The book cover features a detailed decorative border. At the top, a five-pointed star is centered above a banner. The background of the border includes a city skyline on the left, a large dam with water flowing over it on the right, and various mechanical components like gears and a compass at the bottom. The central text is enclosed in a rectangular frame with ornate corners.

ВСЕСОЮЗНОЕ ОБЩЕСТВО
ПО РАСПРОСТРАНЕНИЮ
ПОЛИТИЧЕСКИХ И НАУЧНЫХ
ЗНАНИЙ

В. Я. РЫЖКИН

**СОВРЕМЕННАЯ МОЩНАЯ
ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ**

Серия IV
№№ 34, 35

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЗНАНИЕ»

Москва — 1956

ВСЕСОЮЗНОЕ ОБЩЕСТВО
ПО РАСПРОСТРАНЕНИЮ ПОЛИТИЧЕСКИХ И НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Кандидат технических наук
В. Я. РЫЖКИН

СОВРЕМЕННАЯ МОЩНАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЗНАНИЕ»

Москва



1956

СОДЕРЖАНИЕ

	<i>Стр.</i>
Тепловые электрические станции и их характеристика	3
Классификация электрических станций	4
Органическое топливо и его использование на тепловых электростанциях	6
Тепловые двигатели электростанций	10
Виды тепловых электрических станций	12
Электрическая мощность районных электростанций и энергосистем	16
Начальные параметры водяного пара на электростанциях . .	17
Структура мощной паротурбинной электростанции	21
Распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы	25
Тепловое оборудование и сооружения электростанции	26
Котельная установка	26
Турбогенераторная установка	36
Отпуск тепла и восполнение потерь пара и конденсата . . .	40
Тепловая схема и водоснабжение	41
Топливное хозяйство	43
Генеральный план электростанции	43
Энергетические и экономические показатели тепловой электростанции	47
Литература	48

Автор
Вениамин Яковлевич Рыжкин.

Научный редактор С. М. Шухер.
Редактор Т. Ф. Исланкина.
Техн. редактор Г. В. Фурман.
Корректор З. С. Патеревская.

А 12569. Подписано к печати 19/XI 1956 г. Тираж 66 500 экз. Изд. № 198.
Бумага 60×92¹/₁₆—1,5 бум. л.—3 п. л. Учетно-изд. 3,02 л. Заказ № 2167.

Ордена Ленина типография газеты «Правда» имени И. В. Сталина.
Москва, ул. «Правды», 24.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Невозможно представить себе жизнь современного человечества без электрической энергии. С конца прошлого века электричество последовательно внедрялось во все области промышленности, культуры и быта. Электрический привод станков и различных механизмов; широкое использование электричества для различных технологических процессов в металлургии, в химии и других отраслях промышленности; электрическое освещение жилых, общественных и производственных помещений, городских и сельских улиц; электрический железнодорожный транспорт на основных и пригородных магистралях и в городах (метро, троллейбус, трамвай); применение электричества в сельском хозяйстве — электротракторы и т. д.; радиотехника, кино, телевидение, телефон, медицина — таков далеко не полный перечень областей применения электрической энергии. Электричество преобразует коренным образом условия производства и труда, условия быта, создает основу для максимальной механизации и автоматизации рабочих процессов.

Производительность труда в промышленности и других отраслях народного хозяйства, технический прогресс определяются в современных условиях электровооруженностью труда. В результате осуществления плана ГОЭЛРО (Государственного плана электрификации России), созданного по указанию В. И. Ленина, и пятилетних планов развития народного хозяйства Советский Союз по размерам производства электрической энергии вышел на второе место в мире, уступая пока только США. Директивы XX съезда КПСС указывают пути, по которым должна развиваться отечественная энергетика для того, чтобы в короткие сроки догнать и затем превзойти капиталистические страны, включая США, не только по общим размерам производства электрической энергии, но и по выработке ее на душу населения.

О количестве вырабатываемой в отдельных странах электроэнергии можно составить представление по следующим данным: в 1953 году во всем мире было произведено около 1250 млрд. *квтч*; в 1955 году в США произведено 620 млрд.

квтч, в СССР — 170 млрд. *квтч*; в 1960 году в СССР запланировано выработать 320 млрд. *квтч*¹.

Классификация электрических станций

Электрические станции — это предприятия, вырабатывающие электрическую энергию. Чтобы выработать электрическую энергию, нужно располагать природным источником энергии какого-либо вида.

Широко используется энергия воды в реках, т. е. естественная энергия движущихся водных потоков. Количество получаемой электрической энергии зависит от количества (расхода) воды и ее напора (высоты падения воды). Электрические станции, использующие этот вид энергии, называют гидравлическими электрическими станциями (гидроэлектрическими станциями, сокращенно — ГЭС). В ряде стран большая часть электрической энергии вырабатывается на гидроэлектрических станциях (Италия, Швеция, Швейцария, Норвегия и др.); во Франции около половины всей электроэнергии вырабатывается на гидроэлектростанциях. В 1953 году на гидроэлектростанциях было выработано в странах Европы 37%, в США в 1955 г. — около 18% всей электроэнергии; в СССР по плану на 1960 год доля выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях составит 18,5%.

В СССР ресурсы гидроэнергии очень велики: на базе гидроэнергоресурсов возможна годовая выработка 1700 млрд. *квтч* электроэнергии. Благодаря постоянному кругообороту воды в природе гидроэнергоресурсы постоянно возобновляются. Электрическая энергия, вырабатываемая на гидроэлектростанциях, обычно получается наиболее дешевой. Гидроэлектростанции полностью автоматизируются. Они управляются с центрального диспетчерского пункта энергетической системы, расположенного на расстоянии десятков километров от них.

Особым видом гидравлических электрических станций могут явиться электростанции, использующие энергию приливов и отливов воды в морях и океанах. Во Франции имеются проекты электростанций такого типа мощностью около 200 тыс. *квт* и даже в несколько миллионов киловатт с выработкой 10—15 млрд. *квтч* в год.

Электрическая мощность многих ГЭС очень велика: Куйбышевская ГЭС на Волге имеет мощность 2,1 млн. *квт*. Проектная мощность Братской ГЭС на Ангаре — 3,2 млн. *квт*; общая мощность ГЭС на реке Енисее может составить около 20 млн. *квт*. Всем известны такие гидроэлектростанции, как Днепровская,

¹ Один киловатт-час (*квтч*) означает работу, которую производит один киловатт в течение часа. Киловатт (*квт*) — электрическая мощность, равная 102 кг *м/сек*, или 1,36 лошадиной силы (*л. с.*)

Волховская, вписавшие славные страницы в летопись электрификации нашей страны.

С древних времен человечеством используется энергия ветра (воздушных потоков). В сельском хозяйстве нашей страны можно использовать ветровые электростанции суммарной мощностью в несколько миллионов киловатт. Однако мощность отдельных ветросиловых установок невелика, для регулярной их работы нужны аккумулярующие установки.

Имеются попытки непосредственного использования лучистой энергии солнца путем преобразования ее в тепловую энергию с использованием пара для производства электроэнергии (пока в очень ограниченных размерах, на установках мощностью в несколько тысяч киловатт).

Наиболее распространенным в настоящее время источником для выработки электроэнергии является тепловая энергия сжигаемого органического топлива: угля, торфа, сланцев, древесных отходов, мазута, газа естественного, доменного, коксового. Тепловые электростанции в странах Европы и США производят более 70%, а в Советском Союзе — около 80% всей вырабатываемой электроэнергии.

Технологический процесс тепловой электрической станции заключается в последовательном преобразовании энергии топлива в теплоту рабочего тела (обычно водяного пара), тепловой энергии рабочего тела — в механическую энергию теплового двигателя и последней — в электрическую энергию в электрическом генераторе (рис. 1).

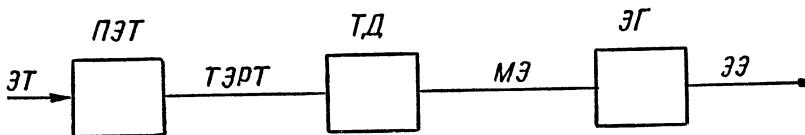


Рис. 1. Общая схема преобразования энергии на тепловой электростанции:

ЭТ — энергия топлива (органического или ядерного); *ПЭТ* — преобразователь энергии топлива (паровой или воздушный котел, атомный реактор); *ТЭРТ* — тепловая энергия рабочего тела; *ТД* — тепловой двигатель; *МЭ* — механическая энергия; *ЭГ* — электрический генератор; *ЭЭ* — электрическая энергия.

В Италии около 5% электроэнергии вырабатывается на геотермических электростанциях, использующих тепло подземного пара в районах вулканической деятельности.

Последние годы ознаменовались одним из величайших открытий в науке и технике: мирным использованием внутриатомной (ядерной) энергии и созданием нового типа электростанций, на которых электрическая энергия получается из тепловой, а тепловая — из энергии расщепления атомного ядра наиболее тяжелого элемента — урана.

В 1954 году в СССР начала работать первая в мире атомная электростанция промышленного значения мощностью 5 тыс. *квт.* В настоящее время в США и Франции сооружаются атомные электростанции мощностью в несколько десятков тысяч и более 100 тыс. *квт.* В Англии в 1956 году начал работать атомный реактор на электростанции Колдер-Холл мощностью 46 тыс. *квт.* В соответствии с Директивами XX съезда КПСС в СССР в шестом пятилетии должны быть построены атомные электростанции общей мощностью 2—2,5 млн. *квт.* Мощность отдельных таких электростанций составит 400—600 тыс. *квт.* Эти электростанции будут строиться в основном в районах нашей страны, не обеспеченных собственной топливной базой.

Технологический процесс, осуществляемый в настоящее время на атомных электростанциях, во многом совпадает с процессами на тепловых электростанциях обычного типа, сжигающих органическое топливо: рабочим телом пока служит водяной пар, используемый в паровой турбине. Однако схемы устройства атомных реакторов и отвода тепла от них разнообразны: для отвода тепла применяют воду, водяной пар, гелий, углекислый газ, расплавленный натрий.

Заманчиво непосредственное преобразование тепловой энергии в электрическую в так называемых термоэлектрогенераторах, в которых используется электродвижущая сила, возникающая в термоэлементах, например полупроводникового типа. Однако мощность таких электрогенераторов пока не превышает нескольких десятков киловатт.

Органическое топливо и его использование на тепловых электростанциях

Основой технической политики в области использования органического топлива в СССР является распределение различных топлив между потребителями (промышленностью, транспортом, населением) в зависимости от требований к качеству топлива со стороны каждого из потребителей и технических возможностей использования этих топлив. В соответствии с этой общей топливной политикой тепловым электростанциям в СССР предоставляют так называемые энергетические сорта топлива, которые нельзя успешно использовать в других отраслях народного хозяйства или для нужд населения, но можно достаточно экономично сжигать в современных мощных топочных устройствах электростанций.

Установка на использование на электростанциях «непервоклассного» местного топлива была дана В. И. Лениным. Таким топливом являются в первую очередь торф, бурые влажные и высокозольные угли, сланцы. Это топливо имеет большой балласт (влагу, золу), а потому его нецелесообразно перевозить

на значительные расстояния, а следует сжигать в установках, находящихся близ места добычи. По плану ГОЭЛРО большое число электростанций было сооружено близ торфяных залежей и угольных шахт, и эти электростанции работают на местном топливе.

Широкое использование местного топлива и до сих пор является основой топливной политики для тепловых электростанций в СССР. Кроме местных, к энергетическому топливу относят не используемое в других отраслях народного хозяйства, но транспортируемое на значительное расстояние топливо, например антрацитовый штыб (АШ), состоящий из очень мелких частиц, получающихся при добыче антрацита.

Большая часть тепловых электростанций использует уголь. На ряде электростанций, в частности построенных в СССР по плану ГОЭЛРО, топливом служит торф. Имеются электростанции, сжигающие сланцы. На небольших электростанциях иногда используют древесные отходы. В настоящее время твердое топливо на электростанциях сжигают преимущественно в виде пыли, которая вводится в топочную камеру через горелки.

Широкое распространение пылевидного метода сжигания угля обусловлено его высокой экономичностью, эксплуатационными удобствами, технической возможностью конструирования при этом типовых котельных агрегатов практически с любой необходимой производительностью.

На электростанциях сжигают также в виде пыли отходы обогащения угля¹, так называемые промпродукт и хвосты.

Тепло сжигаемого твердого топлива и продуктов его сгорания передается водяному пару. Водяной пар давлением выше атмосферного, получаемый в паровом котле, направляется в паровой двигатель, приводящий во вращение электрический генератор (рис. 2).

Так как на электростанциях топочные устройства и все топливное хозяйство могут быть приспособлены для сжигания менее ценных видов топлива, главным образом твердого, то жидкое топливо (мазут) на электростанциях СССР имеет ограниченное применение. Мазут сжигают в топках камерного типа, явившихся предшественниками камерных топок для сжигания твердого топлива в виде пыли. Широко применяют мазут для растопки котлов, работающих на твердом топливе.

Естественный (природный) газ является исключительно удобным и экономичным видом топлива, но его в первую оче-

¹ Обогащение угля заключается в механическом разделении его на более ценную часть с малым содержанием вредных примесей (зола, пустой породы) — концентрат, используемый в промышленности (металлургии), и на отходы с увеличенной зольностью, так называемые хвосты. Часть концентрата и хвостов образует промежуточный продукт (промпродукт). На некоторых электростанциях используют промпродукт в смеси с хвостами.

редь используют как ценное сырье для производства разнообразных химических продуктов, затем — для промышленных печей и бытовых нужд населения и в последнюю очередь — в качестве топлива на электростанциях. Доменный и коксовый газ сжигают на электростанциях металлургических заводов; обычно его добавляют к основному твердому пылевидному топливу.

