

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «БРЯНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ»

Широбокова О.Е., Кирдищев Д.В.

# **ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ**

для бакалавров очной и заочной форм обучения

по направлению 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Брянская область 2018 г.

УДК 620.9 (076)

БКК 31

Ш 64

Широбокова, О. Е. Общая энергетика: учебно-методическое пособие для бакалавров очной и заочной форм обучения по направлению 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника / О. Е. Широбокова, Д. В. Кирдищев. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2018. – 179 с.

В учебно-методическом пособии рассмотрены теоретические вопросы, а также практические вопросы, включающие методы получения, преобразования, передачи и использования различных видов энергии, а также технологические особенности, принципы действия и конструктивные устройства энергетического оборудования. Учебно-методическое пособие предназначено для бакалавров очной и заочной форм обучения, направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.

**Рецензент:** д.т.н., проф. кафедры электроэнергетики и автоматики Кисель Ю.Е.

*Рекомендовано к изданию учебно-методической комиссией института энергетики и природопользования Брянского ГАУ, протокол №8 от 28 июня 2018 года.*

© Брянский ГАУ, 2018 г.

© Широбокова О.Е., 2018 г.

© Кирдищев Д.В., 2018 г.

## Введение

Дисциплина общая энергетика базируется на курсе теоретические основы электротехники, электроэнергетические системы и сети, нетрадиционная энергетика и др. и является одной из базовых дисциплин, изучающая методы получения, преобразования, передачи и использования различных видов энергии, а также технологические особенности, принципы действия и конструктивные устройства энергетического оборудования. Изучаемая дисциплина обеспечивает общетеоретическую и профессиональную подготовку студентов по направлению 130302 «Электроэнергетика и электротехника».

Цель курса: формирование знаний о видах природных источников энергии и способах преобразования их в электрическую и тепловую энергию, освоение обучающимися основных типов энергетических установок и способов получения тепловой и электрической энергии на базе возобновляемых и не возобновляемых источников энергии.

**В результате освоения дисциплины формируются следующие основные компетенции:**

ПК-1: Способностью участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике.

ПК-2: Способность обрабатывать результаты экспериментов.

ПК-5: Готовностью определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности.

ПК-6: Способностью рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности.

Данное пособие предназначено для самостоятельного изучения теоретического курса и выполнения практических заданий по основным разделам дисциплины. Самостоятельная работа студента – важнейший элемент обучения в вузе. Основной целью методического пособия является организация помощи при изучении дисциплины. По курсу «Общая энергетика» имеются учебники, которые рекомендованы в библиографическом списке.

### Общие сведения

Общие понятия. Энергия определяется, как действие, деятельность, общая мера различных форм движения материи. Это общее выражение, которое требует дополнительных пояснений. В процессе пояснений появляется новое понятие - понятие энергии.

Таким образом, образуется замкнутый круг, при определении понятия энергии, необходимо использовать само это понятие. Появляется некая нелинейная задача. Можно сделать вывод, что понятие энергии можно определить только путем ее описания, изложения ее свойств, особенностей, форм взаимодействия материальных объектов, которые возникают с ее помощью. Энергети-

ка определяется, как отрасль хозяйства, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии. Следовательно, энергетика включает в себя и научно-техническое направление, занимающееся изучением сути всех энергетических преобразований, а также созданием новых направлений использования энергии в интересах человека. Известный астрофизик Н.С. Кардашев считает, что уровень развития любой цивилизации определяется уровнем энергии, которой цивилизация может управлять. Понятие энергии можно определить как следствие силового взаимодействия различных материальных объектов. С некоторой степенью условности физика различает следующие виды взаимодействий:

1. Электромагнитное – взаимодействие между электрически заряженными частицами или телами.

2. Гравитационное – взаимодействие между всеми частицами или телами, имеющими ненулевую массу (покоя или движения).

3. Сильное – взаимодействие между элементарными частицами, именуемыми адронами, практический интерес представляет взаимодействие между протонами и нейтронами.

4. Слабое. Это взаимодействие ответственное за стабильность или распад элементарных частиц. Практический интерес представляет участие слабого взаимодействия в ядерных реакциях, используемых в атомных электростанциях.

В рассматриваемом курсе будет рассмотрена энергия и ее преобразования, используемые для целей электроэнергетики и теплоэнергетики, другими словами для электроснабжения и теплоснабжения потребителей. Все остальные вопросы энергетике остаются за пределами настоящего курса. Также рассмотрена классификация источников энергии.

В первом приближении все источники энергии можно разделить на две группы. А именно на получаемые или полученные от солнца и получаемые или полученные от других источников. Рассмотрим виды источников энергии, относящиеся к первой группе. - Энергия, получаемая непосредственно от солнца электромагнитным путем. Она может приниматься прямо в виде электромагнитного излучения, но может приниматься опосредовано в виде энергии ветра или гидроэнергии рек.

Энергия солнца, полученная также электромагнитным путем, но ранее, в прошедшие времена и накопленная растительным и животным миром в виде древесины, торфа, каменного угля, биотоплива, возможно горючих сланцев, природного газа и нефти. Последние три источника энергии сопровождаются оговоркой возможно, поскольку до сих пор не ясно их происхождение. Если окажется, что они органического происхождения, то несомненно, что их энергия есть энергия солнца. Если же будет доказано их неорганическое происхождение, то источником их энергии непосредственно солнце быть не может.

Другой вариант классификации источников энергии возможен путем деления их на возобновляемые и не возобновляемые.

