

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ФГБОУ ВО «Майкопский государственный
технологический университет»

ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов очной и
заочной форм обучения по направлению подготовки 13.03.02
Электроэнергетика и электротехника

Майкоп 2019

УДК 621.31(07)

ББК 31.2

О - 75

**Составитель: Старков Н.Н., кандидат
технических наук, доцент**

Учебно-методическое пособие предназначено для
студентов очной и заочной форм обучения по направлению
подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Оглавление

Глава 1. Производство электрической энергии	3
1.1. Общие сведения и типы электростанций	3
1.2. Паротурбинные электрическистанции (КЭС и ТЭЦ).....	5
1.3. Парогазовые установки	11
1.4. Атомные электрические станции (АЭС)	14
1.5. Гидроэлектрическистанции	18
1.5.1. Общие положения.....	18
1.5.2. Энергия речного водотока.....	22
1.5.3. Схемы создания напора.....	25
1.6. Ветроэнергетика	34
1.6.1 Общие сведения о ветроэнергетике.....	34
1.6.2. Энергия воздушного потока и мощность ВЭУ	37
1.6.3. Солнечная энергетика	41
1.7. Паровые турбины ТЭС	46
1.7.1. Основные сведения.....	46
1.7.2. Классификация и основные конструкции паровых турбин	48
Глава 2. Передача электрической энергии	58
2.1. Основные понятия, термины, определения.....	58
2.2. Характеристика системы передачи электрической энергии.....	59
2.3. Характеристика систем распределенияэлектрической энергии.....	60
Литература.....	66

Глава 1. Производство электрической энергии

1.1. Общие сведения и типы электростанций

В настоящее время для получения электрической энергии используют следующие типы электростанций:

1) тепловые электростанции (ТЭС), которые подразделяются на конденсационные (КЭС), теплофикационные (теплоэлектроцентрали — ТЭЦ) и газотурбинные (ГТУ). Крупные КЭС, обслуживающие потребителей значительного района страны, получили название государственных районных электростанций (ГРЭС);

2) гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);

3) атомные электростанции (АЭС);

4) гелиоэлектростанции или солнечные электростанции (СЭС);

5) геотермальные электростанции (ГТЭС);

6) дизельные электростанции (ДЭС);

7) приливные электростанции (ПЭС);

8) ветроэлектростанции (ВЭС).

Большую часть электроэнергии (как в России, так и в мировой энергетике) вырабатывают ТЭС, АЭС и ГЭС. Состав электростанций различного типа по установленной мощности зависит от наличия и размещения по территории страны гидроэнергетических и теплоэнергетических ресурсов, их технико-экономических характеристик, включая затраты на транспортирования топлива, а также от технико-экономических показателей электростанций. Рассмотрим некоторые особенности электростанций, которые в той или иной степени приходится учитывать при их строительстве и эксплуатации.

Тепловые конденсационные электростанции строят по возможности ближе к местам добычи топлива, удобным для водоснабжения. Их выполняют из ряда блочных агрегатов (котел — турбогенератор — повышающий трансформатор) мощностью от 200 до 1200 МВт, выдающих выработанную энергию в сети 110—750 кВ. Особенность агрегатов КЭС заключается в том, что они недостаточно маневренны: подготовка к пуску, разворот, синхронизация и набор нагрузки требуют 3—6 ч. Поэтому для них предпочтительным является режим работы с равномерной нагрузкой в пределах от номинальной до нагрузки, соответствующей техническому минимуму, определяемому видом топлива и конструкцией агрегата. Коэффициент полезного действия КЭС

не превышает 32—40%. Они существенно влияют на окружающую среду — загрязняют атмосферу, изменяют тепловой режим источников водоснабжения.

Теплофикационные электростанции строят вблизи потребителей тепла, при этом используется обычно привозное топливо. Работают эти электростанции наиболее экономично (коэффициент использования тепла достигает 60—70%) при нагрузке, соответствующей тепловому потреблению и минимальному пропуску пара в часть низкого давления турбин и в конденсаторы. Единичная мощность агрегатов составляет 30—250 МВт. Станции с агрегатами до 60 МВт включительно выполняют в тепломеханической части с поперечными связями по пару и воде, в электрической части — со сборными шинами 6—10 кВ и выдачей значительной части мощности в местную распределительную сеть. Станции с агрегатами 100—250 МВт выполняют блочного типа с выдачей мощности в сети повышенного напряжения. ТЭЦ, как и КЭС, существенно влияют на окружающую среду.

Атомные электростанции могут быть сооружены в любом географическом районе, в том числе и труднодоступном, но при наличии источника водоснабжения. Количество (по массе) потребляемого топлива (уранового концентрата) незначительно, что облегчает требования к транспортным связям. АЭС состоят из ряда агрегатов блочного типа, выдающих энергию в сети повышенного напряжения. Агрегаты АЭС, в особенности на быстрых нейтронах, тоже неманевренны, как и агрегаты КЭС. По условиям работы и регулирования, а также по технико-экономическим соображениям предпочтительным является режим с относительно равномерной нагрузкой. АЭС

предъявляют повышенные требования к надежности работы оборудования. Коэффициент полезного действия составляет 35—38%. Практически АЭС не загрязняют атмосферу. Выбросы радиоактивных газов и аэрозолей незначительны, что позволяет сооружать АЭС вблизи городов и центров нагрузки. Трудной проблемой является захоронение или восстановление отработанных топливных элементов.

Гидроэлектростанции могут быть сооружены там, где имеются гидроресурсы и условия для строительства, что часто не совпадает с расположением потребителей электроэнергии. При сооружении ГЭС обычно предполагается решение комплекса задач, а именно: выработки электроэнергии, улучшения условий судоходства, орошения. Единичная мощность гидроагрегатов достигает 640 МВт. Электрическую часть выполняют по блочным схемам «генераторы — трансформаторы» с выдачей мощности в сети повышенного напряжения. Гидроагрегаты высокоманевренны: разворот, синхронизация с сетью

и набор нагрузки требуют 1—5 мин. При наличии водохранилищ ГАЭС может быть целесообразно использована для работы в пиковой части суточного графика системы с частыми пусками и остановками агрегатов. Коэффициент полезного действия ГАЭС составляет 85—87%. Станции существенно влияют на водный режим рек, рыбное хозяйство, микроклимат в районе водохранилищ, а также на лесное и сельское хозяйства, поскольку создание водохранилищ связано с затоплением значительных полезных для народного хозяйства площадей.

Гидроаккумулирующие электростанции предназначены для выравнивания суточного графика энергосистемы по нагрузке. В часы минимальной нагрузки они работают в насосном режиме (перекачивают воду из нижнего водоема и запасают энергию); в часы максимальной нагрузки энергосистемы агрегаты ГАЭС работают в генераторном режиме, принимая на себя пиковую часть нагрузки. ГАЭС сооружают в системах, где отсутствуют ГАЭС или их мощность недостаточна для покрытия нагрузки в часы пик. Их выполняют из ряда блоков, выдающих энергию в сети повышенного напряжения и получающих ее из сети при работе в насосном режиме. Агрегаты высокоманевренны и могут быть быстро переведены из насосного режима в генераторный или в режим синхронного компенсатора. Коэффициент полезного действия ГАЭС составляет 70—75%. Их сооружают там, где имеются источники водоснабжения и местные геологические условия позволяют создать напорное водохранилище.

1.2. Паротурбинные электрические станции (КЭС и ТЭЦ)

На современных тепловых электростанциях большой мощности превращение тепла в работу производится в циклах, использующих в качестве основного рабочего тела водяной пар высоких давлений и температур. Водяной пар производится парогенераторами (паровыми котлами), в топках которых сжигаются различные виды органического топлива: уголь, мазут, газ и др.

Термодинамический цикл преобразования тепла в работу с помощью водяного пара был предложен в середине XIX в. инженером и физиком У. Ренкиным. Принципиальная тепловая схема конденсационной электростанции, работающей по циклу Ренкина, показана на рис. 4.1, а, ее общий вид — на рис. 4.1, б.

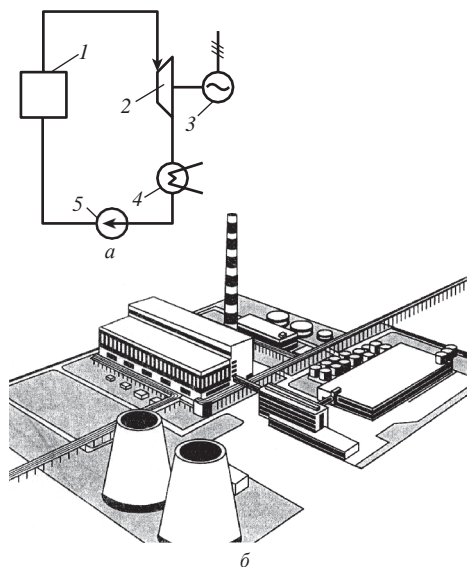


Рис. 4.1. ТЭС, работающая по циклу Ренкина:
а — принципиальная тепловая схема; б — общий вид

В парогенераторе 1 за счет тепла сжигаемого топлива вода, нагнетаемая в парогенератор насосом 5, превращается в водяной пар, который затем поступает в турбину 2, вращающую электрогенератор 3. Тепловая энергия пара преобразуется в турбине в механическую работу, которая, в свою очередь, преобразуется в генераторе в электроэнергию. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор 4, где пар конденсируется (превращается в воду). Насос 5 нагнетает конденсат в парогенератор, замыкая таким образом цикл.

В настоящее время на электростанциях в основном используются параметры пара $p_1 = 23,5$ МПа (240 кгс/см²) и $t_1 = 565$ °С. На опытных установках применяются параметры $p_1 = 29,4$ МПа (300 кгс/см²) и $t_1 = 600$ — 650 °С.

Технологическая схема КЭС состоит из нескольких систем: топливоподдачи, топливоприготовления, основного пароводяного контура вместе с парогенератором и турбиной, циркуляционного водоснабжения, водоподготовки; золоулавливания и золоудаления; электрической части станции.

Механизмы и установки, обеспечивающие нормальное функционирование вышеназванных систем, входят в так называемую систему собственных нужд станции (энергоблока).

Электроэнергия, вырабатываемая электростанцией, выдается на напряжение 110—220 кВ и лишь часть ее отбирается на собственные нужды через трансформатор собственных нужд, подключенный к выводам генератора.

Наиболее крупные КЭС в настоящее время имеют мощность до 4 млн кВт; сооружаются электростанции мощностью 4 млн — 6,4 млн кВт с энергоблоками 500 и 800 МВт. Предельная мощность КЭС определяется условиями водоснабжения и влиянием выбросов станции в окружающую среду.

Современные КЭС весьма активно воздействуют на окружающую среду: атмосферу, гидросферу и литосферу. Влияние на атмосферу сказывается в большом потреблении кислорода воздуха для горения топлива и в выбросе значительного количества продуктов сгорания. Это, в первую очередь, газообразные окислы углерода, серы, азота, часть из которых имеет высокую химическую активность. Летучая зола, прошедшая через золоуловители, загрязняет воздух. Наименьшее загрязнение атмосферы (для станций одинаковой мощности) отмечается при сжигании газа и наибольшее — при сжигании твердого топлива с низкой теплотворной способностью и высокой зольностью. Необходимо учесть также большие уносы тепла в атмосферу, а также электромагнитные поля, создаваемые электрическими установками высокого и сверхвысокого напряжения.

КЭС загрязняет гидросферу большими массами теплой воды, сбрасываемыми из конденсаторов турбин, а также промышленными стоками, хотя они проходят тщательную очистку.

Для литосферы влияние КЭС сказывается не только в том, что для работы станции извлекаются большие массы топлива, отчуждаются и застраиваются земельные угодья, но и в том, что требуется много места для захоронения больших масс золы и шлаков (при сжигании твердого топлива).

Влияние КЭС на окружающую среду чрезвычайно велико. Например, о масштабах теплового загрязнения воды и воздуха можно судить по тому, что около 20% тепла, которое получается в котле при сгорании всей массы топлива, теряется за пределами станции. Учитывая размеры производства электроэнергии на КЭС, объемы сжигаемого топлива, можно предположить, что они в состоянии влиять на климат больших районов страны. В то же время в современных условиях решается задача утилизации части тепловых выбросов путем отопления теплиц, создания подогреваемых прудовых

рыбохозяйств. Зола и шлаки используют в производстве строительных материалов и т.д.

В теплофикационных установках используются турбины трех типов:

- с противодавлением $p_2 = 1,2—12$ бар;
- с ухудшенным вакуумом $p_2 = 0,5—0,9$ бар;
- с регулируемыми отборами пара.

Турбины с противодавлением относительно просты, малогабаритны и дешевы, но применяются они мало, поскольку количество электроэнергии, вырабатываемое с их помощью, зависит не от электрических, а от тепловых потребителей, весьма нестабильных.

Турбины с ухудшенным вакуумом при отсутствии тепловых потребителей могут работать с расширением пара до глубокого вакуума как конденсационные, но выработка электроэнергии у них тоже зависит от расхода теплоты.

Только *турбины с регулируемыми отборами* не имеют отмеченных недостатков, позволяя свободно изменять электрическую и тепловую нагрузки, т.е. работать по свободному графику. Они в основном и применяются на ТЭЦ.

Особенности технологической схемы ТЭЦ показаны на рис. 4.10. Части схемы, которые по своей структуре подобны таковым для КЭС, здесь не показаны. Основное отличие заключается в специфике пароводяного контура.

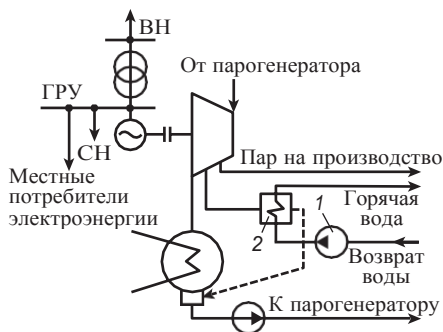


Рис. 4.10. Особенности технологической схемы ТЭЦ:

1 — сетевой насос; 2 — сетевой подогреватель

Часть пара при расширении в турбине (с параметрами $p_{отб} = 0,9—1,2$ МПа) отбирается и отводится в сетевой пароводяной подогреватель 2, через который сетевым насосом 1 прогоняется вода, используемая для отопления зданий и для других нужд городского хозяйства и промышленных предприятий.

На производство пар подается в тех случаях, когда вблизи станции

имеются промышленные предприятия, требующие пар для технологического процесса. Количество отбираемого от промежуточных ступеней турбины пара определяется потребностью тепловых потребителей в горячей воде и паре.

Использование для теплофикации частично отработавшего пара из промежуточных ступеней турбины уменьшает количество пара, поступающего в ее конденсатор, а следовательно, и потери теплоты с циркуляционной водой. Все тепло, содержащееся в горячей воде и паре, которые поступают со станции в теплофикационную сеть, считают полезно отпущенным теплом.

Коэффициент использования теплоты теплоэлектроцентралей ($\eta_{\text{ит}}$), учитывающей отпуск потребителям обоих видов энергии — электрической и тепловой, — достигает 60—70% и более. Этот показатель характеризует общее использование энергии топлива на теплоэлектроцентралях. Очевидно, что экономичность работы теплоэлектроцентрали зависит от величины отбора пара на теплофикацию. С уменьшением количества пара, поступающего в конденсаторы теплофикационных турбин, КПД теплоэлектроцентрали возрастает.

Отметим, что минимально возможное количество пара, проходящего последние ступени турбины и поступающего в конденсатор, указывается заводом-изготовителем турбины из соображений работы ее последних ступеней. В случае полного отсутствия отпуска тепла в теплофикационную сеть турбины работают в конденсационном режиме, при этом КПД станции обычно не превышает 30—35%.

Из сказанного следует, что наиболее экономичным режимом работы теплоэлектроцентрали является ее работа по графику теплового потребления, т.е. при регулировании поступления пара в турбины соответственно отбору его на теплофикацию при минимальном пропуске пара в конденсатор.

Так как режимы работы тепловых и электрических потребителей различны, то осуществление указанного режима работы теплоэлектроцентрали возможно только при ее параллельной работе с другими электростанциями энергосистемы — тепловыми и гидроэлектрическими.

Специфика электрической части ТЭЦ определяется расположением электростанции 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 (см. рис. 4.10). Избыток мощности выдается, как и в случае с КЭС, в энергосистему на повышенном напряжении.

Существенной особенностью ТЭЦ является также повышенная

мощность теплового оборудования по сравнению с электрической мощностью электростанции. Это обстоятельство предопределяет большой относительный расход электроэнергии на собственные нужды, чем на КЭС.

Размещение ТЭЦ преимущественно в крупных промышленных центрах повышает требования к охране окружающей среды. Так, для уменьшения вредных выбросов ТЭЦ целесообразно, где это возможно, использовать в первую очередь газообразное или жидкое топливо, а также высококачественные угли.