Значительное число электростанций СССР расположено в городах и крупных населенных пунктах. Сжигание на этих электростанциях высокозольного сернистого топлива приводит

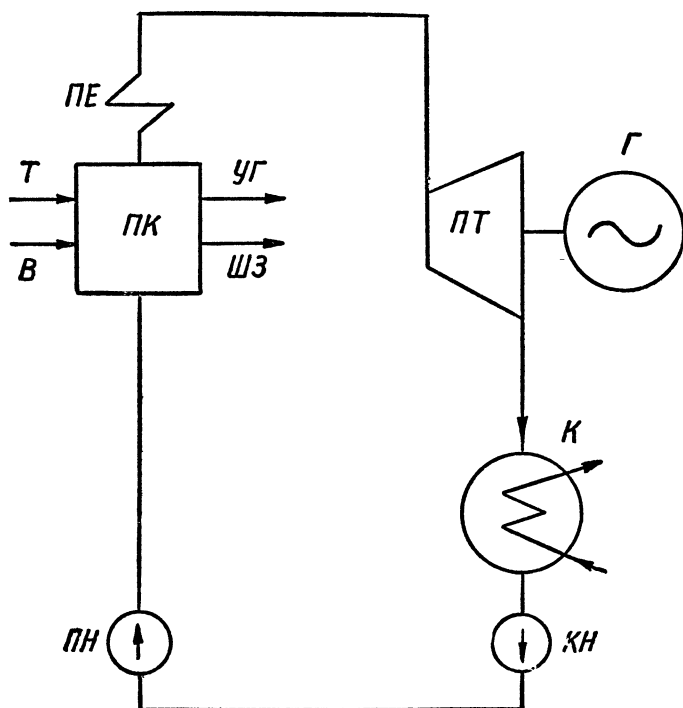


Рис. 2. Простейшая схема паровой электрической станции:
 Т — топливо; УГ — уходящие газы; В — воздух;
 ШЗ — шлаки и зола; ПК — паровой котел; ПЕ —
 пароперегреватель; ПТ — турбина; Г — электриче-
 ский генератор; К — конденсатор; КН — конден-
 сатный насос; ПН — питательный насос

к загрязнению воздуха твердыми примесями, выбрасываемыми с дымовыми газами через трубы электростанций, а также сернистыми газами. Целесообразно такие электростанции снабжать относительно более ценным топливом, например

углями с невысокой зольностью, несернистыми мазутами или газом.

В США часть мощности вырабатывается на электростанциях, сжигающих естественный газ и нефть, но большая часть мощности — на электростанциях, сжигающих относительно высокосортный уголь. В СССР около 90% энергии вырабатывается на электростанциях, использующих местное и энергетическое топливо; доля использования естественного газа и мазута относительно мала.

В Энергетическом институте АН СССР разработан метод так называемого комплексного энергохимического (или энерготехнологического) использования твердого топлива — сланцев, торфа, углей, при котором из естественного топлива должны быть получены газ, жидкие продукты (смолы) и твердый остаток (коксовая пыль).

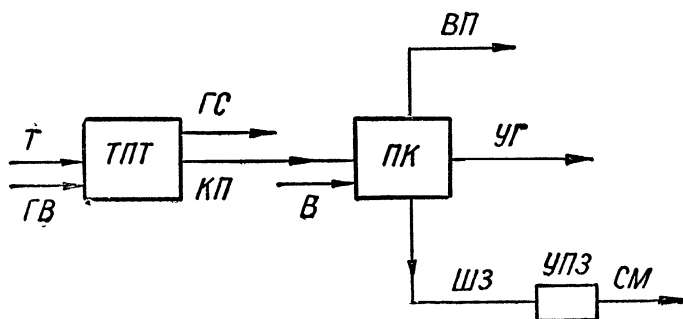


Рис. 3. Простейшая схема комплексного энергохимического (энерготехнологического) использования топлива:

T — твердое топливо; $ГВ$ — горячие газы и воздух; $ТПТ$ — установка для термической переработки топлива; $ГС$ — газ и смола; $КП$ — коксовая пыль (полукокс); $В$ — воздух; $ПК$ — паровой котел; $ВП$ — водяной пар; $УГ$ — уходящие газы; $ШЗ$ — шлаки и зола; $УПЗ$ — установка для переработки золы; $СМ$ — строительные материалы (цемент, шлаковата).

Газ можно будет использовать в промышленных печах, на городских электростанциях, в химической промышленности, а также для бытовых целей. Жидкие продукты являются химическим сырьем, или будут использованы как жидкое топливо. Полукокс (коксовая пыль) будет сжигаться на электростанциях. Сланцевая зола может быть использована в строительстве в качестве вяжущего материала типа роман-цемента.

Простейшая схема комплексного энергохимического использования топлива показана на рис. 3.

Со сжиганием на электростанциях высокосортных топлив связана возможность использования в качестве рабочего тела для теплового двигателя продуктов сгорания топлива с высокой температурой.

Тепловые двигатели электростанций

В настоящее время на тепловых электростанциях почти повсеместно применяют двигатели турбинного типа — паровые турбины и в некоторых случаях газовые турбины.

Паровые турбины нашли широкое применение с 80-х годов прошлого века в связи с развитием электротехники и установок электрического освещения, построением электрических генераторов и электродвигателей для промышленных установок, успехами передачи электроэнергии на дальние расстояния. В течение более полувека турбины являются универсальным двигателем для привода электрических генераторов электростанций. Паровые турбины можно изготовить с таким числом оборотов, которое требуется для непосредственного привода современного электрического генератора трехфазного тока, а именно 3000—1500 и 3600—1800 об/мин. Паровая турбина соединяется с электрическим генератором обычно непосредственно, без промежуточной передачи. Паровые турбины имеют высокую равномерность хода, обеспечивающую выработку электрическим генератором электрического тока постоянной частоты¹, с колебанием ее в пределах, допускаемых на электростанциях. Турбина, соединенная с электрическим генератором, образует турбогенератор. Мощность такой турбины принято характеризовать электрической мощностью соединенного с ней генератора.

Паровые турбины можно построить весьма большой мощности. В СССР работают паровые турбогенераторы мощностью 150 тыс. кВт; в текущем пятилетии в СССР будут серийно изготавливать паровые турбины мощностью 200 тыс. кВт и будет построена опытная паровая турбина мощностью 300 тыс. кВт. В США изготавливают турбины мощностью до 325 тыс. кВт. На электростанции новейшего типа мощностью 1200 тыс. кВт достаточно установить шесть паровых турбогенераторов по 200 тыс. кВт или четыре по 300 тыс. кВт.

Отработавший в паровой турбине пар выходит чистым, и его конденсат² можно использовать для питания паровых котлов, вырабатывающих пар, замыкая, таким образом, схему электростанции (см. рис. 2).

¹ Частота переменного тока, периодически изменяющего свою величину и направление, измеряется числом периодов в секунду (обычно — 50 периодов в секунду, в США — 60 периодов в секунду).

² Конденсат — жидкость, полученная в результате охлаждения пара (его конденсации).

На тепловой электростанции с паровыми турбинами можно использовать любое местное и энергетическое топливо.

Турбогенераторы компактны, надежны и позволяют осуществить высокую степень автоматизации и дистанционное управление с центрального теплового щита. Электростанции

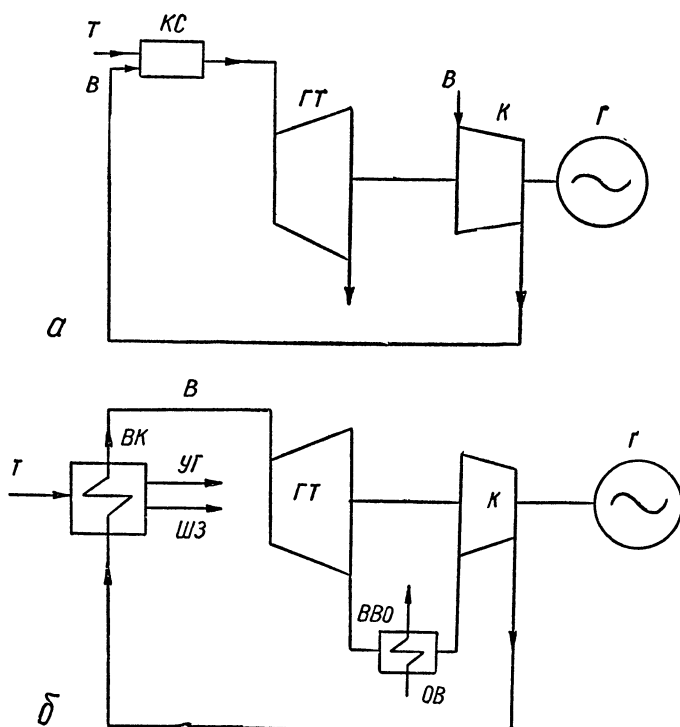


Рис. 4. Простейшая схема газотурбинной электростанции:

а — на жидком или газообразном топливе: *Т* — топливо; *В* — воздух; *КС* — камера сгорания; *ГТ* — газовая турбина; *К* — воздушный компрессор; *Г* — электрогенератор;
б — на твердом топливе: *Т* — топливо; *В* — воздух; *ВК* — воздушный «котел»; *УГ* — уходящие газы; *ШЗ* — шлаки и зола; *ГТ* — газовая (воздушная) турбина; *К* — воздушный компрессор; *Г* — электрогенератор; *ОВ* — охлаждающая вода; *ВВО* — водо-воздушный охладитель.

с крупными паровыми турбогенераторами имеют высокий к.п.д. (коэффициент полезного действия).

Перечисленными достоинствами паровых турбин как двигателей объясняется их преобладающее распространение на тепловых электростанциях.

В последние годы на электростанциях небольшой мощности начинают применять также газовые турбины. Большинство таких электростанций работает на жидком или газообразном топливе, небольшое число — на твердом топливе. При использовании жидкого или газообразного топлива рабочим телом служат продукты сгорания топлива в смеси с воздухом, подаваемым в большом количестве в камеру сгорания (рис. 4, а). При твердом топливе такое решение затруднено из-за засорения продуктов сгорания частицами золы и несгоревшего углерода. В этом случае рабочим телом служит чистый воздух, нагнетаемый компрессорами через специальные воздухоподогреватели — воздушные «котлы» (рис. 4, б).

Общая мощность газотурбинных электростанций в Швейцарии, Франции, Англии, США, Италии и других странах составляет в настоящее время более 1 млн. кВт, наибольшая мощность электростанции такого типа — Бецнау в Швейцарии — 40 тыс. кВт (мощность одной газовой турбины 27 тыс. кВт, другой — 13 тыс. кВт). На других электростанциях мощность газовых турбин не превышает 15 тыс. кВт, хотя имеются проекты значительно более крупных агрегатов, например по 50 тыс. кВт. В Швеции предполагается ввести в действие в 1959 году электростанцию с газовой турбиной мощностью 40 тыс. кВт. В СССР изготовлены газотурбинные агрегаты мощностью по 1,5 тыс. и 12 тыс. кВт; турбина мощностью 12 тыс. кВт предназначена для работы на газе подземной газификации. Создается агрегат мощностью 25 тыс. кВт. К.п.д. современных газотурбинных установок достигает 30—34%.

Применение газовых турбин, работающих на высокосортном жидком или газообразном топливе, перспективно. Применение газовых турбин, рассчитанных на сжигание твердого топлива, встречает большие технические трудности и пока не дает экономических преимуществ по сравнению с паротурбинными электростанциями, так как требуется установка воздушного подогревателя (котла), не уступающего по размерам и стоимости паровому котлу.

Виды тепловых электрических станций

Наукой, изучающей законы превращения тепла в работу (термодинамика), установлено, что для длительного получения работы в периодически повторяющихся процессах необходимо к рабочему телу не только подводить тепло от горячего источника, но и отводить постоянно значительную часть тепла при низкой температуре в приемник тепла (в «холодный» источник). Приемником тепла служит обычно окружающая среда — наружный воздух или вода. Отводимое тепло иногда используется в различных целях.

Конденсационные электростанции. Паровые турбины тепловой электростанции обычно работают с конденсацией отработавшего пара; конденсация пара происходит при охлаждении его водой. Тепло конденсируемого пара отводится охлаждающей водой, а конденсированный пар (конденсат) используется для повторного образования пара в паровом котле.

Для надежной и экономичной работы современной паровой турбины пар, вырабатываемый котлами, должен содержать минимальное количество примеси солей, щелочей и кислот. Конденсат пара, представляющий собой чистую воду, пригоден для производства пара в котле. Двигатель с конденсацией отработавшего пара называют конденсационным. Температура отработавшего пара зависит от температуры охлаждающей воды и равна обычно на электростанциях 24—36°C. При этой температуре водяной пар имеет давление меньше атмосферного — всего 0,03—0,06 атм (кг/см^2), т. е. конденсационный двигатель на последних участках расширения пара работает под разрежением (вакуумом) до 97—94%. При указанной низкой температуре использовать тепло в промышленности, в быту или сельском хозяйстве обычно нельзя.

Паровые электростанции, отпускающие потребителям только электрическую энергию и оборудованные конденсационными двигателями, называют конденсационными паровыми электростанциями. За рубежом подавляющее число тепловых электростанций является конденсационными. В СССР около двух третей мощности тепловых электростанций также составляют конденсационные паровые турбогенераторы.

Теплоэлектроцентраль. Тепловые электрические станции, вырабатывая электрическую энергию, могут одновременно отпускать промышленным и коммунальным предприятиям, а также для бытовых нужд населения тепло с паром или горячей водой. Отпуск потребителям двух видов энергии — электрической и тепловой — экономически особенно выгоден, если тепло для потребителей отводится от водяного пара или газа, отработавших в тепловом двигателе. В этом случае тепловую электрическую станцию принято называть теплоэлектроцентралью.

Иногда тепло потребителям отпускают непосредственно из котельной, специально для этого построенной или входящей в состав тепловой электростанции. Тепло отработавшего в двигателе пара или газа в этом случае не используется и отдается в окружающую среду (обычно отводится с охлаждающей водой).

Для отопления зданий и для бытовых нужд требуется обычно теплоноситель, имеющий температуру от 60°C и выше. Для этой цели чаще всего используют воду, нагреваемую паром давлением 1—2 атм (иногда — ниже). При необходимости применяют пар давлением в несколько атмосфер. Для технологиче-

ских процессов в промышленности требуется пар давлением 1,5—16 атм и температурой 110—200°C.

