатывания реле, то защита подействует на отключение выключателя линии.

Для того чтобы при коротких замыканиях на шинах приемной подстанции

или на отходящих от нее линиях (сквозные короткие замыкания) защита не работала, ток срабатывания реле должен быть больше максимального тока небаланса.

**Защита сетей от замыкания на землю.** Сети 35 кВ и ниже являются основными сетями системы электроснабжения промышленных предприятий. Они работают с изолированными нейтралями. При однофазных замыканиях на землю в таких сетях междуфазные напряжения остаются неизменными и ток замыкания на землю имеет небольшую величину. Например, ток замыкания на землю на каждые 100 км сети напряжением 6 кВ составляет примерно 1,5 А для воздушных и около 80 А для кабельных линий.

Однофазные замыкания на землю в сети с изолированными нейтралями непосредственной опасности для потребителей не представляют. Исключение составляют сети, питающие торфоразработки и передвижные механизмы, когда по условию техники безопасности требуется быстрое отключение их.

Повышение фазных напряжений неповрежденных фаз в 1,73 раза может вызвать перекрытие или пробой изоляции на другой фазе, что приведет к двухфазному или трехфазному короткому замыканию. Контроль состояния изоляции выполняют обычно наиболее простым способом — путем включения трех вольтметров либо одного или трех реле минимального напряжения на фазные напряжения (см. гл. 12). Такой способ применяется на подстанциях при неразветвленной сети. На электростанциях и подстанциях с большим числом линий и разветвленной сетью такой способ не обеспечивает достаточно быстрого отыскания поврежденной линии. Поэтому кроме контроля изоляции устанавливают защиту от однофазных замыканий на землю.

#### 4. Элементы автоматики в системах защиты

##### 3.4.1. Автоматическое включение резервного питания

**Автоматическое включение резерва АВР** должно предусматриваться для всех ответственных потребителей, поэтому на подстанциях, питающих Потребителей 1-й категории, АВР является обязательным.

Пуск в действие АВР может осуществляться реле минимального напряжения, контролирующим напряжение на отдельных секциях шин, или совместным действием этого реле и реле понижения частоты, что обеспечивает действие АВР в пределах 0,2—1 с после прекращения питания. Время действия АВР должно уменьшаться в направлении от потребителей к источнику питания и согласовываться с временем действия защит линий, отходящих от сборных шин резервируемой установки.

Успешное и эффективное действие АВР обеспечивается при достаточной мощности резервного источника питания или (при необходимости) автоматической разгрузкой по току (см. ниже).

Рассмотрим наиболее применяемые схемы АВР.

Схема АВР при напряжении выше 1000 В. В схеме имеется двигатель привода  $D$ , отключаемый конечным выключателем  $BK$ . Для питания реле блокировки  $PБ$  предусмотрен выпрямитель  $B$ . Выключатели  $B1$  и  $B2$  включены,  $B$  отключен. Готовность устройства АВР сигнализируется лампой  $ЛГ$ . Избиратель управления  $ИУ$  установлен в положение  $ABP$ . Реле минимального напряжения  $РН1$  —  $РН4$  и реле блокировки  $PБ$  включены. Контакт пружинного привода  $B_{пр}$  замкнут.

При исчезновении напряжения на первой секции срабатывают реле напряжения  $РН1$  и  $РН2$  и включают реле  $PВ1$  от трансформатора напряжения  $ТН1$ . Реле  $PВ1$  с выдержкой времени через промежуточное реле  $PП1$  отключает выключатель  $B1$  и его блок-контакт  $B1$  включает электромагнит  $B_{вкл}$ . Секционный выключатель  $B$  включается и восстанавливает питание первой секции.

При исчезновении напряжения на второй секции схема работает аналогично. Реле блокировки  $PБ$  обеспечивает однократность действия  $ABP$ , так как при отключении выключателей вводов  $B1$  или  $B2$  реле  $PБ$  размыкает с выдержкой времени цепь включающего электромагнита  $B_{вкл}$ . При нарушении питания на второй секции схема работает аналогично. При включении на короткое замыкание секционный выключатель  $B$  отключится своей максимально-токовой защитой. ^

Приведенная схема АВР широко применяется в сетях промышленных предприятий, так как она проста, надежна в эксплуатации и для ее питания не требуется оперативный постоянный ток. Аналогичная схема АВР секционного выключателя с электромагнитным приводом применяется на подстанциях, где имеется оперативный постоянный ток.

**Схема АВР на контакторах.** Схема  $ABP$ , выполненная на секционном

контакторе, применяется для трансформаторов мощностью до 400 кВ-А. В исходном положении схемы автомат  $A$ , контакторы  $B1$  и  $B2$ , реле напряжения  $RH1$  и  $RH2$  включены, секционный контактор  $KC$  выключен. Избиратель управления  $ИУ$  установлен в положение  $ABP$ .

При исчезновении напряжения на трансформаторе  $T1$  отключается ввода  $B1$ . Реле напряжения постоянного тока  $RH1$  и питаемые через выпрямители  $B_x$  и  $B_2$ ,  $D^{аюг}$  необходимую выдержку.

К устройствам АПВ предъявляются следующие основные требования:

3) не должны действовать при отключении выключателя вручную, дистанционно или при помощи телеуправления;

4) должны исключать возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание.

### 3.4.2. Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу

В эксплуатации относительно часто возникает необходимость включения синхронных генераторов на параллельную работу после очередных отключений, обусловленных эксплуатационным графиком их работы или выводом агрегатов в ремонт. Процесс подготовки и включение генераторов на параллельную работу называют синхронизацией.

В практике эксплуатации используют два метода синхронизации; а) метод точной синхронизации и б) метод самосинхронизации.

В некоторых случаях допустимо несинхронное включение на параллельную работу двух частей энергосистемы. Так, например, в настоящее время в ряде систем применяют несинхронные автоматические повторные включения линий, связывающих части системы. Максимальные уравнивающие токи, которые при этом могут появиться, не должны превышать допустимых для генераторов.

При точной синхронизации генератор возбуждают и включают в сеть после достижения следующих условий синхронизма: 1) равенства напряжений по величине; 2) совпадения напряжений по фазе; 3) равенства частот генератора и сети.

Несоблюдение любого из этих условий при включении может привести к серьезным повреждениям генератора.

Допустим, что необходимо подключить генератор  $G$  на параллельную работу к системе  $C$  (рис. 13-19,й). Примем, что система (сеть) обладает большой мощностью и напряжение  $u_c$  на шинах системы остается примерно неизменным во всех режимах. Сопротивление системы до сборных шин установки обозначим  $x_c$ . Возможны три режима, предшествующих моменту включения генератора:

1. Векторы фазных напряжений генератора  $U_r$  и системы  $U_c$  не равны по величине, но совпадают по фазе и изменяются во времени с одинаковой частотой

2. Векторы фазных напряжений разошлись по фазе на некоторый угол

### 3. Генераторы вращаются с разными угловыми скоростями

В первом из рассматриваемых случаев уравнильный ток получается индуктивным и существенной опасности для машин не представляет. Поэтому разность напряжений при включении машин можно допускать до **5—10%**.

Во втором случае

уравнильный ток имеет значительную активную составляющую. Вектор напряжения  $U_{\Sigma T}$  генератора отстает, поэтому активная составляющая  $I_a$  его уравнильного тока создает момент, направленный на ускорение ротора.

Если бы вектор напряжения  $U_{\Sigma T}$  опережал вектор  $U_{\Sigma C}$ , то активная составляющая его тока создавала бы момент, тормозящий ротор. В обоих случаях включение генератора сопровождается значительными толчками нагрузки на его вал, что может повлечь за собой серьезные механические повреждения агрегата. Во избежание этого угол расхождения векторов напряжений синхронизируемых источников в момент включения не должен превышать **10 эл. град.**

Наконец, в третьем случае, когда угол между напряжениями генератора и системы все время меняется, непрерывно изменяется и величина разности напряжений  $\Delta U_{\Sigma}$ , которую называют **н а п р я ж е н и е м б и е н и я**.

Напряжение биения изменяется во времени с частотой, равной полусумме частот синхронизируемых источников, а его амплитуда колеблется в пределах от **0** до  $2U_{\Sigma}$ .

Таким образом, при неравенстве частот всегда существует опасность включения в неблагоприятный момент значительного расхождения векторов напряжений. Кроме того, при большой разности частот машина может не войти в синхронизм. Все это заставляет ограничивать разность частот при включении величиной **0,1%**.

Наибольший уравнильный ток возникает при включении в момент, когда  $\varphi = 180^\circ$ .

Итак, включение возбужденного генератора на параллельную работу с другими генераторами при произвольном соотношении частот и напряжений может повлечь за собой тяжелые повреждения машины, обусловленные сильными механическими толчками и электродинамическими силами от больших уравнильных токов.

Процесс синхронизации состоит в регулировании напряжения и частоты включаемого генератора в соответствии с условиями синхронизма и включении генераторного выключателя в правильно выбранный момент. При синхронизации используют комплект измерительных приборов (рис. 13-20): два частотомера и два вольтметра, контролирующих соответственно частоту и напряжение на зажимах синхронизируемого генератора и сети (системы), и синхроскоп 5—прибор, позволяющий судить о взаимном перемещении векторов напряжений синхронизируемых источников. Все эти приборы монтируют на одной колонке синхронизации.

Равенства напряжений добиваются изменением возбуждения синхронизируемого генератора. Частоту регулируют, изменяя посредством сервомотора пуск рабочего вещества (пара, воды, топлива) в первичный двигатель

подключаемого генератора.

В реальных условиях невозможно добиться устойчивого равенства частот у синхронизируемого генератора и сети. Выключатель генератора следует включить в тот момент, когда вектор напряжения синхронизируемого генератора медленно подходит к вектору напряжения сети.

Момент включения улавливают по стрелке синхроскопа, которая вращается с угловой скоростью скольжения. На шкале прибора нанесена черта, соответствующая совпадению напряжений по фазе. При дистанционном управлении выключатель следует включать в момент, когда стрелка синхроскопа немного не дошла до черты, так как необходимо учесть время дистанционного включения выключателя.

Недостатки способа точной синхронизации: сложность и длительность процесса, особенно в условиях аварийного режима системы, сопровождающегося колебаниями частоты и напряжения, необходимость высокой квалификации обслуживающего персонала, сложность автоматизации процесса, возможность тяжелых аварий при нарушении условий синхронизации.

### **3.4.3. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности, частоты и активной мощности**

Автоматическое регулирование частоты позволяет наиболее точно поддерживать частоту относительно ее номинального значения. При этом персонал электростанции, осуществляющей вторичное регулирование частоты, освобождается от необходимости непрерывно наблюдать за ее значениями. Кроме того, при автоматическом регулировании частоты появляется возможность привлекать к вторичному регулированию сразу любое число электростанций.