1.3. Парогазовые установки

Высокий уровень температур при подводе теплоты в газотурбинной установке и низкий уровень отвода теплоты в паротурбинной установке привели к развитию комбинированного парогазового цикла, который применяется в разнообразных сочетаниях двух рабочих тел: газа и водяного пара. Парогазовый цикл содержит газотурбинную ступень в области высоких температур и паротурбинную в области низких. Отработавший в ступени газовой турбины газ отдает свою теплоту в паротурбинной ступени для целей промежуточного перегрева пара, для нагрева питательной воды, получения пара низкого давления в котле-утилизаторе и др. На рисунке 4.17 представлена простейшая схема, а на рис. 4.18 в T, s -диаграмме — теоретический цикл парогазовой установки с использованием теплоты из газовой ступени для подогрева питательной воды.

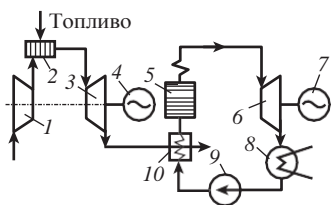


Рис. 4.17. Схема парогазовой установки

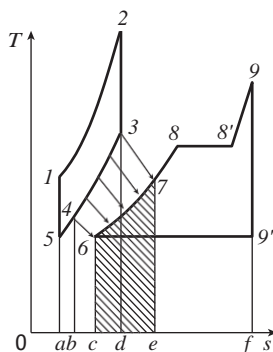


Рис. 4.18. Идеальный цикл парогазовой установки в T, s -диаграмме

В камеру сгорания 2 (см. рис. 4.17) подается топливо, а компрессором 1 — сжатый воздух. Продукты сгорания, отработав в газовой турбине 3, поступают в подогреватель 10, где нагревают питательную воду, поступающую в котел, и удаляются в атмосферу. Перегретый пар, получаемый в котлоагрегате 5, расширяется в паровой турбине 6 и конденсируется в конденсаторе 8. Конденсат насосом 9 перекачивается в подогреватель 10, где обогревается и поступает затем в котел. Полезная мощность, вырабатываемая газовой и паровой турбинами, передается генераторам электрического тока 4 и 7. Соотношение между количеством отработавших газов и количеством обогреваемой питательной воды определяется из условия, что количество тепла,

отдаваемого отработавшими газами, должно равняться количеству тепла, необходимого для подогрева питательной воды до расчетной температуры.

Цикл этой установки в T, s -диаграмме, изображенной на рис. 4.18, строится для 1 кг питательной воды и количества газов, приходящихся на 1 кг воды. Цикл газотурбинной части установки — $1-2-3-4-5-1$, цикл Ренкина паротурбинной части — $6-7-8-8'-9-9'-6$.

При раздельном осуществлении газотурбинной и паротурбинной установок теплота, подводимая в цикле газотурбинной установки, измеряется площадью $a-1-2-d$, а полезная работа — площадью $1-2-3-4-5$. Тепло, подводимое в цикле паротурбинной установки, измеряется площадью $c-6-7-8-8'-9-f$, а полезная работа — площадью $6-7-8-8'-9-9'-6$. Количество тепла, измеряемое площадью $3-5-a-d$, бесполезно отдается в процессе $3-5$ отработавшими газами окружающей среде. В парогазовой же установке количество тепла, изображаемое площадью $3-4-b-d$, отдается в процессе $3-4$ отработавшими газами питательной воде. Эта площадь равна площади $c-6-7-e$ (заштрихована), определяющей количество теплоты, получаемой в процессе $6-7$ питательной водой. Следовательно, при одинаковой мощности количество теплоты, подводимой в паротурбинной установке, по сравнению с раздельной установкой уменьшается на величину площади $c-6-7-e$. Этот выигрыш в расходе теплоты и определяет эффективность рассматриваемой парогазовой установки.

В парогазовой установке термический КПД общего цикла больше, чем КПД каждого из составных циклов (газового и пароводяного) и, следовательно, наибольшего из них. Цикл строится для 1 кг воды и соответствующего количества газа на 1 кг воды, определяемого из теплового баланса подогревателя.

Возможен и другой тип парогазовой установки. На рисунке 4.19 представлена принципиальная схема ПГУ с высоконапорным парогенератором. В топку парогенератора (котлоагрегата) компрессором 2 подается под давлением воздух. Давление продуктов сгорания в топке котла составляет 0,5—0,6 МПа (5,1—6,1 кгс/см²). Работа под наддувом значительно интенсифицирует процессы горения и теплообмена, в результате чего высоконапорный парогенератор 1 оказывается компактным и имеет высокий КПД. Перегретый пар, получаемый в парогенераторе 1 за счет сжигания жидкого или газообразного топлива, поступает в паровую турбину 5, после расширения в которой идет в конденсатор 7. Отсюда конденсат насосом 8 подается в парогенера-

тор, и цикл паротурбинной части установки замыкается. Вал турбины соединен с валом электрического генератора 6. Продукты сгорания топлива (газы), охлажденные в поверхностях нагрева парогенератора до необходимой температуры, направляются в качестве рабочего тела в газовую турбину 3. Отработав в турбине, газы нагревают в подогревателе 9 конденсат, идущий в парогенератор, и удаляются в атмосферу. Часть механической энергии, вырабатываемой газовой турбиной, затрачивается на привод компрессора, остальная часть преобразуется в электрическую энергию посредством электрического генератора 4. Общая электрическая мощность парогазовой установки складывается из мощностей, вырабатываемых генераторами 4 и 6.

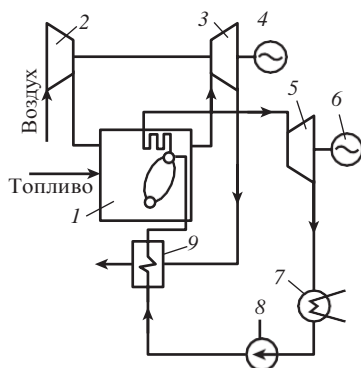


Рис. 4.19. Принципиальная схема парогазовой установки с высоконапорным парогенератором

Повышение эффективности достигается здесь за счет дополнительной мощности, получаемой в газотурбинной части установки.

КПД парогазовой установки повышается при регенеративном подогреве воды, подаваемой в парогенератор. Использование (полное или частичное) отработавшего в турбине пара для целей теплофикации также повышает эффективность установки. Ввиду того, что рабочим телом для газовой турбины являются газы, уходящие из парогенератора, работа рассматриваемого типа парогазовой установки на твердом топливе в настоящее время невозможна, что является недостатком этих установок.

Рассмотренные две схемы парогазовых установок могут создаваться на жидком и газообразном топливе — для газотурбинной части и твердом топливе — для паротурбинной части установок (по схеме рис. 4.17).

1.4. Атомные электрические станции (АЭС)

1.4.1. Общие положения

АЭС — это по существу тепловые электростанции, которые используют тепловую энергию ядерных реакций (см. главу 1).

Возможность использования ядерного топлива, в основном изотопа урана ^{235}U , в качестве источника теплоты связана с образованием цепной реакции деления вещества и выделением при этом огромного количества энергии. Самоподдерживающаяся и регулируемая цепная реакция деления ядер урана обеспечивается в ядерном реакторе. Ввиду эффективности деления ядер урана ^{235}U при «бомбардировке» их медленными тепловыми нейтронами пока преобладают реакторы на медленных тепловых нейтронах. В качестве ядерного горючего используют обычно изотоп урана ^{235}U , содержание которого в природном уране составляет 0,714%; основная масса урана — изотоп ^{238}U (99,28%). Ядерное топливо используют обычно в твердом виде. Его заключают в предохранительную оболочку. Такого рода тепловыделяющие элементы называют *ТВЭлами*, их устанавливают в рабочих каналах активной зоны реактора. Тепловая энергия, выделяющаяся при реакции деления, отводится из активной зоны реактора с помощью теплоносителя, который прокачивают под давлением через каждый рабочий канал или через всю активную зону. Наиболее распространенным теплоносителем является вода, которую подвергают тщательной очистке.

Реакторы с водяным теплоносителем могут работать в водном или паровом режиме. Во втором случае пар получается непосредственно в активной зоне реактора.

При делении ядер урана или плутония образуются быстрые нейтроны, энергия которых велика. В природном или слабообогащенном уране, где содержание ^{235}U невелико, цепная реакция на быстрых нейтронах не развивается. Поэтому быстрые нейтроны замедляют до тепловых (медленных) нейтронов. В качестве замедлителей используют вещества, которые содержат элементы с малой атомной массой, обладающие низкой поглощающей способностью по отношению к нейтронам. Основными замедлителями являются вода, тяжелая вода, графит.

В настоящее время наиболее освоены реакторы на тепловых нейтронах. Они конструктивно проще и легче управляемы по сравнению

с реакторами на быстрых нейтронах. Однако перспективным направлением является использование реакторов на быстрых нейтронах с расширенным воспроизводством ядерного горючего — плутония; таким образом может быть использована большая часть ^{238}U .

На атомных станциях России используют ядерные реакторы следующих основных типов:

- РБМК (реактор большой мощности, канальный) — реактор на тепловых нейтронах, водографитовый;
- ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) — реактор на тепловых нейтронах, корпусного типа;
- БН (быстрые нейтроны) — реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем.

Единичная мощность ядерных энергоблоков достигла 1500 МВт. В настоящее время считается, что единичная мощность энергоблока АЭС ограничивается не столько техническими соображениями, сколько условиями безопасности при авариях с реакторами.

Действующие в настоящее время АЭС по технологическим требованиям работают главным образом в базовой части графика нагрузки энергосистемы с продолжительностью использования установленной мощности 6500—7000 ч/год.

Технологическая схема АЭС зависит от типа реактора, вида теплоносителя и замедлителя, а также от ряда других факторов. Схема может быть одноконтурной, двухконтурной и трехконтурной.

На рисунке 4.20 в качестве примера представлена двухконтурная схема АЭС для электростанций с реакторами ВВЭР. Видно, что эта схема близка к схеме КЭС, однако вместо парогенератора на органическом топливе здесь используется ядерная установка.

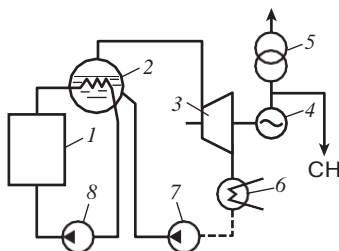


Рис. 4.20. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа ВВЭР:

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — трансформатор; 6 — конденсатор турбины; 7 — конденсационный (питательный) насос; 8 — главный циркуляционный насос; СН — собственные нужды

АЭС так же, как и КЭС, строятся по блочному принципу как в тепломеханической, так и в электрической части.

Ядерное топливо обладает очень высокой теплотворной способностью (1 кг ^{235}U заменяет 2900 т угля), поэтому АЭС особенно эффективны в районах, бедных топливными ресурсами, например в европейской части России.

АЭС выгодно оснащать энергоблоками большой мощности. Тогда по своим технико-экономическим показателям они не уступают КЭС, а в ряде случаев и превосходят их. В настоящее время разработаны реакторы электрической мощностью 440 и 1000 МВт типа ВВЭР, а также 1000 и 1500 МВт типа РБМК. При этом энергоблоки формируются следующим образом: реактор сочетается с двумя турбоагрегатами (реактор ВВЭР-440 и два турбоагрегата по 220 МВт, реактор ВВЭР-1000 и два турбоагрегата по 500 МВт, реактор РБМК-1500 и два турбоагрегата по 750 МВт) или реактор сочетается с турбоагрегатом одинаковой мощности (реактор 1000 МВт и турбоагрегат 1000 МВт единичной мощности).

Перспективными являются АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (БН), которые могут использоваться для получения тепла и электроэнергии, а также для воспроизводства ядерного горючего. Технологическая схема энергоблока такой АЭС представлена на рис. 4.21. Реактор типа БН имеет активную зону, где происходит ядерная реакция с выделением потока быстрых нейтронов. Эти нейтроны воздействуют на элементы из ^{238}U , который обычно в ядерных реакциях не используется, и превращают его в плутоний ^{239}Pu , который может быть впоследствии использован на АЭС в качестве ядерного горючего. Тепло ядерной реакции отводится жидким натрием и используется для выработки электроэнергии.

Схема АЭС с реактором БН трехконтурная, в двух из них используется жидкий натрий (в контуре реактора и промежуточном). Жидкий натрий бурно реагирует с водой и водяным паром. Поэтому, чтобы избежать при авариях контакта радиоактивного натрия первого контура с водой или водяным паром, выполняют второй (промежуточный) контур, теплоносителем в котором является нерадиоактивный натрий. Рабочим телом третьего контура являются вода и водяной пар.

В настоящее время в эксплуатации находится ряд энергоблоков типа БН, из них наиболее крупный БН-600.

АЭС не имеют выбросов дымовых газов и не имеют отходов в виде золы и шлаков. Однако удельные тепловыделения в охлаждающую воду у АЭС больше, чем у ТЭС, вследствие большего удельного расхо-

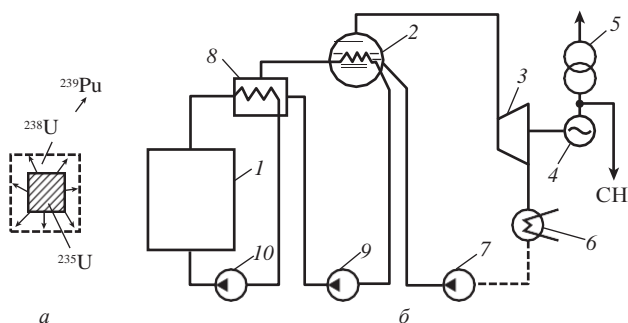


Рис. 4.21. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа БН: *а* — принцип выполнения активной зоны реактора; *б* — технологическая схема: 1—7 — аналогичны указанным на рис. 4.20; 8 — теплообменник натриевых контуров; 9 — насос нерадиоактивного натрия; 10 — насос радиоактивного натрия

да пара, а следовательно, и больших удельных расходов охлаждающей воды. Поэтому на большинстве новых АЭС предусматривается установка градирен, в которых теплота от охлаждающей воды отводится в атмосферу.

Важной особенностью возможного воздействия АЭС на окружающую среду является необходимость захоронения радиоактивных отходов. Это делается в специальных могильниках, которые исключают возможность воздействия радиации на людей.

Чтобы избежать влияния возможных радиоактивных выбросов АЭС на людей при авариях, применены специальные меры по повышению надежности оборудования (дублирование систем безопасности и др.), а вокруг станции создается санитарно-защитная зона.

Следует также отметить, что применение атомной энергии позволит расширить энергетические ресурсы, способствуя этим сохранению ресурсов органического топлива. Оно обещает снизить стоимость электрической энергии, что особенно важно для районов, удаленных от источников топлива, уменьшить загрязнение атмосферы, разгрузить транспорт от перевозки топлива, помочь в электрификации и теплоснабжении новых отраслей технологии (например, опреснении морской воды и расширении ресурсов пресной воды). Что касается загрязнения среды, то при использовании АЭС отпадает проблема нехватки кислорода в среде, которая характерна для тепловой электростанции по причине его использования для горения органического топлива. Отсутствует выброс золы с дымовыми газами. В связи с проблемой загрязнения воздушной среды важно отметить целесообразность внедрения также атомных ТЭЦ, так как ТЭЦ обычно располагаются вблизи

тепловых потребителей, промышленных узлов и крупных населенных пунктов, где чистота среды особенно необходима.

Кроме указанного, при работе АЭС, не потребляющих органическое топливо (уголь, нефть, газ), в атмосферу не выбрасываются окислы серы, азота, углекислый газ; это позволяет снизить «парниковый эффект», ведущий к глобальному изменению климата.

Уроки аварии на Чернобыльской АЭС (апрель 1986 г.) потребовали существенно (во много раз) повысить безопасность АЭС и заставили отказаться от строительства АЭС в густонаселенных и сейсмоактивных районах. Тем не менее с учетом экологической ситуации атомную энергетику следует рассматривать как перспективную.

Несмотря на отмеченное выше обстоятельство, атомная энергетика России сохраняет тенденции дальнейшего развития.

1.5. Гидроэлектрические станции

1.5.1. Общие положения

Гидроэлектрические станции — это высокоэффективные источники электроэнергии. В большинстве случаев гидроэлектростанции представляют собой объекты комплексного назначения, обеспечивающие нужды электроэнергетики и других отраслей народного хозяйства: водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства, мелиорации земель и пр.

Гидроэлектрическая станция — это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия водотока преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из *гидротехнических сооружений*, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание сосредоточенного *напора*, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в электрическую энергию.

По напору ГЭС подразделяют на высоконапорные (более 80 м), средненапорные (от 25 до 80 м) и низконапорные (до 25 м).

Совокупность гидротехнических сооружений, энергетического и механического оборудования принято называть *гидроэнергетической установкой* (ГЭУ).

Различают следующие основные типы гидроэнергетических установок:

- гидроэлектростанции (ГЭС);

- насосные станции (НС);
- гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);
- приливные электростанции (ПЭС).

Основными сооружениями ГЭС на равнинной реке являются *плотина*, создающая водохранилище и сосредоточенный перепад уровней, т.е. напор, и *здание ГЭС*, в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы, электрическое и механическое оборудование. В случае необходимости строятся водосбросные и судоходные сооружения, рыбопропускные сооружения и т.п.

Общий вид ГЭС приплотинного типа представлен на рис. 5.1.