Чтобы отпустить потребителям тепло при таких значениях давления и температуры пара, нужно часть его отвести из конденсационной турбины до того, как он расширится в ней до своего конечного состояния. Такие турбины называют конден-

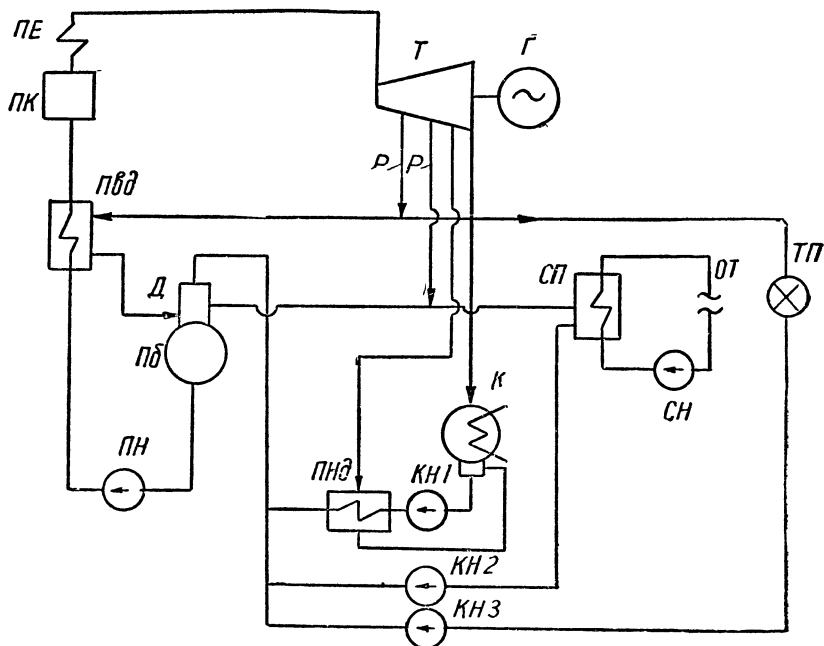


Рис 5. Тепловая схема теплоэлектроцентрали:

ПК — паровой котел; ПЕ — пароперегреватель; Т — паровая турбина; Г — электрогенератор; К — конденсатор; Д — деаэратор; ПВД и ПНД — регенеративные подогреватели высокого и низкого давления; ПН — питательный насос; ПБ — питательный бак; КН1, КН2 и КН3 — конденсатные насосы; СП — сетевой подогреватель; СН — сетевой насос; ОТ — отопление; ТП — технологический пар; Р — регулируемый отбор пара.

сационными с промежуточным отбором пара. Чтобы обеспечить устойчивое постоянное давление пара в установках потребителя, величина давления пара в месте отбора его из турбины регулируется; такие турбины называют теплофикационными с регулируемым отбором и конденсацией пара. На отечественных теплоэлектроцентралях широко применяют турбины с одним или двумя регулируемыми отборами пара (рис. 5).

Возможно применение теплофикационных турбин без конденсации пара, т. е. при конечном давлении обычно выше атмосферного, определяемом параметрами потребляемого тепла.

Такие турбины называют турбинами с противодавлением (рис. 6). На наших теплоэлектроцентралях такие турбины применяют относительно редко. Пар из отбора или противодавления теплофикационной турбины отводят непосредственно потребителю тепла или используют для подогрева воды.

Теплоэлектроцентрально, отпускающую потребителям электрическую энергию и тепло, называют комбинированной энергетической установкой. Конденсационную электростанцию, про-

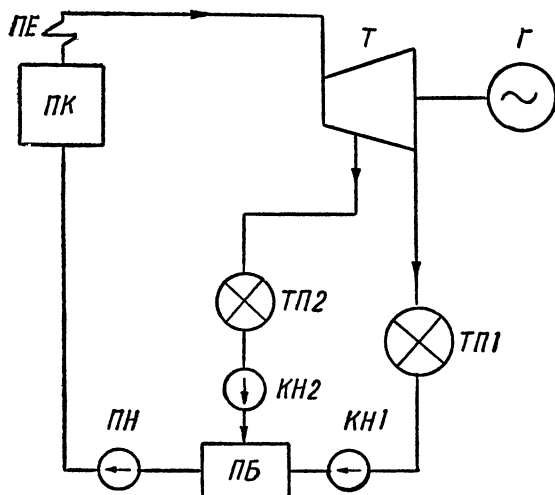


Рис. 6. Схема теплоэлектроцентрали с турбогенератором с противодавлением и промежуточным отбором пара:

ПК — паровой котел; ПЕ — пароперегреватель; Т — паровая турбина; Г — электрический генератор; ТП1 и ТП2 — потребители тепла; КН1 и КН2 — конденсатные насосы; ПН — питательный насос; ПБ — питательный бак.

изводящую только электрическую энергию, вместе с котельной, отпускающей тепло потребителям, — раздельной установкой. Преимущество комбинированной установки по сравнению с раздельной заключается в экономии топлива в размере до 15—25%, а также снижении затрат на сооружение и эксплуатацию. Экономия топлива на теплоэлектроцентралях обуславливается уменьшением потерь тепла с охлаждающей водой благодаря отводу отработавшего пара частично или полностью потребителям.

Не нужно думать, что при комбинированной выработке

электрической и тепловой энергии работа производится без отвода тепла в «холодный» источник: роль такого источника на теплоэлектроцентралях играет потребитель, использующий тепло отработавшего пара.

Тепловые электростанции с газовыми турбинами также могут быть теплоэлектроцентралями: тепло потребителям отводят с водой, нагреваемой газами, отработавшими в турбине (см., например, рис. 4, б).

Снабжение потребителей теплом от теплоэлектроцентралей принято называть теплофикацией. Строительство теплоэлектроцентралей и осуществление теплофикации является характерной положительной чертой развития энергетики в Советском Союзе.

В зависимости от района обслуживания и вида потребителей различают электростанции районные, городские, центральные, промышленные, коммунальные. В энергетике основное значение имеют районные конденсационные паротурбинные электростанции, сооружаемые близ мест добычи топлива и источников водоснабжения, и районные паротурбинные теплоэлектроцентрали, сооружаемые вблизи от потребителей тепла.

Электрическая мощность районных электростанций и энергосистем

Электрическая мощность современной крупной районной паротурбинной электростанции составляет 500—700 тыс. *квт*; имеются электростанции мощностью 1,2—1,6 млн. *квт*.

Наибольший технический интерес и перспективы развития имеют крупные электростанции мощностью от нескольких сот тысяч и более миллиона киловатт. Это станет понятным, если учесть колоссальные масштабы применения электроэнергии. Общая установленная мощность электростанций в США составляет около 130 млн. *квт*; в 1953 году в Европе (без СССР) было установлено 98,5 млн., в Англии — 17,5 млн., во Франции — 12,8 млн. *квт*.

Районные электростанции, как правило, работают параллельно, т. е. на общую электрическую сеть, и объединяются в отдельные электроэнергетические системы, охватывающие большую территорию и большое количество потребителей электроэнергии. Достаточно упомянуть об энергосистемах Мосэнерго, Уралэнерго, Донбассэнерго и других, имеющих установленную мощность по несколько миллионов киловатт.

В целях дальнейшего повышения надежности энергоснабжения потребителей, уменьшения резервов в системах, повышения экономичности электростанций отдельные энергосистемы объединяют так называемыми межсистемными связями высокого напряжения (400 тыс. *в*). В европейской части СССР начало этому положено соединением Куйбышевской и Сталин-

градской гидростанций с электростанциями Центральной, Южной и Уральской энергосистем. В ближайшее время в европейской части СССР создается единая высоковольтная система (ЕВС), которая будет в 1960 году вырабатывать около половины всей электроэнергии Советского Союза.

В Сибири сооружается Ангаро-Енисейский каскад гидроэлектростанций; мощность каждой ГЭС находится в пределах 3—5 млн. *квт*; там же планируется строительство новых тепловых электростанций мощностью каждая до 1,5 млн. *квт*; на этих электростанциях предполагается использовать дешевые иркутско-черемховские и канско-енисейские угли. Путем объединения ГЭС и тепловых электростанций будет создана единая энергосистема общей мощностью свыше 50 млн. *квт*.

Сооружение мощных электростанций с крупными агрегатами требует меньших затрат на установленный 1 *квт* мощности. Они экономичны по расходу топлива и вырабатывают более дешевую электроэнергию. Так, при увеличении мощности турбоагрегатов от 100 тыс. до 250 тыс. *квт* и соответствующем повышении параметров (температуры и давления) пара стоимость установленного 1 *квт* уменьшается на 30%, а к.п.д. повышается на 15%. На таких электростанциях можно применить все новейшие усовершенствования, связанные с техническим прогрессом в этой области, автоматизировать все основные технологические процессы, свести к минимуму количество персонала. Эти обстоятельства побуждают в настоящее время решительно ориентировать современное энергохозяйство на сооружение крупных районных электростанций, объединяемых в мощные энергетические системы и оборудованных новейшими мощными турбогенераторами и паровыми котлами.

В соответствии с решениями XX съезда КПСС на крупных районных конденсационных электростанциях, сооружаемых в СССР в текущем пятилетии вблизи от места добычи топлива, должны быть установлены турбогенераторы мощностью 100 тыс., 150 тыс. и 200 тыс. *квт*; должен быть также введен в действие турбогенератор мощностью 300 тыс. *квт*.

Производительность котлов по пару определяется расходом на турбины данной электростанции. До последнего времени в СССР строили котлы производительностью до 230—240 *т/час* пара; в настоящее время изготавливают котлы производительностью 420—430 *т/час* и разрабатывают проекты котлов производительностью до 960 *т/час*. В США изготавливают котлы производительностью до 1100 *т/час*.

Начальные параметры водяного пара на электростанциях

В паровых котлах можно получить водяной пар различных параметров. Вода в котлы подается питательными насосами под давлением, несколько превышающим давление пара, выдаваемого котлами. Воду в паровом котле при данном давлении

нагревают до температуры насыщения¹. Затем она закипает, т. е. начинает превращаться в пар при той же температуре. Температура воды и получаемого пара остается неизменной, пока вся вода не превратится в пар, называемый сухим насыщенным, т. е. в пар, не содержащий влаги, но имеющий температуру насыщения. При дальнейшем нагревании сухой насыщенный пар переходит в перегретый, который по своим свойствам тем больше приближается к обычным газам, чем выше его перегрев.

При давлении 225 *атм*, которое называется критическим, вода непосредственно переходит в сухой пар, минуя состояние влажного насыщенного пара. Соответствующая этому давлению критическая температура равна 374°C. Аналогично происходит переход воды в пар и при более высоком давлении, называемом сверхкритическим (или закритическим).

Повышение давления и температуры водяного пара увеличивает работу, производимую каждым килограммом пара в турбине, уменьшает расход пара, тепла и топлива, т. е. улучшает коэффициент полезного действия электростанции. На мощных электростанциях основной составляющей себестоимости электроэнергии является стоимость расходуемого топлива. Повышение температуры и давления пара экономически целесообразно в первую очередь для крупных турбоагрегатов и электростанций.

На первых паровых электростанциях, сооруженных в разных странах (в том числе в США и СССР) в 80—90-х годах прошлого века, двигатели (паровые машины) мощностью в несколько сот киловатт работали на насыщенном паре с давлением в несколько атмосфер. В начале нашего века на электростанциях появились паровые турбины мощностью в несколько тысяч киловатт, работавшие на паре давлением 13—16 *атм*, насыщенном, или перегретом до 300—350°C. В США и Западной Европе после первой мировой войны были повышены мощности и начальные параметры основных агрегатов электростанций — котлов и турбин. На отдельных электростанциях был применен пар давлением 40—50 и 90 *атм*, а на некоторых установках особого типа — до 225 *атм*.

В нашей стране первые мощные электростанции, сооруженные по плану ГОЭЛРО, а также первая районная электростанция на торфе «Электропередача», построенная под Москвой в 1914 году, имели давление пара до 20 *атм* при температуре 350—375°C, вскоре параметры пара были подняты до 26 *атм* и 375°C. На подавляющем большинстве электростанций, сооруженных в СССР перед второй мировой войной, были приняты

¹ Температурой насыщения называется наименьшая температура, при которой может существовать пар при данном давлении. При небольшом охлаждении насыщенный пар начинает конденсироваться (превращаться в воду).

давление пара 29 *атм* и температура 400°C перед турбиной. Однако уже в начале 30-х годов в СССР была введена в работу первая крупная промышленная электростанция (ТЭЦ) с давлением пара на котлах 130 *атм* и температурой 500°C.

В период двух первых послевоенных пятилеток давление пара перед турбинами было повышено до 90 *атм*, а температура — до 500°C. Такое повышение начальных параметров пара обеспечивало повышение тепловой экономичности (повышение к. п. д. и уменьшение удельного расхода тепла и топлива) на 10—14% по сравнению с параметрами 29 *атм* и 400°C.

В пятом пятилетии была введена в работу и ныне успешно эксплуатируется наиболее экономичная в СССР мощная конденсационная электростанция с одновальными турбогенераторами мощностью 150 тыс. *квт*, делающими 3000 об/мин. Начальные параметры пара — 170 *атм* и 550°C. Расчетный к.п.д. около 37%. По сравнению с параметрами пара 90 *атм* и 500°C экономия топлива на такой электростанции составляет не менее 10—12%.

В США в 1941 году на электростанции Твин-Бренч был установлен турбогенератор мощностью 76,5 тыс. *квт*, рассчитанный на давление пара 167 *атм* и температуру 500°C. Близкие к этим параметры пара были применены в дальнейшем на ряде электростанций США.

При оценке мощности турбогенераторов с высокими параметрами пара, применяемых в СССР и США, нужно иметь в виду, что в СССР изготовляют «одновальные» турбогенераторы, состоящие из турбины, соединенной с электрогенератором, а в США и других странах часто применяют «двухвальные» турбоагрегаты, состоящие из двух отдельных турбогенераторов («валов»), один из которых включает турбину высокого давления с противодавлением и с электрогенератором, второй — конденсационную турбину низкого давления, также с электрогенератором. Эта турбина работает паром, отработавшим в турбине высокого давления. Так, например, при расширении электростанции Твин-Бренч, а также на электростанции Спорн установлены турбоагрегаты мощностью 150 тыс. *квт* с «валом» высокого давления 141 *атм*, температурой пара 565°C, мощностью 42 тыс. *квт* и с «валом» низкого давления 27,5 *атм*, температурой пара 538°C, мощностью 108 тыс. *квт*.