Известны различные методы автоматического регулирования частоты [30]. Рассмотрим кратко один из них, в соответствии с которым регулирование осуществляется по *комбинированным критериям*.

По этому методу регулирование мощности каждого генератора, привлеченного к вторичному регулированию частоты, осуществляется в соответствии с уравнением

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \frac{1}{k_p} + \frac{\Delta t_{\Sigma}}{k_t} = 0, \quad (3.4.1)$$

где  $\Delta P$  - изменение мощности генератора по сравнению с заданной;  $\Delta t_{\Sigma}$  - отклонение электрического времени, определяемое по формуле;

$k_p, k_t$  - параметры настройки регулятора частоты.

Если  $\Delta f = 0$  и  $\Delta t_{\Sigma} = 0$ , то  $\Delta P = 0$ , т. е. мощность генератора будет соответствовать заданной при номинальной частоте и отсутствии отклонения электрического времени. При отклонении частоты (например, при  $\Delta f < 0$ ) в первый момент  $\Delta t_{\Sigma} = 0$ , и изменение мощности генератора  $\Delta P$  будет происходить

только за счет отклонения частоты  $\Delta f \neq 0$ . Однако частота при этом не восстановится до номинальной, а отклонение электрического времени будет принимать какое-то значение  $\Delta t_{\Sigma} \neq 0$ . При этом происходит дальнейшее увеличение мощности генератора. Процесс регулирования закончится, когда обеспечится условие  $\Delta f = 0$ . Изменение мощности генератора в соответствии с (12.16) при  $\Delta f = 0$  составит

$$\Delta P = \frac{\Delta t_{\Sigma}}{k_t} \kappa_p P_{\text{ном}} \quad (3.4.2)$$

Таким образом, процесс регулирования частоты связан с изменением активной мощности электростанции. При этом возникает дополнительная важная задача оптимального распределения активной нагрузки между станциями. В условиях эксплуатации (управления режимами системы) критерием оптимальности при равенстве стоимости топлива на различных электростанциях служит минимум расхода топлива на выработку и передачу электроэнергии в целом по всей системе.

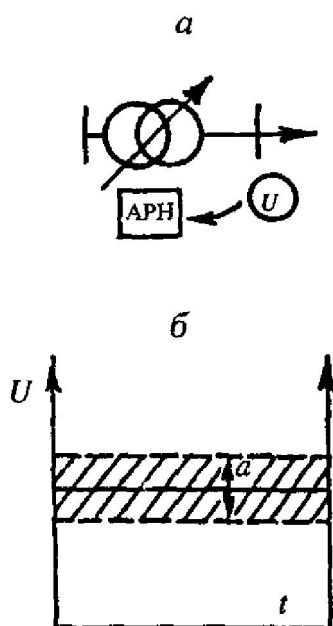
При изменении нагрузки системы в соответствии с суточным графиком и переходе из точки 0 в точку 1 происходит изменение частоты, и в процессе ее регулирования будут изменяться мощности электростанций. В зависимости от того, какие станции примут дополнительную нагрузку, будет иметь место и суммарный расход топлива в системе.

На практике процессы автоматического регулирования частоты (АРЧ) и оптимизации автоматического распределения активных нагрузок (АРАН) между электростанциями целесообразно разделить во времени. В этом случае устройства АРЧ будут реагировать на все изменения частоты, а устройства АРАН - вступать в действие периодически: через какой-то интервал времени, например 30 мин, либо при изменении суммарной нагрузки системы на какую-то величину, например на 2...4 % [29]. При действии АРАН станциям задаются новые уставки в устройства АРЧ в виде мощности  $P_y$ . Изменение мощности в соответствии с АРАН называют *третичным регулированием*.

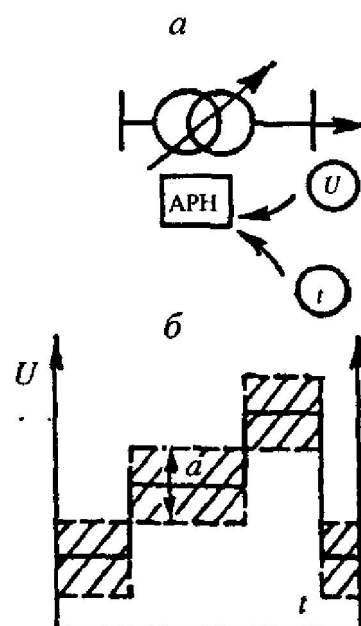
Выбор рационального закона регулирования напряжения зависит от характера графика нагрузки. При малоизменяющейся в течение суток нагрузке целесообразно применять *режим стабилизации напряжения*. В этом случае на автоматический регулятор напряжения (АРН) воздействует только величина напряжения на шинах вторичного напряжения ЦП (рис. 3.4.1, а). Пределы изменения напряжения при таком законе регулирования с учетом зоны нечувствительности  $a$  показаны на рис. 3.4.1, б. Такой режим регулирования напряжения целесообразно применять в ЦП, питающем промышленные предприятия с трехсменным характером работы.

Если нагрузка в течение суток сильно изменяется, но это изменение имеет вполне определенный характер (например, на двухсменном промышленном предприятии), то регуляторы напряжения могут быть

настроены на режим стабилизации напряжения по графику напряжений (по времени суток). В этом случае регулятору задается уставка по напряжению, и она меняется в зависимости от времени суток. Диапазон возможного изменения напряжения в этом случае представлен на рис. 3.4.2, б.



**Рис. 3.4.1.** Режим стабилизации напряжения:  
а – схема ЦП; б – график напряжений



**Рис. 3.4.2.** Регулирование напряжения по времени суток:  
а – схема ЦП; б – график напряжений

При смешанной нагрузке, когда ее изменение носит случайный характер, в ЦП должно быть обеспечено *встречное регулирование напряжения*, при котором с повышением нагрузки увеличивается и напряжение на шинах ЦП). Для этого в регулятор напряжения вводится уставка по напряжению с коррекцией по току. Эта коррекция создает на шинах ЦП дополнительную надбавку напряжения, которая погашает увеличенную потерю напряжения в сети при больших нагрузках.

Встречное регулирование напряжения в настоящее время широко применяется в городских, сельских, а также промышленных сетях.

Указанные принципы настройки регуляторов могут относиться не только к трансформаторам с РПН, но и к другим регулирующим устройствам, установленным в ЦП (например, к синхронным компенсаторам).

#### **3.4.4. Противоаварийная автоматика, автоматический контроль и телемеханика в энергосистемах**

Бесперебойность электроснабжения потребителей в электрических системах обеспечивается не только рассмотренными выше устройствами релейной защиты, но и некоторыми системами противоаварийной автоматики, основными из которых являются:



1) автоматическое включение резервных источников питания и резервных агрегатов — автоматическое включение резерва;

2) автоматическое повторное включение Линий, трансформаторов и шин, отключенных соответствующей защитой при появлении на них проходящих коротких замыканий, самоликвидирующихся после снятия напряжения с элемента;

3) автоматическая частотная разгрузка системы при возникновении в ней дефицита активной мощности, который не может быть ликвидирован вводом горячего резерва на станциях системы; при разгрузке отключается часть потребителей с тем, чтобы оставшаяся часть системы функционировала нормально.

Автоматическое включение резерва рассмотрим на примере включения резервного источника питания шин на станции или подстанции.

В распределительных электросетях и на собственных нуждах электростанций в целях обеспечения бесперебойности питания и его независимости широко используют радиальные схемы при 100% -ном резервировании.

Это резервирование осуществляют включением резервной линии, резервного трансформатора или секционного выключателя, если две секции шин питаются от разных источников. Во всех этих случаях может быть применено автоматическое включение резерва.

Принципиальная схема устройства автоматического включения резерва (АВР) для включения секционного выключателя двух секций собственных нужд электростанции в случае их питания от двух трансформаторов собственных нужд Т 1 и Т-2 по схеме неявного резерва.

Устройство АВР должно удовлетворять следующим требованиям:

1) действовать во всех случаях исчезновения напряжения на шинах со стороны основного питания, в том числе и при коротких- замыканиях на сборных шинах, так как эти короткие замыкания могут самоликвидироваться после снятия напряжения с шин;

2) для предотвращения включения на поврежденный рабочий источник питания последний должен быть отключен до включения резервного источника;

3) для сокращения времени перерыва питания потребителей резервный источник должен включаться немедленно после отключения рабочего источника;

4) включение резервного источника должно быть однократным с тем, чтобы при включении на устойчивое короткое замыкание на шинах резервный источник отключался релейной защитой без последующего включения;

5) резервный источник должен включаться лишь в том случае, если сам этот источник готов принять на себя нагрузку; обычно условие готовности резервного источника контролируется наличием на нем

напряжения.

Для фиксации исчезновения напряжения на секциях шин и пуска устройства АВР в схеме рис. 15-77 использован пусковой орган минимального напряжения, выполненный с помощью реле напряжения с размыкающимися контактами (реле РН1 и РН2 на первой секции и реле РН3 и РН4 на второй). Напряжение срабатывания указанных реле принимают равным  $U_{ср}=25$  в, чем обеспечивается надежная отстройка от понижения напряжения на шинах в режимах самозапуска электродвигателей после действия устройства АВР.

Для согласования действия пускового органа АВР с защитой элементов, питающихся от секций шин, служит выдержка времени, создаваемая реле РВ-5, которую выбирают на ступень выдержки времени больше времени действия защит элементов. В пусковом органе АВР каждой секции применены по два реле напряжения с последовательно включенными контактами и подключенные на различные междофазные напряжения. При таком выполнении обеспечивается недействие устройства АВР при перегорании предохранителя в цепи трансформатора напряжения. Для того чтобы исключить ненужное действие устройства АВР, предусматривают контроль наличия напряжения на соседней секции, который осуществляется подачей питания на реле времени через замыкающийся контакт реле напряжения соседней секции.

Автоматическое повторное включение линий передачи после их отключения, обусловленного теми или иными причинами, является весьма эффективным мероприятием, повышающим надежность питания потребителей.

Статистика показывает, что в воздушных электросетях успешные однократные автоматические и повторные включения достигают 75—80% числа всех повторных включений, а в кабельных сетях до 50%. В ряде случаев применяют двукратное автоматическое повторное включение, дающее примерно 15% успешных включений от общего числа двукратных включений.

Для осуществления автоматического повторного включения применяют специальное устройство АПВ, выпускаемое отечественной промышленностью в виде комплекта реле в одном кожухе. В этом устройстве используется запасенная в нормальном режиме энергия конденсатора.