Вода под действием силы тяжести по водоводам движется из верхнего бьефа в нижний, вращая рабочее колесо турбины. Гидравлическая турбина соединена валом с ротором электрического генератора. Тур-

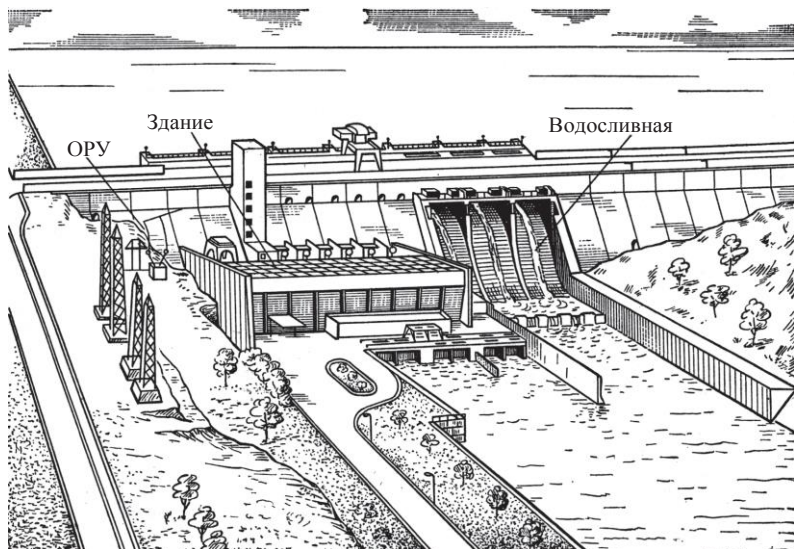


Рис. 5.1. Общий вид ГЭС приплотинного типа

бина и генератор вместе образуют *гидрогенератор*. В турбине гидравлическая энергия преобразуется в механическую энергию вращения на валу агрегата, а генератор преобразует эту энергию в электрическую. Возможно создание на реках каскадов ГЭС. В России построены и успешно эксплуатируются Волжский, Камский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС.

Гидроэлектростанции как источник электрической энергии имеют существенные преимущества перед тепловыми и атомными электростанциями. Они лучше приспособлены для автоматизации и требуют

меньшего количества эксплуатационного персонала. Показательные следующие средние значения удельной численности персонала станций различного вида на 1 млн кВт установленной мощности, которые составляют: для ГЭС — 300, для ТЭС — 1400, для АЭС — 1800 чел. Но это только на самой станции, а еще нужно добавить трудозатраты на добычу и транспортирование топлива, в итоге требуемая удельная численность персонала на 1 млн кВт для ТЭС (АЭС) в среднем составляет 2500 чел.

В России построены и эксплуатируются крупные ГЭС: каскад Волжских ГЭС, каждая мощностью 2530 МВт и менее; Братская ГЭС — 4500 МВт, Красноярская ГЭС — 6000 МВт, Саяно-Шушенская ГЭС — 6400 МВт и много других.

Малые ГЭС (мощностью до 30 МВт). В настоящее время в России, как и во всем мире, большой интерес вызывает возможность создания малых ГЭС. Они могут создаваться в короткие сроки с использованием унифицированных гидроагрегатов и строительных конструкций с высоким уровнем автоматизации систем управления. Экономическая эффективность их использования существенно возрастает при комплексном использовании малых водохранилищ (для восстановления объема водохранилища, рыбоводства, водозабора для систем орошения и водоснабжения и т.п.).

Насосная станция предназначена для перекачки воды с низких отметок на высокие и транспортирование воды в удаленные пункты.

На насосной станции устанавливаются насосные агрегаты, состоящие из насоса и двигателя. Насосная станция является потребителем электроэнергии.

Она используется для водоснабжения тепловых и атомных станций, коммунально-бытового и промышленного водоснабжения, в ирригационных системах, судоходных каналах и т.п.

Гидроаккумулирующая электростанция предназначена для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме. В часы пониженных нагрузок ГАЭС работает как насосная станция. Она за счет потребляемой энергии перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний и создает запасы гидроэнергии благодаря повышенному уровню верхнего бьефа.

В часы максимальной нагрузки ГАЭС работает как гидроэлектростанция. Вода из верхнего бьефа пропускается через турбины в нижний бьеф, и ГАЭС вырабатывает и выдает электроэнергию в энергосистему. В процессе работы ГАЭС потребляет дешевую электроэнергию, а выдает более дорогую в период пика нагрузки (за счет разности тарифов). Заполняя провалы нагрузки в энергосистеме, позволяет работать агрегатам атомных и тепловых станций в наиболее экономичном и безопасном режиме, резко снижая при этом удельный расход топли-

ва на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме.

В настоящее время в России работает Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт, ведется проектирование других ГАЭС.

Приливные электростанции сооружаются на побережье морей и океанов со значительными приливо-отливными колебаниями уровня воды. Для этого естественный залив отделяется от моря плотиной и зданием ПЭС. При приливе уровень моря будет выше уровня воды в отделенном от него заливе, а при отливе, наоборот, ниже, чем уровень воды в заливе (рис. 5.2, з). Перепады этих уровней создают напор, который используется при работе гидротурбин ПЭС.

В некоторых морских заливах приливы достигают 10—12 м, а наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 м.

Технические ресурсы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд кВт·ч в год и в основном сосредоточены у побережья Охотского, Берингова и Белого морей.

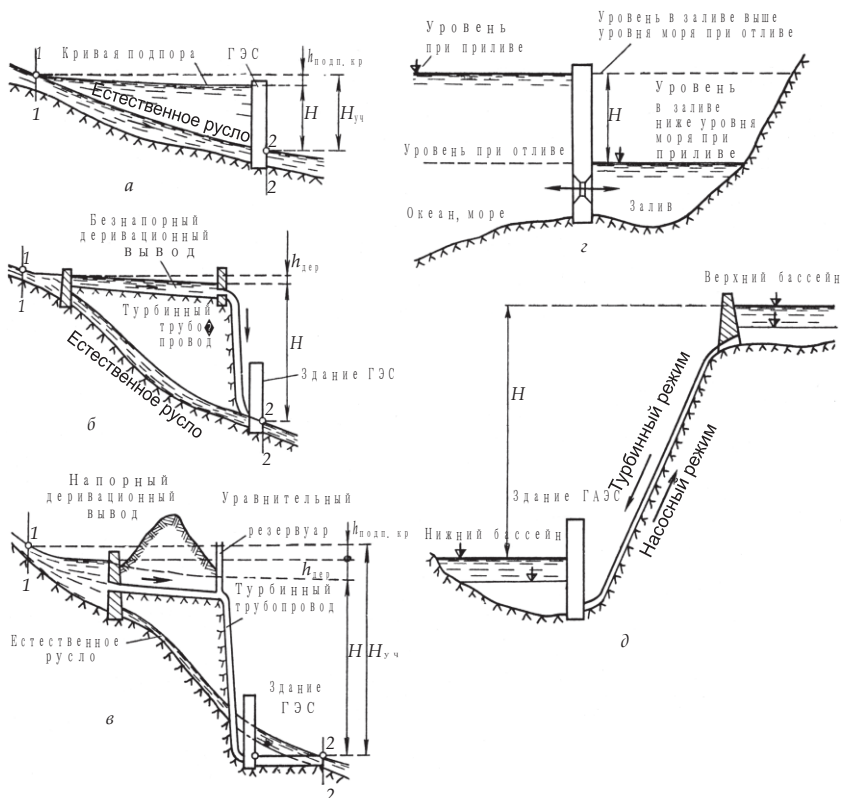


Рис. 5.2. Принципиальные схемы создания напора

1.5.2. Энергия речного водотока

Работа гидравлических станций в значительной мере основывается на законах науки, называемой *гидравликой*; она включает в себя гидро

статику, изучающую равновесие жидкостей, и гидродинамику, изучающую движение жидкостей.

Известно, что вода покрывает почти три четверти нашей планеты. Значительное количество воды испаряется и выпадает в виде осадков на поверхность Земли, в том числе и на отдельные участки суши, расположенные над уровнем океана. Спускаясь с более возвышенных участков на более низкие в виде больших и малых водотоков, эти постоянно возобновляемые природой массы воды теряют энергию, которая может быть эффективно использована. В естественном состоянии эта энергия расходуется на преодоление сил трения при взаимодействии потока с руслом, на перемещение наносов, на преодоление препятствий в руслах (пороги, перекаты и др.).

Территория, с которой вода стекает в реку, называется *водосборным бассейном* данной реки. Линия, проходящая по повышенным местам и отделяющая друг от друга соседние бассейны, называется *водораздельной линией* или *водоразделителем*.

К водосборному бассейну моря относят водосборные бассейны всех рек, впадающих в данное море.

Количество воды, протекающей через поперечное сечение водотока в 1 с, называется *расходом воды* Q ($\text{м}^3/\text{с}$ или $\text{л}/\text{с}$).

Хронологический график изменения расходов воды во времени называется *гидрографом*. Его строят по результатам регулярных измерений расходов воды в реке.

Суммарный объем воды, прошедший через поперечное сечение водотока от какого-либо начального момента времени t_0 до некоторого конечного t_k , называется *стоком* W .

Величина стока реки за сутки, месяц или любой другой промежуток времени, в течение которого расход воды Q , $\text{м}^3/\text{с}$, сохраняет постоянное значение, равна

$$W = Q t,$$

где t — время в секундах.

При различном расходе воды в течение всего рассматриваемого интервала времени от t_0 до t_k (по гидрографу) объем стока определяется как

$$W = \int_{t_0}^{t_k} Q(t) dt .$$

Отметим, что среднегодовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. км^3 .

В таблице 5.1 приведены данные о речном стоке отдельных стран

мира.

Таблица 5.1

Данные о речном стоке отдельных стран мира

Страна	Площадь территории, млн км ²	Суммарный средний многолетний объем стока, км ³ /год	Удельная водность в среднем за год с 1 км ² , л/с
Россия	17,075	4 000	7,4
Бразилия	8,51	5 300	11,9
США	9,36	2 850	9,8
Китай	9,90	2 600	8,3
Канада	9,98	1 500	24,0
Норвегия	0,32	368	35,8
Франция	0,551	343	19,7
Югославия	0,256	123	15,2
Польша	0,312	58	5,9

Запасы поверхностного стока по территории России распределены неравномерно, что весьма неблагоприятно для народного хозяйства, в том числе и для энергетики. Более 80% речного стока российских рек приходится на еще малоосвоенные территории бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов.

Особенностью стока реки является его неравномерное распределение как по годам, так и в течение года.

Многолетняя неравномерность стока неблагоприятна для всех отраслей народного хозяйства и, прежде всего, для энергетики. Различают *многоводные*, *средневодные* и *маловодные* годы. В маловодные годы обычно значительно снижается выработка энергии на гидроэлектростанциях.

Для большинства рек России маловодный период наблюдается зимой, когда потребность в электроэнергии наибольшая.

Гидроэнергетические ресурсы подразделяются на теоретические (потенциальные), технические и экономические.

Теоретические гидроэнергетические ресурсы — это теоретические запасы, определяемые по формуле

$$\mathcal{E} = 8760 \sum_{i=1}^n 9,81 Q_i H_i ,$$

где 8760 — число часов в году; \mathcal{E} — энергия, кВт·ч; Q_i — средний годовой расход реки на i -м рассматриваемом участке, м³/с; H_i — падение уровня реки на этом участке, м; n — число участков.

Они подсчитываются в предположении, что весь сток будет использован для выработки электроэнергии без потерь при преобразовании гидравлической энергии в электрическую.

Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в $35 \cdot 10^3$ млрд кВт·ч в год, потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд кВт·ч.

Технические гидроэнергетические ресурсы — всегда меньше теоретических, так как они учитывают потери:

- гидравлических напоров в водотоках, бьефах, на неиспользуемых участках водотоков;
- расходов воды на испарение из водохранилищ, фильтрацию, холостые сбросы и т.п.;
- энергии в различном гидроэнергетическом оборудовании.

Технические ресурсы характеризуют возможность получения энергии на современном этапе.

Технические гидроэнергетические ресурсы России составляют 1670 млрд кВт·ч в год, в том числе по малым ГЭС — 382 млрд кВт·ч в год.

Выработка электроэнергии на действующих ГЭС России в 2002 г. составила 170,4 млрд кВт·ч, в том числе на малых ГЭС — 2,2 млрд кВт·ч.

Экономические гидроэнергетические ресурсы — это часть технических ресурсов, которую по современным представлениям целесообразно использовать в обозримой перспективе. Они существенно зависят от прогресса в энергетике, удаленности ГЭС от места подключения к энергосистеме, обеспеченности рассматриваемого региона другими энергетическими ресурсами, их стоимости, качества и т.п.

1.5.3. Схемы создания напора и основное оборудование ГЭС

1.5.3.1. Общие положения

Наиболее эффективное использование энергии водотока возможно при концентрации перепадов уровней воды на относительно коротком участке. Для использования падения уровней рек, распределенных по значительной длине водотока, прибегают к искусственному сосредоточению перепада, что может быть осуществлено разными способами.

Различают три основные схемы:

- плотинная, при которой напор создается плотиной;
- деривационная, где напор создается преимущественно с помощью деривации (отведения, отклонения), выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода;
- комбинированная, в которой напор создается плотиной и деривацией.

Плотинная схема (рис. 5.2, *а*) предусматривает создание подпора уровня водотока путем сооружения плотины. Образующееся при этом водохранилище может использоваться в качестве регулирующей емкости, позволяющей периодически накапливать запасы воды и более полно использовать энергию водотока.

В гидроузлах, осуществленных по плотинной схеме создания напора, различают русловые и приплотинные здания станций.

ГЭС с русловым зданием характеризуется тем, что оно входит в состав водоподпорных сооружений и воспринимает давление воды со стороны верхнего бьефа. Конструкция здания в этом случае должна удовлетворять всем требованиям устойчивости и прочности, предъявляемым к плотинам. Размеры здания, в частности его высота, определяются напором, поэтому ГЭС с русловыми зданиями строятся при сравнительно небольших напорах — до 30—40 м (каскад Волжских ГЭС).

ГЭС с приплотинным зданием характеризуется тем, что ее здание располагается за плотиной (см. рис. 5.1) и не воспринимает давление воды. На крупных современных гидроэлектростанциях такого типа напор доходит до 300 м (Красноярская ГЭС).

Деривационная схема (рис. 5.2, *б* и *в*), позволяет получить сосредоточенный перепад путем отвода воды из естественного русла по искусственному водоводу, имеющему меньший продольный уклон. Благодаря этому уровень воды в конце водовода оказывается выше уровня воды в реке; эта разность уровней и является напором гидроэлектростанции. В зависимости от типа искусственных водоводов (деривации) различают ГЭС с напорной и с безнапорной деривацией. При безнапорной деривации отвод воды из реки осуществляется безнапорными водоводами, например открытым каналом (рис. 5.3, *а*). Для забора воды в деривационный канал в русле реки возводится невысокая плотина, создающая водохранилище. Вода в канал поступает через водоприемник. Плотина, водоприемник, а в ряде случаев и другие сооружения (водосброс, отстойник и др.) образуют так называемый *головной узел* деривационной гидроэлектростанции. Деривационный канал заканчивается напорным бассейном, из которого вода по трубопроводам подается к турбинам в здание станции. Прошедшая через

турбины вода отводится обратно в русло реки по отводящему каналу. Напорный бассейн, трубопроводы, здание станции и другие сооружения, примыкающие к ним, образуют *станционный узел*, который в зависимости от длины деривации может находиться на значительном удалении от головного узла.

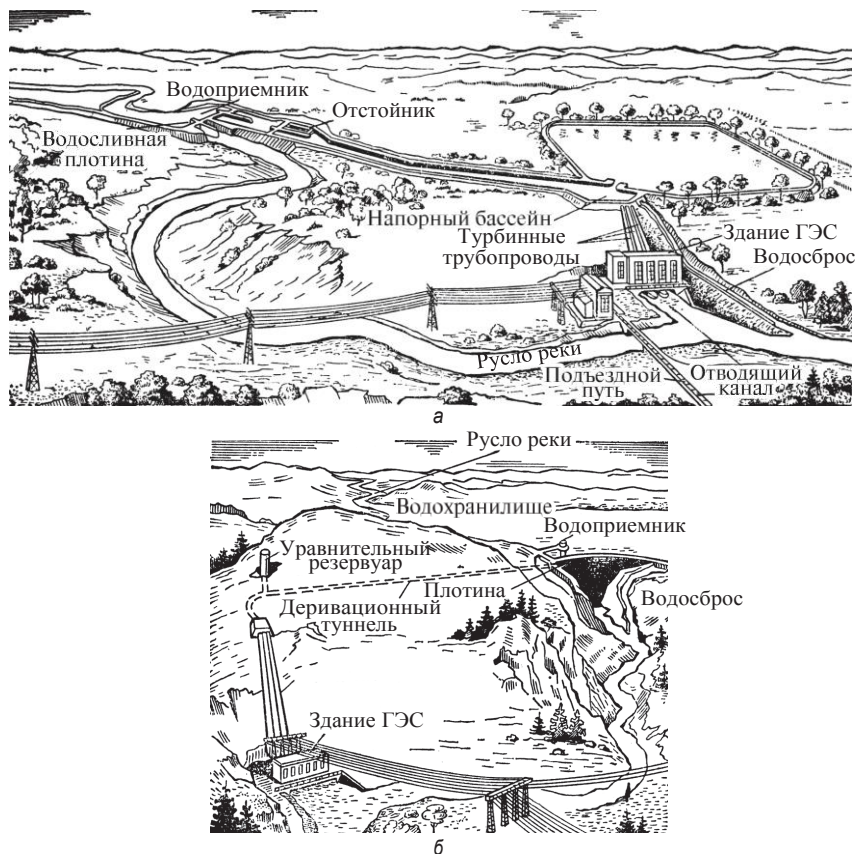


Рис. 5.3. Общий вид деривационной ГЭС:
а — с безнапорной деривацией; *б* — с напорной деривацией

На рисунке 5.3, *б* показан общий вид ГЭС с напорной деривацией в виде напорного туннеля. В ряде случаев для защиты деривационных напорных водоводов от перегрузок избыточным внутренним давлением может потребоваться строительство специального сооружения — уравнительного резервуара.