Трудность создания одновальных турбогенераторов мощностью свыше 200—300 тыс. *квт* заключается главным образом в разработке методов отвода тепла от обмоток столь мощных электрогенераторов.

Для повышения тепловой экономичности мощных электростанций на них применяют так называемый промежуточный (вторичный, повторный) перегрев пара. Для этого пар из промежуточной ступени турбины отводят в котельную для повторного перегрева, а затем возвращают в следующую ступень тур-

бины. На сверхмощных электростанциях с закритическими параметрами пара проектируют двукратный (двуступенчатый) промежуточный перегрев пара. Экономия топлива, обусловленная промежуточным перегревом пара, может составить 4—7%.

Промежуточный перегрев пара одновременно повышает надежность и экономичность работы части низкого давления турбины благодаря уменьшению влажности пара, величина которой обычно допускается не выше 12% (по весу). Влага в паре вызывает эрозию — механический износ рабочих лопаток турбины и снижает ее к.п.д.

Ввиду сложных условий работы металла в атомных реакторах и ограниченной температуры теплоносителя в нем паровые турбины ряда атомных электростанций будут работать на насыщенном паре.

Для снижения содержания влаги в паре, работающем в такой турбине, его отводят в промежуточный сепаратор, где значительная часть влаги удаляется. Подсушенный таким способом пар возвращается в часть низкого давления турбины. Имеется тенденция применения перегретого пара и на атомных электростанциях.

При применении высоких и в особенности сверхвысоких параметров пара на электростанциях элементы оборудования, работающие под полным давлением пара, изготовляют из дорогих сортов стали. Вследствие этого значительно удорожаются, в частности, трубопроводы для пара и воды, соединяющие котлы с турбинами, особенно на электростанциях с промежуточным перегревом пара.

Для изготовления деталей оборудования, омываемого паром давления 170—200 атм и температурой 570°C и выше, применяют наиболее высококачественную нержавеющую жароупорную¹ и жаропрочную² сталь, обладающую, в частности, высоким сопротивлением «ползучести», выражающейся в появлении остаточных деформаций (удлинений) и понижении прочности. Такой сталью является высоколегированная сталь так называемого аустенитного класса, содержащая до 20% хрома, до 15% никеля, а также небольшие добавки вольфрама (2,5%) или титана (0,5%) и др. Эта сталь пока в 10—15 раз дороже обычной углеродистой стали.

Электростанций с сверхвысокими начальными параметрами пара пока немного. В нашей стране, как уже упоминалось, такие электростанции с конденсационными турбогенераторами

¹ Жароупорность (жаростойкость, окалиностойкость) — свойство металлических сплавов (сталей) хорошо противостоять при высоких температурах химическому воздействию, в частности окислению, на воздухе или в иной газовой среде.

² Жаропрочность — способность металла хорошо противостоять пластической (остаточной) деформации при действии механической нагрузки в области высоких температур.

мощностью 150 тыс. *квт* работают при давлении пара 170 *атм* и температуре 550—570°C. В США проектируют и начинают сооружать несколько электростанций с давлением пара 300—350 *атм*, начальной температурой 650°C и с промежуточным перегревом пара. В шестом пятилетии в СССР будут освоены установки с турбогенераторами мощностью 200 тыс. *квт*, работающими при давлении пара 220 *атм* и температуре 600°C, с одноступенчатым промежуточным перегревом пара, и установка с турбогенератором мощностью 300 тыс. *квт* с начальными параметрами пара 300 *атм*, 650°C, с двуступенчатым промежуточным перегревом пара.

Основная масса электростанций большой мощности за рубежом, а также в СССР в настоящее время сооружается с давлением пара около 130—140 *атм*, с температурой до 565°C и с одноступенчатым промежуточным перегревом пара. Эти параметры допускают изготовление оборудования из высококачественной легированной стали (с небольшим добавлением хрома, молибдена, ванадия и др.) так называемого ферритно-перлитного класса, менее дефицитной и в несколько раз более дешевой, чем сталь аустенитного класса.

Повышение начальных параметров пара до 250 *атм* 600°C и выше и применение промежуточного перегрева пара на мощных теплоэлектроцентралях также может дать существенную экономию топлива. В СССР разрабатываются новые типы теплофикационных турбин мощностью 100 тыс. *квт* с такими параметрами пара. В США запроектирована теплоэлектроцентраль с турбоагрегатами по 225 тыс. *квт* для сверхвысоких докритических параметров пара.

Структура мощной паротурбинной электростанции

Принципиальная технологическая схема и структурный тип современной тепловой электрической станции определяются соотношением мощности турбогенераторов, паровых котлов, электрических трансформаторов, насосов и т. п. Решающим является соотношение мощности турбинных агрегатов и производительности паровых котлов.

На существующих электростанциях средней и малой мощности оборудование распределяется в основном по цехам, объединяющим однородное оборудование: турбогенераторы с их вспомогательным оборудованием — в турбинном цехе, котельные агрегаты с их вспомогательным оборудованием — в котельном цехе и т. д. Однородные агрегаты соединяются между собой трубопроводами для пара и для воды. Пар из котлов собирается в общих сборных магистралях, из которых распределяется по отдельным турбинам (рис. 7, а), вода собирается в магистралях, из которых она распределяется между отдельными котлами. Описанную технологическую схему и структуру оборудова-

ния электростанции называют централизованной. При такой схеме на каждой электростанции, независимо от того, имеет ли она резервный турбогенератор или нет, как правило, устанавливают резервные котельные агрегаты, присоединяемые к общим коммуникационным линиям.

В течение ряда лет широко применяется секционная схема основных трубопроводов электростанции, при которой турбина с одним или двумя обслуживаемыми ее котлами образует соответствующую секцию электростанции. Отдельные секции соединяются между собой переключательными магистралями, по которым протекают уравнивающие потоки пара (или воды) и подается пар от резервного котлоагрегата, наличие которого считалось до последнего времени обязательным на электростанциях такого типа (рис. 7, б).

На новейших электростанциях с агрегатами мощностью 100—150 тыс. кВт и выше применяют принципиально иную технологическую схему и иной структурный тип электростанции, которые называют блочными. При этом каждая турбина получает пар от одного котла, связанного с ней трубопро-

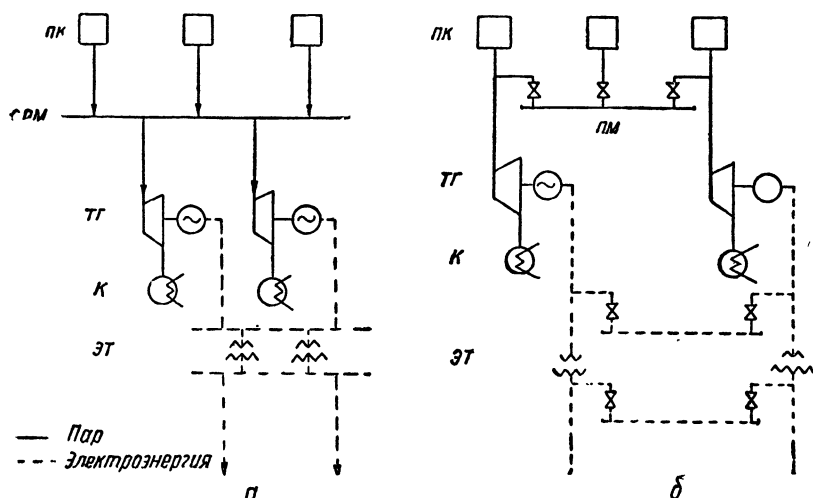


Рис. 7. Структурная схема современной паротурбинной электростанции: а — с централизованной схемой основных технологических магистралей: ПК — паровой котел; ТГ — турбогенератор; К — конденсатор; ЭТ — электрический трансформатор; СРМ — сборно-распределительная паровая магистраль;

б — с секционной схемой основных технологических магистралей: ПМ — переключательная паровая магистраль. Остальные обозначения такие же, как на рис. 7, а.

водами. Турбина и котел с их вспомогательным оборудованием образуют блок электростанций. В этот блок входит, естественно, и электрический генератор, имеющий привод от данной тур-

бины. Такой блок может быть распространен и на электрическое оборудование электростанции и за ее пределы: в блок может быть включен повысительный электрический трансформатор и даже соединенная с ним линия электропередачи высокого напряжения (рис. 8).

Таким образом, электростанция составляется из отдельных блоков, не связанных между собой трубопроводами для пара и воды. При этом резервные котлоагрегаты на электростанции не устанавливаются, и лишь на отдельных электростанциях энергосистемы имеются резервные блоки. Очевидно, такие блочные электростанции применимы в крупных энергетических системах, в которых резервные турбинные и котельные агрегаты могут быть сосредоточены на небольшом относительно числе электростанций системы, а большая часть электростанций име-

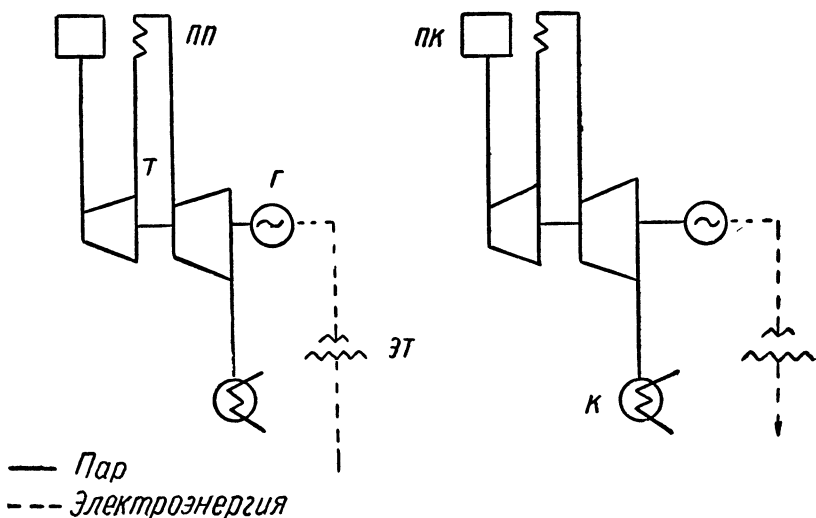


Рис. 8. Структурная схема мощной паротурбинной электростанции нового блочного типа:

ПК — паровой котел; Т — паровая турбина; Г — электрический генератор; К — конденсатор; ЭТ — электрический трансформатор; ПП — промежуточный пароперегреватель.

ет только рабочие агрегаты. Первоначально, из-за отсутствия крупных котлов, блок составлялся из одной турбины и двух обслуживающих ее котлов.

Блочные электростанции являются по существу как бы усовершенствованными секционными станциями, но без переключательных магистралей и резервных котлов, с установкой одного котла на турбину.

Появление блочных схем и блочных типов электростанций связано с техническим прогрессом тепловых электростанций за

последний период времени. Надежность работы современных мощных турбинных и котельных агрегатов относительно высока: они могут работать с полной мощностью 90—95 % времени в году. Котельные агрегаты из-за невысокого зачастую качества сжигаемого под котлами топлива, огневого обогрева их трубных систем и других факторов до последнего времени уступали по надежности турбогенераторам. Возможность успешного применения блочных схем без резервного котла обуславливается повышением надежности работы новейших крупных котельных и турбинных агрегатов.

Одна из основных причин перехода к блочным электростанциям за рубежом и в нашей стране заключается в применении на электростанциях большой мощности очень высоких параметров водяного пара.

Трубопроводы электростанции, использующей водяной пар высоких и сверхвысоких параметров, стоят дорого, поэтому стремятся делать их короткими. Схема этих трубопроводов должна быть максимально проста, не иметь лишних соединительных сборных или распределительных магистралей, лишней отключающей арматуры (запорных задвижек, вентилей). На таких электростанциях следует устанавливать только рабочие котельные агрегаты, по одному котлу на турбину. Этим условиям удовлетворяют электростанции блочного типа, с установкой блоков котел-турбина без резервных котлов, с простейшей схемой паропроводов свежего пара и промежуточного перегрева пара, а также трубопроводов питательной воды котлов.

Блочные конденсационные электростанции возникли в настоящий период развития электростанций потому, что мощность энергосистем, электростанций и основных единичных агрегатов сильно возросла и одновременно резко повысились значения начального давления и начальной температуры пара, появился не только одноступенчатый, но и двуступенчатый промежуточный перегрев пара, работающего в турбине. Экономические преимущества блочных конденсационных электростанций заключаются в отказе от резервных котлов и существенном упрощении и удешевлении системы трубопроводов.

На теплоэлектроцентралях электрическая и тепловая нагрузки часто изменяются в значительных пределах, поэтому и работа блока котел-турбина может иметь сильно переменный характер. Современный котельный агрегат работает надежно при нагрузке обычно не ниже 60—70 % от полной. При малых нагрузках к.п.д. установки снижается. Однако в связи с укрупнением мощности, повышением параметров пара и возможным применением промежуточного перегрева пара переход к блочным схемам на мощных теплоэлектроцентралях новых типов целесообразен. В первую очередь такой переход должен осуществляться на новых экономических теплоэлектроцентралях, которые будут работать параллельно на общую тепловую сеть

с ранее сооруженными менее экономичными теплоэлектроцентралями. Новые, более экономичные теплоэлектроцентрали должны загружаться больше, поэтому их оборудование будет работать с более равномерной нагрузкой, и такие теплоэлектроцентрали также можно будет проектировать по блочной схеме.

Управление работой электростанции блочного типа отличается от управления электростанций обычного типа. Вместо централизации управления по цехам оно будет группироваться по отдельным блокам котел-турбина или по нескольким блокам. В конечном счете должно быть создано общее управление тепловой и электрической частью электростанции из общего помещения с электрического и теплового щита электростанции.