Устройство АПВ должно удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) обеспечивать повторное включение выключателя линии передачи во всех случаях его аварийного отключения;
- 2) не допускать повторного включения при отключении линии ключом управления и при включении линии на повреждение;
- 3) не допускать многократное включение выключателя на устойчивое

повреждение даже при повреждении в самом устройстве АПВ;

4) обеспечивать автоматический возврат устройства АПВ в состояние готовности.

Для запуска устройства АПВ обычно используют несоответствие между положениями ключа управления и выключателя

При аварийном отключении генераторов или разделении системы в результате короткого замыкания на линии, связывающей отдельные части системы, может возникнуть дефицит генерирующей мощности в системе в целом или в ее отделившейся части. В результате дефицита мощности снижается частота тока.

Если дефицит невелик, то в результате снижения нагрузки, обусловленной уменьшением скорости вращения двигателей переменного тока, происходит некоторое самовыравнивание режима и он может стать установившимся, но при несколько сниженной частоте.

При значительном дефиците мощности и большом снижении частоты начинает оказываться зависимость от частоты мощности генерирующих агрегатов и производительности агрегатов собственных нужд, что приводит к ухудшению режима работы тепловой части станции и к дальнейшему росту дефицита мощности.

Одновременно со снижением частоты начинается и снижение напряжения. При значительном снижении частоты напряжение может достигнуть критического значения, при котором начнется массовое затормаживание двигателей, что обусловит возрастание нагрузочных токов и еще большее снижение напряжения в системе. В результате параллельно работающие генераторы выйдут из синхронизма и отключатся — снабжение энергией потребителей прекратится.

При возникновении дефицита мощности прежде всего автоматически при помощи регуляторов скорости турбин используются имеющиеся в системе резервы. В первую очередь до полной мощности загружаются паровые турбоагрегаты. Вследствие значительной инерционности регуляторов скорости гидротурбин вращающийся резерв гидроагрегатов может быть использован только в течение 7—15 сек. Если частота снижается больше определенного значения, то автоматически запускаются резервные агрегаты на гидроэлектростанциях. На современных автоматизированных гидростанциях длительность пуска гидроагрегатов с полным набором нагрузки составляет 30—50 сек.

### 3.5. Изоляция и перенапряжения

#### 3.5.1. Виды электрической изоляции оборудования высокого напряжения

Защита от перенапряжений включает в себя комплекс мероприятий, ограничивающих перенапряжения при грозе, коммутациях и повреждениях до уровня, безопасного для изоляции. В комплекс входит установка молниеотводов стержневых и тросовых. Основными аппаратами для защиты от перенапряжений являются *вентильные разрядники* (ГОСТ 16357-83\*), *ограничители перенапряжений нелинейные* (ОПН) и *трубчатые разрядники* (ГОСТ 11475-80\*). Дополнительно в ряде случаев используются *туширующие реакторы*, программируемые коммутации, предвключаемые резисторы в выключателях, а также релейная защита от повышений напряжения.

Испытательные напряжения электрооборудования 3-750 кВ, характеризующие уровень его изоляции, нормируются ГОСТ 1516.1-76\* и ГОСТ 20690-75\*.

Установка разрядников и ОПН должна производиться в соответствии с ПУЭ. Во время эксплуатации необходимо осуществлять техническое обслуживание средств защиты от перенапряжений с периодическим контролем в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации средств защиты от перенапряжений» РД 34.35.514» (М., Союзтехэнерго, 1986). Вопросы защиты от перенапряжений изложены также в «Правилах технической эксплуатации» (М., Энергоатомиздат, 1984) и РД 34.20.114 «Руководящие указания по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи» (СЦНТИ ОРГРЭС. Москва, 1975).

Установка разрядников и ОПН (ограничитель перенапряжения) должна производиться в соответствии с ПУЭ.

*Внешней изоляцией* называются части изоляционной конструкции, в которой изолирующей средой является атмосферный воздух, в том числе у поверхности твердого диэлектрика. Электрическая прочность внешней изоляции зависит от атмосферных и других внешних условий, в частности от давления, температуры и влажности атмосферного воздуха, загрязнения, интенсивности мокрых осадков, воздействующих на изоляцию.

*Внутренней изоляцией* называются части изоляционной конструкции, в которых изолирующей средой являются жидкие, твердые или газообразные диэлектрики или их комбинации, не имеющих прямых контактов с атмосферным воздухом.

#### 3.5.2. Изоляция воздушных линий электропередач

В пролетах ВЛ основной изоляцией между проводами разных фаз является воздух.

Для изоляции и крепления проводов на опоре применяют линейные изоляторы, которые изготавливаются из фарфора или закаленного стекла. Они обладают высокой механической и электрической прочностью и

долговечностью при работе на открытом воздухе. Существенным отличием стеклянных изоляторов является то, что при пробое закаленное стекло рассыпается и это облегчает поиск поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции изоляторы разделяют на штыревые, подвесные и стержневые.

*Штыревые* изоляторы (рис. 3.5.1) применяются на ВЛ напряжением до 1 кВ, 6-20 кВ и реже - 35 кВ. Они крепятся к опорам на штырях или крюках (рис. 3.5.2) с помощью пластмассовых колпачков. Фарфоровые изоляторы на 35 кВ состоят из двух изолирующих элементов, армируемых цементной связкой.

*Подвесные* изоляторы (рис. 3.5.3) применяются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и армирующей цементной связки 4. Подвесные изоляторы собираются в гирлянды, которые бывают поддерживающими (для промежуточных опор) и натяжными (для анкерных опор). Число

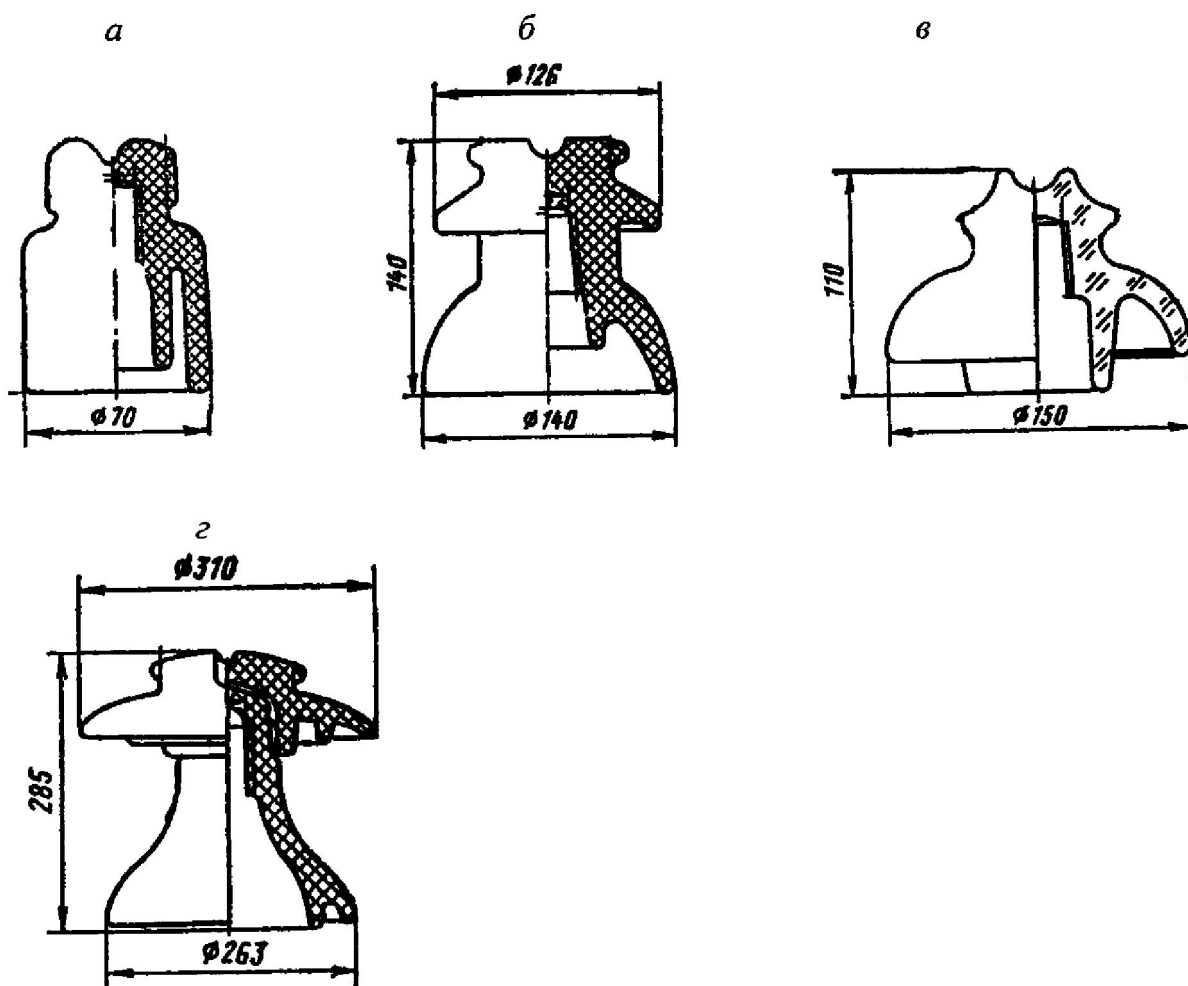
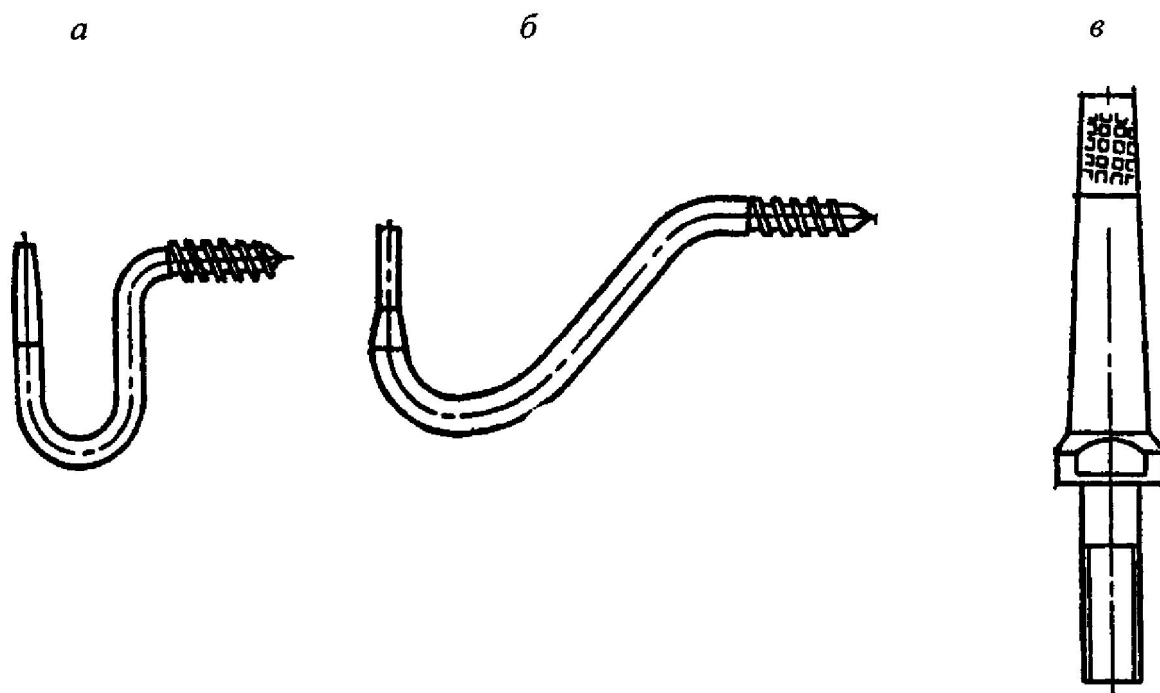


Рис.  
Рис.