Создание или увеличение сосредоточенного перепада уровней воды можно осуществить также посредством отводящего деривационного водовода, продольный уклон которого меньше уклона естественного русла. В этом случае здание ГЭС располагается в глубокой выемке или под землей на удалении от нижнего сечения используемого участка водотока.

Сооружение деривационных ГЭС оказывается целесообразным в горных условиях при больших уклонах рек и относительно малых расходах воды; тогда при небольшой протяженности и малой площади сечения деривационного водовода можно получить большой напор (до 1000 м и более) и соответственно большую мощность.

Комбинированная схема (см. рис. 5.2, в) предусматривает создание напора посредством использования напора как плотины, так и деривационных сооружений.

На всех гидроэлектростанциях, построенных по любой из указанных выше схем, механическая энергия движущихся масс воды преобразуется в электрическую с помощью гидротурбин и гидрогенераторов, размещенных вместе с многочисленным вспомогательным оборудованием в зданиях станции.

1.5.3.2. Гидротурбины

Основным энергетическим оборудованием ГЭС являются гидротурбины и генераторы.

Гидравлической турбиной называется машина, преобразующая энергию движения воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса. Гидротурбины разделяют на два класса: активные и реактивные. Турбина называется *активной*, если используется только кинетическая энергия потока, и *реактивной*, если используется и потенциальная энергия при реактивном эффекте.

Наиболее распространенными активными гидротурбинами являются ковшовые (рис. 5.5, а).

В *ковшовой активной турбине* потенциальная энергия гидростатического давления в суживающейся насадке — сопле — полностью пре-

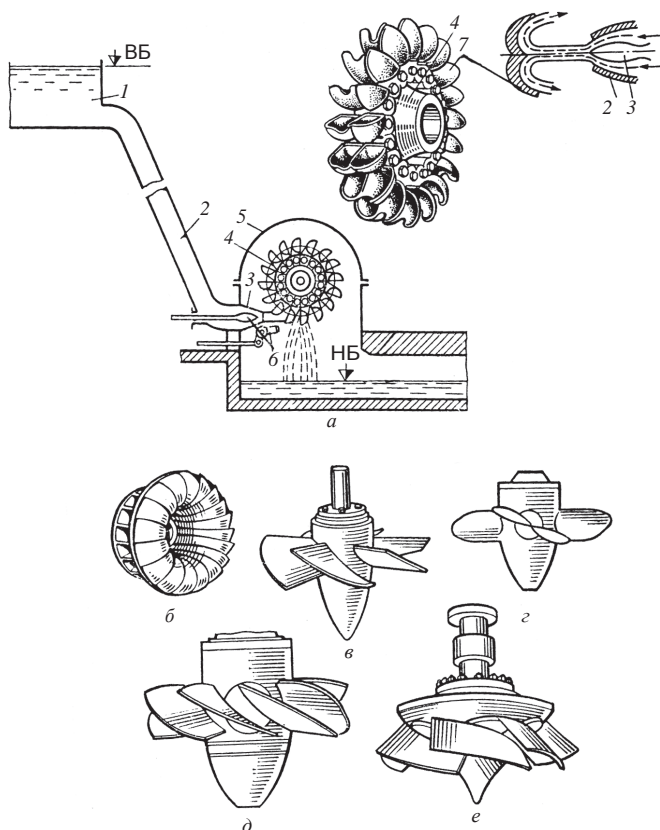


Рис. 5.5. Общие виды рабочих колес гидротурбин:

a — принцип работы и общий вид ковшовой турбины: 1 — бассейн верхнего уровня (бьефа); 2 — турбинный трубопровод; 3 — сопло; 4 — рабочее колесо; 5 — кожух; 6 — регулировочная игла; 7 — лопасти (ковши); *б* — радиально-осевое; *в* — пропеллерное; *г* — поворотнo-лопастное; *д* — двухперовое; *е* — диагональное

вращается в кинетическую энергию движения воды. Рабочее колесо турбины выполнено в виде диска, по окружности которого расположены ковшеобразные лопасти 7 (рис. 5.5, *a*). Вода, огибая поверхности лопастей, меняет направление движения. При этом возникают центробежные силы, действующие на поверхности лопастей, и энергия движения воды преобразуется в энергию вращения колеса турбины.

Если скорость движения воды, вытекающей из турбины, равна нулю, то вся кинетическая энергия воды, не считая потерь, превращается в механическую энергию турбины.

Внутри сопла расположена регулирующая игла б (см. рис. 5.5, а), перемещением которой меняется выходное сечение сопла, а следовательно, и расход воды.

В *реактивной гидравлической турбине* на лопастях рабочего колеса преобразуется как кинетическая, так и потенциальная энергия воды в механическую энергию турбины. Вода, поступающая на рабочее колесо турбины, обладает избыточным давлением, которое по мере протекания воды по проточному тракту рабочего колеса уменьшается. При этом вода оказывает реактивное давление на лопасти турбины и слагающая потенциальной энергии воды превращается в механическую энергию рабочего колеса турбины.

За счет кривизны лопастей изменяется направление потока воды, при котором, как и в активной турбине, кинетическая энергия воды в результате действия центробежных сил превращается в механическую энергию турбины. Рабочее колесо реактивной турбины, в отличие от активной, полностью находится в воде, т.е. поток воды поступает одновременно на все лопасти рабочего колеса. Различные конструкции рабочих колес реактивных турбин показаны на рис. 5.5, б — е.

У *радиально-осевых турбин* лопасти рабочего колеса имеют сложную кривизну, поэтому вода, поступающая с направляющего аппарата, постепенно меняет направление с радиального на осевое. Такие турбины используют в широком диапазоне напоров от 30 до 600 м. В настоящее время созданы уникальные радиально-осевые турбины мощностью 700 МВт.

Пропеллерные турбины обладают простой конструкцией и высоким КПД, однако у них с изменением нагрузки КПД резко уменьшается.

У *поворотно-лопастных гидротурбин*, в отличие от пропеллерных, лопасти рабочего колеса поворачиваются при изменении режима работы для поддержания высокого значения КПД.

Двухперовые турбины имеют спаренные рабочие лопасти, что позволяет повысить расход воды. Широкое применение их ограничено конструктивными сложностями. Сложная конструкция свойственна также *диагональным турбинам*, у которых рабочие лопасти поворачиваются относительно своих осей.

Радиально-осевые турбины установлены на Братской, Красноярской ГЭС и др. Поворотно-лопастными турбинами оборудованы Куйбышевская, Волгоградская, и др.

На электрических станциях турбина и генератор связаны общим валом. Частоты их вращения не могут выбираться произвольно. Они зависят от числа пар полюсов ротора генератора и частоты переменного тока, которая должна соответствовать стандартной. Кроме того, не-

обходимо учитывать, что при небольших частотах вращения турбины получают громоздкими и дорогими. Чтобы получить скорости агрегатов, близкие к оптимальным, при больших напорах используют турбины с малыми значениями коэффициента быстроходности, а при небольших напорах — с большими значениями этого коэффициента.

Разнообразие природных условий, в которых сооружаются ГЭС, определяет разнообразие конструктивного исполнения турбин. Мощности турбин изменяются от нескольких киловатт до 640 МВт, а частота вращения изменяется от $16\frac{2}{3}$ до 1500 мин⁻¹.

В последнее время стали применяться горизонтальные агрегаты (капсульные), в которых генератор заключен в герметичную капсулу, обтекаемую водой. КПД таких агрегатов выше (95—96%) благодаря лучшим гидравлическим условиям обтекания.

При сооружении ГЭС обычно решают комплекс народнохозяйственных задач, в который помимо выработки электрической энергии входит регулирование стока воды и улучшение судоходства реки, создание орошаемых массивов, развитие энергоемких производств, использующих местное сырье, и т.д.

В настоящее время на равнинных реках сооружают станции, напор которых достигает 100 м, например на Братской ГЭС, построенной на Ангаре, и на Асуанской ГЭС, построенной в Египте.

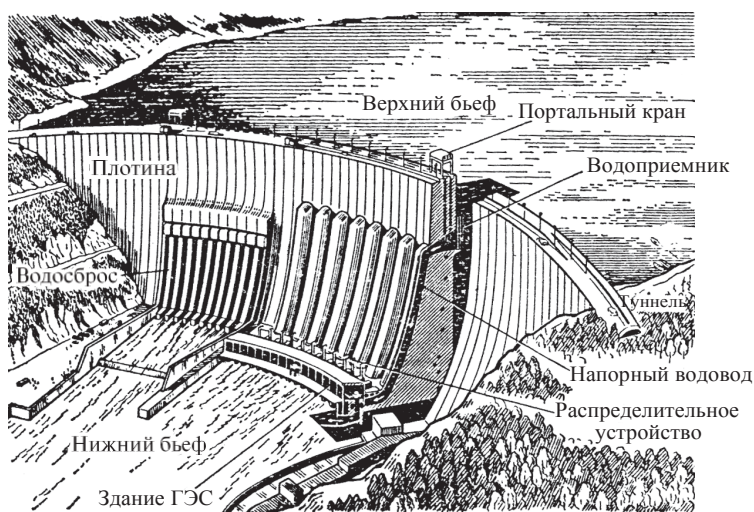


Рис. 5.6. Общий вид Саяно-Шушенской ГЭС

На рисунке 5.6 показана Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисей, у которой высота плотины составляет 240 м и вода по водоводам по-

ступает к десяти турбинам, вращающим электрические генераторы мощностью по 640 МВт каждый.

1.6. Ветроэнергетика и солнечная энергетика

1.6.1 Общие сведения о ветроэнергетике

Энергия ветра на земном шаре оценивается в 175 тыс.— 219 тыс. ТВт·ч в год, при этом развиваемая им мощность достигает $(20—25) \cdot 10^9$ 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.

Постоянные воздушные течения к экватору со стороны Северного и Южного полушарий образуют систему пассатов. Общая циркуляция атмосферы происходит главным образом из-за вращения Земли, при котором под действием центробежной силы воздушные массы отбрасываются в районе экватора в верхние слои атмосферы. На место ушедших масс воздуха с севера и юга подтекают новые воздушные слои.

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

При использовании энергии ветра в современных условиях стремились учесть опыт тех стран, в которых ветряные двигатели издавна широко применялись, особенно в Дании и Голландии — классических странах ветряных мельниц.

Многие видные русские исследователи, такие как проф. Н.Е. Жуковский и акад. С.А. Чаплыгин, внесли большой вклад в развитие ветряных двигателей.

Ветроэнергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, электрической и тепловой энергии (ветротехника) и определяющая области и масштабы целесообразного использования ветровой энергии в народном хозяйстве.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) — это комплекс технических устройств для преобразования кинетической энергии ветрового по-

тока в какой-либо другой вид энергии. ВЭУ состоит из ветроагрегата (ветродвигатель в комплекте с одной или несколькими рабочими машинами), устройства, аккумулирующего энергию или резервирующего мощность, в ряде случаев дублирующего двигателя (большей частью теплового) и систем автоматического управления и регулирования режимов работы установки.

Различают ветросиловые установки и ветроэлектрические станции (ВЭС).

Под *ветродвигателем* понимают двигатель, использующий кинетическую энергию ветра для выработки механической энергии. Различают ветродвигатели крыльчатые с коэффициентом использования энергии ветра до 0,48 (наиболее распространенные), карусельные или роторные, с коэффициентом использования не более 0,15 и барабанные.

В основном ветродвигатели применяют в ветроэлектрических станциях.

В настоящее время ветроэнергетика — одна из самых бурно развивающихся отраслей мировой электроэнергетики. В 60—70-е гг. XX в. большинство эксплуатируемых в Европе ВЭУ имело мощность до 20 кВт, затем — от 100 до 250 кВт; средняя мощность ВЭУ, выпущенных в 2002 г. в Германии, составила 1100 кВт. Тенденция роста единичных мощностей ВЭУ, по-видимому, сохранится и далее. Так, фирма «De Wind» планирует создание агрегатов мощностью 3—5 МВт. Общий мировой прогноз мощности ВЭУ к 2009 г. составит более 50 000 МВт.

Современные мощные ВЭУ более экономичны, стоимость 1 кВт установленной мощности таких установок ниже. Ветроколесо мощных ВЭУ находится на большой высоте, где скорость ветра выше (рис. 6.1, а). Выше у них и коэффициент удельной выработки электроэнергии $K_{уд}$, являющийся обобщенной характеристикой ВЭУ (рис. 6.1, б):

$$K_{уд} = \frac{W_{год}}{\pi R^2}, \quad (6.1)$$

где $W_{год}$ — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; πR^2 — ометаемая поверхность ветроколеса, м².

Считается целесообразной установка ВЭУ в местах, где среднегодовая скорость ветра составляет более 5 м/с.

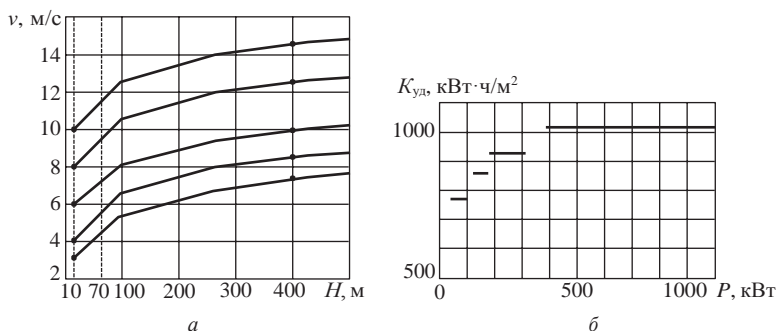


Рис. 6.1. К характеристикам ВЭУ:

a — зависимость среднегодовой скорости ветра от высоты над поверхностью земли; *б* — средняя удельная выработка электроэнергии ВЭУ в Дании

На бурное развитие ВЭУ указывают данные роста установленных мощностей в ряде стран мира (табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Рост установленной мощности ветроустановок в странах мира,
подключенных к электрическим сетям, МВт**

Страна	1998 г.	2001 г.
Дания	130	2417
Германия	2875	8754
Италия	178	697
Испания	834	3337
Швеция	174	290
Англия	333	474
Финляндия	17,4	39
Португалия	60	125
Россия	4,15	7
Канада	82	142
США	1820	2525
Китай	214	328
Япония	40	142
Всего в мире	9665	24 000

Важным шагом в развитии ветроэнергетики в России, обладающей огромным потенциалом, можно считать сдачу в эксплуатацию в 2002 г. самого крупного ветропарка в стране мощностью 5,1 МВт (одна установка мощностью 600 кВт и 20 — по 225 кВт каждая), построенного

в Калининградской области. Кроме этого, построена Анадырская ВЭС (Чукотка) мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС (Калмыкия) мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

1.6.2. Энергия воздушного потока и мощность ВЭУ

Кинетическая энергия $\mathcal{E}_{\text{кин}}$ (Дж) воздушного потока со средней скоростью v (м/с), проходящего через поперечное сечение F (м²), перпендикулярное вектору средней скорости v , рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{кин}} = \frac{mv^2}{2}, \quad (6.2)$$

где m — масса воздуха, кг.

Величина m определяется по формуле

$$m = \rho v F, \quad (6.3)$$

где ρ — плотность воздуха, кг/м³.

Обычно в расчетах в качестве ρ принимают ее значение, равное 1,226 кг/м³ и соответствующее нормальным климатическим условиям: $t = 15^\circ\text{C}$, $p = 760$ мм рт.ст. или 101,3 кПа. Если в (6.2) в качестве m взять секундную массу воздуха (кг/с), то получим значение мощности, развиваемой потоком воздуха (Дж/с или Вт), т.е.

$$N = 0,5\rho v^3 F. \quad (6.4)$$

Для $F = 1$ м² получаем значение удельной мощности (Вт) ветрового потока $N_{\text{уд}}$ (Вт/м²) со скоростью v (м/с):

$$N_{\text{уд}} = 0,5\rho v^3. \quad (6.5)$$

Обычно в ветроэнергетике используется рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторм) по 12-балльной шкале Бофорта. Далее приведены значения $N_{\text{уд}}$ для указанного рабочего диапазона скоростей ветра:

v , м/с	2	3	4	5	10	14	18	20	23	25
$N_{\text{уд}}$, Вт/м ²	4,9	16,55	39,2	76,6	613	1 682	3 575	4 904	7 458	9 578

Преобразование кинетической энергии ветра в электрическую происходит с помощью ветроэнергетических установок, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по мощности — малые (до 10 кВт), средние (от 10 до 100 кВт), крупные (от 100 до 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);
- по числу лопастей рабочего колеса — одно-, двух-, трех- и многолопастные;
- по отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока — с горизонтальной осью вращения, параллельной (рис. 6.2, *а*) или перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье) (рис. 6.2, *б*).