К первым относят источники, которые функционируют и будут функционировать в течение времени на много порядков больше, чем время существования человеческой цивилизации. К первым относят источники, которые обеспе-

чивают: - электромагнитную энергию солнца, - энергию ветра, - гидроэнергию, б - геотермальную энергию, - энергию морских и океанических приливов, отливов и волн, - энергию древесины и биотоплива, - энергию торфа при условии, что время рекультивации болот будет достаточно для возобновления запасов торфа. К не возобновляемым источникам относят те, которые имеют ограниченный запас и возобновление этих запасов не происходит или происходит достаточно медленно. К ним относятся: - нефть, - каменный уголь, включая все его разновидности, - природный газ, - горючие сланцы, - ядерное топливо.

Те источники энергии, которые свою потенциальную энергию представляют в виде химической энергии и выделяют ее при сгорании, называют топливом. Топливо в свою очередь подразделяется на: - твердое (уголь, древесина, горючие сланцы), - жидкое (нефть и ее продукты переработки), - газообразное (природный газ, попутный газ, доменный газ, биогаз).

Особняком стоит ядерное топливо, которое обычно относят к твердым видам топлива, хотя в упомянутом выше смысле это не топливо, ибо способ извлечения из него энергии не связан с горением. Потребление топлива в функции времени.

История развития человеческой цивилизации - это история потребления человечеством энергии. Качественные соображения и количественный анализ показывают, что за всю историю развития человеческой цивилизации наблюдался и наблюдается рост потребления топлива.

# 1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

## 1.1. ИСТОРИЯ И РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

От первых опытов по электричеству до начала его широкого практического применения в 70-80-х годах XIX в. прошло более 300 лет.

Первые электрические установки были постоянного тока и применялись в телеграфии, освещении, гальванотехнике и минном деле. Они использовали электрохимические источники (например, медно-цинковые батареи) и имели значительные ограничения по мощности.

С разработкой электромашинных источников (генераторов) появились первые электростанции (блок-станции) для питания, в основном, электрического освещения, а также дополнительно - вентиляторов, насосов и подъемников.

Генераторы этих электростанций приводились во вращение поршневыми паровыми машинами, радиус электроснабжения - до 1-1,5 км на постоянном токе. Выдержав конкуренцию с газовыми компаниями, эти станции быстро развивались (в первую очередь, в крупных городах: Париже, Нью-Йорке, Петербурге и др.).

В 90-х годах XIX в. с разработкой трехфазного синхронного генератора, трансформаторов и асинхронного двигателя начался переход на трехфазный переменный ток.

Первый опыт (1891 г.): электропередача Лауфен-Франкфурт (протяженность 170 км, напряжение 15 кВ., передаваемая мощность 220 кВт).

В конце XIX в. напряжение электропередач достигло 150 кВ. Электроэнергия быстрыми темпами стала завоевывать ведущие позиции в промышленности, транспорте, быту.

В настоящее время практически повсеместно используются трехфазные системы переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

Преимущества электроэнергии:

- производство (в основном, преобразование механической энергии в электрическую) - разнообразие используемых ресурсов [гидроэлектростанций (ГЭС), теплоэлектростанций (ТЭС), атомных электростанций (АЭС)], возможности концентрации мощностей и управления их размещением;
- передача - возможность надежной и экономичной передачи электроэнергии на большие расстояния;
- распределение - простота канализации электроэнергии потребителям независимо от их мощности;
- потребление простота и экономичность преобразования электроэнергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую), а также существование ряда высокоэффективных электротехнических технологий - электролиз, гальванотехника.

В первые годы развития электроэнергетики России все электростанции работали раздельно. Даже электростанции, расположенные в крупных городах (Петербурге, Москве), работали на собственные, не связанные между собой,

электрические сети, нередко выполненные на различные системы тока - постоянный, однофазный переменный, трехфазный переменный, при различных частотах (20; 40; 42,5; 50 Гц) и различных напряжениях.

В 1913 г. в России было всего 109 км воздушных электрических сетей напряжением выше 10 кВ.

В 1912 г. в 70 км от Москвы на торфяных болотах было начато строительство первой районной электростанции «Электропередача»; была также построена линия электропередачи напряжением 70 кВ длиной около 70 км до Измайловской подстанции.

Развитие электрических сетей, разрушенных в годы Гражданской войны, началось примерно с 1920 г. в соответствии с планом ГОЭЛРО. Этим планом была предусмотрена централизация электроснабжения всего народного хозяйства путем строительства крупных электростанций и электрических сетей, и последовательного объединения электростанций в районные и межрайонные энергетические системы. Уже в те годы для специалистов было ясно, что объединение электростанций в энергетические системы сулит несомненные преимущества. К основным преимуществам такого объединения следует отнести:

- наилучшее использование установленной мощности агрегатов электростанций, повышение их экономической эффективности в целом;
- снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых систем;
- уменьшение суммарного необходимого резерва мощности;
- облегчение работы системы при авариях и ремонтах;
- увеличение единичной мощности агрегатов, устанавливаемых на электростанциях и подстанциях.

В 1922 г. была введена первая очередь Каширской ГРЭС мощностью 12 МВт с первой линией электропередачи 110 кВ до Кожуховской подстанции в Москве, а в 1925 г. были введены в действие первая очередь Шатурской ГРЭС мощностью 32 МВт и двухцепная линия 110 кВ Шатурская ГРЭС - Москва, доведенная до центра города, а затем до Карачаровской и Кожуховской подстанций. Это было, по существу, начало создания Московского кольца напряжением 110 кВ. К этому кольцу по радиальным линиям присоединялись другие районные электростанции.