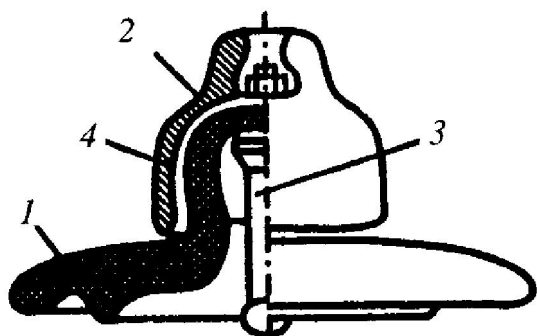
**Рис. 3.5.1.** Штыревые изоляторы:  
а, б – фарфоровые на 0,38; и 10 кВ; в – стеклянный на 10 кВ;  
г – фарфоровый на 35 кВ



**Рис. 3.5.2.** Конструкции крюков и штырей для крепления штыревых изоляторов:  
*а, б* – крюки для изоляторов до 1 кВ и выше; *в* – штырь

изоляторов в гирлянде определяется напряжением линии: 35 кВ - 3...4 изолятора; 110 кВ - 6...8.

*Стержневые* полимерные изоляторы (рис. 3.5.4), которые нашли применение в последнее время, представляют собой несущий стержневой элемент из



**Рис. 3.5.3.** Подвесной изолятор



**Рис. 3.5.4.** Стержневой полимерный изолятор

высокопрочных нитей стеклопластика. На него для увеличения поверхности изолятора армируются изоляционные тарелки. Такие изоляторы позволяют заменить целые гирлянды на ВЛ соответствующих классов напряжения. Масса полимерных изоляторов в несколько раз меньше массы гирлянд подвесных изоляторов.

### 3.5.3. Изоляция электрооборудования станций и подстанций, закрытых и открытых распределительных устройств

На подстанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети должны быть сведения по защите от перенапряжений каждого распределительного устройства и ВЛ:

- очертания защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;
- схемы устройств заземления РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, расположения дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству;
- паспортные данные по импульсной прочности (импульсные испытательные и пробивные напряжения) оборудования РУ;
- паспортные защитные характеристики использованных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;
- схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине — длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;
- значения сопротивлений заземления опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ, РУ, ТП и переключательных пунктов;
- данные о проводимости грунтов по трассе ВЛ и территории распределительных устройств;
- данные о пересечении ВЛ между собой, с линиями связи, радиотрансляции, автоблокировочными линиями железных дорог.

Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В любого назначения (осветительных, телефонных, высокочастотных и т.п.) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях а также подводка этих линий к взрывоопасным помещениям запрещается.

Для указанных целей должны применяться кабели с металлическими оболочками или кабели без оболочек, проложенные в металлических трубах в земле.

Оболочки кабелей, металлические трубы должны быть заземлены.

Подводка линий к взрывоопасным помещениям должна быть выполнена с учетом требований действующей инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

Ежегодно перед грозовым сезоном должна проводиться проверка состояния защиты от перенапряжений распределительных устройств и линий электропередачи и обеспечиваться готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На предприятиях должны регистрироваться случаи грозовых отключений и

повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности грозозащиты и разрабатываться в случае необходимости мероприятия по повышению ее надежности.

При установке в РУ нестандартных аппаратов или оборудования необходима разработка соответствующих грозозащитных мероприятий.

Ограничители перенапряжений и вентильные разрядники всех напряжений должны быть постоянно включены.

В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных только для защиты от грозовых перенапряжений в районах с ураганным ветром, гололедом, резким изменением температуры и интенсивным загрязнением.

Профилактические испытания вентильных и трубчатых разрядников, а также ограничителей перенапряжения должны проводиться в соответствии с действующими «Нормами испытания электрооборудования».

Трубчатые разрядники и защитные промежутки должны осматриваться при обходах линий электропередачи. Срабатывание разрядников должно быть отмечено в обходных листах. Проверка трубчатых разрядников со снятием с опор должна проводиться 1 раз в 3 года.

Верховой осмотр без снятия с опор, а также дополнительные осмотры и проверки трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения, должны выполняться в соответствии с требованиями местных инструкций.

Ремонт трубчатых разрядников должен производиться по мере необходимости в зависимости от результатов проверок и осмотров.

В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения.

При этом к отысканию места повреждения на ВЛ, проходящих в населенной местности, где возникает опасность поражения током людей и животных, следует приступать немедленно и ликвидировать повреждение в кратчайший срок.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

Номинальное напряжение сети, кВ .6	10	15-20	35 и выше
Емкостный ток замыкания на землю, А .....	30	20	15
			10

В сетях 6-35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться дугогасящие реакторы при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях,



превышающих указанные выше, не допускается.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны применяться заземляющие дугогасящие реакторы с ручным или автоматическим регулированием.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока должно проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях режимов сети, но не реже 1 раза в 6 лет.

Мощность дугогасящих реакторов должна быть выбрана по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития.

Заземляющие дугогасящие реакторы должны быть установлены на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя линиями электропередачи.

Установка дугогасящих реакторов на тупиковых подстанциях запрещается.

Дугогасящие реакторы должны быть подключены к нейтралю трансформаторов или синхронных компенсаторов через разъединители.

Для подключения дугогасящих реакторов, как правило, должны использоваться трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник».

Подключение дугогасящих реакторов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями, запрещается.

Ввод дугогасящего реактора, предназначенный для заземления, должен быть соединен с общим заземляющим устройством через трансформатор тока. Дугогасящие реакторы должны иметь резонансную настройку.

Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки — не более 5%. Если установленные в сетях 6-20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки не более 10%.

Работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока, как правило, не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения.

В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75% фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15% фазного напряжения длительно и не выше 30% в течение 1 ч.

Снижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз сети относительно земли (изменением взаимного положения фазных проводов, а также

распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

Пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, запрещаются.

В сетях 6-10 кВ, как правило, должны применяться плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой тока компенсации.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации. Если такой прибор отсутствует, показатели настройки должны выбираться на основании результатов измерений тока замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали.

В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите от коммутационных перенапряжений. Отказ от защиты от перенапряжений должен быть обоснован.

В сетях и на присоединениях 6-35 кВ в случае необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите от перенапряжений при коммутациях индуктивных элементов (электродвигателей, трансформаторов); отказ от мероприятий по защите должен быть обоснован.

На подстанциях 110-220 кВ для предотвращения возникновения перенапряжений от самопроизвольных смещений нейтрали или опасных феррорезонансных процессов оперативные действия должны начинаться с заземления нейтрали трансформатора, включаемого на ненагруженную систему шин с трансформаторами напряжения НКФ-110 и НКФ-220.

Перед отделением от сети ненагруженной системы шин с трансформаторами НКФ-110 и НКФ-220 нейтраль питающего трансформатора должна быть заземлена.

В сетях 110-220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия, связанные с заземлением нейтрали этих трансформаторов, не допускаются.

Распределительные устройства 150-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. При необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.

#### **3.5.4. Элегазовая изоляция. Защита изоляции электрооборудования от внутренних перенапряжений**

Применение элегаза  $SF_6$  в качестве изоляции позволяет создать КРУ на

высокие напряжения (в мировой практике до 800 кВ). Как было отмечено выше, элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Выключатели, разъединители, трансформаторы тока с элегазовой изоляцией имеют значительно меньшие габариты, чем такие же аппараты с масляной и фарфоровой изоляцией. Каждый элемент в КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) заключают в металлический герметичный заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы (блоки) соединяют с помощью газоплотных фланцев, а электрические соединения выполняют стержневыми шинами, размещенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами розеточного типа. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части. Ячейки КРУЭ серии ЯЭ на 110 и 220 кВ изготавливаются Ленинградским ПО «Электроаппарат».

### 3.6. Молниезащита

#### 3.6.1. Внутренние перенапряжения

Напряжение, сколь угодно длительное приложение которого безопасно для электрооборудования, называют наибольшим рабочим напряжением — **Унаиб.раб**-. Любые повышения напряжения сверх наибольшего в той или иной степени в зависимости от их длительности опасны для изоляции и называются *перенапряжениями*.

Перенапряжения подразделяются на грозовые (атмосферные) и внутренние.

*Внутренние перенапряжения* разделяются на *резонансные*, возникающие в результате изменения соотношений между индуктивностями и емкостями цепи при неблагоприятном сочетании схемы, параметров и режима сети, и *коммутационные*, возникающие при различных нормальных и аварийных коммутациях и повреждениях. Резонансные перенапряжения могут существовать длительно, до изменения схемы или режима.

Большинство *перенапряжений внутреннего происхождения* представляют собой высокочастотные быстро затухающие колебания, их частота в десятки и сотни раз больше, чем частота нормального режима.

Коммутационные перенапряжения имеют длительность от нескольких тысячных до нескольких сотых долей секунды.

Кратковременные повышения напряжения с частотой, близкой к промышленной, длительностью в несколько десятых долей секунды по терминологии МЭК и СИГРЭ называются *временными перенапряжениями*.