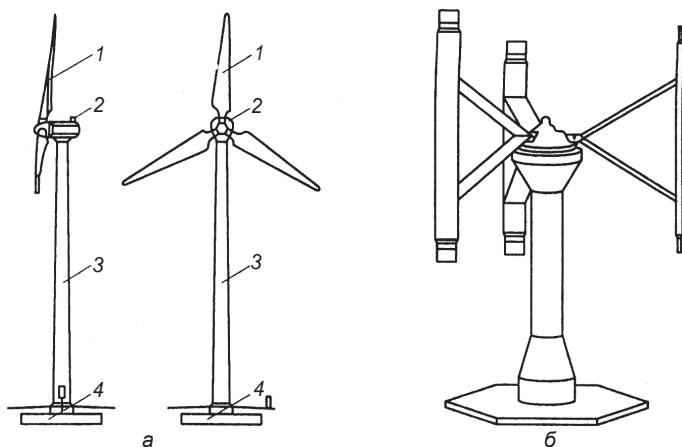


Рис. 6.2. Виды ветроэнергетических установок:
а — ВЭУ с горизонтальной осью вращения; *б* — ВЭУ с вертикальной осью вращения; 1 — рабочее колесо; 2 — гондола с генератором и редуктором; 3 — башня; 4 — фундамент установки

В настоящее время в мире и в России наибольшее распространение получили трехлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которых входят следующие основные компоненты: рабочее колесо 1, гондола 2 с редуктором и генератором, башня 3 и фундамент 4.

Башня — чаще трубообразная, реже — решетчатая, на ней в гондоле размещается основное энергетическое, механическое и вспомогательное оборудование ВЭУ, в том числе рабочее колесо или ротор с лопастями, преобразующий энергию ветра в энергию вращения вала, редуктор для повышения частоты вращения вала ротора и генератор. Лопасти ротора могут быть жестко закреплены на его втулке или изме-

нять свое положение в зависимости от скорости ветра для повышения полезной мощности ВЭУ. В качестве генератора могут использоваться: синхронные и асинхронные (чаще всего), а также асинхронизируемые синхронные генераторы (реже).

Для каждой ветроэнергетической установки можно выделить следующие три характерных значения рабочей скорости ветра:

- 1) v_p^{\min} , при которой $0 \leq v \leq v_p^{\min}$ и мощность ВЭУ равна нулю;
- 2) v_p^R , при которой скорость ветра $v_p^{\min} \leq v \leq v_p^N$ и мощность ВЭУ меняется в зависимости от скорости ветра и частоты вращения ротора;
- 3) v_p^{\max} , при скорости ветра $v > v_p^{\max}$ мощность ВЭУ равняется нулю за счет принудительного торможения ротора или разворота его лопастей параллельно вектору скорости ветра.

Для ориентировочных расчетов в диапазоне скоростей ветра от v_p^{\min} до v_p^N полезная мощность ВЭУ $N_{ВЭУ}$ (кВт) для заданной скорости ветра v (м/с) на высоте башни $H_б$ (м) и диаметре ротора ВЭУ D_1 (м) рассчитывается по формуле

$$N_{ВЭУ} = N_{уд} F_{ВЭУ} \eta_p \eta_r \zeta \cdot 10^{-3}, \quad (6.6)$$

где $N_{уд}$ (Вт/м²) определяется по формуле (6.5); $F_{ВЭУ}$ (м²) — ометаемая площадь ВЭУ с горизонтальной осью вращения, определяемая по формуле

$$F_{ВЭУ} = \frac{\pi D_1^2}{4};$$

η_p — КПД ротора (порядка 0,9); η_r — КПД электрогенератора (порядка 0,95); ζ — коэффициент мощности, обычно принимаемый равным 0,45 в практических расчетах, который учитывает долю получаемой мощности ветродвигателем от мощности воздушного потока.

После подстановки всех указанных значений в (6.6) получаем для ориентировочных расчетов:

$$N_{ВЭУ} = 1,85 D_1^2 v^3. \quad (6.7)$$

Для малых ВЭУ v_p^{\min} находится обычно в пределах 2,5—4 м/с, а v_p^N от 8 до 10 м/с. Для крупных ВЭУ указанные значения составляют соответственно 4—5 м/с и 12—15 м/с. Предельная допустимая скорость ветра по соображениям прочности ВЭУ равна 60 м/с.

Уровень шума крупных ВЭУ непосредственно у основания башни не превышает 95—100 дБ. Обычно для энергетических целей используют кинетическую энергию приземного слоя воздуха высотой не бо-

лее 200 м, где плотность его ρ максимальна. При этом для повышения мощности единичной ВЭУ с заданным диаметром ротора D_1 (м) стремятся увеличить высоту башни H_0 (м), так как скорость ветра увеличивается с высотой.

Чем выше расчетная скорость ветра, тем выше эффективность ВЭУ. Обычно в качестве нее применяется среднегодовая скорость ветра \bar{v}_0 (м/с), которая относительно мало меняется по годам. В то же время скорость ветра в течение года может существенно меняться во времени (как в течение суток, так и года в целом). Для нее характерны случаи, когда скорость ветра равна нулю (штиль) или не превышает v_p^{\min} (в этом случае мощность ВЭУ равна нулю из-за малой скорости ветра), или превышает v_p^{\max} (здесь мощность ВЭУ также равна нулю, но уже по соображениям прочности сооружений). Это означает, что гарантированная мощность ВЭУ в этих случаях равна нулю. Процесс изменения скорости ветра в течение года имеет свои закономерные зависимости (зимой скорость ветра выше, чем летом; в полдень выше, чем утром).

В ветроэнергетических расчетах учитывается также и «роза ветров», т.е. характерные направления скоростей ветра в данной точке в течение года. Особое значение «роза ветров» приобретает в случае строительства ветропарков или ветроэлектростанций, состоящих из нескольких ВЭУ (десятков—сотен) в данной местности.

Для оценки перспективности ВЭУ в данной местности или регионе необходимо знать его валовые, технические и экономические ветроэнергетические ресурсы.

Для России в целом указанные виды ресурсов соответственно равны: 80 000; 6218 и 31 ТВт·ч. На сегодняшний день использование указанных ресурсов ветра в России практически неощутимо. Обычно в мировой практике принято считать, что если среднегодовая скорость ветра в данной местности превышает 5 или 6 м/с, то использование ВЭУ здесь весьма перспективно.

Для среднегодовых скоростей ветра от 3 до 5—6 м/с необходимы детальные технико-экономические расчеты, в том числе учет условий использования ВЭУ — в объединенной, локальной системе или для питания автономного потребителя, а также конкретные социально-экологические и экономические характеристики рассматриваемого региона.

Весьма перспективным для России представляется совместное использование ВЭУ и дизельных энергоустановок (ДЭУ), которые в настоящее время составляют основы локальных систем электро-

снабжения обширных северных и приравненных к ним территорий страны. Использование энергии ветра в России весьма незначительно, хотя в стране имеется хороший производственный потенциал для разработки серийных или массовых ВЭУ любой мощности (от сотен ватт до 1 МВт).

Весьма ощутимы успехи развития ветроэнергетики в мире, где ежегодный прирост мощности в последнее пятилетие составляет 30% и более в разных странах.

1.6.3. Солнечная энергетика

Лучистая энергия Солнца, поступающая на Землю, представляет собой самый значительный источник энергии, которым располагает человечество. Поток солнечной энергии на земную поверхность эквивалентен условному топливу $1,2 \cdot 10^{14}$ т. Солнце, как и другие звезды, состоит из высокотемпературной плазмы. В его составе 82% водорода, 17% гелия, остальные элементы составляют около 1%. Внутри Солнца существует область высокого давления, где температура достигает 15—20 млн град. На Солнце имеется в незначительном количестве кислород, и поэтому процессы горения, понимаемые в обычном смысле, не протекают сколько-нибудь заметно. Огромная энергия образуется на Солнце за счет синтеза легких элементов водорода и гелия.

Одна из проблем использования солнечной энергии заключается в том, что наибольшее количество ее поступает летом, а наибольшее потребление энергии происходит зимой.

Солнечная энергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая основы, методы и средства использования солнечного излучения или солнечной радиации для получения электрической, тепловой и других видов энергии и использования их в народном хозяйстве.

Солнечное излучение (СИ) — это процесс переноса энергии при распространении электромагнитных волн в прозрачной среде. По квантовой теории электромагнитные волны — это поток элементарных частиц и фотонов с нулевой массой покоя, движущихся в вакууме со скоростью света. В космосе через 1 м^2 в 1 с проходит $3 \cdot 10^{21}$ фотонов, энергия которых зависит от длины волны (мкм).

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около $500 \cdot 10^6 \text{ км}^2$. Поток солнечной радиации, достигающей Земли, по разным оценкам, составляет $(7,5—10) \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$, или (0,85—

$1,2) \cdot 10^{14}$ кВт, что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии.

Солнечное излучение на поверхность Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, ее географических и климатических особенностей, состояния атмосферы, высоты Солнца над горизонтом, размещения приемника СИ на Земле и по отношению к Солнцу и т.д.

Поток солнечного излучения на Землю меняется, достигая максимума в $2200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в год из-за практического отсутствия облачности для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где поток СИ меняется в пределах от 800 до $1400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в год. При этом продолжительность солнечного сияния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год и несколько более. Максимум указанных значений на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергии от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана.

В мире сегодня солнечная энергетика весьма интенсивно развивается и занимает заметное место в топливно-энергетическом комплексе ряда стран, например в Германии. В этой стране, как в ряде других развитых и развивающихся стран, приняты законы, благодаря которым осуществляется поддержка развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии и, в частности, солнечной энергетики.

Солнечная энергия на Земле используется с помощью солнечных энергетических установок, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду преобразования солнечной энергии в другие виды энергии — теплоту или электричество;
- по концентрированию энергии — с концентраторами и без концентраторов;
- по технической сложности — простые (нагрев воды, сушилки, нагревательные печи, опреснители и т.п.) и сложные.

Последние можно подразделить на два подвида. Первый базируется в основном на системе преобразования солнечного излучения в тепло, которое далее чаще всего используется в обычных схемах тепловых электростанций. К ним относятся: башенные СЭС, солнечные пруды, солнечные энергетические установки с параболоцилиндрическими концентраторами.

Второй подвид базируется на прямом преобразовании солнечного излучения в электроэнергию с помощью солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ).

Солнечные коллекторы (СК) — это технические устройства, предназначенные для прямого преобразования СИ в тепловую энергию в системах теплоснабжения для нагрева воздуха, воды или других жидкостей. Системы теплоснабжения обычно принято разделять на *пассивные* и *активные*. Самыми простыми и дешевыми являются пассивные системы теплоснабжения, которые для сбора и распределения солнечной энергии используют специальным образом сконструированные архитектурные или строительные элементы здания или сооружения и не требуют дополнительного специального оборудования.

В настоящее время в мире все большее распространение получают активные системы теплоснабжения со специально установленным оборудованием для сбора, хранения и распространения энергии СИ, которые по сравнению с пассивными позволяют значительно повысить эффективность использования СИ, обеспечить большие возможности регулирования тепловой нагрузки и расширить область применения солнечных систем теплоснабжения в целом.

Солнечные коллекторы классифицируются по следующим признакам:

- 1.6.4. назначению — для горячего водоснабжения, отопления;
- 1.6.5. виду теплоносителя — жидкостные и воздушные;
- 1.6.6. продолжительности работы — сезонные и круглогодичные;
- 1.6.7. техническому решению — одно-, двух- и многоконтурные.

Сегодня наиболее распространены плоские водонагреватели или СК, позволяющие использовать как прямую, так и диффузную составляющую СИ, которая весьма значительна в условиях России.

Такой СК представляет собой теплоизолированный с тыльной стороны к СИ и боков ящик, внутри которого расположены теплопоглощающие каналы, по которым движется теплоноситель. Сверху СК закрыт светопроникающим материалом. Циркуляция теплоносителя (чаще всего воды) в таком подогревателе может осуществляться принудительно с помощью небольшого насоса или естественным путем за счет разности гидростатических давлений в столбах холодной и горячей воды (см. рис. 6.3, а).

Обычный солнечный водоподогреватель для нагрева воды до 50—60 °С, в котором облучаемая поверхность ориентирована на юг под углом 25—35° к горизонту, имеет дневную производительность в среднем 70—80 л воды с 1 м² поверхности нагревателя.

В ряде стран мира солнечные коллекторы систем теплоснабжения стали обычным атрибутом жизни. Технологии эффективного нагрева воды для бытовых целей с помощью СИ достаточно хорошо отработа-

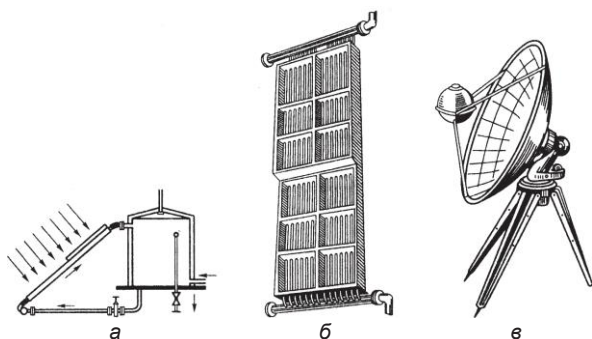


Рис. 6.3. Солнечный водонагреватель:
а — схема установки; *б* — секция солнечного водонагревателя;
в — параболический концентратор СИ

ны. Например, в США более 60% находящихся в среднем на широте Крыма частных и общественных бассейнов обогреваются за счет СИ. При этом используются простейшие и дешевые системы — бесстеклянные, без тепловой изоляции, пластиковые.

Солнечные фотоэлектрические установки в настоящее время находят все более широкое распространение и применение как источники энергии для средних и малых автономных потребителей, а иногда и для больших солнечных электростанций, работающих в энергосистемах параллельно с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС. Конструктивно СФЭУ обычно состоит из солнечных батарей в виде плоских прямоугольных поверхностей, работа которых заключается в преобразовании энергии СИ в электрическую энергию. Электрический ток в фотоэлектрическом генераторе возникает в результате процессов, происходящих в фотоэлементе при попадании на него СИ. Наиболее эффективны фотоэлектрические генераторы, основанные на возбуждении ЭДС (электродвижущей силы) на границе между проводником и светочувствительным полупроводником (например, кремнием) или между разнородными проводниками.

За последние десятилетия фотоэнергетика сделала очень большие шаги в решении двух основных проблем: повышении КПД СФЭУ и снижении стоимости их производства.

Наибольшее распространение получили СФЭУ на основе кремния трех видов: монокристаллического, поликристаллического и аморфного. В промышленном производстве находятся СФЭУ со следующими КПД:

- 1) монокристаллический — 15—16% (до 24% на опытных образцах);

- 2) поликристаллический — 12—13% (до 16% на опытных образцах);
- 3) аморфный — 8—10% (до 14% на опытных образцах).

Все эти данные соответствуют так называемым *однослойным фотоэлементам*. Сегодня уже исследуются двух- и трехслойные фотоэлементы, которые позволяют использовать большую часть солнечного спектра по длине волны солнечного излучения. Для двух-слойного фотоэлемента на опытных образцах получен КПД 30%, а трехслойного — 35—40%.

Наконец, в последние годы появился весьма перспективный конкурент для кремния в СФЭУ — арсенид галлия. Установки на его основе даже в однослойном исполнении имеют КПД до 30% при гораздо более слабой зависимости его КПД от температуры, поскольку во время работы СФЭУ поверхности их сильно нагреваются, что приводит к снижению их энергетических показателей. Для охлаждения таких установок необходимо использовать охлаждающую воду.

В настоящее время СФЭУ с успехом используются в ряде стран мира, особенно в Японии, Германии и США.

По экспертным оценкам, вновь вводимая за год мощность СФЭУ в мире в 2010 г. — 700 МВт при среднегодовом приросте около 25%.

1.7. Паровые турбины ТЭС

1.7.1. Основные сведения

Паровые турбины представляют собой основной тип тепловых машин (двигателей), служащих для привода электрических генераторов современных тепловых электростанций.

По сравнению с другими типами тепловых двигателей (паровыми машинами, двигателями внутреннего сгорания и газовыми турбинами) паровые турбины имеют ряд существенных преимуществ: постоянная частота вращения вала, возможность получения частоты вращения, одинаковой с частотой вращения электрогенератора, экономичность работы и большая концентрация единичных мощностей в одном агрегате. Кроме того, паровые турбины относительно просты в обслуживании и обладают способностью изменения рабочей мощности в широком диапазоне электрической нагрузки.

Принцип действия паровой турбины заключается в преобразовании тепловой энергии пара, поступающего из парогенератора, в кинетическую энергию потока пара, который, воздействуя на рабочее колесо турбины, приводит его во вращение, отдавая при этом часть своей энергии.