В 1926 г. была пущена Волховская ГЭС мощностью 56 МВт, которая двумя линиями 110 кВ протяженностью 130 км была соединена с Северной подстанцией Ленинграда. В том же году была пущена линия 110 кВ от Горьковской ГРЭС до г. Горького. Так, уже к 1929 г. протяженность электрических сетей напряжением выше 10 кВ увеличилась до 2032 км, соответственно увеличилась и мощность понизительных подстанций.

Развитие электрических сетей, появление сравнительно протяженных линий электропередачи, объединение на параллельную работу ряда электростанций потребовали развития научных исследований в области передачи и распределения электрической энергии. В Москве создается Государственный экспериментальный электротехнический институт (ГЭЭИ), который впоследствии был переименован во Всесоюзный электротехнический институт (ВЭИ). Здесь изучались процессы, происходящие в электропередачах высокого и сверхвысо-

кого напряжений, проводились исследования по вопросам создания соответствующей высоковольтной аппаратуры.

Проводились теоретические и экспериментальные исследования проблем, связанных с передачей и распределением электроэнергии, в Ленинградском политехническом институте, Московском высшем техническом училище и ряде других высших учебных заведений.

Уже в конце 20-х годов научно-исследовательские и проектные организации, заводы начинают создавать отечественное электротехническое оборудование. В это же время была принята единая шкала номинальных напряжений: 3, 6, 10, 35, 110 кВ; предполагалось в дальнейшем применение напряжений 220 и 380 кВ.

В 1926 г. была создана диспетчерская служба в Московской энергосистеме, а впоследствии аналогичные службы были созданы в Ленэнерго Уралэнерго и других энергосистемах.

Для 30-х годов XX в. характерно стремительное увеличение темпов электрификации, развития электроэнергетического хозяйства. Значительно уплотнился график электрической нагрузки; годовое число часов использования мощности всех электростанций в 1940 г. возросло до 4650 против 2720 в 1928 г., а для районных электростанций этот же показатель возрос с 3260 до 5481 часа в год. За этот период изменился характер электростанций - заметно увеличилась единичная мощность агрегатов, увеличился удельный вес электростанций, построенных у источников топлива, увеличилась доля гидроэлектростанций в выработке электроэнергии. Это в свою очередь привело к необходимости передачи электроэнергии на дальние расстояния, что, естественно, требовало повышения напряжения. Последнее обусловило значительное развитие электрических сетей для передачи и распределения электроэнергии.

Так, например, мощность Московской энергосистемы к 1935 г. достигла 900 МВт с длиной электрических сетей 110 кВ 1900 км; мощность Уральской энергосистемы, протянувшейся на 1000 км от Соликамска до Магнитогорска, достигла 650 МВт.

Впервые было применено напряжение 220 кВ в Ленинградской энергосистеме, где в 1933 г. была построена электропередача протяженностью 240 км Нижне-Свирская ГЭС - Ленинград. Впоследствии это напряжение было применено и в других энергосистемах, а также при сооружении линий межсистемных связей.

Рост мощностей и дальности передачи электроэнергии, необходимость повышения надежности электроснабжения потребовали решения ряда новых технических проблем. Особо важное значение при возрастающей дальности передачи электроэнергии получили вопросы расчетов устойчивости параллельной работы электростанций и способов обеспечения этой устойчивости. На основе глубокого изучения переходных процессов в электрических системах была разработана методика расчетов, проведены исследования в электрических системах. Были изучены вопросы аварийного регулирования турбин, исследованы возможности повышения мощности и дальности передачи при помощи автоматического регулирования возбуждения синхронных машин; был создан элек-

тронный регулятор напряжения. В эти годы были найдены реальные средства повышения пределов динамической устойчивости: форсировка возбуждения синхронных генераторов, применение аварийной разгрузки по частоте (АЧР).

Во второй половине 30-х годов XX в. уже велась разработка вопросов, связанных с возможностью передачи электроэнергии от будущей Куйбышевской ГЭС в район Москвы на напряжении 380-400 кВ; в Ленинграде в Ленинградском энергофизическом институте была построена опытная трехфазная линия 500 кВ, на которой проводились исследования на дальнюю перспективу – использование более высоких напряжений для передачи электроэнергии.

В годы Великой Отечественной войны энергосистемам и электрическим сетям, оказавшимся в зоне военных действий, был нанесен огромный ущерб – было разрушено более 10 тыс. км линий электропередачи напряжением более 10 кВ. Но уже в конце 1941 г. начались восстановительные работы, и в 1945 г. общая протяженность электрических сетей превысила довоенный уровень. В 1946-1950 гг. происходит объединение энергетических систем Центра. Для координации и управления объединенными энергосистемами и регулирования потоков мощности было создано объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центра, которое в 1959 г. было реорганизовано в объединенное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ОДУ ЕЭС). Мощность объединенной энергетической системы (ОЭС) Центра, в состав которой входили Московская, Ярославская, Ивановская и Горьковская энергосистемы, достигла в 1959 г. 2183 МВт.

Наибольшее развитие энергосистем и их объединение происходят в 50-х годах XX в. в результате сооружения мощных электростанций на р. Волге, Каме и строительства первых линий электропередачи 400 кВ, переведенных впоследствии на напряжение 500 кВ. В связи с большим ростом уровня энергетики оказалось целесообразным строительство крупных тепловых электростанций с агрегатами большой единичной мощности, что создало необходимые условия для построения крупных объединенных энергосистем.