**Характеристика перенапряжений.** Наиболее важными характеристиками перенапряжений являются:

1. Максимальное значение  $I_{\text{тн}}$  и кратность  $K_{\text{нн}}$  по отношению к амплитуде наибольшего рабочего фазного напряжения  $U_{\text{рабфнаиб}}$

Перенапряжения характеризуются кратностью, т.е. отношением максимального перенапряжения к амплитуде наибольшего рабочего фазного напряжения  $k = U_{\text{пер}}/U_{\text{ф}}$  либо ударным коэффициентом, т.е. отношением максимального перенапряжения к амплитуде установившегося или квазистационарного напряжения 50 Гц:

2. Длительность воздействия.

3. Форма кривой напряжения.

4. Частота воздействия.

5. Ширина охвата сети или число изоляционных конструкций, подвергшихся воздействию перенапряжения.

Наиболее важные виды коммутационных перенапряжений: при плановых включениях и отключениях ненагруженных линий, реакторов и ненагруженных трансформаторов; при аварийных разрывах электропередачи в процессе ликвидации короткого замыкания или асинхронного хода; при АПВ. В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью возникают перенапряжения

при дуговых однофазных замыканиях на землю.

В сетях 6-220 кВ уровни изоляции выбираются достаточно высокими, чтобы противостоять возможным внутренним перенапряжениям; в сетях 330-1150 кВ применяются различные мероприятия для принудительного ограничения внутренних перенапряжений.

### 3.6.2. Атмосферные перенапряжения

*Грозовые перенапряжения* возникают при ударе молнии в электрическую установку (перенапряжения прямого удара) или вблизи нее в землю (индуцированные). Длительность грозовых перенапряжений — около 100 мкс.

Перенапряжения *внешнего происхождения* (атмосферные) представляют собой результат воздействия на электрические установки атмосферного электричества. Такие перенапряжения возникают вследствие прямых грозовых разрядов или напряжений, индуцированных в элементах установки при грозовых разрядах вблизи нее. Кроме того, они могут быть следствием действия магнитного поля грозового разряда.

*Атмосферные перенапряжения* чаще всего наблюдаются в проводах воздушных линий. Наиболее опасны прямые удары молнии в электроустановки.

Перенапряжение, возникающее на одном из элементов ВЛ с неизолированными проводами, не локализуется на ней, а распространяется по другим элементам, электрически связанным с местом возникновения повреждения. При этом нарушение электрической прочности изоляции и авария возможны не там, где возникло перенапряжение, а в любом другом элементе ВЛ, изоляция которой обладает меньшим запасом электрической прочности. Часто ослабленной может оказаться изоляция элемента, более важного с точки зрения обеспечения надежности электроснабжения и более дорогого, например трансформатора. Поврежденная изоляция аппаратов — необратимый процесс (дальнейшее ее использование уже невозможно).

Атмосферные перенапряжения обычно имеют форму апериодического импульса (волны), при котором потенциал на данном элементе установки сначала быстро возрастает от нормального значения до некоторого максимума  $f_{\max}$ , называемого *амплитудой перенапряжения*, а затем сравнительно медленно уменьшается до нормального. Время  $t_b$  в течение которого потенциал нарастает до амплитуды, называется *фронтом волны* (импульса), а

время  $i_2$  с начала процесса до момента, когда потенциал на спадающей части импульса (на хвосте волны) становится равным 50% амплитуды, ее *длиной*.

### 3.6.3. Разрядники

*Разрядник* — это ЭА, искровой промежуток которого пробивается при определенном значении приложенного напряжения, ограничивая тем самым перенапряжения в установке.

Разрядники предназначены для защиты электроустановок от

коммутационных и атмосферных импульсов перенапряжений, существенно превышающих номинальные.

К разрядникам предъявляются следующие требования.

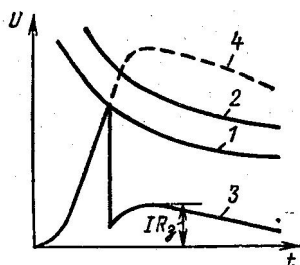
1. Вольт-секундная характеристика разрядник должна идти ниже характеристики защищаемого объекта и должна быть более пологой.
2. Искровой промежуток разрядника должен иметь определенную гарантированно электрическую прочность при промышленной частоте (50 Гц) и при импульсах.
3. Остающееся напряжение на разряднике, характеризующее его токоограничивающую способность, не должно достигать опасных для изоляции оборудования значений.
4. Сопровождающий ток частотой 50 Гц должен отключаться за минимальное время.
5. Разрядник должен допускать большое число срабатываний без осмотра и ремонта.

Основными параметрами разрядника являются:

- 1) вольт-секундная характеристика;
- 2) остающееся напряжение;
- 3) сопровождающий ток.

*Вольт-секундная характеристика* – это зависимость максимального напряжения импульса от времени разряда.

Основным элементом разрядника является *искровой промежуток*. Вольт-секундная характеристика этого промежутка (кривая 1) должна лежать ниже вольт-секундной характеристики защищаемого оборудования (кривая 2).



**Рис. 3.6.1.** Согласование характеристик разрядника и защищаемого оборудования:

- 1 – характеристика искрового промежутка, 2 – вольт-секундная характеристика изоляции оборудования, 3 – ограниченное разрядником перенапряжение

При возникновении перенапряжения (кривая 5) искровой промежуток разрядника пробивается раньше (точка O), чем изоляция оборудования. После пробоя линия (сеть) заземляется через сопротивление разрядника. При этом напряжение на линии определяется значением тока  $I$  через разрядник, сопротивлением разрядника и заземления  $R_3$ .

Падение напряжения на разряднике при протекании тока данного значения и формы называется *остающимся напряжением*. Чем меньше это напряжение, тем лучше качество разрядника.

После пробоя разрядника от импульса напряжения его искровой промежуток

ионизирован и легко пробивается фазным напряжением. Возникает КЗ на землю, и через разрядник протекает ток промышленной частоты, который называется *сопровождающим*. Чтобы избежать срабатывания защиты и отключения оборудования, разрядник должен отключать сопровождающий ток в возможно малые сроки (примерно полупериод промышленной частоты).

Конструкции и параметры отечественных и зарубежных разрядников приведены в справочниках по электрическим сетям и электрооборудованию.

Виды разрядников: трубчатые, вентильные, разрядники постоянного тока и ограничители перенапряжения.

Выбор разрядников:

*Трубчатые разрядники.*

1. Номинальное напряжение разрядника  $U_{\text{ном.разр}}$  должно соответствовать номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном.сети}}$ .

2. Токи короткого замыкания, возникающие при срабатывании разрядника, должны находиться в пределах токов, отключаемых разрядником.

3. Искровые промежутки  $S_1$  и  $S_2$  берутся в соответствии с данными табл. справочника.

*Вентильные разрядники и ограничители перенапряжения.*

1. Номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$  разрядника или ограничителя перенапряжения должно быть равно номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном.сети}}$ .

2. Расстояние до защищаемого объекта выбирается в зависимости от номинального напряжения сети, схемы установки и типа разрядника в соответствии с ПУЭ.

### 3.6.4. Молниезащита воздушных линий

Для защиты ВЛ от прямых ударов молнии в провод на ВЛ подвешиваются специальные грозозащитные тросы. Для уменьшения вероятности перекрытия изоляции ВЛ при ударе молнии в грозозащитный трос на ВЛ с металлическими и железобетонными опорами должно быть обеспечено малое импульсное сопротивление заземления опор и тросов. На ВЛ с деревянными опорами трос, как правило, подвешивается на подходах к ПС. Это объясняется тем, что на грузоподъемность ВЛ с деревянными опорами достаточно велика и грозовые перекрытия происходят между проводами соседних фаз по пути гирлянда-траверса-гирлянда.

В процессе эксплуатации у ограничителей перенапряжений производится измерение тока проводимости под рабочим напряжением. Результаты измерений тока проводимости отдельных фаз ОПН (с учетом напряжения сети при производстве измерений) сравниваются с данными предыдущих испытаний, а также со значениями, полученными при измерении ОПН соседних фаз.

### 3.6.5. Молниезащита оборудования станций и подстанций

Защита от грозовых перенапряжений (грозозащита) РУ в свою очередь

включает в себя следующие обязательные виды защиты: от прямых ударов молнии непосредственно в электроустановку и от волн, набегающих с линий электропередачи.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью заземленных вертикальных стержневых и тросовых молниеотводов, количество, расположение, высота/угол защиты и протяженность которых выбирают из условия обеспечения нахождения оборудования и ошиновки распределительного устройства в пределах зоны защиты молниеотводов. Зона защиты — пространство около молниеотводов, в пределах которого близлежащие объекты защищены от прямых ударов молнии с достаточной надежностью.

При ударе молнии в заземленные конструкции РУ, на которых установлены молниеотводы, могут произойти перекрытия гирлянд изоляторов вследствие высокого импульсного напряжения между порталом и проводом. Перекрытия могут также происходить по воздуху между отдельно стоящими молниеотводами и проводами электроустановки, а также в земле между индивидуальным заземлением отдельно стоящего молниеотвода и заземлением подстанции. Высокое импульсное напряжение может попасть на корпус трансформатора и вызвать пробой изоляции его обмотки низшего напряжения. Защита от таких перекрытий тем эффективнее, чем меньше импульсное сопротивление заземления молниеотвода, и обеспечивается выбором импульсной прочности гирлянд изоляторов и длин воздушных промежутков.

Уровень изоляционных расстояний по воздуху между токоведущими частями, а также между токоведущими частями и заземленными элементами РУ в электроустановках напряжением до 220 кВ включительно определяется испытательным напряжением и величины грозовых импульсов, а в электроустановках напряжением до 330 кВ и выше определяется, в основном, уровнем испытательных напряжений промышленной частоты.

Выбор мест установки молниеотводов, расчет их зон защиты, выбор типа устройства защиты внутренних перенапряжений и их размещение производятся в соответствии с требованиями ПУЭ (гл.4.2, 7-е изд.), «Руководства по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» (РД 153-34.3-35.125-99) и «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.21.122-87).

Для защиты оборудования РУ от грозовых волн, набегающих с линий, применяются вентильные разрядники, нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН), трубчатые разрядники и тросы, подвешиваемые на подходе линий (защищенный подход). Эти устройства ограничивают параметры волны, набегающей с линии, до значений, безопасных для изоляции.

Защитное действие разрядников определяется их вольт-секундной и вольт-амперной характеристиками. При установке вентильного разрядника в непосредственной близости от защищаемой изоляции напряжение на ней не превышает напряжения на разряднике. При удалении аппаратов от разрядников и приходе в РУ волны с крутым фронтом, после пробоя искрового промежутка в отдельных точках схемы возникают высокочастотные затухающие колебания.