Блочный тип электростанции имеет большие преимущества по сравнению с другими в отношении возможности полной автоматизации тепловых процессов. Это связано с упрощением схем коммуникации, резким уменьшением количества управляемой арматуры в системе трубопроводов, возможных переключений оборудования. Таким образом, переход к блочному типу мощных электростанций удешевляет их сооружение, увеличивает надежность работы электростанции, упрощает и облегчает эксплуатацию оборудования, способствует улучшению условий труда персонала.

Распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы

Загрузка и использование оборудования на различных электростанциях различны. Если электростанция работает изолированно (независимо от других электростанций) на своих потребителей, то ее нагрузка определяется спросом на энергию именно этих потребителей. Нагрузка такой электростанции обычно бывает неравномерной.

подавляющее большинство мощных электростанций работает параллельно между собой на общую электрическую сеть. В этом случае распределение нагрузки между ними должно быть таково, чтобы обеспечить наименьший суммарный расход топлива в энергетической системе и наименьшие эксплуатационные расходы. Более экономичные электростанции, работающие на местном топливе, загружают, как правило, больше, и они несут «базовую» нагрузку энергосистемы, а менее экономичные электростанции, работающие на привозном топливе, загружают в меньшей степени, обычно в период наибольших (максимальных, «пиковых») нагрузок энергосистемы; эти электростанции несут «пиковую» нагрузку. Остальные электростанции данной энергосистемы несут нагрузку, промежуточную между базовой и пиковой.

В соответствии с этим электростанции разделяют на базо-

вые, пиковые и электростанции промежуточного типа, в зависимости от степени загрузки и использования оборудования.

Очевидно, что новейшие электростанции большой мощности, оснащенные наиболее экономичным оборудованием, должны быть базовыми. Это обстоятельство способствует выполнению их по блочному типу, так как блок котел-турбина экономично и устойчиво работает при достаточно равномерной высокой нагрузке.

Нужно отметить, что с течением времени оборудование электростанций физически и технически стареет, становится менее экономичным как абсолютно, так и по отношению к более новым электростанциям. Если оборудование электростанций не модернизировать, они из разряда базовых последовательно переходят в разряд электростанций промежуточного типа, а затем и пиковых.

Обычно в качестве пиковых используют электростанции с устаревшим оборудованием и к тому же работающие на дальнепривозном топливе. В качестве пиковых целесообразно использовать гидравлические электростанции, хотя во время паводковых периодов (при избыточной приточности в реке) это не удастся. Во Франции в последние годы построены пиковые газотурбинные электростанции небольшой мощности.

В настоящее время разрабатываются проекты параллельной работы районных теплоэлектроцентралей на объединенную тепловую сеть в наиболее крупных теплофицируемых городах. Параллельная работа повысит надежность теплоснабжения потребителей, уменьшит и удешевит тепловые резервы на этих электростанциях, повысит общую экономичность системы теплоэлектроцентралей.

ТЕПЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СООРУЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Котельная установка

Современный котельный агрегат состоит из парового котла для производства пара из воды, топочного устройства для сжигания топлива, воздушного подогревателя для подогрева воздуха, используемого при сжигании топлива, обмуровки, обрамляющей газоходы и поверхности нагрева котельного агрегата, металлического каркаса, системы трубопроводов и арматуры (задвижек, вентилей, клапанов).

Паровой котел имеет кипяtilьные трубы, водяной экономайзер для предварительного подогрева воды, пароперегреватель для повышения температуры пара сверх температуры насыщения.

Современные паровые котлы работают большей частью по принципу многократной естественной, реже принудительной циркуляции воды, пара и их смеси (пароводяной эмульсии) по замкнутому контуру. Парообразующая часть таких котлов

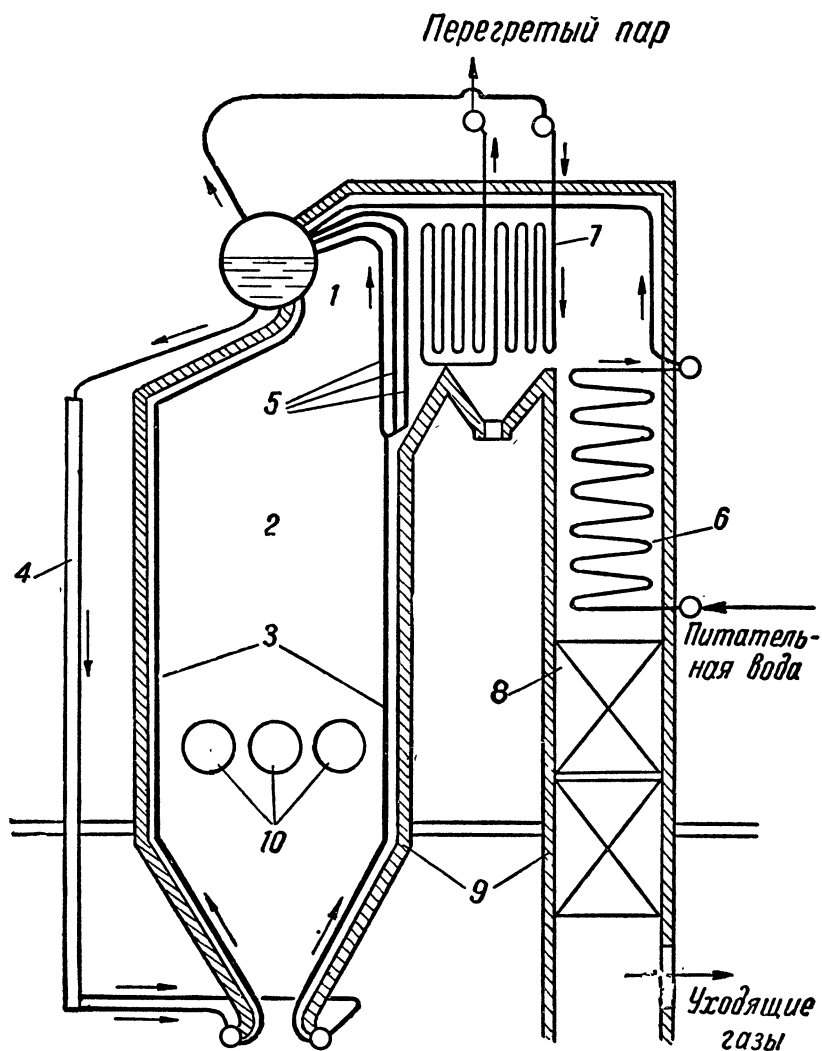


Рис. 9. Схема барабанного котельного агрегата с естественной циркуляцией:

1 — барабан котла; 2 — топочная камера; 3 — водяные экраны; 4 — опускные трубы; 5 — фестонный пучок; 6 — водяной экономайзер; 7 — пароперегреватель; 8 — воздухоподогреватель; 9 — обмуровка; 10 — пылеугольные горелки.

(рис. 9) состоит из системы труб, соединенных с барабаном, в который подается подогретая вода и из которого отводится образовавшийся насыщенный пар. Необогреваемые «опускные» трубы подают из барабана воду к обогреваемым кипятильным трубам, расположенным внутри обмуровки котла, из которых в барабан котла отводится смесь воды и пара. Такие котлы называют барабанными водотрубными. При естественной циркуляции подъем смеси воды и пара (пароводяной эмульсии) происходит за счет разности удельного веса воды в опускных трубах и пароводяной эмульсии в кипятильных трубах. При искусственной (принудительной) циркуляции воду из барабана котла прокачивают через кипятильные трубы специальным насосом (котлы Ламонта).

Барабанные котлы с естественной циркуляцией — основной тип котлов современных паротурбинных электростанций. Однако они пригодны лишь для давления пара ниже 200 атм (докритического), так как при критическом и сверхкритическом давлении (225 атм и выше) в процессе парообразования теряется различие свойств воды и пара, в частности их удельного веса, почему естественная циркуляция становится невозможной. При этом тепло сжигаемого топлива расходуется на подогрев воды и перегрев пара, скрытая теплота парообразования¹ равна нулю.

Барабанные котлы с естественной циркуляцией производительною 240 т/час работают с параметрами пара 185 атм и 555°C на Черепетской ГРЭС; на опытной полупромышленной установке Всесоюзного теплотехнического института (ВТИ) длительно работает котел с естественной циркуляцией с параметрами 200 атм, 600°C. Широкое применение имеют котлы с давлением 110 атм, 510°C, а также на новых электростанциях — 140 атм, 570°C производительною 420 т/час.

Котлы с принудительной циркуляцией типа Ламонта в СССР не получили широкого распространения.

В нашей стране, а также в некоторых зарубежных европейских странах применяются прямоточные котлы, в которых барабаны отсутствуют и вода в котельных трубках последовательно нагревается до температуры кипения, затем превращается полностью в пар и на последних участках котельных труб полученный пар перегревается до нужной температуры (рис. 10). В СССР такие котлы были разработаны профессором Рамзиным.

В связи с повышением начальных параметров пара на электростанциях область применения этих котлов значительно расширяется, а при критических и сверхкритических пара-

¹ Скрытая теплота парообразования затрачивается на преодоление межмолекулярных сил сцепления жидкости и работу расширения; при постоянном давлении температура парообразования постоянная.

метрах пара прямоточные котлы являются единственным приемлемым типом котлов.

Благодаря отсутствию барабана и меньшему диаметру кипяtilьных труб прямоточные котлы легче и дешевле барабанных. Изготовление прямоточных котлов с очень большой производительностью (500—1000 т/час) проще, чем изготов-

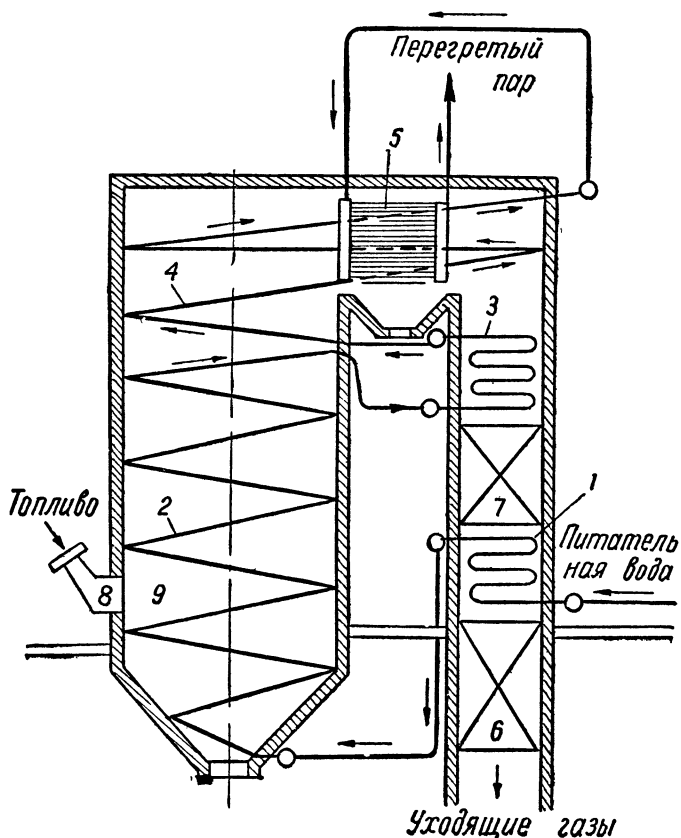


Рис. 10. Схема прямооточного котлоагрегата:
1 — конвективный экономайзер; 2 — нижняя радиационная поверхность нагрева; 3 — переходная зона; 4 — верхняя радиационная поверхность нагрева; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 и 7 — воздухоподогреватель; 8 — пылеугольные горелки; 9 — топочная камера.

ление котлов с барабанами длиной до 25 м и диаметром около 1,5 м. Работу прямооточных котлов можно хорошо регулировать.

Промышленные прямооточные котлы изготовляют у нас для

давления пара до 140—215 *атм*; ряд лет во ВТИ работает опытный котел при давлении пара 300 *атм* и температуре 600°C.

Запроектированы крупные котлы паропроизводительностью до 700 *т/час* с параметрами 140 *атм*, 570°C и 230 *атм*, 610°C, разрабатываются котлы производительностью 740—960 *т/час* с параметрами пара 320 *атм*, 655°C. В Европе применяют прямоточные котлы типа Бенсон небольшой и средней производительности, работающие при критическом давлении пара 225 *атм*, а также котлы фирмы Зульцер, по типу которых начато изготовление котлов в США.

Прямоточные котлы имеют повышенное сопротивление кипяtilьных труб и несколько больший расход энергии на питание их водой по сравнению с барабанными котлами с естественной циркуляцией. Прямоточные котлы необходимо питать водой, содержащей ничтожные примеси солей, щелочей и кислот. Эти примеси при невысоком давлении пара отлагаются внутри кипяtilьных трубок, главным образом в области перехода воды в пар («переходная зона» 3 на рис. 10), что снижает надежность работы котла. При высоком и особенно сверхвысоком давлении пара эти примеси уносятся паром в турбину и отлагаются внутри нее (особенно кремнекислота), уменьшая надежность и экономичность работы турбины.

Из барабанных котлов можно удалить часть примесей с так называемой продувочной водой, непрерывно выводимой из барабана котла в количестве 1—5% производимого пара. Для повышения чистоты пара, производимого барабанными котлами, применяют сепарацию влаги в барабанах котла, ступенчатое испарение, промывку пара питательной водой или конденсатом турбин. Так, на котлах отечественной электростанции, работающих при давлении 185 *атм*, достигнуто содержание солей в 1 *кг* пара всего 0,02—0,10 *мг*.

Применяя наиболее совершенные способы очистки воды (глубокое химическое обессоливание), можно добиться снижения содержания солей в очищенной воде до 0,07 *мг/кг* и, что очень важно, снижения содержания кремнекислоты до 0,05 *мг/кг*.

Имеются конструкции прямоточных котлов, предназначенных для работы при докритических параметрах, с сепараторами пара, из которых можно осуществлять небольшую продувку примесей с водой.