Необходимость создания дальних линий электропередачи напряжением 500 кВ и протяженностью более 1000 км потребовала решения новых сложных технических проблем и проведения большого объема научно-исследовательских работ. Особенно большое значение для линий электропередачи этого класса напряжений имели вопросы обеспечения устойчивости параллельной работы, защиты от перенапряжений, короны, надежной работы автоматики и релейной защиты. И эти проблемы решались усилиями ученых и инженеров многих научно-исследовательских институтов, проектных организаций, высших учебных заведений. Были разработаны системы автоматического регулирования с регуляторами «сильного действия» в цепях возбуждения синхронных генераторов. В целях снижения индуктивного сопротивления линии для повышения натуральной мощности и устойчивости передачи разрабатывались вопросы оптимального расщепления проводов каждой фазы, что одновременно позволило снизить потери на корону. Для повышения пропускной способности электропередачи были разработаны вопросы применения продольной емкостной компенсации, осуществляемой включением в линию бата-

рей конденсаторов. Общая протяженность линий электропередачи 500 кВ к концу 1970 г. составила около 14 тыс. км.

Сооружение крупных электростанций, объединение энергосистем требовали еще большей пропускной способности, чем пропускная способность линий 500 кВ. В связи с этим в ряде ведущих промышленно развитых стран (СССР, США, Канаде) велись интенсивные работы по дальнейшему повышению пропускной способности электропередач и связанному с этим повышению их напряжения.

В 1967 г. была введена в эксплуатацию первая опытно-промышленная электропередача 750 кВ Конаковская ГРЭС - Москва протяженностью 90 км, а уже к 1985 г. протяженность линий электропередачи этого напряжения составила более 6 тыс. км.

Рост мощностей электростанций: тепловых и атомных - до 4 млн кВт, гидроэлектростанций - до 6 млн кВт, увеличение дальности передачи электроэнергии потребовали внедрения линий электропередачи нового класса напряжений переменного тока - 1150 кВ, а также строительства линий электропередачи постоянного тока напряжением 1500 кВ.

Первые линии электропередачи новой ступени напряжения переменного тока 1150 кВ были введены в 1985 г. на участках Экибастузская ГРЭС - Кокчетав - Кустанай.

В результате у нас сложились две шкалы номинальных напряжений воздушных линий электропередачи – 110 - 150 - 330- 750кВ и 110 – 220 – 500 - 1150 кВ. Каждая последующая ступень в этих шкалах превышает предыдущую примерно в 2 раза, что позволяет повысить пропускную способность линий примерно в 4 раза.

Следует отметить, что повышение номинального напряжения линий электропередачи имеет и экономические преимущества, так как при этом резко снижается удельная (на 1 км) себестоимость передачи электроэнергии и сужается коридор, отводимый под прокладку трасс электропередач. Первая шкала напряжений получила распространение в северо-западных областях России, на Украине и на Северном Кавказе, вторая - в центральных областях и на всей территории России к востоку от Москвы.

В настоящее время линии 110 – 150 - 220 кВ используются, главным образом, в районных распределительных сетях для передачи электроэнергии к крупным узлам нагрузки. Электропередачи 330 - 500 - 750 - 1150 кВ, по которым может быть передана мощность от 350 до 5000 МВт, решают задачи системного характера. Они используются для создания мощных межсистемных и внутрисистемных связей, передачи электроэнергии от удаленных электростанций, например, атомных, в приемные системы.

Рост пропускной способности и номинального напряжения электропередач давался нелегко. Каждый последующий шаг требовал решения сложных научно-технических задач, и их сложность возрастала по мере роста напряжения линий. К числу основных проблем, требовавших решения, можно отнести следующие:

- потери мощности и энергии на корону, а также радиопомехи, излучаемые линией;
- изоляция и ограничения перенапряжений;
- большие сечения проводов при больших передаваемых мощностях;
- компенсация зарядной мощности линий;
- увеличение токов коротких замыканий в связываемых системах;
- повышение пропускной способности электропередач и устойчивости параллельной работы электростанций;
- экология, что связано с возрастанием напряженности электрического поля под линией и его отрицательным воздействием на живые организмы;
- разработка коммутационной аппаратуры и многие другие.

В 1994 г. в основном завершился процесс разгосударствления предприятий топливно-энергетического комплекса. При этом государственные предприятия и организации изменили форму собственности и были преобразованы в акционерные общества.

В электроэнергетике было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), в уставной капитал которого переданы в качестве государственного вклада:

- основные системообразующие линии электропередачи, образующие единую энергетическую систему России;
- средства управления режимами электроэнергетических систем;
- 51 % акций крупнейших электростанций;
- 49 % акций каждого регионального акционерного общества энергетики;
- научно-исследовательские и проектные организации отрасли.

В перспективе до 2010 г. наряду с разработкой высокоэффективного производства электроэнергии программой «Энергетическая стратегия России» предусмотрена разработка столь же эффективных систем ее передачи, распределения и использования. В решении этих задач исключительно велика роль разработок в области электрофизики, обеспечивающих в первую очередь:

- создание линий электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения и принципиально нового оборудования для них;
- разработку теории предельного состояния электрических генераторов;
- создание новых силовых преобразовательных устройств, полупроводниковых приборов для коммутации токов мега амперного диапазона.