Колебания происходят вокруг значения остающегося напряжения на разряднике. Амплитуда колебаний тем больше, чем больше крутизна набегающей волны и расстояние от разрядника до аппарата.

Остающееся напряжение разрядника — наибольшее значение напряжения на разряднике при протекании через него импульсного тока с данной амплитудой и длиной фронта. Остающееся напряжение определяет импульсное испытательное напряжение электрооборудования.

Ограничители перенапряжений представляют собой защитные аппараты, аналогичные вентильным разрядникам, но без искровых промежутков. В ОПН применяются оксидно-цинковые резисторы с крутой нелинейной вольт-амперной характеристикой.

При воздействии максимального рабочего напряжения через ОПН протекает ток 0,4...4 мА, при этом сопротивление составляет десятки МОм. С увеличением амплитуды импульсных перенапряжений в течение времени около 1 нс ( $10^{-9}$  с) сопротивление ОПН падает на несколько порядков (до десятков Ом), соответственно во столько же раз увеличивается ток через ОПН. В итоге избыточный ток в защищаемой сети с помощью ОПН отводится в землю, что резко и глубоко ограничивает амплитуду переходных процессов и тем самым обеспечивает эффективную защиту изоляции оборудования.

Для защиты РУ от набегающих волн при прямых ударах молнии в провод участки ВЛ в пределах опасной зоны на подходе к ПС, которая составляет 1...3 км, защищают тросовыми молниеотводами. Если линия защищена тросами по всей длине, то на подходах к ПС должны быть снижены сопротивления опор и уменьшены углы защиты тросов.

На первой опоре подхода ВЛ на деревянных опорах напряжением 35 кВ и выше устанавливается комплект трубчатых разрядников РТ1. По сравнению с изоляцией остальной части ВЛ эта опора имеет уровень изоляции, сниженный за счет шунтирования древесины спуском от тросов к заземлителю.

Для наглядного представления о размещении оборудования и аппаратов предназначенных для защиты от перенапряжений, должны быть составлены соответствующие схемы.

В схеме защиты РУ от грозовых волн, набегающих с ВЛ, должны быть указаны типы изоляции оборудования и аппаратов, расстояния по ошиновке от вентильных разрядников и ОПН до защищаемого оборудования, длина защищенных тросом участков линии, угол защиты и тип троса, места установки и типы трубчатых разрядников, места установки искровых промежутков, расстояния от ПС до мест пересечений присоединенных к ней ВЛ с другими ВЛ, линиями связи.

### 3.7. Экологические аспекты электроустановок высокого напряжения

#### 3.7.1. Нарушение экологического баланса биосферы объектами энергетики

Данный раздел изучается студентами самостоятельно.

#### 3.7.2. Помехи и электромагнитное излучение

**Природа электростатических полей.**

**Естественные поля.** Атмосфера – результат действия электрических зарядов на поверхности земли и в атмосфере.

**Проявление** - Огни Эльма → коронирование “острых” предметов

- появление и развитие молний  $E \approx 106 \text{ В/м}$

- среднее значение на поверхности земли  $E = 120 \div 150 \text{ В/м}$

**Техногенные поля:**

- установки с высоким напряжением
- линии постоянного тока
- экраны дисплеев, ТНП
- синтетические материалы (ткани, покрытия).

**Источники СЭП в производстве:**

Текстильное производство от	20 до 60 кВ/м
Целлюлозно-бумажное производство от	20 до 60 кВ/м
Производство пластических материалов от	240 до 500 кВ/м
Приборы с ЭЛТ до	1000 кВ/м

**Источники СЭП в быту:**

Электризуемость пола	от 90 до 270 В/м
Электризуемость различных тканей в условиях реальной носки	
Капрон	до 640 кВ/м
Нейлон	до 100 кВ/м
Ацетат	до 700 кВ/м
Вискоза	до 2,5 кВ/м
Хлопок	нет

#### 3.7.3. Влияние электромагнитного излучения на живые организмы

**Невротические заболевания** – раздражительность, забывчивость, головные боли, метеопатия.

**Психосоматические** – гипертония, стенокардия, язва, бронхит, астма.

Изменение поля атмосферы от  $150 \div 2000 \text{ В/м}$  может вызывать у людей ухудшение самочувствия.

**Воздействие компьютеров** - осаждение пыли на кожу, аллергия

$E$  может достигать  $20 \div 30 \text{ кВ/м}$  на расстоянии 30см.

**Биологическое воздействие СЭП на молекулярном и клеточном**

**уровнях:**

- нарушение молекулярных структур
- нарушение проницаемости клеточных мембран
- изменение ферментативной активности
- при  $E=260$  кВ/м обнаружены перестройки сухих волокон ДНК
- изменение ионного состава крови
- снижение активности печени и мозга
- влияние на системном и организменном уровнях
- наблюдается уменьшение иммунных и розеткообразующих клеток

селезенки при  $E=200$  кВ/м

- общее нарушение первичного иммунитета
- возможные причины воздействия
- поляризация молекул и тканей
- боэлектретные эффекты

**Нормативные документы.**

**1. ГОСТ 12.1.045-84.**

Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

- (При  $E < 20$  кВ/м – время пребывания не ограничено.
- **Епред = 60 кВ/м – 1 час)**

**2. СанПиН 2.2.4.1191-03** « Электромагнитные поля в производственных условиях.»

П.4.3.2. Контроль напряженности ЭСП в пространстве должен проводиться путем покомпонентного

• измерения полного вектора напряженности в пространстве или измерения модуля этого вектора/

• **3. Санитарные нормы допустимых уровней физических факторов при изменении товаров народного потребления в бытовых условиях.** Межгосударственные санитарные правила и нормы МсанПиН 001-96.

- (на поверхности ТНП  $E \leq 15$  кВ/м)
- **4. ГОСТ Р 50948-96.**
- Средства отображения информации индивидуального пользования.
- (ранее было  $E < 20$  кВ/м; теперь введено понятие “поверхностный электростатический потенциал” не

должен превышать **500В**)

• **5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03** («Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы») Электростатический потенциал экрана видеомонитора не должен превышать **500**.

• Рабочее место-  $E < 15$  кВ/м; (ранее СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы.)

- **6. Электризуемость материалов**
- **6.1 Приложение 1 к СанПиН 2.4.7/1.1.1286-03** «Гигиенические

требования к одежде для детей, подростков

- и взрослых»  $E < (2-7) \text{ кВ/м}$  в зависимости от класса 1-4;
- 6.2 СанПиН 2.1.2.729-99 “Полимерные и полимерсодержащие строительные материалы, изделия и конструкции. Гигиенические требования безопасности.”

Уровень напряженности электростатического поля на поверхности полимерных материалов в условиях эксплуатации не должен превышать  $15.0 \text{ кВ/м}$  (при относительной влажности воздуха 30-60%).

### 3.7. Экологические аспекты электроустановок высокого напряжения

#### 3.7.1. Нарушение экологического баланса биосферы объектами энергетики

Данный раздел изучается студентами самостоятельно.

#### 3.7.2. Помехи и электромагнитное излучение

**Природа электростатических полей.**

**Естественные поля.** Атмосфера – результат действия электрических зарядов на поверхности земли и в атмосфере.

**Проявление** - Огни Эльма → коронирование “острых” предметов

- появление и развитие молний  $E \approx 106 \text{ В/м}$

- среднее значение на поверхности земли  $E =$

$120 \div 150 \text{ В/м}$

**Техногенные поля:**

- установки с высоким напряжением
- линии постоянного тока
- экраны дисплеев, ТНП
- синтетические материалы (ткани, покрытия).

**Источники СЭП в производстве:**

Текстильное производство от	20 до 60 кВ/м
Целлюлозно-бумажное производство от	20 до 60 кВ/м
Производство пластических материалов от	240 до 500 кВ/м
Приборы с ЭЛТ до	1000 кВ/м

**Источники СЭП в быту:**

Электризуемость пола	от 90 до 270 В/м
Электризуемость различных тканей в условиях реальной носки	
Капрон	до 640 кВ/м
Нейлон	до 100 кВ/м
Ацетат	до 700 кВ/м
Вискоза	до 2,5 кВ/м
Хлопок	нет

#### 3.7.3. Влияние электромагнитного излучения на живые организмы

**Невротические заболевания** – раздражительность, забывчивость, головные боли, метеопатия.

**Психосоматические** – гипертония, стенокардия, язва, бронхит, астма.

Изменение поля атмосферы от  $150 \div 2000 \text{ В/м}$  может вызывать у людей ухудшение самочувствия.

**Воздействие компьютеров** - осаждение пыли на кожу, аллергия

**E** может достигать **20 ÷ 30 кВ/м** на расстоянии 30см.

**Биологическое воздействие СЭП на молекулярном и клеточном уровнях:**

- нарушение молекулярных структур
- нарушение проницаемости клеточных мембран
- изменение ферментативной активности
- при  $E=260$  кВ/м обнаружены перестройки сухих волокон ДНК
- изменение ионного состава крови
- снижение активности печени и мозга
- влияние на системном и организменном уровнях
- наблюдается уменьшение иммунных и розеткообразующих клеток селезенки при  $E=200$  кВ/м
- общее нарушение первичного иммунитета
- возможные причины воздействия
- поляризация молекул и тканей
- боэлектретные эффекты

**Нормативные документы.**

**1. ГОСТ 12.1.045-84.**

- Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

• (При  $E < 20$  кВ/м – время пребывания не ограничено.

•  $E_{пред} = 60$  кВ/м – 1 час)

**2. СанПиН 2.2.4.1191-03 « Электромагнитные поля в производственных условиях.»**

- П.4.3.2. Контроль напряженности ЭСП в пространстве должен проводиться путем покомпонентного измерения полного вектора напряженности в пространстве или измерения модуля этого вектора.

**3. Санитарные нормы допустимых уровней физических факторов при изменении товаров народного потребления в бытовых условиях. Межгосударственные санитарные правила и нормы МсанПиН 001-96.**

- (на поверхности ТНП  $E \leq 15$  кВ/м)
- **4. ГОСТ Р 50948-96.**
- Средства отображения информации индивидуального пользования.
- (ранее было  $E < 20$  кВ/м; теперь введено понятие “поверхностный электростатический потенциал” не

• должен превышать **500В**)

• **5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 («Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»)** Электростатический потенциал экрана видеомонитора не должен превышать **500В**.

• Рабочее место-  $E < 15$  кВ/м; (ранее СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы.)