Принципиальная схема работы пара в турбине показана на рис. 8.1а. Поступающий из парогенератора к турбине пар сначала проходит через сопла 1, где его потенциальная энергия преобразуется в кинетическую энергию потока, после чего с большой скоростью направляется на рабочие лопатки 2, расположенные на ободе диска (ротора) 3 или специального барабана, закрепленного на валу турбины 4.

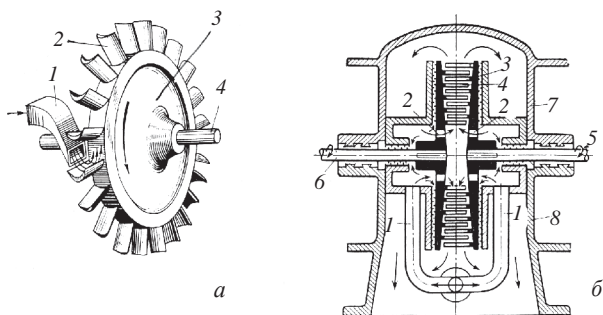


Рис. 8.1. Принципиальная схема работы пара в турбине:
а — турбина аксиальная: 1 — сопло; 2 — лопатки; 3 — диск; 4 — вал;
б — турбина радиального типа: 1 — подвод пара; 2 — диски;
3, 4 — рабочие лопатки; 5, 6 — валы; 7, 8 — корпус

По направлению потока пара различают *осевые*, или *аксиальные*, турбины, в которых поток направлен вдоль оси ротора, и *радиальные*, в которых поток направлен от центра к периферии ротора (см. рис. 8.1, б).

Рабочие лопатки имеют изогнутую форму и в совокупности образуют систему криволинейных каналов (так называемую рабочую решетку). При повороте потока пара в каналах таких решеток возникают центробежные и реактивные силы, вращающие диск (ротор) и связанный с ним вал, соединенный через специальную муфту с электрическим генератором (или другим рабочим механизмом, например насосом, компрессором, воздуходувкой и т.п.).

В конструкции турбины выделяют два основных элемента: сопловые каналы (сопловые решетки) и рабочие колеса с лопатками, образующие рабочие решетки. Сопловый аппарат вместе с соответствующими рабочими лопатками образует *ступень давления*. Поэтому рассмотренную простейшую турбину (см. рис. 8.1, а) называют *одноступенчатой*. При работе современных ТЭС перепады теплоты в тур-

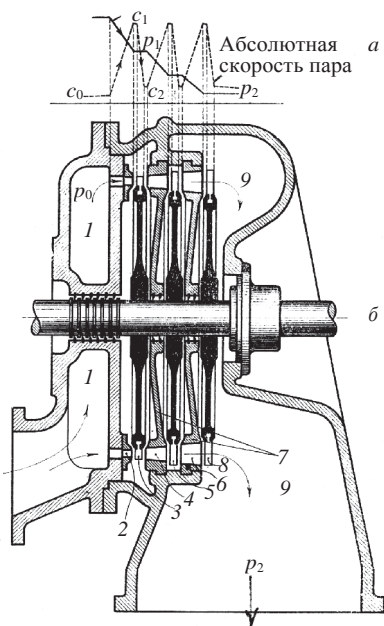


Рис. 8.2. Активная турбина с тремя ступенями давления:
a — изменение давления пара и абсолютной скорости пара; *б* — поперечный разрез турбины; 1, 9 — камеры свежего и отработавшего пара;
 2, 4, 6 — сопла; 3, 5, 8 — рабочие лопатки; 7 — диафрагмы

бинах высоких начальных и низких конечных параметров пара могут

достигать больших значений — 1200—1500 кДж/кг. Поэтому для создания мощных и эффективных турбин применяют *многоступенчатые* турбины. В качестве примера на рис. 8.2 показана схема активной турбины с тремя ступенями давления (дискового типа).

Если преобразование потенциальной энергии пара в кинетическую происходит только в сопловых решетках, то такой принцип работы пара в турбине называют *активным*, асоответствующие ступени турбин — *активными ступенями*. Если же преобразование потенциальной энергии пара происходит не только в сопловых (неподвижных), но и во вращающихся рабочих решетках, то такой принцип действия пара называют *реактивным*, а соответствующие ступени — *реактивными*.

1.7.2. Классификация и основные конструкции паровых турбин

По назначению турбины подразделяют на *чисто конденсационные, с противодавлением* (отработавший пар используют для каких-либо производственных или бытовых целей; если отработавший пар используют в других турбинах, то такую противодавленческую турбину называют *предвключенной*), *конденсационные с отбором пара, с отбором и противодавлением мягкого пара* (турбина использует, кроме свежего пара, отработавший на производстве пар, который подводится в одну из промежуточных ступеней турбины) и др.

Каждая турбина обозначается шифром, состоящим из трех частей: первая из них — буквенная, остальные цифровые. Буквенная часть шифра характеризует тип турбины, а именно:

К — конденсационная без регулируемых отборов;

Т — с теплофикационным регулируемым отбором пара ($p = 0,7—2,5$ бар);

П — с производственным регулируемым отбором пара ($p \geq 3$ бар);

Р — с противодавлением.

Вторая (цифровая) часть шифра дает номинальную мощность турбины (тыс. кВт). Третья часть шифра обозначает давление свежего пара. У турбин типов П и Р третья часть шифра представляет собой дробь, числитель которой указывает давление свежего пара, а знаменатель — давление отборного или противодавленческого пара.

Так, например, конденсационная турбина мощностью 50 тыс. кВт с начальным давлением 127,5 бар (130 ат) обозначается К-50-130. Та же турби-

на, но с двумя регулируемыми отборами пара — производственным давлением ~ 7 бар и теплофикационным — обозначается ПТ-50-130/7 и т.д.

Для иллюстрации конструктивных схем паровых турбин на рис. 8.10—8.14 приведены общие виды некоторых турбин, используемых на электрических станциях.

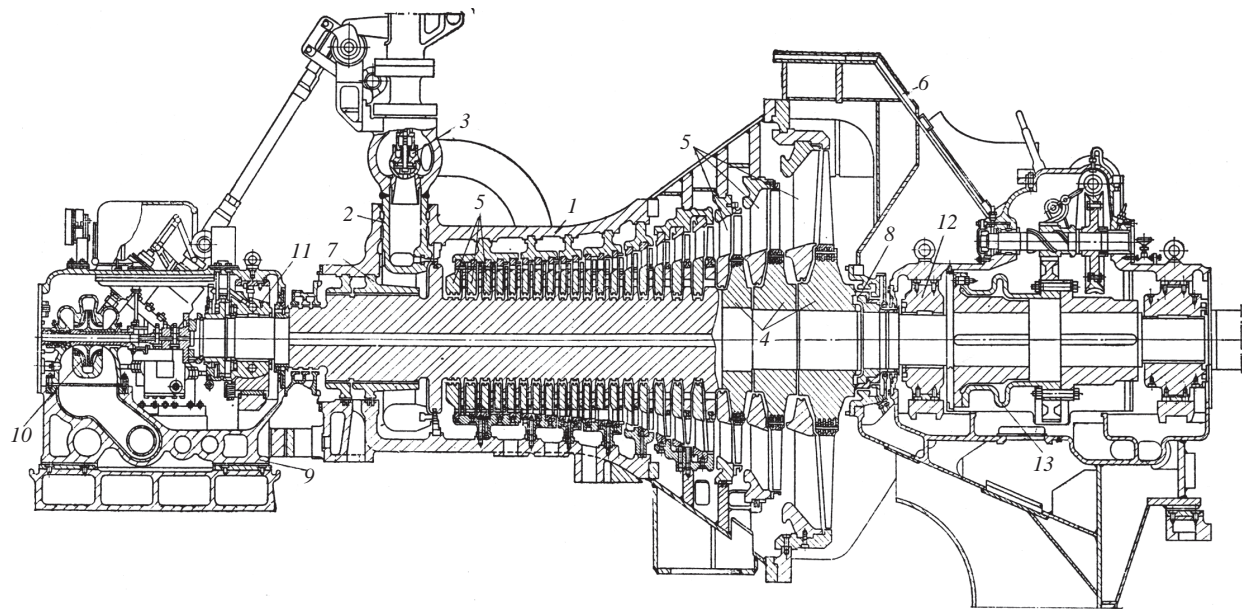


Рис. 8.10. Продольный разрез активной турбины 50 тыс. кВт
(обозначения 1—13 см. в тексте)

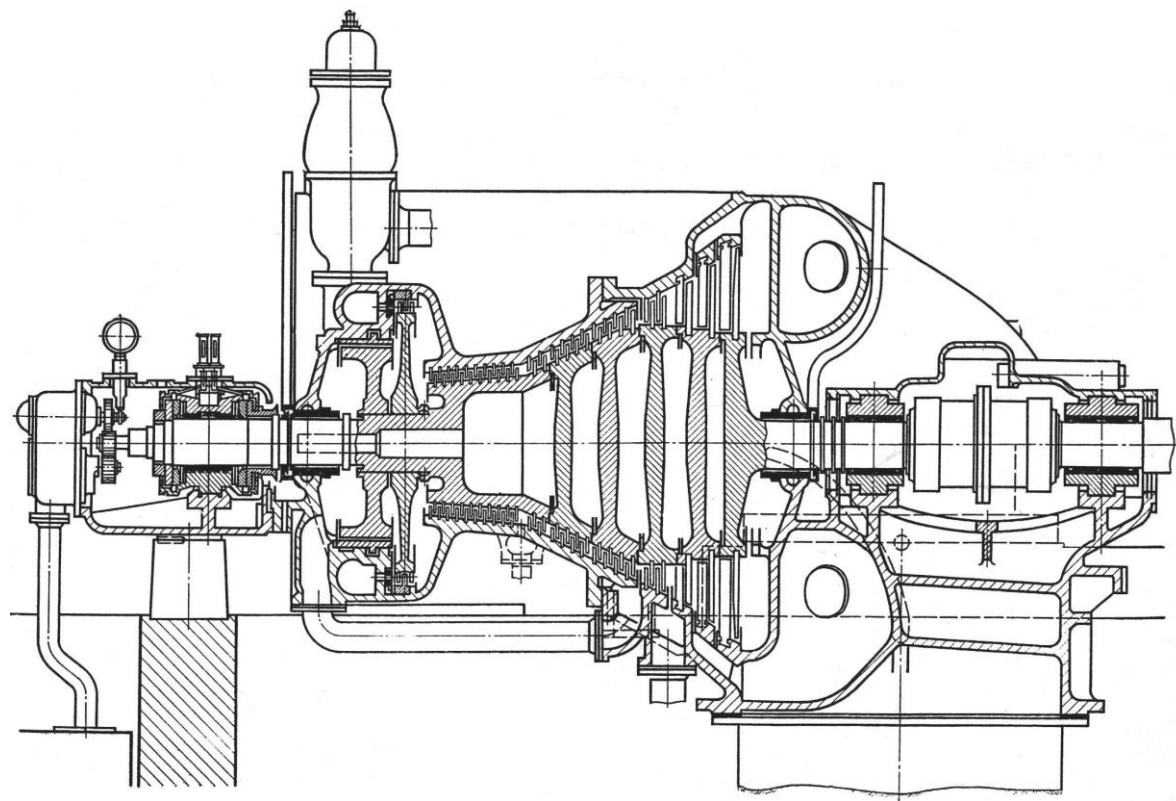


Рис. 8.11. Продольный разрез реактивной турбины 20 тыс. кВт

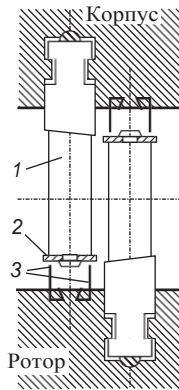


Рис. 8.12. Крепление реактивных лопаток в корпусе и роторе турбины:
1 — неподвижные лопатки; 2 — бандаж; 3 — гребешки уплотнения

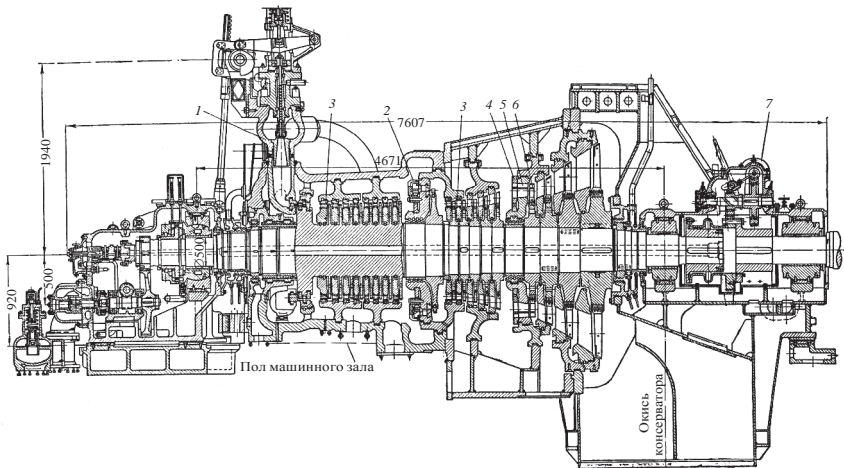


Рис. 8.13. Турбина ПТ-25-90/10 с двумя регулируемыми отборами пара при 10 и 1,2 бар:
1 — паровая коробка; 2 — диафрагма с разгруженным реактивным кольцом; 3 — сварные диафрагмы; 4 — поворотное кольцо; 5 — двухъярусные направляющие лопатки; 6 — двухъярусные рабочие лопатки; 7 — валоповоротное устройство

В качестве характерной конструкции паровой турбины на рис. 8.10 приведен продольный разрез конденсационной турбины мощностью 50 тыс. кВт, $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$, изготовленной на ЛМЗ (Ленинградский металлический завод).

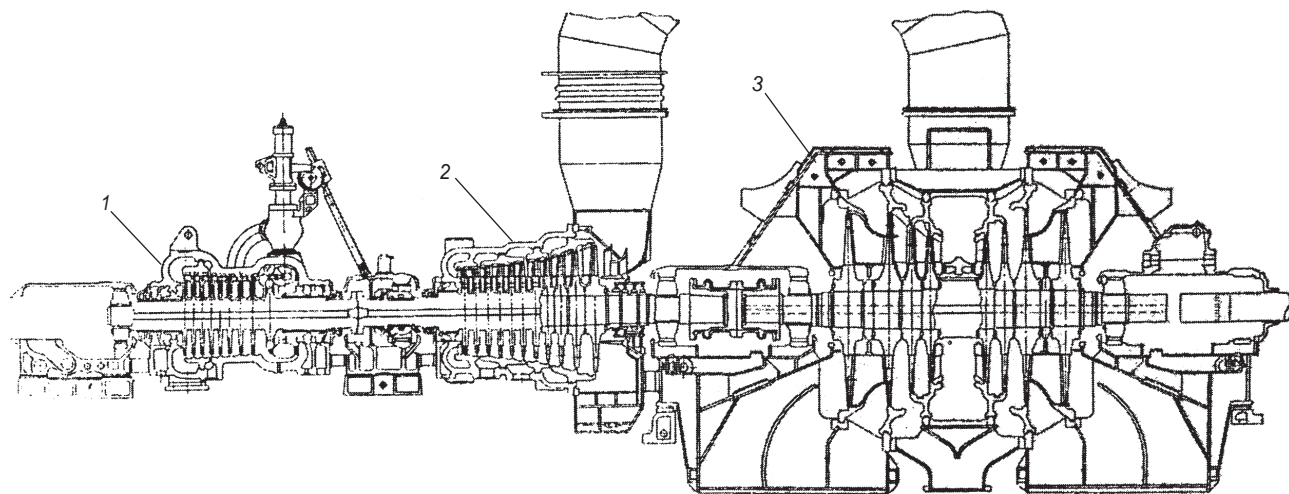


Рис. 8.14. Продольный разрез турбины К-200-130:
 1 — первый корпус; 2 — второй корпус; 3 — третий корпус

Пар с начальными параметрами 9,0 МПа и 535 °С подводится по паровпускной трубе к расположенной на корпусе турбины паровой коробке 2, в которой размещены регулирующие клапаны 3. Из клапанной коробки пар через одновенечную регулирующую ступень подводится к проточной части турбины, состоящей из 21 ступени. Первые 18 ступеней имеют рабочие диски (колеса), выполненные за одно целое с валом турбины. Последующие три ступени 4 имеют диски, посаженные с натягом на вал. На ободах каждого диска укреплены рабочие лопатки.

Сопловые решетки первой регулирующей ступени укреплены в паровой коробке, приваренной к корпусу турбины 1. Диски остальных ступеней разделены неподвижными промежуточными диафрагмами 5. В каждой диафрагме размещены неподвижные сопловые решетки. Часть корпуса 1, охватывающая первые 14 ступеней высокого давления, выполнена в виде стальной отливки. Остальные ступени размещены в сварной части корпуса. Выхлопной патрубок турбины 6 сварен из листовой стали. В корпусе турбины предусмотрено пять патрубков для отбора пара из промежуточных ступеней турбины. Эти нерегулируемые отборы предназначены для подогрева питательной воды.