Решение этих задач должно сочетаться с углубленным анализом вопросов развития, функционирования, устойчивости и надежности Единой энергетической системы России, ее связей с электроэнергетическими системами других стран, в первую очередь стран СНГ.

## 1.2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

### 1.2.1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Электроэнергетическая система - это объединение электрических станций, электрических сетей и электрических нагрузок. Электрические станции, включенные в ЭЭС, работают параллельно для снабжения потребителей электрической энергией, которая передается по электрическим сетям.

Районные энергосистемы образуются на территории какого-либо района - области, края, автономии и т.п. и посредством межсистемных связей образуют объединенные энергетические системы (ОЭС), которые, в свою очередь, образуют Единую энергосистему России (ЕЭС России).

Техническую основу российской электроэнергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью соответственно 132,1 и 43,8 млн кВт и 9 атомных электростанций мощностью 22,1 млн кВт. Протяженность ЛЭП всех классов напряжений составляет 2,67 млн км, в том числе свыше 150,69 тыс. км основных системообразующих ЛЭП напряжением свыше 220 кВ.

Сегодня в России существует семь ОЭС: Центра, Северного Кавказа, Северо-Запада, Сибири, Урала, Средней Волги, Востока ОЭС Сибири включает в себя девять районных энергосистем.

Новосибирская энергосистема образована в 1954 г. Она обеспечивает энергоснабжение Новосибирской области с площадью территории 172,2 тыс. км<sup>2</sup> и численностью населения 2,8 млн. чел.

Установленная мощность Новосибирской энергосистемы 2625 МВт. Наиболее крупные электростанции: Новосибирская ТЭЦ-5 мощностью 900 МВт, Новосибирская ТЭЦ-3 - 464 МВт, Новосибирская ГЭС - 455 МВт.

Объединение энергосистем дает огромные преимущества, среди которых можно отметить следующие:

- повышение надежности работы;
- использование не совмещенных максимумов нагрузки энергосистем (из-за различия часовых поясов);
- уменьшение резервов мощности;
- использование совместной работы тепло- и гидростанций.

Производство электроэнергии в России в 1990-е годы снизилось, но после 1998 г. вновь стало расти:

Таблица 1.1 - Производство электроэнергии в России в 1996 - 2000 гг.

Год	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Выработка электроэнергии, млрд кВт-ч	830,9	818,2	812,1	831,1	850,0	888,0	889,0

Режим работы ЭЭС постоянно меняется, параметры режима изменяются во времени вследствие изменения режима потребления энергии, структуры системы, регулирования, а также воздействия внешних факторов. Различают ре-

жимы установившиеся и переходные. Строго говоря, режим системы может рассматриваться как установившийся лишь условно, но на небольших промежутках времени при незначительных изменениях режимных параметров режимы ЭЭС считают установившимися.

## **1.2.2 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СЕТИ. УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Электрические сети являются техническим устройством, предназначенным для передачи электроэнергии от электрических станций к потребителям и распределения ее между потребителями.

Электрические сети состоят из передающих элементов - линий электропередачи и преобразующих элементов - трансформаторов и дополнительных устройств, обеспечивающих защиту и регулирование режимов электрических сетей.

ЛЭП высокого напряжения предназначены для передачи электрической энергии в больших количествах и на большие расстояния. ЛЭП низкого напряжения предназначены для распределения электрической энергии между потребителями.

Трансформаторы и дополнительные устройства электрических сетей устанавливаются на подстанциях, где есть распределительные устройства (РУ), обеспечивающие соединения и переключения элементов сети. Функции распределения электроэнергии выполняют, кроме того, так называемые распределительные пункты (РП), которые отличаются от подстанций тем, что не имеют силовых трансформаторов.

### **Требования к электрическим сетям.**

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

Согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) все электроприемники по требуемой степени надежности делятся на три категории. Электроприемники первой категории должны иметь бесперебойное электроснабжение. Питание электроприемников первой категории должно осуществляться не менее чем от двух независимых источников. Электроприемники второй категории должны иметь надежное электроснабжение. Электроприемники третьей категории допускают перерыв в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более суток.

Качество электрической энергии. Каждый потребитель должен обеспечиваться качественной электроэнергией. Для характеристики качества электро-

энергии применяются специальные показатели, которые установлены государственным стандартом (ГОСТ 13109-97); отклонение частоты от номинального значения, отклонение напряжения от номинального значения, коэффициенты несимметрии и несинусоидальности трехфазной системы напряжений и др.

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

**Безопасность.** Для обеспечения безопасности персонала энергосистем и других лиц согласно ПУЭ применяют заземления, ограждения, сигнализацию, охрану, специальную одежду и другие приспособления. Провода подвешивают высоко над землей, в некоторых случаях вместо воздушных линий (ВЛ) сооружают кабельные (КЛ).

**Возможность дальнейшего развития.** Изменение нагрузок потребителей, а также появление новых потребителей требует раз вития, модернизации и реконструкции электростанций, линий передач, подстанций, установления новых систем управления. Поэтому необходимо так проектировать электрическую сеть, чтобы она давала возможность дальнейшего расширения и развития.

### **Классификация электрических сетей**

Существует несколько способов классификации электрических сетей. Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением. Различают номинальные напряжения ЛЭП, генераторов, трансформаторов и электроприемников. Номинальным напряжением ЛЭП считается напряжение сети, элементом которой она является. Номинальное напряжение электроприемника совпадает с номинальным напряжением сети, к которой он подключен. Номинальное напряжение генераторов по условию компенсации потерь напряжения в сети принимают на 5% выше номинального сетевого напряжения. Номинальные напряжения обмоток трансформатора принимают равными номинальному напряжению сети или на 5% выше в зависимости от вида трансформатора и напряжения сети.