## 6. Электризуемость материалов

6.1 Приложение 1 к СанПиН 2.4.7/1.1.1286-03 «Гигиенические требования к одежде для детей, подростков и взрослых»  $E < (2-7) \text{ кВ/м}$  в зависимости от класса 1-4;

6.2 СанПиН 2.1.2.729-99 “Полимерные и полимерсодержащие строительные материалы, изделия и конструкции. Гигиенические требования безопасности.”

Уровень напряженности электростатического поля на поверхности полимерных материалов в условиях эксплуатации не должен превышать 15.0кВ/м (при относительной влажности воздуха 30-60%).

+

### **3.8. Техничко-экономические расчёты при проектировании электрических сетей**

#### **3.8.1. Порядок выполнения расчётов**

Основная задача проектирования электрических систем и сетей заключается в разработке с учетом достижений науки и техники и технико-экономическом обосновании решений, определяющих формирование энергетических систем, развитие электрических станций и сетей, средств их эксплуатации и управления [24]. При этом должна обеспечиваться оптимальная надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии с наименьшими затратами.

На первой стадии разработки проекта следует сформулировать основные задачи, которые должны быть в нем рассмотрены. Их решение определяется особенностями района, в котором находятся предполагаемые потребители электрической энергии, и свойствами самих потребителей. Поэтому в проекте приводятся основные данные, характеризующие район расположения потребителей электрической энергии, а также энергетические источники, местные электростанции и энергоресурсы. В частности, должно быть освещено следующее:

- 1) географическое расположение района, подлежащего электрификации, его площадь, численность населения, число городов, поселков, колхозов;
- 2) климатические особенности района, высшая, низшая и среднегодовая температуры, наблюдаемые гололедные образования, отмечаемые скорости ветра и его направления;
- 3) данные о потребителях электрической энергии, их географическом расположении, мощности с учетом перспективного развития на 5... 10 лет, отнесение потребителей к категориям по степени их ответственности;
- 4) природные ресурсы района и их использование;
- 5) сведения об энергоисточниках района.

Если задача проекта состоит в расширении существующей сети должны быть приведены сведения о ее параметрах. Проектирование электрических систем, как правило, не начинается «с нуля». Электрические системы формируются из работающих станций, энергоузлов, часто из уже существующих более мелких систем. Их географическое расположение, народнохозяйственная значимость и перспективный план дальнейшего развития - важнейшие факторы, на основании которых определяются экономические предпосылки проектирования энергоистем. Основная задача проектирования электрической системы состоит в выборе ее оптимальной структуры, т. е. в отыскании оптимального варианта развития генерирующих мощностей энергосистемы в совокупности с системообразующими линиями электропередачи. Проектом должно предусматриваться сооружение таких новых электростанций и электропередач, при которых можно будет достичь наиболее экономичных показателей создаваемой электрической системы.



В экономических предпосылках для проектирования электрических систем, кроме общих принципиальных положений, определяемых закономерностями развития народного хозяйства, содержится ряд положений, которые зависят от конкретных условий. Для определения конкретных экономических предпосылок необходимо произвести предварительные исследования по следующим направлениям:

- 1) выявить электропотребление, его объем и размещение, изменение электропотребления во времени (графики нагрузки);
- 2) рассмотреть топливные ресурсы, возможности создания тепловых электростанций, потребность в тепловой энергии для промышленности и бытовых нужд;
- 3) обследовать водные ресурсы, произвести водно-энергетические и водохозяйственные расчеты, проанализировать необходимость построения гидроэлектростанций;
- 4) оценить возможности нетрадиционных источников энергии (ветер, солнце, биомасса и др.).

Подробная разработка перечисленных вопросов позволит выявить и обосновать экономические предпосылки развития электрических систем.

Задача проектирования электрических систем состоит в установлении наилучших путей их развития, определении объектов нового энергетического строительства и сроков их ввода с расчетом покрытия энергетических потребностей при наиболее благоприятных технико-экономических показателях. Проектирование электрических систем должно включать техническое и экономическое обоснование развития электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации, в том числе средств управления.

### **3.8.2. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание**

*Ежегодные издержки на эксплуатацию, или годовые эксплуатационные расходы* электрических сетей, представляют собой себестоимость передачи и распределения электрической энергии, выданной потребителям за год.

Годовые эксплуатационные расходы (или себестоимость), которые не учитывают полностью затраты труда на производство продукции, следует рассматривать как вспомогательные экономические показатели. При экономии сырья, топлива, электроэнергии, улучшении организации труда и использования оборудования без дополнительных капитальных вложений себестоимость может служить критерием, показывающим повышение уровня работы предприятия. При дополнительных капиталовложениях годовые эксплуатационные расходы (или себестоимость) не указывают, повышается или снижается экономичность предприятия, так как они не определяют получаемых при этом суммарных затрат живого и прошлого труда.

Годовые эксплуатационные расходы слагаются из отчислений на

амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание, стоимости потерь электроэнергии. Амортизационные отчисления предназначены для возмещения изнашивающихся основных фондов предприятия.

При установлении отчислений на амортизацию учитывают, что к концу срока службы оборудование частично сохраняет свою стоимость (ликвидная, или возвратная, стоимость). Фонд амортизации устанавливается по полной стоимости сооружения за вычетом ликвидной стоимости. При исчислении расходов на амортизацию учитывается не только физический, но и моральный износ оборудования.

Обычно полагают, что процесс обесценивания во времени основных фондов определяется линейной зависимостью и выражает отчисления на амортизацию долей или процентами от капитальных затрат:

$$p_a = \frac{K K_B}{K_C}$$

или

$$p_a \% = \frac{K K_B}{K t_C} \cdot 100\%,$$

где  $K_B$  - возвратная, или ликвидная, стоимость;  $t_C$  - срок службы оборудования, определяемый с учетом физического и морального износа.

Расходы на текущий ремонт включают зарплату ремонтному персоналу и затраты на материальные фонды, необходимые для проведения текущих ремонтов. Расходы на обслуживание учитывают заработную плату обслуживающему персоналу и административно-управленческому аппарату.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание, называемые расходами на эксплуатацию, часто выражают в технико-экономических расчетах процентами от стоимости сооружения (для электропередач это связано с некоторой погрешностью). Действительно, расходы на обслуживание и текущий ремонт практически не зависят от сечения проводов. Поэтому представляется более правильной оценка этих расходов институтом «Энергосетьпроект» в денежном выражении [24].

Для определения расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости сооружения их можно принимать: для линий электропередач напряжением 220 кВ - 1,5 % и 500 кВ - 1,0 %, для крупной подстанции - 2 % от ее стоимости. При этом необходимо иметь в виду следующее. Ошибочно выражение расходов на эксплуатацию электропередачи в процентах от полной стоимости линии при нахождении экономического сечения проводов. При решении задачи экономического сечения линий следует исключить из состава ежегодных отчислений расходы на обслуживание и текущий ремонт, поскольку они не зависят от сечения проводов.

При решении других технико-экономических задач, например определении

годовых эксплуатационных расходов, себестоимости передачи электроэнергии, выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости электропередачи не вызовет существенных погрешностей и вполне допустимо.

При решении других технико-экономических задач, например определении годовых эксплуатационных расходов, себестоимости передачи электроэнергии, выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости электропередачи не вызовет существенных погрешностей и вполне допустимо.

Отчисления на амортизацию и расходы на эксплуатацию называют постоянными, в отличие от стоимости потерь электроэнергии, которая относится к категории переменных расходов. Таким образом, годовые эксплуатационные расходы можно представить выражением

$$И = p_a K + И_{op} + \Delta W \beta ,$$

$И_{op}$  - расходы на обслуживание и текущий ремонт, или расходы на эксплуатацию;  $\Delta W$  - потери электрической энергии за год;  $\beta$  - стоимость 1 кВтч потерянной электроэнергии.

Если расходы на эксплуатацию выражать в долях от стоимости сооружения, то вместо выражения можно записать

$$И = p K + \Delta W \beta ,$$

где  $p$  - суммарные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание сооружений.

В каждом году расчетного периода суммарные отчисления производятся от суммы капитальных вложений всех лет, предшествующих этому году, и определяются суммированием издержек по каждой группе объектов с суммарным отчислением  $p_i$

$$И_{ii} = \frac{p_i \%}{100} \sum_{n=1}^{t-1} K_{in} .$$

где  $\sum_{n=1}^{t-1} K_{in}$  - сумма капитальных вложений по группе объектов с суммарным отчислением  $p_i$ , за период  $t - 1$ .

Удельные годовые эксплуатационные расходы, получаемые делением величины  $И$  на количество полезно передаваемой потребителю электроэнергии за год:

$$\beta_n = \frac{И}{P_{нб} T_{нб}} ,$$

называют обычно *себестоимостью передачи электроэнергии*.

Как и удельные капиталовложения

$$K_y = \frac{K}{P_{нб}} ,$$

себестоимость передачи электроэнергии является важным технико-экономическим показателем электрических сетей.

Годовые эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии не характеризуют в полной мере повышение производительности труда и экономию затрат общественного труда на единицу продукции; они не дают полного представления об экономичности, так как не учитывают затраты труда на производство прибавочного продукта.

В полной мере оценку эффективности капиталовложений и экономичности того или иного сооружения может дать только учет затрат всего общественного труда, необходимого для производства продукции.

### 3.8.3. Замыкающие затраты на электроэнергию.

#### 3.8.4. Учёт фактора надёжности

При создании электрических систем и сетей учитывают требования надежности электроснабжения отдельных потребителей. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) делят электроприемники на три категории, каждая из которых характеризуется своими требованиями в отношении надежности электроснабжения.

I категория - электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства.

II категория - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей.

III категория - все прочие электроприемники, не вошедшие в I и II категории. В 1967 г. Совет Министров СССР утвердил Указания по проектированию электроснабжения промышленных предприятий, в которых из I категории выделил нулевую группу с более жесткими требованиями к бесперебойности электроснабжения. Согласно этим указаниям при проектировании важнейших объектов, требующих повышенной надежности, необходимо выявлять особые группы электроприемников, внезапные перерывы электроснабжения которых угрожают жизни людей взрывами и разрушением основного технологического оборудования. Для этой группы электроприемников, кроме двух основных независимых источников питания, как это предусмотрено для I категории, предусматривается третий независимый источник питания, который всегда должен находиться в постоянной готовности к немедленному включению.

Одним из направлений учета надежности является ее нормирование, отражающее категорийность потребителей. В качестве норматива надежности принимается продолжительность отключений. Например, для потребителей I

категории она условно равна нулю, а для потребителей II и III категорий - 24 ч. При проектировании ставится задача - достижение нормированного уровня надежности с наименьшими затратами.