Вал ротора турбины опирается на два подшипника. Передний подшипник 11 имеет несколько более сложную конструкцию, чем задний 12, так как он, помимо веса ротора, воспринимает также осевые усилия, возникающие при протекании пара через лопатки ротора. Конструкция переднего подшипника дает возможность фиксировать осевое положение ротора по отношению к корпусу турбины. Такой подшипник носит название опорно-упорного.

Там, где вал турбины проходит через ее корпус, расположены два концевых уплотнения 7 и 8. Переднее концевое уплотнение 7, работающее в области избыточных давлений пара, служит для предотвращения утечки пара из корпуса турбины в окружающую среду. Заднее концевое уплотнение 8, работающее в области вакуума, защищает выходную часть турбины от присоса воздуха из окружающей среды, при котором ухудшается экономичность работы турбины и снижается развиваемая ею мощность.

В местах, где вал проходит через расположенные между рабочими дисками перегородки-диафрагмы, установлены промежуточные уплотнения, препятствующие протечкам пара из одной ступени в другую в обход сопловых решеток. Диски рабочих колес имеют разгрузочные отверстия для выравнивания давления по обе стороны диска.

На переднем конце вала турбины расположен предельный скоростной регулятор, который служит для предотвращения повышения ча-

стоты вращения вала турбины более чем на 10—12% сверх номинальной. Масляный насос 10 предназначен для подачи масла в систему смазки подшипников турбоагрегата, управления и привода механизма системы автоматического регулирования турбины. Масляный насос и опорно-упорный подшипник опираются на станину 9.

На противоположном конце вала размещена муфта 13, служащая для передачи крутящего момента валу генератора. Рядом с муфтой установлено валоповоротное устройство, состоящее из электродвигателя и червячно-зубчатой передачи. Валоповоротное устройство служит для медленного вращения вала неработающей турбины в период пуска и останова агрегата для обеспечения равномерного прогрева или остывания ротора турбины и равномерности распределения возникающих при этом термических деформаций. С передним концом вала связан указатель числа оборотов — тахометр, служащий для определения частоты вращения.

Корпус турбины, а также корпуса подшипников имеют горизонтальный разъем на уровне вала турбины в форме фланцевого соединения. Это дает возможность разборки и сборки турбины путем съема верхней части ее корпуса.

На рисунке 8.11 показан продольный разрез реактивной турбины. Ротор таких турбин обычно выполнен в виде сварного барабана, а корпус не имеет диафрагм. Выполнение ротора реактивных турбин в виде барабана, а не отдельных дисков объясняется стремлением к уменьшению осевых усилий, стремящихся сдвинуть ротор в сторону движения потока пара. Эти усилия особенно велики в турбинах реактивного типа, так как давление пара по обе стороны рабочих лопаток различно. Если бы на ступенях реактивных турбин рабочие лопатки закреплялись на дисках, то эта разность давлений, действуя на всю площадь дисков, могла бы создать осевое усилие весьма большой величины. Даже при использовании в реактивных турбинах барабанных роторов осевые усилия получаются значительно большими, чем в турбинах с активными ступенями.

При барабанных роторах рабочие лопатки крепятся непосредственно на наружной поверхности барабанов и потому нет необходимости в применении для размещения сопловых решеток каких-либо специальных перегородок-диафрагм. Лопатки сопловых решеток в этом случае могут крепиться непосредственно в корпусе турбины, как это более детально показано на рис. 8.12.

Для предотвращения протекания пара внутри ступеней в обход сопловых и рабочих решеток лопатки реактивных ступеней снабжены

внутренними уплотнениями, выполненными в виде гребенок, закрепленных в роторе (для сопловых) и корпусе (для рабочих лопаток).

Поскольку в реактивных турбинах осевые усилия намного больше, чем в активных, то для их восприятия в реактивных турбинах применяется специальное устройство — разгрузочный поршень (см. рис. 8.11). Такой поршень, находящийся под давлением пара регулирующей (обычно активной) ступени турбины, выполняют с большим диаметром, чем расположенную за регулирующей ступенью нерегулируемую реактивную ступень. Поэтому давление пара в камере регулирующего колеса, действующее на площадь, определяемую разностью этих диаметров, создает силу, направленную в сторону, противоположную осевому усилию, возникающему при работе турбины. Разность диаметров поршня и турбины рассчитывается таким образом, чтобы уравновесить осевые усилия, действующие вдоль ротора турбины.

В остальном отдельные элементы конструкции реактивной турбины тождественны конструкции активных турбин.

На рисунке 8.13 дан продольный разрез турбины ЛМЗ типа ПТ-25-90/10 мощностью 25 000 кВт на начальные параметры пара 88 бар и 500 °С с двумя регулируемыми отборами: при 10 бар с расходом 20 кг/с и при 1,2—2,4 бар — 15 кг/с и тремя нерегулируемыми отборами для регенеративного подогрева питательной воды.

Часть высокого давления (ЧВД) состоит из двухвенечной регулировочной ступени и восьми ступеней давления. Диски этих ступеней изготовлены заодно с валом. Часть среднего давления (ЧСД) состоит из одновенечной регулировочной ступени и пяти ступеней давления. Часть низкого давления (ЧНД) состоит из регулировочной ступени и трех ступеней давления. Диски ступеней ЧСД и ЧНД — насадные.

Пар подается в турбину через четыре регулирующих клапана. Регулирование пропуска пара после регулируемых отборов осуществлено с помощью поворотных диафрагм, что позволило выполнить турбину в одном корпусе. Минимальный пропуск пара ЧНД составляет 2,2 кг/с при давлении в отборе 1,2 бар.

На рисунке 8.14 приведен продольный разрез трехкорпусной турбины типа К-200-130 мощностью 200 000 кВт на 3000 мин⁻¹, построенной ЛМЗ, с начальными параметрами пара $p_0 = 127,5$ бар, $t_0 = 565$ °С и давлением в конденсаторе $p_k = 0,034$ бар. Турбина работает в блоке с котельным агрегатом производительностью 640 т/ч пара.

Свежий пар поступает через два клапана автоматического затвора, а от них по четырем трубам к четырем регулирующим клапанам, рас-

положенным на корпусе ЧВД. Корпус ЧВД частично литой и частично сварной конструкции. Проточная часть состоит из регулирующей ступени и 11 ступеней давления, диафрагмы которых установлены в трех обоймах. Ротор ЧВД цельнокованый.

При выходе из ЧВД пар с параметрами $p = 24,5$ бар и $t = 340$ °С направляется в промежуточный пароперегреватель котла. Перегретый пар с давлением 20,5 бар и температурой 565 °С через два защитных клапана по четырем трубам поступает к регулирующим клапанам, установленным на корпусе ЧСД. Защитные клапаны переключают пар в конденсатор в случае полного сброса нагрузки. Они работают так же, как и автоматические стопорные клапаны свежего пара.

В ЧСД размещаются 11 ступеней давления. Диафрагмы первых трех ступеней установлены в выточках корпуса. Последние четыре диска насажены в горячем состоянии.

Пар с параметрами $p = 1,56$ бар и $t = 235$ °C подводится по перепускным трубам из ЧСД к ЧНД и разветвляется на два потока. В каждом потоке расположено по четыре симметричные ступени. Предпоследняя ступень — двухъярусная. Отработавший пар из выхлопных патрубков турбины направляется в два приваренных к ним конденсатора.

Лопатка двухъярусной ступени разделена по высоте на две части. Через нижнюю часть проходит большее количество пара, которое далее поступает в сопла последней ступени. Профиль верхней части двухъярусной лопатки рассчитывается так, что пар, поступающий сюда, расширяется до конечного давления за турбиной, не проходя последних лопаток. Таким образом, последняя ступень должна пропустить не все количество пара, проходящего через ЧНД.

Корпус ЧНД состоит из трех разъемных частей: средняя часть литая из чугуна, а выхлопные части сварные. Ротор ЧНД лежит на двух опорных подшипниках, а роторы ЧВД и ЧСД, соединенные жесткой муфтой, - на трех, причем средний подшипник-комбинированный. Подвод пара в ЧВД и ЧСД производится со стороны среднего подшипника. Такое расположение позволило уменьшить длину трубы на 1,5 м и разгрузить упорный подшипник. Роторы ЧСД и ЧНД, а также роторы ЧНД и генератора соединены полугибкими муфтами. На корпусе подшипника между ЧНД и генератором расположено валоповоротное устройство для медленного вращения роторов, обеспечивающее равномерный прогрев их перед пуском или равномерное остывание после останова турбин компрессора.

Глава 2. Передача электрической энергии

2.1. Основные понятия, термины, определения

Производство электрической энергии концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и т. п.) удалены от её источников на десятки, сотни тысячи километров и распределены на значительной территории.

Для характеристики системы передачи и распределения электрической энергии (ЭЭ) и всей структуры «генерация – передача – потребление» введём некоторые понятия, термины и определения.

Электроустановка – совокупность аппаратов, машин, оборудования и сооружений, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления ЭЭ. Электроустановки (ЭУ) разделяют по величине напряжения до 1000 В (низковольтные ЭУ) и выше 1000 В (высоковольтные ЭУ).

Электростанция – электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключённой в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) при помощи турбо- и гидрогенераторов.

Подстанция – электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформаторов) и других преобразователей ЭЭ, распределительных и вспомогательных устройств. В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными или преобразовательными – выпрямительными, двигатель-генераторными и др. Подстанция может быть повышающей (повысительной), если преобразование величины напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (подстанции электростанций), и понижающей (понижительной) – в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).

Центр, источник электропитания – источник ЭЭ, на сборных шинах (зажимах) которого осуществляется автоматическое регулирование режима напряжения. Наряду с электростанциями это шины подстанции с трансформаторами, оснащёнными регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН), регулируемые источниками реактивной мощности, линейными регуляторами и др.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, входящая в состав любой подстанции; предназначена для приёма и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения.

Наряду с подстанциями электрическая энергия может распределяться на *распределительных пунктах* – устройствах, предназначенных для приёма и распределения ЭЭ на одном напряжении (без трансформации) и не входящих в состав подстанции.

Линия электропередачи (ЛЭП) – электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняют воздушными, кабельными, а также в виде токопроводов на промышленных предприятиях и электростанциях и внутренних проводок в зданиях и сооружениях.

Потребитель ЭЭ, электроприёмник (ЭП) – аппарат, агрегат, механизм (электродвигатель, преобразователь, светильник и др.), потребляющий или преобразующий ЭЭ в другие виды энергии. С позиции структурной иерархии системы передачи и распределения ЭЭ к потребителям может быть отнесена совокупность электрических нагрузок (ЭН) (дом, посёлок, завод и т. д.), получающих электропитание с шин подстанций того или иного напряжения. В ряде случаев в качестве потребителей рассматривают подстанции, от которых осуществляется электроснабжение жилого района, промышленного предприятия и др. объектов.

Элементами системы передачи и распределения ЭЭ являются: линии электропередачи различных конструкций и напряжений (W), устройства про-дольной и поперечной компенсации (КУ) параметров ЛЭП (установки про-дольной компенсации и шунтирующие реакторы); трансформаторные под-станции (силовые трансформаторы (Т) и автотрансформаторы, выключатели, разъединители, контрольно-измерительные приборы и т. п.); источники реактивной мощности (ИРМ) (конденсаторные батареи, синхронные и статические тиристорные компенсаторы); устройства защиты и автоматики, т. е. автоматические регуляторы (АР), устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ).

Электропередача – это линия с повышающей и понижающей подстанциями, служащая для транзитной передачи электроэнергии от станции к концентрированному потребителю, получающему электроэнергию от шин низшего напряжения понижающей подстанции.

Электрическая сеть – объединение преобразующих подстанций, распределительных устройств, переключательных пунктов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения её между потребителями. Электрическая сеть эквивалентна развитой высоковольтной сети электропередач. Отдельная электропередача в узком смысле представляет собой электрическую сеть. Развитая электрическая сеть, как по составу электроустановок, так

по функциональному назначению, образует систему передачи и распределения электроэнергии.

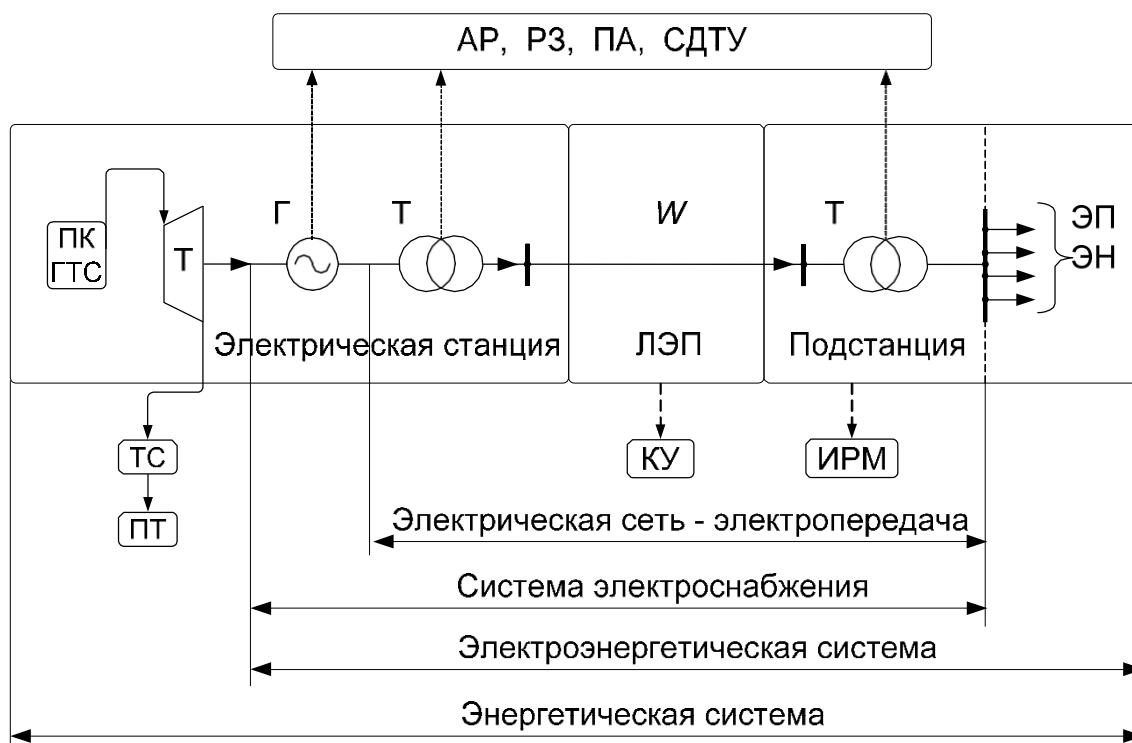


Рис. 1.1. Взаимосвязь объектов, обеспечивающих производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии

В современных условиях отдельные электропередачи и в целом системы передачи распределения электроэнергии не работают изолированно; они связывают (объединяют) большинство электрических станций в электроэнергетическую систему для совместной (параллельной) работы на общую электрическую нагрузку и централизованного снабжения электроэнергией всех потребителей.

Электроэнергетическая (электрическая) система (ЭЭС) – совокупность электрической части электростанций, электрических сетей (сетей электропередач) и потребителей электроэнергии (электроприёмников), а также устройств управления, регулирования и защиты, объединенных общностью режима и непрерывностью (одновременностью) процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) – объединение электростанций, электрических и тепловых сетей (ТС) и ряда установок и устройств для

производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии. Установки и устройства: источники энергии – паровые котлы (ПК) или гидротехнические сооружения (ГТС), турбины (Т), генераторы (Г); нагрузки – потребители электрические (ЭН) и тепловые (ПТ) и др.

Более широким, чем электрическая сеть, является понятие «система электроснабжения». Она объединяет все электроустановки, предназначенные для обеспечения потребителей электрической энергией. Из рис. 1.1 ясно, что система электроснабжения эквивалентна (с учетом ЭП) электрической части энергетической системы – электроэнергетической системе.

Электрическая сеть или эквивалентная ей система передачи и распределения электрической энергии, являющаяся частью электроэнергетической системы, должна удовлетворять ряду требований: обеспечивать надёжное, а в отдельных случаях бесперебойное электроснабжение, устойчивость работы, питать потребители электроэнергией нормированного качества, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития (расширения), безопасности и удобства эксплуатации, учитывать возможность выполнения релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

2.2. Характеристика системы передачи электрической энергии

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, её производящих, до крупных районов электропотребления или распределительных узлов ЭЭС составляют развитые сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и междисистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше. Их появление вызвано необходимостью размещения крупных ТЭС и АЭС за пределами жилых зон, а также возможностью выработки части ЭЭ гидроэлектростанциями, расположенными на относительно удалённом расстоянии от

городов. Внутрисистемные и межсистемные магистральные линии электропередачи, включая дальние (протяженные) ЛЭП, объединяющие на совместную (параллельную) работу электростанции и наиболее крупные подстанции (районы электропотребления), составляют системообразующую сеть. Назначение такой сети – формирование ЭЭС и одновременно выполнять функции передачи, транзита электрической энергии.