Топочные камеры крупных котлоагрегатов имеют большой объем, необходимый для полного сгорания топлива, включая твердые частицы кокса. Этот объем может достигать 1500 *м³* и в особенно крупных котлах — 4000 *м³*. Внутренние стенки топочной камеры для защиты обмуровки от действия высоких температур горящего факела и химического разъедания расплавленной золой (шлаками) и одно-

временно для лучшего использования лучистого тепла горящего факела покрывают системой кипяtilьных труб, включенных в общую систему циркуляции и движения воды в котле. Эти трубы называют водяными экранами топочной камеры котлоагрегата. Водяные экраны воспринимают большую часть тепла, отдаваемого топливом, и производят большую часть пара в котле. Так как передача тепла экранам происходит при максимальной разности температур в данном котлоагрегате, то для образования пара в них требуется относительно наименьшая поверхность нагрева и наименьшая затрата металла.

В прямоточных котлах основное парообразование также происходит в системе параллельно включенных кипяtilьных труб. В котлах отечественной конструкции эти трубы обвивают по спирали внутренние стенки топочной камеры и воспринимают тепло, излучаемое горящим топливом.

У очень крупных котельных агрегатов топочную камеру делят на две или даже на три (например, в США) части вертикальной решеткой из водяных, так называемых двухсветных экранов, интенсивно поглощающих тепло радиации факела в топке и активно участвующих в общем процессе парообразования в котлоагрегате. Иногда применяют двухсветные «ширмовые» экраны в верхней части топочной камеры.

Часть пара в котлах образуется в конвективных поверхностях нагрева, в которых тепло воде передается через стенки кипяtilьных труб продуктами сгорания топлива — горячими газами, выходящими из топочной камеры и омывающими эти трубы снаружи. Иногда небольшое парообразование допускают и в водяном экономайзере.

Температура факела в топочной камере около 1400—1600°C.

Температуру газов на выходе из топочной камеры принимают обычно равной примерно 1100°C, исходя из условия охлаждения расплавленных частиц золы, уносимых с газами из топки, перевода их в твердое состояние и предотвращения шлакования конвективных поверхностей нагрева котельного агрегата.

Современные отечественные котельные агрегаты имеют обычно П-образную компоновку, т. е. состоят из двух вертикальных шахт (камер) — топочной и конвективной. Они соединены вверху горизонтальным или наклонным газоходом, через который горячие газы из топки отводятся в шахту с водяным экономайзером и воздухоподогревателем (см. рис. 9 и 10), называемую конвективной.

В верхнем горизонтальном газоходе размещают пароперегреватель, требующий для достижения высокого перегрева пара высокой температуры омывающих его газов. Однако чрезмерно высокая температура газов опасна для поверх-

ности пароперегревателя, поэтому перед ней должна находиться защитная поверхность из кипяtilьных трубок, снижающая температуру газов примерно до 1000°C.

Эта защитная поверхность может образовать самостоятельный циркуляционный контур, присоединенный к барабану котла, или же она может быть продолжением экранной поверхности топочной камеры (см. рис. 9). В защитной поверхности шаг (расстояние) между трубками увеличивают для предотвращения забивания прохода между ними шлаком. Такую поверхность называют фестонным пучком; в ней передача тепла происходит комбинированно — радиацией факела и горячих газов и конвекцией газов, выходящих из топки.

В новейших типах котельных агрегатов с очень высоким перегревом пара лучистую теплоту сжигаемого топлива используют не только в водяных экранах, но и в радиационных элементах пароперегревателя.

Промежуточные пароперегреватели, водяной экономайзер и воздушный подогреватель обычно являются конвективными поверхностями нагрева. Однако водяной экономайзер в прямоточных котлах и промежуточный пароперегреватель частично могут быть и радиационными поверхностями нагрева.

Водяной экономайзер и воздухоподогреватель используют дополнительно тепло дымовых газов, выходящих из газодов парового котла, и способствуют повышению к.п.д. котельного агрегата, достигающего 92—93%.

На подавляющем большинстве крупных паротурбинных электростанций уголь сжигают в виде пыли, приготовляемой в специальных мельницах.

На отечественных электростанциях широко применяют тихоходные шаровые барабанные мельницы и быстроходные шахтные. В США применяют обычно среднеходные мельницы. Такие мельницы будут изготовляться и у нас.

Шаровые мельницы представляют собой горизонтальный вращающийся с небольшим числом оборотов барабан, покрытый внутри стальной броней и заполненный на 10—25% объема стальными шарами диаметром 30—75 мм.

При вращении барабана шары под действием центробежной силы, прижимающей их к внутренней стенке барабана, поднимаются на некоторую высоту, откуда они под действием силы тяжести отрываются от стенки и падают, дробя и размалывая куски угля, загружаемого в мельницу, и превращая его в пыль. Шаровые мельницы дают очень тонкий помол.

Полученная тонкая пыль с примесью более крупных частиц выносится потоком горячего воздуха, проходящего через мельницу и используемого одновременно для подсушки влажного топлива.

Воздух, транспортирующий угольную пыль в топку и подсушивающий уголь в мельнице, называется первичным; он участвует в начальной стадии горения топлива — сжигании летучей части топлива (углеводородов). Через пылеугольные горелки в топку поступает также остальное количество воздуха — вторичного, обеспечивающего дожигание твердых частиц топлива — кокса.

Шаровые мельницы применяют для размола главным образом углей твердых и требующих большой тонкости помола (с малым выходом летучих, как, например, антрацитовый штыб, тощий уголь и т. д.).

Для размола мягких и влажных углей, не требующих тонкого помола, широко применяют шахтные мельницы ударного действия, состоящие из ротора с закрепленными на нем билами, размалывающими уголь при ударе о его куски. Нагретый воздух подается в мельницу, а аэропыль (смесь угольной пыли и воздуха) отводится из верхнего выходного отверстия корпуса мельницы в находящуюся над ней вертикальную шахту. В этой шахте уголь подсушивается, и более легкие подсушенные и мелкие частицы уносятся вверх в топочную камеру через окна (амбразуры) в вертикальной стенке. Недостаточно подсушенные и более крупные частицы угля выпадают из потока и возвращаются в мельницу, где дополнительно подсушиваются и размалываются. Таким образом, в шахте производится так же отделение крупных частиц.

При размоле влажного топлива, а также топлива с малым выходом летучих горячий воздух или смесь его с газами подается в мельницы при температуре до 300—400°C; горячие газы отсасываются из топочной камеры или газохода котла при температуре 500—700°C.

При сжигании топлива с высокой влажностью — до 50—60% (бурые угли, фрезерный торф) целесообразно применять систему пылеприготовления, при которой выделенная из подсушенного топлива влага вместе с охлажденным теплоносителем сбрасывается в атмосферу.

Ввод угольной пыли и воздуха в топочную камеру производится, в зависимости от сорта угля и конструкции топки, через пылеугольные горелки различных типов. Размеры топочной камеры определяются условиями полного сжигания топлива и необходимой охлаждающей поверхностью водяных экранов. Конструкция современной топочной камеры зависит главным образом от способов ввода в нее аэропыли и отвода из нее шлаков.

Расплавленная в топочной камере зола (шлак) выпадает в нижнюю часть топочной камеры, выполняемую обычно в виде воронки. Большой частью шлак удаляют в виде мелкозернистого песка, который получается в результате охлаждения расплавленного шлака.

Количество шлака, выпадающего из топочной камеры, относительно невелико и составляет обычно около 15% всей золы топлива, а 85% «летучей» золы уносятся дымовыми газами через газоходы котла. Эта зола проходит с газами через дымососы и дымовую трубу и уносится в атмосферу (рис. 11, а).

Летучая зола вызывает износ металлических поверхностей нагрева котельного агрегата, ротора и корпуса дымососа;

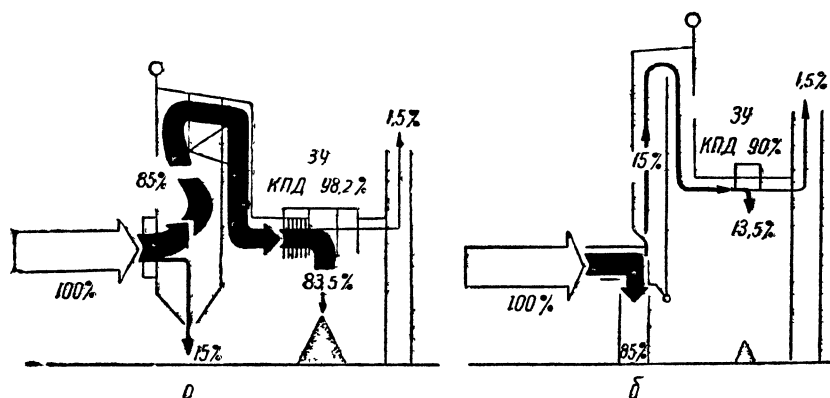


Рис. 11. Золовый баланс мощного котельного агрегата:
 а — пылеугольная топка с сухим (твердым) шлакоудалением;
 б — циклонная топка с жидким шлакоудалением; ЗУ — золоуловитель.

унесенная газами из дымовой трубы зола рассеивается в воздухе и засоряет его. Чтобы избежать всех указанных явлений, для улавливания летучей золы устанавливают золоуловители.

Для уменьшения недостатков, присущих удалению твердого шлака, применяют жидкое шлакоудаление, при котором в топочной камере улавливается до 80—85% золы (рис. 11, б), уменьшается износ поверхностей нагрева котельного агрегата и дымососов, удешевляются золоуловители.

Наибольший процент улавливания золы достигается в топках циклонного типа с жидким шлакоудалением, применение которых весьма перспективно.

ВТИ разработана и внедрена на электростанции топка с вертикальными циклонными предтопками диаметром около 2 м. Угольная пыль грубого помола (остаток 40—50% на сите № 88¹) первичным воздухом вводится в циклонный предтопок через верхнюю вертикальную горелку. Горящее топливо и

¹ В сите № 88 на 1 кв. см имеется число отверстий, равное квадрату числа 88, т. е. около 7750 отверстий.

продукты его сгорания при температуре около 1600°C проходят через экранную решетку (шлакоулавливающий пучок) и короткий горизонтальный газоход в основную топочную камеру, где происходит догорание топлива и охлаждение газов до 1100°C перед их поступлением в кипятильный пучок котла.

Центральным котлотурбинным институтом (ЦКТИ) и Московским высшим техническим училищем имени Баумана (МВТУ) разработаны циклонные предтопки горизонтального типа для сжигания угля, раздробленного на куски размером до 3—6 мм. Такие предтопки для сжигания дробленого угля получили широкое промышленное распространение в США.

Для очистки дымовых газов от золы на электростанциях применяют золоуловители различных типов: механические центробежного типа, мокрые центробежные или пленочные, электрические.

Эффективность золоуловителей оценивается степенью (долей) уловленных твердых примесей (частиц золы). Наиболее эффективны электрофилтры. Степень очистки прошедших через них газов достигает 98%, и они хорошо улавливают даже самые мелкие частицы размером в несколько микронов. Однако электрофилтры очень громоздки и дороги. В последнее время на наших электростанциях широко применяют мокрые золоуловители с орошаемой прутковой решеткой. Степень очистки газов в этих аппаратах достигает 95%, и они значительно дешевле электрофилтров, но их применение затрудняется при сжигании сернистых углей.

На электростанциях, сжигающих высокосернистое топливо и находящихся в плотно заселенном районе, необходимо очищать дымовые газы не только от золы, но и от сернистых соединений. На одной из московских ТЭЦ работает подобное устройство. Такие установки сложны, дороги и не получили широкого распространения.

Образовавшиеся в топке дымовые газы удаляются в атмосферу через дымовые трубы: металлические, устанавливаемые на верхнем перекрытии здания электростанции, или железобетонные (иногда кирпичные), сооружаемые близ здания котельной. На современных отечественных электростанциях применяют железобетонные дымовые трубы высотой до 150 м; на одной электрической станции в США запроектирована дымовая труба высотой 208 м.

Высокие дымовые трубы имеют основным назначением отвод дымовых газов с оставшимися в них неуловленными твердыми частицами и окислами серы в верхние слои атмосферы для защиты от загрязнения близлежащей местности. Для преодоления сопротивления газового тракта котельной установки применяют дымососы — центробежные вентиляторы, создающие разрежение в газовом тракте. Их устанавливают после золоуловителей, перед дымовой трубой.

Воздух для сжигания топлива в топочной камере котлоагрегата подается дутьевыми вентиляторами из котельной (или снаружи) через воздухоподогреватель к горелкам в топочную камеру и в пылеприготовительную установку.

Выпавший из топочной камеры шлак и из золоуловителей летучую золу обычно смывают водой. Шлакозоловодная смесь течет по каналам к баггерным насосам или гидроэлеваторам, которые транспортируют ее на золоотвал, находящийся на расстоянии до 5 км от электростанции. Применяют также пневматическое золоудаление.

Золу и шлаки можно использовать во многих случаях для производства строительных и других материалов (вяжущие материалы, пенобетон, шлаковая вата), а также для удобрения почвы (например, зола эстонских сланцев).

Турбогенераторная установка

Турбогенератор состоит из турбины и соединенного с ней муфтой электрического генератора. В турбине тепловая энергия рабочего тела (водяного пара, газа) преобразуется в механическую энергию вращения ротора турбины. В электрическом генераторе механическая энергия вращения ротора преобразуется в энергию электрического тока, получаемого на зажимах (клеммах) генератора.

Паровые турбины. Водяной пар высокого давления и высокой температуры через автоматические затворы и регулирующие клапаны паровой турбины подводится к ее проточной части, состоящей из каналов криволинейной формы. В неподвижных каналах (соплах, суживающихся к выходному концу) пар расширяется; при этом его давление и температура снижаются, скорость парового потока возрастает до нескольких сот метров в секунду и соответственно увеличивается его кинетическая энергия.

Кинетическая энергия пара используется в подвижных рабочих лопатках. Различают активные и реактивные рабочие лопатки и в соответствии с этим активные и реактивные турбины. В активной рабочей лопатке струя пара производит давление на внутреннюю вогнутую поверхность лопаток, закрепленных на ободе рабочего колеса (диска), и приводит его во вращение (рис. 12, а).

Между рабочими колесами в активной турбине находятся неподвижные перегородки — диафрагмы с закрепленными в них соплами. Рабочие колеса посажены на вал турбины или откованы заодно с ним, диафрагмы закрепляются в корпусе (цилиндре) турбины. Диафрагма с рабочим колесом образуют ступень турбины.