В табл. 1.2 приведены номинальные напряжения сети, генераторов и трансформаторов, принятые в России.

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

По величине номинального напряжения сети подразделяются:

- на сети низкого напряжения (НН) – до 1000 В;
- среднего напряжения (СН) – 3...35 кВ;
- высокого напряжения (ВН) – ПО...220 кВ;
- сверхвысокого напряжения (СВН) – 330...750 кВ;
- ультравысокого напряжения (УВН) – свыше 1000 кВ.

По роду тока различают сети:

- постоянного тока;
- переменного тока.

Таблица 1.2 - Номинальные междуфазные напряжения, кВ, электрических сетей и присоединенных к ним источников и приемников энергии (ГОСТ 21128-83)

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

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

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

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

По конструктивному выполнению различают сети:

- воздушные;
- кабельные;
- токопроводы промышленных предприятий;
- проводки внутри зданий и сооружений.

По назначению сети подразделяют на следующие виды:

- питающие;
- распределительные;
- основные сети энергосистем;
- системообразующие;
- межсистемные связи.

Питающими называют сети, по которым энергия подводится к подстанции или РП. Распределительные сети - это сети, к которым непосредственно подсоединяются электроприемники и трансформаторные пункты. Обычно это сети с номинальным напряжением до 20 кВ, однако часто к ним относят разветвленные сети более высоких напряжений.

К основным сетям высокого напряжения принадлежат сети, на которых осуществляются наиболее мощные связи в системе. Системообразующими сетями называют ЛЭП наивысшего напряжения в данной энергосистеме, сооружаемые для дальнейшего ее развития. Межсистемными связями называют ЛЭП, которые соединяют отдельные энергосистемы.

По месту расположения и характеру потребителей различают сети:

- городские;
- промышленные;
- сельские;
- электрифицированных железных дорог;
- магистральных нефте- и газопроводов.

По схеме соединений сети различают:

- разомкнутые;
- разомкнутые резервированные;
- замкнутые.

Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одном направлении. Разомкнутые сети бывают магистральными, радиальными и радиально-магистральными (разветвленными). В разомкнутых резервированных сетях при нарушении питания по одной из ЛЭП вручную или автоматически включается резервная перемычка, по которой восстанавливается электроснабжение отключенных потребителей. Замкнутыми называют сети, питающие потребителей по меньшей мере с двух сторон.

## 2 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### 2.1 СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ТЭС

Получение энергии из топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) посредством их сжигания в настоящее время является наиболее простым и доступным способом производства энергии. Поэтому до 75% всей электроэнергии в стране вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС). При этом возможны как совместная выработка тепловой и электрической энергии, например, на тепловых электростанциях (ТЭЦ), так и их раздельное производство (рис. 2.1).

Структурная схема ТЭС приведена на рис. 2.2. Работа происходит следующим образом. Система топливоподдачи 1 обеспечивает поступление твердого, жидкого или газообразного топлива к горелке 2 парового котла 3. Предварительно топливо соответствующим образом подготавливается, например, уголь дробится до пылевидного состояния в дробилке 4, подсушивается и насыщается воздухом, который дутьевым вентилятором 5 от воздухозаборника 6 через подогреватель 7 также подается к горелке. Тепло, выделяемое в топке котла, используется для нагрева воды в теплообменниках 8 и образования пара. Вода подается насосом 9 после того, как проходит специальную систему водоподготовки 10. Пар из барабана 11 при высоком давлении и температуре поступает в паровую турбину 12, где энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения вала турбины и электрического генератора 13. Синхронный генератор вырабатывает переменный трехфазный ток. Отработанный в турбине пар конденсируется в конденсаторе 14. Для ускорения этого процесса используется холодная вода естественного или искусственного водоема 15 или специальные охладители - градирни. Конденсат насосами вновь подается в парогенератор (котел). Такой цикл называется конденсационным. Электростанции, использующие этот цикл (КЭС), вырабатывают только электрическую энергию. На ТЭЦ часть пара из турбины забирается при определенном давлении до конденсатора и используется для нужд потребителей тепла.

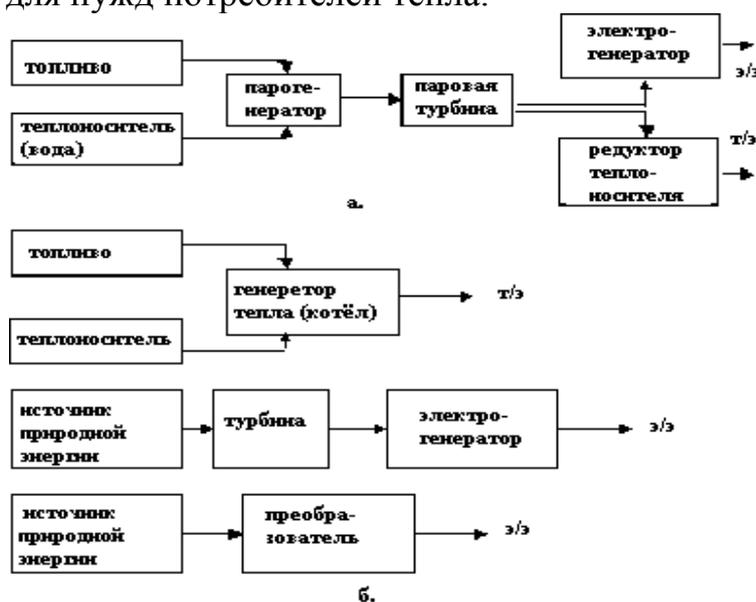


Рис. 2.1- Блок-схема производства электрической и тепловой энергии.  
а - совмещенное производство; б - раздельное производство