Одним из основных требований, предъявляемых к таким передающим и связующим сетям, является обеспечение надежности и устойчивости их работы, т. е. обеспечение работоспособности во всех возможных состояниях (режимах) – нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных. Решение этой задачи в значительной мере возлагается на большой комплекс автоматических устройств: управления, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Совокупность магистральных и системообразующих (передающих) электрических сетей и устройств автоматического регулирования образует систему передачи электрической энергии.

Системообразующая сеть, являющаяся основной сетью энергосистем, предназначена для передачи больших потоков мощности (от сотен МВт до нескольких ГВт) отдаленным потребителям (расстояние до 1000 км и более) и выполняется в основном магистральными линиями электропередачи на переменном токе. Межсистемные линии электропередачи сооружают обычно на напряжение более высокое, чем напряжение внутрисистемных линий соединяемых систем, и включают трансформаторные подстанции по концам. Межсистемные передачи ЭЭ переменным током осуществляются преимущественно на напряжении 500 и 750 кВ. Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в энергосистемах со шкалой номинальных напряжений сетей 110–220–500–1150 кВ и напряжение 750 кВ в ОЭС со шкалой 150–330–750 кВ, в которой в качестве следующей ступени возможно напряжение 1800 кВ.

Сети этих напряжений служат для выдачи мощности крупных электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 500/220, 500/110, 330/110(150) кВ и узлов внутрисистемных связей 1150/500, 750/330 кВ. Линии электропередачи 330 кВ, а в некоторых ЭЭС линии 220 кВ, используются для внутрисистемных связей: выдачи мощности и связи крупных электростанций, для питания и объединения центров электроснабжения 330/110(150), 220/110 систем распределения электроэнергии. В мощных концентрированных ЭЭС с развитой сетью 500 кВ сети 220 кВ выполняют, как правило, распределительные функции.

Номинальное напряжение линий электропередачи зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия. Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования систем передачи ЭЭ. В данном случае необходимо отметить, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономическим причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимно-технических ограничений.

Обеспечение необходимой пропускной способности электропередачи при удовлетворительных экономических показателях представляет наибольшую техническую трудность. Для обеспечения и повышения пропускной способности системообразующих электропередач по условию устойчивости параллельной работы генераторов станций применяются ряд мероприятий и устройств.

2.3. Характеристика систем распределения электрической энергии

Назначение распределительных сетей – доставка электроэнергии непосредственно потребителям напряжением 6–10 кВ, распределение электроэнергии между подстанциями 6–110/0,38–35 кВ района электропотребления, сбор мощности, производимой небольшими станциями (теплофикационными и гидравлическими), мощности которых составляют десятки, иногда сотни мегаватт.

Непрерывный рост во времени этих мощностей приводит к постоянному увеличению номинального напряжения распределительных сетей. Так, ещё до недавнего времени, распределительные функции возлагались, главным образом, на сети 6–35 кВ электроснабжения отдельных групп потребителей. Назначение сетей 110 кВ заключалось в передаче (без промежуточных отборов) этих потоков до зон (территорий) их распределения.

На современном этапе электрификации, развития хозяйственно-экономической деятельности, сопровождающегося увеличением охвата этих территорий и количества крупных энергоёмких предприятий, распределительные функции возлагаются на питающие сети 110 кВ, а в некоторых ЭЭС перешли к разветвлённым линиям электропередачи 220 кВ. Кроме того, рост мощностей, потребляемых промышленными предприятиями, крупными городами, приводит к необходимости применения глубокого ввода линий 110–220 кВ, т. е. максимального приближения повышенных напряжений к узлам, районам электропотребления. Поэтому необходимо отметить условность деления системы передачи и распределения ЭЭ на системообразующие, протяжённые сети (системы передачи ЭЭ) и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению.

Итак, систему распределения ЭЭ составляют сети напряжением 6–150 (220) кВ, включающие две-три ступени (уровня) напряжения с трансформациями 110 (150)/35/6–10 кВ или 220/35/6–10 кВ. Уровень среднего напряжения (СН) соответствует напряжениям сетей 110–150 (220) кВ, питающимся от сетей

высшего напряжения (ВН) 330–750 кВ системы передачи ЭЭ через трансформацию ВН/СН. Уровень низшего напряжения представлен сетями напряжением 6–35 кВ, питающимся от сетей СН с трансформацией СН/НН 110–150 (220)/6–35 кВ или напрямую от сетей ВН с трансформацией ВН/НН с напряжениями 220–330/6–35 кВ. Низковольтные сети 0,22–0,66 кВ также относятся к низшему уровню, образуемому в результате дополнительной трансформации 6–35/0,22–0,66.

Распределительные сети СН передают мощности в десятки мегаватт, сети НН доставляют мощности потребителям от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. Низковольтные, или потребительские сети, питают непосредственно аппараты промышленного или бытового назначения. Нагрузки, питаемые этими сетями 0,22–0,38 кВ (за исключением промышленных), имеют мощности от долей киловатт до нескольких киловатт, в промышленных сетях 0,38–0,66 кВ передаваемая мощность составляет от нескольких десятков и реже до нескольких сотен киловатт.

Электрические сети системы распределения ЭЭ специфичны по структуре (составу), конфигурации и электрическим режимам, и поэтому выделены в отдельный класс напряжением до 150 (220) кВ.

Структура сети определяется их назначением. В частности, сети СН 110–220 кВ, выполняемые, за редким исключением, воздушными линиями, соединены автотрансформаторной связью, содержат крупные подстанции районного значения и могут объединять электростанции небольшой мощности. Сети НН 0,38–35 кВ, рассчитанные на распределение и доставку ЭЭ значительно меньших мощностей, в определённой мере отражают отраслевую принадлежность и могут быть выполнены как воздушными, так и кабельными. Так, сети 35 кВ внешнего электроснабжения промышленных предприятий и городов, сельской электрификации 0,38–35 кВ выполняются воздушными линиями; городские сети 0,38–10 кВ, сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий преимущественно кабельные.

Во многом режимная специфика распределительных сетей определяется их конфигурацией. Конфигурация схемы сети зависит от взаимного расположения центров питания, приёмных подстанций и от требований обеспечения надёжности (резервирования) электроснабжения.

Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При разомкнутой конфигурации – в виде радиальной (рис. 1.2, а) и магистральной (рис. 1.2, б) схем с одним центром питания (ЦП). При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном её исполнении. Кроме того, по причине меньшей суммарной протяжённости ВЛ уменьшается расход опор, изоляторов, линейной арматуры и др. Поэтому магистральные сети дешевле радиальных. Однако они менее надёжны, потому что отключение головного участка выводит из работы все электроприёмники, получающие питание по данной магистрали. Вместе с тем магистральные сети, выполненные шинпроводами, обеспечивают высокую надёжность.

Распределительные сети СН 110–220 кВ снабжают электроэнергией большие районы электропотребления, поэтому выполняются преимущественно резервированными, например, в виде радиально – магистральных схем с одним центром питания (рис. 1.3). Причём нерезервированные разомкнутые схемы следует рассматривать как первую очередь сооружения (развития) резервированной сети – при возможности их резервирования по сети СН или НН. Двойная радиально-магистральная сеть за счёт дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей (рис. 1.3). Эта схема характеризуется равномерной нагрузкой обеих линий, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов короткого замыкания в смежных участках сети, позволяет осуществлять чёткое ведение режима работы.

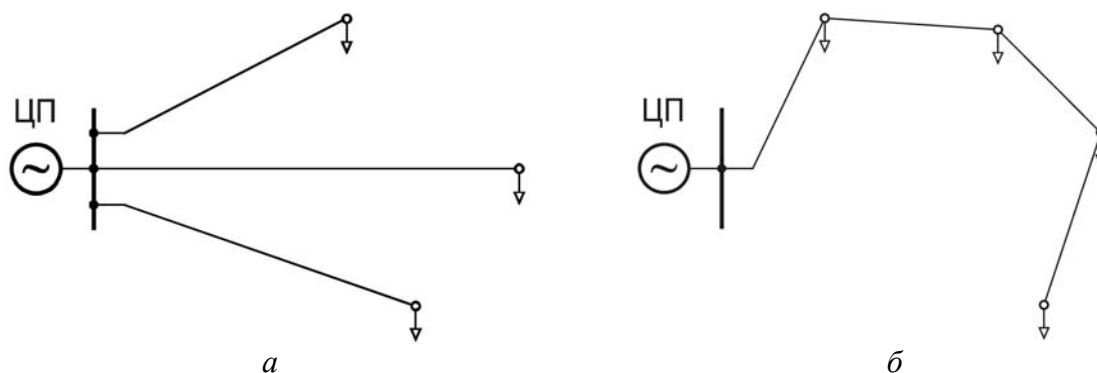


Рис. 1.2. Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:
а – радиальная; б – магистральная

Преимущества разомкнутых сетей является простая конфигурация схемы, низкая стоимость, минимальные затраты проводникового металла и оборудования. Отсутствие перегрузок в аварийных режимах позволяет вести расчёт и выбирать сечения проводов только по нормальному режиму работы. Две радиальные нерезервированные сети (рис. 1.4), питающиеся от одного центра, при развитии за счёт подключения новых участков, удлиняющих магистрали (показано пунктиром), могут быть преобразованы в замкнутую сеть кольцевой конфигурации (петлевая схема), или в сеть с двумя источниками питания (рис. 1.5, а), что позволяет резервировать питание потребителей.

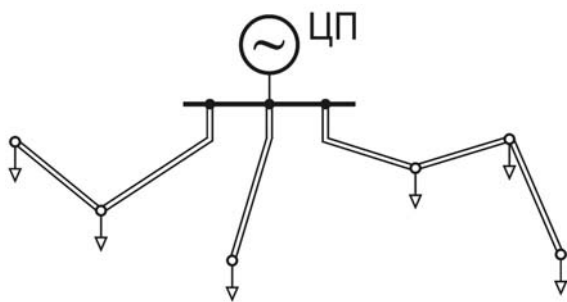


Рис. 1.3. Радиально-магистральная резервированная конфигурация схемы сети

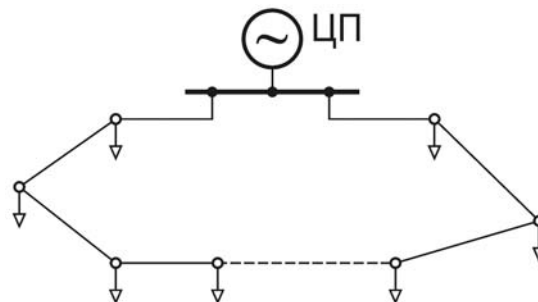


Рис. 1.4. Замкнутая кольцевая конфигурация сети с одним центром питания

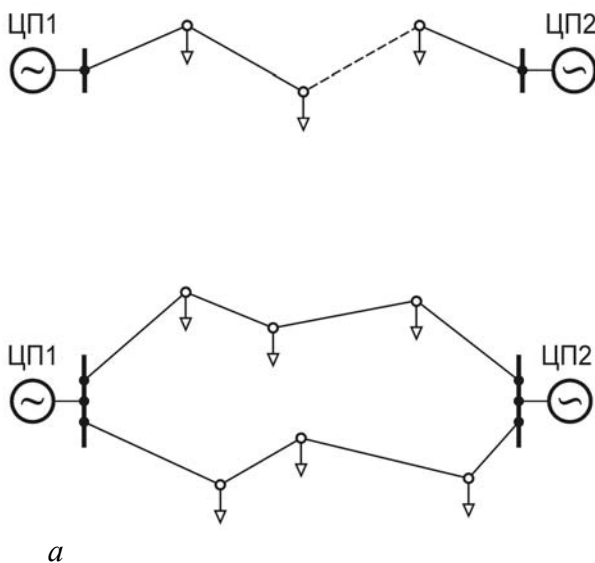


Рис. 1.5. Конфигурация сети с двусторонним питанием:
а – одинарная; б – двойная

Достоинством радиально-магистральной и кольцевой схем является независимость потокораспределения от потоков сети ВН, отсутствие влияния токов коротких замыканий в прилегающих сетях, возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

Широкое применение находят замкнутая одинарная или двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (сеть с двусторонним питанием), что позволяет охватить значительную территорию между двумя источниками ([рис. 1.5, б](#)). Одинарная сеть от двух ЦП может быть образована в результате развития (показано пунктиром) магистральных участков, подключенных к разным источникам ([рис. 1.5, а](#)). Данная конфигурация применяется в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории.

Возможности данной конфигурации ограничиваются пропускной способностью головных участков, т. е. при отключении одного из них необходимо обеспечить электроснабжение всех подстанций сети; в зависимости от мощности трансформаторов ограничено количество подстанций. Двойная конфигурация ([рис. 1.5, б](#))

обладает большей пропускной способностью, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110–220 кВ для электроснабжения протяжённых потребителей – электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

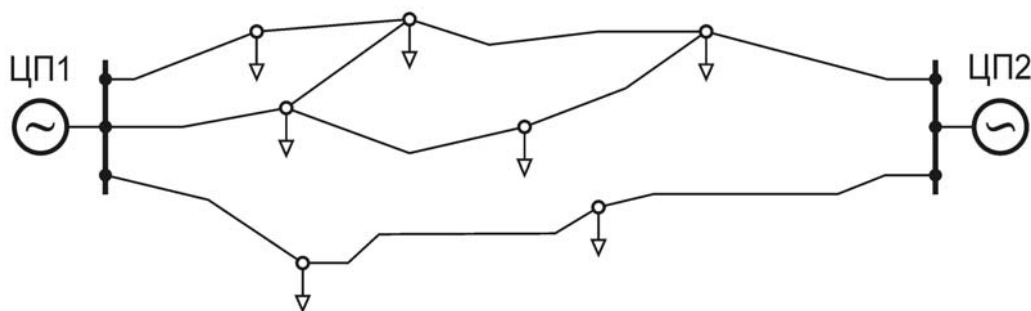


Рис. 1.6. Сложно-замкнутая конфигурация сети

Присоединение новых подстанций в ближайших пунктах с целью снижения суммарной длины линии по сравнению с присоединением по кратчайшему к источнику пути приводит к созданию сложно-замкнутых (многоконтурных) конфигураций, обладающих высокой надёжностью электроснабжения ([рис 1.6](#)). Расчёт, анализ режимов, защита замкнутых сетей, управление ими – задачи более сложные, чем для разомкнутых сетей. Сложно- замкнутые сети дороже радиально-магистральных; их использование выгодно только при большой стоимости перерывов электроснабжения, например, в системах электроснабжения больших городов.

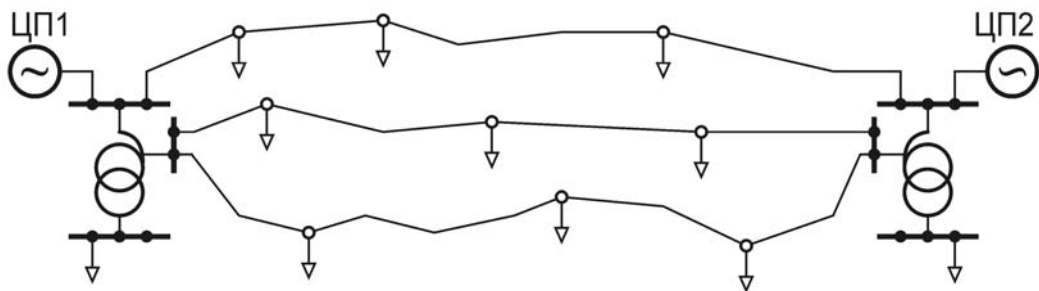


Рис. 1.7. Сложно-замкнутая конфигурация сети двух номинальных напряжений

Распределительные сети НН 0,38–35 кВ выполняют преимущественно разомкнутыми радиальной и магистральной конфигурации, получающими питание от одного ([рис. 1.2](#), [рис. 1.3](#), [рис. 1.4](#)) или двух центров ([рис. 1.5](#), [рис. 1.6](#)). В отдельных случаях эти сети сооружаются как замкнутые ([рис. 1.4](#), [рис. 1.5, а](#)), но эксплуатируемые в разомкнутом режиме (например, в городских сетях).

Главная особенность распределительных сетей НН – их массовость. Количество трансформаторных пунктов, участков сетей достигает в пределах сетевого предприятия несколько сотен. Поэтому в этих сетях для изменения, улучшения режима напряжения используют простые недорогие устройства: трансформаторы без автоматического регулирования и преимущественно не регулируемые конденсаторные батареи.

Распределительные сети НН и особенно сети 0,38–10 кВ сильно разветвлённые, характеризуются большой суммарной протяжённостью.

Схемное построение и функционирование распределительных сетей определяется требуемой надёжностью электроснабжения, отраслевой принадлежностью, характером потребителей.

Литература

1. *Безруких П.П.* Состояние и тенденции развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии // *Электрика*. 2003. № 4.
2. *Белей В.Ф.* Выбор ветроустановок на основе опыта эксплуатации ветропарка Калининградской области // *Электрика*. 2003. № 2.
3. *Быстрицкий Г.Ф.* Энергосиловое оборудование промышленных предприятий. М. : Академия, 2003.
4. *Быстрицкий Г.Ф.* Общая энергетика. М. : Академия, 2005.
5. *Велихов Е.П.* Новые тенденции в энергетической стратегии России // *Перспективы энергетики*. М. : Московский Международный энергетический клуб. Т. 6. 2002. № 2.