При очень большом числе ступеней (более 20—25) турбина составляется из двух или трех цилиндров.

В реактивной рабочей лопатке пар не только оказывает давление на ее вогнутую поверхность, но и продолжает расширяться подобно расширению в сопле, снижая давление и температуру. Для этого очертание (профиль) рабочей лопатки должно быть аналогично профилю неподвижной лопатки (рис. 12, б).

Турбины реактивного типа обычно имеют ротор в виде барабана, вдоль которого по его окружности закрепляют столько рядов рабочих лопаток, сколько ступеней имеет турбина. Между отдельными рядами рабочих лопаток размещают неподвижные

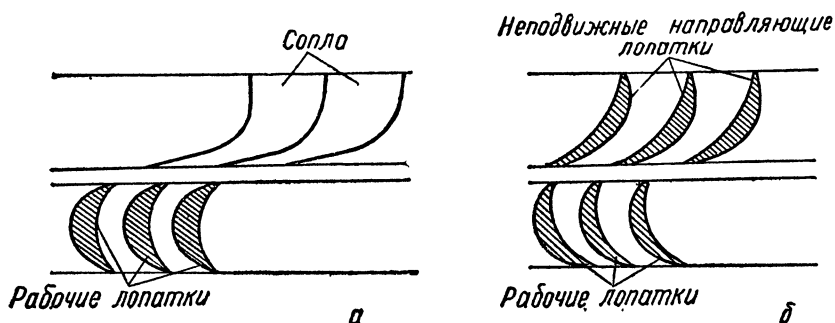


Рис. 12. Схема лопаточного аппарата турбины:
а — в активной ступени; б — в реактивной ступени.

направляющие лопатки, закрепляемые на внутренней поверхности цилиндра турбины и играющие роль сопел.

В СССР строят почти исключительно активные турбины. Схематический разрез активной турбины показан на рис. 13, а реактивной — на рис. 14.

В турбине имеется большое число ответственных и важных для надежной и экономичной работы деталей: подшипники, уплотнения, предохраняющие проточную часть от утечек пара повышенного давления или от подсоса воздуха в цилиндр, работающий под разрежением (вакуумом), устройства для автоматического регулирования работы турбины и защитные ее приспособления, масляная система для смазки подшипников и регулирования, соединительные муфты и т. д.

Современные турбины делают обычно 3000 об/мин. при числе периодов электрического тока 50 в секунду. В США принято число периодов 60 в секунду, соответственно число оборотов турбогенераторов 3600 или 1800 в минуту.

Конденсационная установка турбины. Для охлаждения и конденсации пара, отработавшего в турбине, применяют конденсаторы в виде цилиндра с горизонтально расположенными пучками охлаждающих труб, внутри которых протекает вода, а снаружи они омываются потоком конденсирующегося пара.

Образовавшийся конденсат собирается в нижней части конденсатора и отсасывается из него конденсатными насосами для питания котла. Попадающий в конденсатор воздух отсасывается воздушными насосами (как правило, паровыми эжекторами).

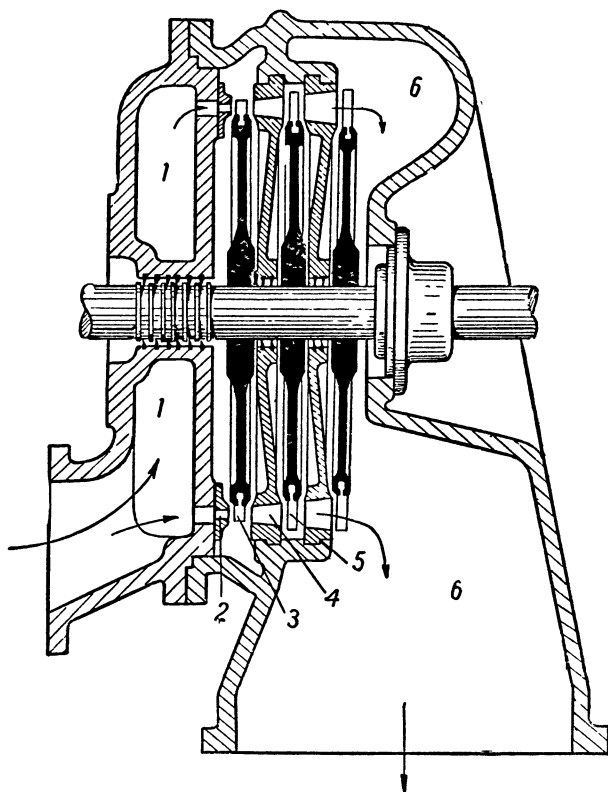


Рис. 13 Схематический продольный разрез активной турбины с тремя ступенями:
 1 — кольцевая камера свежего пара; 2 — сопла первой ступени; 3 — рабочие лопатки первой ступени; 4 — сопла второй ступени; 5 — рабочие лопатки второй ступени; 6 — выпускной патрубок.

Охлаждающая вода подается циркуляционными насосами, устанавливаемыми около турбины или в специальной насосной, обычно на берегу источника водоснабжения. Для охлаждения этой водой также масла в системе смазки и газа (воздуха или водорода), служащего для отвода тепла от элект-

рического генератора, применяют маслоохладители и газо- или воздухоохладители.

Регенеративная подогревательная установка, деаэраторы и питательные насосы. Современные турбины имеют промежуточные отборы пара для подогрева конденсата турбины и питательной воды котлов. Благодаря такому регенеративному подогреву воды тепло отбираемого пара переносится (воз-

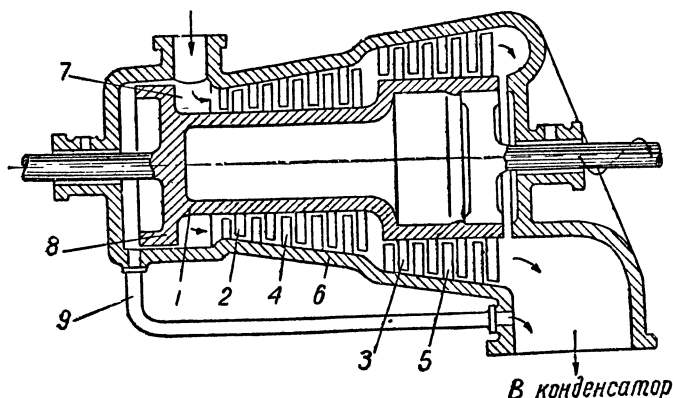


Рис. 14. Схематический продольный разрез небольшой реактивной турбины:

1 — барабан ротора; 2 и 3 — рабочие лопатки; 4 и 5 — направляющие лопатки; 6 — цилиндр; 7 — кольцевая камера свежего пара; 8 — разгрузочный поршень; 9 — соединительный паропровод.

вращается) с водой в котел, вследствие чего уменьшаются потери тепла в конденсаторе турбины (в «холодном» источнике), расход топлива на электростанции снижается на 10—15%, несмотря на увеличение расхода пара на турбину.

Регенеративный подогрев питательной воды котлов тем выгоднее, чем выше начальное давление пара и температура кипения воды в котлах. Регенеративный подогрев питательной воды котлов производят до температуры 215—230°C на установках высокого давления пара (90—130 атм) и до 240—300°C на установках с сверхвысоким давлением пара 170—350 атм.

Конденсат турбины и питательную воду котлов подогревают последовательно в 5—9 подогревателях, по числу оборотов турбины. Обычно применяют поверхностные регенеративные подогреватели, в которых вода проходит по трубкам, а греющий пар омывает трубки снаружи, двигаясь внутри корпуса подогревателя и конденсируясь. Корпус подогревателя обычно имеет форму цилиндра диаметром до 1,6 м и высотой до 6 м.

Применяют также подогреватели смешивающего типа, в

которых пар непосредственно соприкасается с нагреваемой водой, конденсируется, и общий поток воды и конденсата перекачивается насосом к следующему подогревателю или в котел. Часто ограничиваются одним смешивающим регенеративным подогревателем с давлением греющего пара 1,2—6 *атм*, иногда и выше. В таком подогревателе воду нагревают до температуры насыщения при давлении греющего пара. Это делается для того, чтобы удалить из питательной воды котлов растворенные в ней агрессивные газы (кислород, углекислый газ и др.), вызывающие коррозию металла оборудования, в первую очередь котла.

Такие подогреватели называют термическими деаэраторами смешивающего типа. Их выполняют в виде вертикальной цилиндрической колонки, внутри которой размещают по высоте несколько рядов сит (тарелок с небольшими круглыми отверстиями в днище). Струя воды падает через отверстия в сите, а навстречу ей снизу движется поток греющего пара.

Чтобы горячая вода из деаэраторов при входе в питательный насос не закипела и подача ее насосом протекала надежно, деаэраторы устанавливают при температуре воды 160°C на высоте 14 м над насосом, а при более высокой температуре воды — еще выше.

В качестве питательных насосов применяют, как правило, многоступенчатые центробежные насосы с приводом от электродвигателя, реже от паровой турбины. Мощность, потребляемая питательными насосами, возрастает с повышением начального давления пара на котлах. На мощных электростанциях с высокими и сверхвысокими параметрами пара мощность приводных двигателей питательных насосов составляет тысячи и даже десятки тысяч киловатт. Для электростанций с давлением пара на котлах 110 и 185 *атм* потребление электроэнергии этими насосами доходит до 3,5—4,5% всей выработки электроэнергии электростанций. Надежная работа электростанций и котельных агрегатов в большой степени зависит от работы питательных насосов, почему они являются особенно ответственными механизмами на электростанциях.

Отпуск тепла и восполнение потерь пара и конденсата

Подогрев воды, отпускаемой теплоэлектроцентралью для отопления и бытовых нужд населения, производится в специальных пароводяных подогревателях, через которые вода прокачивается насосами в тепловую сеть. В эти подогреватели подводится пар обычно из регулируемого отбора турбины.

Пар, отпускаемый промышленным потребителям, отводят обычно непосредственно из регулируемых отборов теплофикационных турбин.

От промышленных потребителей на ТЭЦ возвращается лишь часть конденсата отпускаемого им пара; некоторое количество его теряется или используется на производстве. Недостающее количество конденсата приходится восполнять водой, специально подготовляемой для питания котлов электростанции.

На электростанции любого типа часть пара и конденсата теряется из-за утечек через неплотности в оборудовании и трубопроводах, расхода на хозяйственные нужды, продувки или промывки котлов. Такие потери не должны превышать 2—2,5% паровой нагрузки котлов, на лучших электростанциях они сведены до 0,5—1,0%.

Восполняют эти потери очищенной водой. Наиболее перспективным является метод химической очистки воды, осуществляемой фильтрацией воды последовательно в фильтрах, заполненных соответствующими химически активными материалами, поглощающими соли и кислоты. Такое глубокое химическое обессоливание воды позволяет получить очищенную воду с ничтожным содержанием примесей.

На случай присоса сырой воды через неплотности в конденсаторах паровых турбин в настоящее время предусматривают также обессоливание этого конденсата. Химически обессоленная вода содержит в 1 кг лишь сотые доли миллиграмма солей и кремниевой кислоты.

Обессоливание воды на электростанциях производят также путем ее дистилляции. Для этого воду сперва превращают в пар в паропаровых теплообменниках (испарителях), обогреваемых паром из отборов турбины. Затем образовавшийся пар конденсируют в пароводяном теплообменнике, тепло конденсации возвращается при этом конденсату турбин или питательной воде котлов. Вновь полученный конденсат является чистым дистиллатом, по своему составу близким к конденсату турбин, и может быть использован для питания паровых котлов.

Подготовка воды в испарительной установке называется термической; она обычно дороже и экономически менее выгодна, чем химическая очистка воды.

Тепловая схема и водоснабжение

Тепловое оборудование электростанции или каждого ее блока объединяется при помощи трубопроводов пара и воды в единую установку, наглядное представление о которой дает тепловая схема электростанции или блока. Упрощенная тепловая схема теплоэлектроцентрали, оборудованной турбогене-

раторами с конденсацией и отбором пара для промышленных потребителей, отопления и регенеративного подогрева воды, была показана на рис. 5.

Для охлаждения отработавшего пара конденсационных турбин используют воду из реки, озера, пруда или моря. Расход охлаждающей воды на конденсационных электростанциях очень велик, составляя, например, для электростанции мощностью около 1 млн. кВт около $40 \text{ м}^3/\text{сек}$, т. е. величину, соизмеримую с расходом воды в реке.

При речном водоснабжении вода, забираемая из рек, нагревается в конденсаторах турбин и затем сбрасывается в реку ниже по течению. Такая система водоснабжения называется прямоточной; она дает наилучшее охлаждение пара в конденсаторах паровых турбин.

Если воды в реке недостаточно, то сооружают плотину и образуют пруд, в одном конце которого забирают воду для охлаждения конденсаторов, а в другом конце сбрасывают нагретую воду. Такие пруды-охладители с площадью в несколько квадратных километров часто применяют на конденсационных электростанциях, сооружаемых близ небольшой реки с переменным расходом воды.

На теплоэлектроцентралях, имеющих ограниченные площади для размещения различных сооружений, часто применяют искусственные охладители, обычно градирни. Нагретая в конденсаторах турбин вода подается в верхнюю часть оросительного устройства градирни, на высоту 6—9 м; при падении вода, ударяясь о планки решетки, разбрызгивается и охлаждается. Нагретый воздух под действием естественной тяги отводится через вытяжную башню градирни в атмосферу. Охлажденная вода собирается в бассейне под оросительным устройством и насосами подается в конденсаторы турбин. Градирня с площадью оросительного устройства около 2 тыс. м^2 достаточна для обслуживания турбинной установки мощностью около 25 тыс. кВт. Высота вытяжной башни может быть 40—60 и даже 90 м.

В качестве искусственного охладителя применяют также брызгальные установки, состоящие из горизонтальных распределительных труб с соплами для распыления воды и сборных бассейнов охлажденной воды. Вытекая из сопел, вода образует многочисленные фонтаны и охлаждается, отдавая тепло воздуху. Эффект охлаждения при этом сильно зависит от скорости воздушных потоков (ветра). Необходимая площадь для брызгальной установки значительно меньше, чем для пруда, но в несколько раз больше, чем для градирен. Брызгальные установки применяют относительно редко.