Другим направлением учета надежности следует считать минимизацию затрат на повышение надежности и покрытие ущерба, вызванного перерывами электроснабжения. С точки зрения экономической целесообразности, это направление выглядит более обоснованным, чем первое. Нормирование надежности связано с трудностью определения ущерба для потребителей. Исследования по оценке ущерба ведутся, и методы оптимизации по минимуму затрат совершенствуются.

Рассмотрим сначала основные технические характеристики, используемые для оценки надежности схем электрических сетей и их элементов.

Под отказом понимают такое событие, при котором система или элемент (объект) полностью или частично утрачивают способность выполнения своих функций. Если объектами являются например, линия электропередачи, трансформатор, выключатель, то повреждение любого из них классифицируется как полный отказ. Если же в качестве объекта, например, рассматривается электрическая сеть, то повреждение одной из ее линий может приводить к отключению лишь части потребителей. Такой отказ называют частичным.

Под *частотой отказов*, или удельной повреждаемостью элемента электрической системы, понимают среднее число отказов  $\lambda$   $k$ -го элемента за год

$$\lambda = \frac{m}{nT},$$

где  $n$  - число однотипных элементов, подвергавшихся наблюдению;  $m$  - число отказов  $n$  элементов за  $T$  лет.

Среднее время одного аварийного простоя (*время восстановления*)  $k$ -го типа элемента сети, выраженное в долях года:

$$t_k = \frac{\sum_{j=1}^m t_{kj}}{mT},$$

где  $t_{ki}$  - время  $i$ -го аварийного простоя.

Вероятное время нахождения  $k$ -го элемента сети в аварийном простое определяется формулой [42]

$$v_{ak} = t_k (1 - e^{-\lambda_k}).$$

Для линий электропередачи обычно задаётся параметр  $\lambda'_{лэп}$  на 100 км линии. Тогда при длине линии  $L$

$$\lambda_{лэп} = \frac{\lambda'_{лэп} L}{100}.$$

Для сборных шин подстанций частота отказов вычисляется с учётом общего числа выключателей  $n_{1B}$  и количества выключателей, присоединяемых к одному пролёту шин  $n_{2B}$ :

$$\lambda_{ш} = \frac{\lambda'_{ш} n_{1B}}{n_{2B}}.$$

Для шин 110 кВ и выше  $n_{2B} = 2$ ; для шин 35 кВ и ниже  $n_{2B} = 3$ ;  $\lambda'_{ш}$  - удельная повреждаемость шин.

Для оценки надежности электрической сети необходимо знать также показатели плановых ремонтов сети: частоту плановых ремонтов (периодичность)  $\mu$ , 1/год, и среднюю продолжительность планового ремонта (время простоя)  $t_p$ , 1/год.

Количественные значения показателей надежности различных элементов электрических систем приведены в работах [42, 24].

Для расчета характеристик надежности сети, состоящей из ряда последовательно-параллельных элементов, формируют схему расчета относительно точки сети, к которой подключаются потребители. В схему вводят основные элементы сети: линии, трансформаторы, шины, выключатели. Причем в последовательную ветвь включают те элементы, отказ каждого из которых приводит к простоя остальных, а параллельно соединяют те ветви, выход каждой из которых не влияет на простой других. В целом такая схема позволяет определить влияние каждого элемента на надежность сети в целом. Схемы надежности составляют для нормальных и ремонтных режимов работы сети.

При известных характеристиках надежности каждого элемента сети по схеме надежности могут быть определены соответствующие показатели для сети в целом относительно точки подключения данных потребителей по следующим соотношениям.

При последовательном соединении ветвей (элементов) в схеме надежности частота отказов

$$\lambda^{носл} = \sum_{k=1}^n \lambda_k,$$

где  $\lambda_k$  - частота отказов  $k$ -го элемента;  $n$  - число последовательно соединенных элементов.

Вероятное время аварийного простоя последовательной цепи

$$\nu_{ав}^{носл} = 1 - \prod_{K=1}^n (1 - \nu_{авK}).$$

где  $v_{aBK}$  - вероятное время нахождения  $k$ -го элемента, входящего в последовательную цепь, в аварийном простое. Если  $v_{aBK} \leq 0,01$ , можно применить приближенную формулу

$$\lambda_{aB}^{ПОСЛ} = \sum_{k=1}^n v_{aBK},$$

Для определения длительности ремонтов составляют условный график с указанием продолжительности ремонта каждого элемента. По этому графику находят наибольшее время простоя  $t_t^{МАКС}$  последовательной цепи в каждом году  $t$ . Тогда длительность плановых ремонтов

$$v_{ПЛ} = \frac{1}{T_p^{МАКС}} \sum_{t=1}^{T_p^{МАКС}} t_t^{МАКС},$$

где  $T_p^{МАКС}$  - максимальная продолжительность межремонтного периода, выбираемая для элементов, входящих в последовательную цепь.

Вероятное время общего перерыва последовательной цепи

$$v^{ПОСЛ} = v_{AB}^{ПОСЛ} + v_{ПЛ}.$$

При параллельном соединении

$$v^{ПАР} = v_{AB2}^{(1)} + v_{AB1}^{(2)}.$$

Вероятное время аварийного перерыва

$$v^{ПАР} = v_{AB2}^{(1)} + v_{AB1}^{(2)} + v_{ПЛ2}^{(1)} + v_{ПЛ1}^{(2)}.$$

где  $v_{AB2}^{(1)}$  и  $v_{ПЛ2}^{(1)}$  вероятное время аварийного простоя первой ветви в периоды аварийного и планового простоев второй ветви цепи;  $v_{AB2}^{(1)}$  и  $v_{ПЛ1}^{(2)}$  - вероятное время аварийного простоя второй ветви в периоды аварийного и планового простоев первой ветви. Значения, входящие в выражение, определяются по следующим формулам:

$$v_{AB2}^{(1)} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2} t_1 (t_2 - 0,5 t_1) (1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)});$$

$$v_{AB1}^{(2)} = 0,5 \frac{\lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2} t_1^2 (1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)});$$

$$\left. \begin{aligned} v_{ПЛ2}^{(1)} &= \frac{1}{T_{P2}} t_1 (t_{P2} - 0,5 t_1) (1 - e^{-\lambda_1}) \quad \text{при } t_1 < t_{P2}; \\ v_{ПЛ2}^{(1)} &= 0,5 \frac{1}{T_{P2}} t_{P2}^2 (1 - e^{-\lambda_1}) \quad \text{при } t_1 \geq t_{P2}; \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned} \nu_{\text{ПЛ1}}^{(2)} &= \frac{1}{T_{P1}} t_2 (t_{P1} - 0,5 t_2) (1 - e^{-\lambda_1}) \quad \text{при } t_2 < t_{P1}; \\ \nu_{\text{ПЛ1}}^{(2)} &= 0,5 \frac{1}{T_{P1}} t_{P1}^2 (1 - e^{-\lambda_1}) \quad \text{при } t_2 \geq t_{P1}; \end{aligned} \right\}$$

В приведенных формулах:  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  - частота отказов каждой параллельной ветви, состоящей из последовательных элементов, которая определяется по формуле (9.50);  $t_1$  и  $t_2$  - среднее время аварийного простоя каждой из параллельных ветвей (приведенные формулы применяются при условии  $t_1 < t_2$ ;  $t_{P1}$  и  $t_{P2}$  вычисляются по формуле (9.55); значения  $T_{P1}$  и  $T_{P2}$  по рекомендациям института «Энергосетьпроект» принимаются равными 1. Значения  $t_1$  и  $t_2$  вычисляются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} t_1 &= \frac{\sum_{k=1}^n t_{1K} (1 - e^{-\lambda_{1K}})}{1 - e^{-\lambda_1}}; \\ t_2 &= \frac{\sum_{K=1}^n t_{2K} (1 - e^{-\lambda_{2K}})}{1 - e^{-\lambda_2}}. \end{aligned} \right\}$$

Практика показывает, что частота отказов линий на порядок больше частоты отказов трансформаторов и выключателей. В то же время средняя продолжительность аварийного простоя трансформаторов и выключателей на порядок больше, чем линий. Поэтому значения вероятного времени нахождения элементов в аварийном простое соизмеримы. Однако вследствие того, что на подстанциях поврежденные выключатели часто могут быть заменены другими (обходными), при оценке надежности в первую очередь следует учитывать линии и трансформаторы.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

### 1 Основная литература

1. А.В. Лыкин Электрические системы и сети: Учебное пособие. - М.: Университетская книга; Логос, 2007. – 254 с.
2. В.М. Степанов. Передача и распределение электроэнергии, расчёты линий электропередач и электрических сетей: В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Тула: Изд-во ТулГУ, 2008. – с. 189

### 2 Дополнительная литература

1. В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Расчет и проектирование систем промышленного электроснабжения / В.М. Степанов, В.С. Косырихин; ТулГУ. – Тула: Изд - во ТулГУ, 2006. – 100 с.
2. В.М. Степанов., В.С. Косырихин. Расчет и проектирование электропитающих систем / Учебно – методическое пособие. Тула. Изд-во ТулГУ, 2010.
3. В.М. Степанов, В.С. Косырихин. Системы электроснабжения промышленных предприятий: учеб.-метод. пособие / В. М. Степанов, В. С. Косырихин; ТулГУ, Ин-т высокоточных систем им. В. П. Грязева, Каф. "Электроэнергетика". - Тула : Изд-во ТулГУ, 2010. - 368 с.

### 3 Периодические издания

1. Электричество: ежемесячный теоретический и научно-практический журнал / РАН. - 1995 № 1-12. - 1996 № 1-12. - 1997 № 1-12. - 1998 № 1-12. - 1999 № 1-12. - 2000 № 1-12. - 2001 № 1-12. - 2008 № 1-8. - М.: Знак, 1995 - ISSN 0013-5380.
2. Электротехника: научно-технический журнал. - 1995 № 1-12. - 1996 № 1-12. - 1997 № 7-12. - 1998 № 1-12. - 1999 № 1-6,8-12. - 2000 № 1-12. - 2001 № 1-12. - 2002 № 7-12. - 2003 № 1-12. - 2004 № 1-12. - 2005 № 1-12. - 2006 № 1-12. - 2007 № 1-12. - 2008 № 1-8. - М.: Знак, 1995 - . - Издаётся с 1930 г. - ISSN 0013-5860.
3. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений. Энергетика : научно-технический и производственный журнал, 2003.;
4. Промышленная энергетика: Производственно- технический журнал. - М.: Энергопрогресс, 2008.;
5. Электрика : научный,производственно-технический и информационно-аналитический журнал. - М. : ООО "Наука и технологии", 2004.;
6. Электроэнергетика : информационно-аналитический журнал . - М. : Образование, 2008.