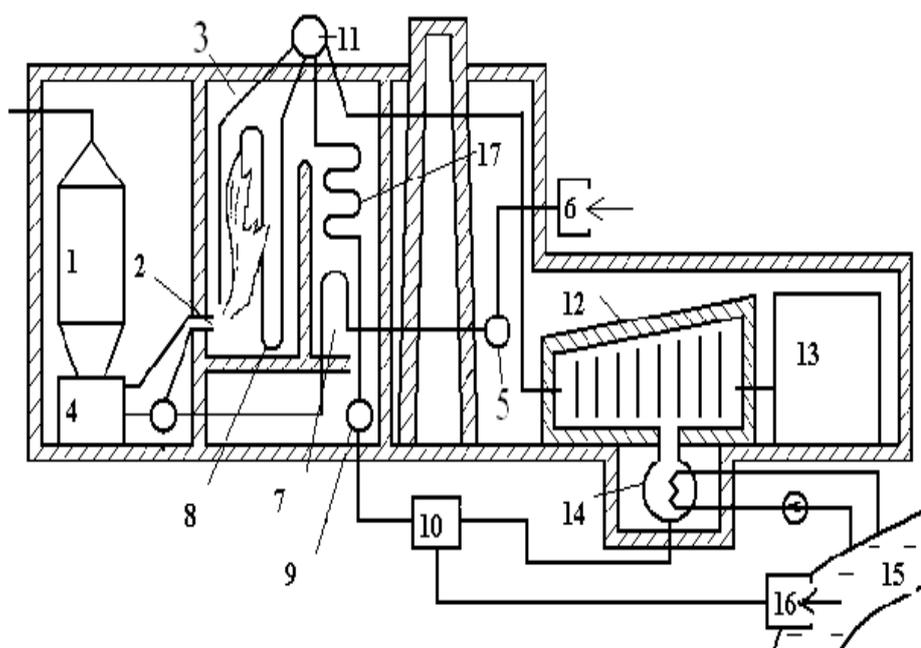


Рис. 2.2 - Структурная схема ТЭС

## 2.2 ТОПЛИВО И ЕГО ПРИГОТОВЛЕНИЕ

На ТЭС используется твердое, жидкое или газообразное органическое топливо. Его общая классификация приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Общая классификация топлива

Агрегатное состояние топлива	Естественное	Искусственное
Твердое	Древесина, торф, бурый уголь, антрацит, сланцы	Древесный уголь, кокс, термоантрацит и др.
Жидкое	Нефть	Продукты перегонки и переработки нефти: мазут, бензин, керосин, лигроин.
Газообразное	Природный газ, нефтепромысловый попутный газ	Доменный, генераторный, коксовый, крекинговый, пиролизный и другие газы

Топливо в том виде, в каком оно сжигается, называется "рабочим топливом". В состав рабочего топлива (твердого и жидкого) входят: углерод С, водород Н, кислород О, азот N, зола А и влага W. Выражая компоненты топлива в процентах, отнесенных к одному килограмму массы, получают уравнение состава рабочей массы топлива.

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S_{II}^P + A^P + W^P = 100\%. \quad (2.1)$$

Сера  $S_{II}^P$  называется летучей и составляет часть общего количества серы, находящейся в топливе, остальная негорючая часть серы входит в состав минеральных примесей.

Естественное газообразное топливо содержит: метан, этан, пропан, бутан, углеводороды, азот, углекислый газ. Последние два компонента - балласт. Искусственное газообразное топливо имеет в своём составе метан, окись углерода, водород, углекислый газ, водяные пары, азот, смолы.

Основной теплотехнической характеристикой топлива является теплота сгорания, которая показывает, какое количество теплоты в килоджоулях выделяется при сжигании одного килограмма твердого, жидкого или одного кубического метра газообразного топлива. Различают высшую и низшую теплоту сгорания.

Высшей теплотой сгорания топлива  $Q_B^P$  называют количество теплоты, выделяемой топливом при полном его сгорании с учётом теплоты, выделившейся при конденсации водяных паров, которые образуются при горении.

Низшая теплота сгорания  $Q_H^P$  отличается от высшей тем, что не учитывает теплоту, затрачиваемую на образование водяных паров, которые находятся в продуктах сгорания. При расчётах используют низшую теплоту сгорания, т.к. теплота водяных паров бесполезно теряется с уходящими в дымовую трубу продуктами сгорания.

Взаимосвязь высшей и низшей теплоты сгорания для рабочей массы топлива определяется уравнением

$$Q_H^P = Q_B^P - 25 \cdot (9 \cdot H^P + W^P). \quad (2.2)$$

Для сравнения различных видов топлива по величине теплоты сгорания введено понятие "условное топливо" (у. т.). Условным считают топливо, низшая теплота сгорания которого при рабочей массе равна 293 кДж/кг для твёрдого и жидкого топлива или 29300 кДж/м<sup>3</sup> для газообразного топлива. В соответствии с этим каждое топливо имеет свой тепловой эквивалент  $\text{Эт} = Q_{HP} / 29300$ .