Системы охлаждения с циркуляцией воды через конденсаторы и охладители называют оборотными или замкнутыми.

Эффект охлаждения воды в этих системах меньше, чем в прямой.

Обеспеченность электростанции, в особенности конденсационной, водой для охлаждения конденсаторов турбин — один из важнейших факторов, влияющих на выбор места сооружения электростанции.

Топливное хозяйство

Важным производственным участком тепловой электростанции является ее топливное хозяйство, состоящее из транспортных механизмов для подачи топлива, топливных складов, железнодорожных путей для подвоза топлива, дробилок для дробления крупных кусков угля до размеров, требующихся условиями сушки, размола или сжигания.

Транспортными механизмами, как правило, служат ленточные конвейеры (транспортеры) с резиновой обкладкой, с шириной ленты до 1,5 м и скоростью движения 1,5—2,5 м/сек. Длина ленты — более 100 м; она прокладывается горизонтально или с уклоном к горизонту до 18—20°. Производительность такого ленточного транспортера составляет несколько сот тонн топлива в час.

На угольных складах мощных электростанций установлены большей частью порталные грейферные краны-перегрузчики с пролетом до 80 м. Высота обслуживаемого таким краном угольного штабеля составляет 15—20 м.

На мощные электростанции уголь с шахт подается в полувагонах типа гондола (или хоппер) грузоподъемностью около 60 т; намечается изготовление полувагонов грузоподъемностью 90—100 т.

Разгрузка угля из открытых сверху полувагонов на новых мощных электростанциях будет производиться вагоноопрокидывателями, представляющими собой металлическую раму, внутрь которой заводится полувагон; он закрепляется там и вместе с рамой поворачивается на 160°, в результате чего уголь из полувагона сыпается в подземный бункер большой емкости, из которого транспортерами подается через дробилки в котельную.

Угольные склады размещают на территории электростанции или рядом с ней за ее оградой. Запас угля на складе должен быть не меньше месячного или двухмесячного его расхода на электростанции.

Генеральный план электростанции

Основным производственным сооружением является главный корпус электростанции. Взаимное размещение котельной и машинного зала, оборудования, находящегося в этом здании, и его строительных конструкций называют компоновкой

главного здания электростанции. От выбора типа компоновки главного корпуса существенно зависят стоимость сооружения, себестоимость энергии, удобство эксплуатации, степень механизации и автоматизации работы электростанции.

Компоновки главного здания блочных электростанций имеют свои особенности: электростанция разделяется на отдельные технологические блоки, включающие котел, турбину и их вспомогательное оборудование. При этом котел и турбина должны размещаться в непосредственной близости друг от друга. Вблизи от них должны находиться блочные щиты или центральный щит управления электростанции, включающий тепловые и электрические щиты (рис. 15).

Представление о размерах (габаритах) основных агрегатов и главного корпуса электростанции дают следующие цифры: длина мощного турбогенератора 30—35 м, пролет машинного зала 30—50 м (в зависимости от способа размещения в нем турбогенератора), пролет котельной 30—35 м. Общая длина главного здания электростанции заданной мощности с крупными агрегатами может составить 200 м и более, а с небольшими агрегатами — значительно больше. Высота котельного агрегата большой производительности достигает 45 м, высота котельной соответствует высоте 12—15-этажного дома, высота машинного зала — 8—10-этажного дома.

Объем главного корпуса мощной современной электростанции, отнесенный к одному установленному киловатту ее мощности, составляет 0,6—1 м³. Для удешевления главного здания часть оборудования (даже в местностях с суровым климатом) устанавливают на открытом воздухе (золоуловители, пылевые циклоны, электрическое оборудование высокого напряжения). В районах с теплым и сухим климатом применяют открытое или полуоткрытое размещение главных агрегатов (котлов и турбогенераторов), т. е. на открытом воздухе или в здании облегченного типа. Это не только удешевляет сооружение электростанций, но и может способствовать улучшению условий ее обслуживания.

На территории электростанции, кроме главного корпуса, размещают ряд других производственных сооружений: электрическую повысительную подстанцию высокого напряжения, иногда главное распределительное устройство генераторного напряжения, здание главного электрического щита; устройства топливного хозяйства, золоудаления и т. д. Общий план размещения сооружений на площадке называют генеральным планом (генпланом) электростанции. Он включает также железнодорожные подъездные пути и автомобильные дороги, различные подземные коммуникации, подсобные сооружения — склады, мастерские и т. д.

На рис. 16 показана перспектива генерального плана мощной электростанции.

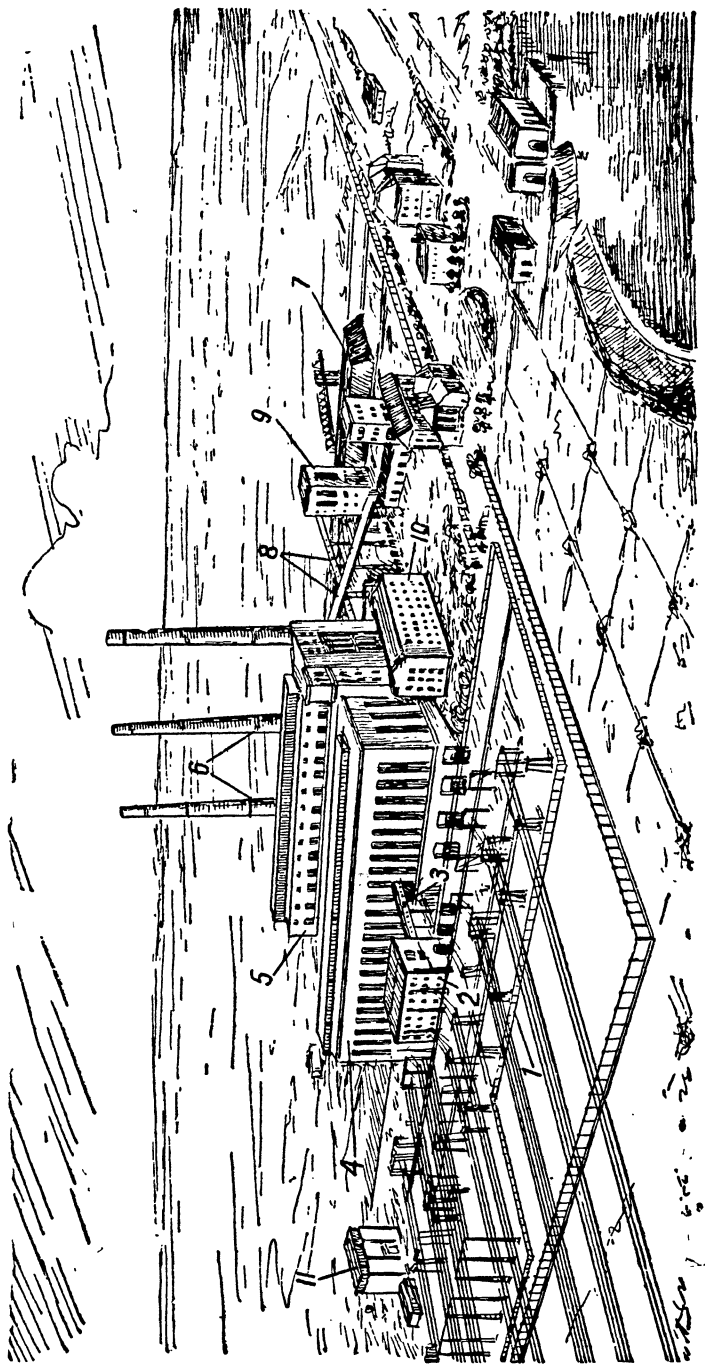


Рис. 16. Перспектива генерального плана мощной электростанции:

1 — открытое распределительное устройство 110 и 220 кВ; 2 — главный щит управления; 3 — переходный мостик; 4 — машинный зал; 5 — котельная; 6 — дымовые трубы; 7 — склад топлива; 8 — галереи ленточных транспортеров; 9 — служебное устройство; 10 — дробильный корпус; 11 — трансформаторная мастерская

Энергетические и экономические показатели тепловой электростанции

Основным энергетическим показателем электростанции является ее коэффициент полезного действия (доля тепла, преобразованная в электроэнергию). На новейших мощных конденсационных электростанциях он составляет 35—38% с тенденцией к повышению до 40% и выше. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии на теплоэлектроцентрали, с учетом использования отработавшего тепла, может достигнуть 40—70%.

Равноценным показателем служит также удельный расход условного топлива (с теплотворной способностью 7000 ккал/кг) на производство 1 кВтч. Он составляет 0,3—0,4 кг/кВтч, на теплоэлектроцентралях иногда снижается до 0,2 кг/кВтч. Благодаря повышению начальных параметров пара и общему усовершенствованию тепловых схем и оборудования электростанций удельный расход топлива на лучших отечественных электростанциях за последние 10 лет снижен на 25%, а за период последних 40—50 лет — в 5 раз.

При расчете этих показателей необходимо учитывать расход электроэнергии на собственные нужды электростанций.

Основными экономическими показателями служат удельные затраты на сооружение электростанции (стоимость установленного киловатта, составляющая для крупных электростанций около тысячи рублей) и себестоимость электрической энергии, составляющая 5—10 коп/кВтч. На теплоэлектроцентрали дополнительным экономическим эксплуатационным показателем является себестоимость тепловой энергии — обычно около 30 рублей за миллион килокалорий.

Важным экономическим показателем является численность персонала на электростанциях. Благодаря укрупнению агрегатов, блочному типу электростанции, механизации и автоматизации процессов численность персонала на 1 тыс. кВт установленной мощности электростанции снижается до одного человека. В некоторых случаях на одного человека может приходиться и более 1 тыс. кВт установленной мощности.

* * *

Учитывая крупнейший технический прогресс на тепловых электростанциях за последние 10 лет и особенно в текущем пятилетии, можно с уверенностью ожидать дальнейшего значительного увеличения их мощности, повышения к.п.д., комплексной автоматизации, резкого улучшения экономических показателей.

В наше время бурного развития техники и новых ее отраслей имеются большие перспективы для широкого использования на тепловых электростанциях атомной энергии.

Литература

Общая теплотехника, под редакцией С. Я. Корницкого и Я. М. Рубинштейна. Госэнергоиздат, 1952.

В. А. Кириллин и А. Е. Шейндлин. Водяной пар в энергетике. Госэнергоиздат. 1953.

Г. Ф. Кнорре. Что такое горение. Госэнергоиздат. 1954.

Атомная энергетика. Доклады иностранных ученых на Международной конференции по мирному использованию атомной энергии. Женева. 1955. Госэнергоиздат. 1956.

Л. И. Керцелли и В. Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции. Изд. 2-е. Госэнергоиздат. 1956.

Трест ОРГРЭС. Выпуски: «Новости зарубежной энергетики» и «Энергетика за рубежом». Госэнергоиздат. 1955 и 1956.

★ К ЧИТАТЕЛЯМ ★

Издательство «Знание» Всесоюзного общества по распространению политических и научных знаний просит присылать отзывы об этой брошюре по адресу: Москва, Новая площадь, д. 3/4.

ВСЕСОЮЗНОЕ ОБЩЕСТВО
ПО РАСПРОСТРАНЕНИЮ ПОЛИТИЧЕСКИХ И НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ
ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЗНАНИЕ»

Принимается подписка
на **БРОШЮРЫ-ЛЕКЦИИ** на 1957 год

ПЕРВАЯ СЕРИЯ — общественно-политическая — 40 брошюр-лекций по вопросам истории КПСС, истории СССР, всеобщей истории.

ВТОРАЯ СЕРИЯ — общественно-политическая — 40 брошюр-лекций по вопросам диалектического и исторического материализма, истории философии, государства и права, педагогики и научно-атеистических знаний.

ТРЕТЬЯ СЕРИЯ — в помощь экономическому образованию — 40 брошюр-лекций по вопросам политической экономии, конкретной экономики промышленности, сельского хозяйства.

ЧЕТВЕРТАЯ СЕРИЯ — научно-техническая — 40 брошюр-лекций по вопросам техники, организации производства, истории технических открытий, изобретений, о передовом производственном опыте, о наиболее выдающихся работах в области научно-технического прогресса в СССР и за рубежом.

ПЯТАЯ СЕРИЯ — сельскохозяйственная — 28 брошюр-лекций о достижениях сельскохозяйственной науки, по вопросам организации сельскохозяйственного производства, об опыте новаторов и передовиков сельского хозяйства.

ШЕСТАЯ СЕРИЯ — литература и искусство — 24 брошюры-лекции по советской и русской классической литературе, литературе народов СССР и зарубежной литературе, по искусству и отдельным вопросам литературоведения, языкознания и эстетики.

СЕДЬМАЯ СЕРИЯ — вопросы международной жизни — 24 брошюры-лекции о внешней политике СССР, стран народной демократии, о внешней политике и внутреннем положении капиталистических государств, о современных международных отношениях, борьбе за мир и безопасность, о рабочем, демократическом и национально-освободительном движении.

ВОСЬМАЯ СЕРИЯ — естественно-научная — 52 брошюры лекции по вопросам биологии, медицины, геологии, географии, химии, физики, математики и астрономии.

УСЛОВИЯ ПОДПИСКИ:

С Е Р И Я	Коллич. лекций	Подписная цена		
		на год	на полгода	на квартал
Первая	40	24 р.	12 р.	6 р.
Вторая	40	24 р.	12 р.	6 р.
Третья	40	24 р.	12 р.	6 р.
Четвертая	40	24 р.	12 р.	6 р.
Пятая	28	14 р.	7 р.	3 р. 50 к.
Шестая	24	12 р.	6 р.	3 р.
Седьмая	24	12 р.	6 р.	3 р.
Восьмая	52	31 р. 20 к.	15 р. 60 к.	7 р. 80 к.
Всего:	288	165 р. 20 к.	82 р. 60 к.	41 р. 30 к.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ городскими и районными отделами «Союзпечать», конторами, отделениями и агентствами связи, почтальонами, а также общественными уполномоченными по подписке на фабриках, заводах, в совхозах и колхозах, в учебных заведениях и учреждениях.

Издательство «ЗНАНИЕ»