Перевод расхода рабочего натурального топлива в условное производится по уравнению

$$V_{\text{усл}} = \text{Эт} \cdot V_{\text{т}}. \quad (2.3)$$

Краткая характеристика отдельных видов топлива приведена в табл. 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристика топлива

Вид топлива	Влажность, %	Низшая теплота сгорания, кДж/кг	Содержание летучих веществ, %	Примечание
Древесина	30-50	12000-8500	60...85	
Торф	50	8500...15000	70	Возможно самовозгорание
Бурый уголь		10000...16000		
Каменный уголь		25000...28000		
Антрацит		26000...30000		
Горючие сланцы	20	6000...10000		Зола 50...55 %

Особо следует отметить низшую теплоту сгорания в кДж/кг мазута - 38000...39000, природного газа - 34000...36000, попутного газа - 50000...60000. Кроме того, это топливо практически не содержит влаги и минеральных примесей.

Перед подачей топлива в топку производят его подготовку. Особенно сложна система приготовления твердого топлива, которое последовательно проходит очистку от механических примесей и посторонних предметов, дробление, сушку, пылеприготовление, перемешивание с воздухом.

Система подготовки жидкого и особенно газообразного топлива значительно проще. Кроме того, такое топливо экологически более чистое, практически не имеет зольности.

Простота транспортировки, легкость автоматизации управления процессами горения, высокая теплота сгорания обуславливают перспективность использования в энергетике природного газа. Однако запасы этого сырья ограничены.

Водоподготовка. Вода, являясь теплоносителем на ТЭС, непрерывно циркулирует по замкнутому контуру. При этом особое значение имеет очистка воды, подаваемой в котел. Конденсат от паровой турбины (рис.3.2) поступает в систему 10 очистки от химических примесей (химводоочистка - ХВО) и свободных газов (деаэрация). В технологическом цикле вода - пар-конденсат неизбежны потери. Поэтому от внешнего источника 15 (пруд, река) через водозабор 16 производится подпитка водяного тракта. Вода, поступающая в котел, предварительно подогревается в экономайзере (теплообменнике) 17 уходящими продуктами сгорания.

## 2.3 ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКЦИИ КОТЛОВ

Паровой котел. Котел является парогенератором на ТЭС. Основные конструкции представлены на рис. 3.3.

Котел барабанного типа имеет стальной барабан 1, в верхней части которого собирается пар. Питательная вода подогревается в экономайзере 2, находящемся в камере 3 уходящих газов, и поступает в барабан. Коллектор 4 замыкает пароводяной цикл котла. В топочной камере 5 горение топлива при температуре 1500...2000С обеспечивает закипание воды. По стальным подъемным трубам 6, имеющим диаметр 30...90 мм и покрывающим поверхность топочной камеры, вода и пар поступают в барабан. Пар из барабана через трубчатый пароперегреватель 7 подается в турбину. Пароперегреватель может выполняться двух - трехступенчатым и предназначен для дополнительного нагрева и сушки пара. Система имеет опускные трубы 8, по которым вода из нижней части барабана опускается в коллектор.

В котле барабанного типа обеспечивается естественная циркуляция воды и пароводяной смеси за счет их разной плотности.

Такая система позволяет получить докритические параметры пара (критической называется точка состояния, в которой исчезает различие в свойствах жидкости и пара): давление до 22,5 МПа, а практически не более 20 МПа; тем-

пература до 374°C (без пароперегревателя). При большем давлении нарушается естественная циркуляция воды и пара. Принудительная циркуляция пока не нашла применения в мощных барабанных котлах из-за своей сложности. Поэтому котлы данного типа используются в энергоблоках мощностью до 500 МВт при паропроизводительности до 1600 тонн в час.

В котле прямоточного типа специальные насосы осуществляют принудительную циркуляцию воды и пара. Питательная вода насосом 9 через экономайзер 2 подается в трубы-испарители 10, где превращается в пар. Через пароперегреватель 7 пар поступает в турбину. Отсутствие барабана и принудительная циркуляция воды и пара позволяют получить сверхкритические параметры пара: давление до 30 МПа и температуру до 590°C. Это соответствует энергоблокам мощностью до 1200 МВт и паропроизводительности до 4000 т/ч.

Котлы, предназначенные только для теплоснабжения и устанавливаемые в местных или районных котельных, выполняются на тех же принципах, что рассмотрены выше. Однако параметры теплоносителя, определяемые требованиями потребителей тепла, существенно отличаются от рассмотренных ранее (некоторые технические характеристики таких котлов приведены в табл. 2.3).

Таблица 2.3 - Технические данные котлов отопительных систем

Тип котла	Вид теплоносителя	Тепловая мощность, МВт	Паропроизводительность, т/ч	Примечание
КЧМ-2 чугунный	Вода	0,05		T = 1150C p = 0,7 МПа
“Факел” чугунный	Вода	1,0		То же, газомазутный
ДКВР стальной	Пар		2,5...25	p = 1,4 МПа, твердотопливный
ДЕ стальной	Пар		4,0...25	p = 1,4 МПа, газомазутный
ПТВМ стальной	Вода	58; 116; 209		T = 70...1500C газомазутный
КВ-ТК стальной	Вода	35; 116		T = 70...1500C твердотопливный

Например, котельные, пристроенные к зданиям, допускают применение котлов с давлением пара до 0,17 МПа и температурой воды до 1150С, а максимальная мощность встроенных котельных не должна превышать 3,5 МВт при работе на жидком и газообразном топливе или 1,7 МВт при работе на твердом топливе. Котлы отопительных систем различаются по виду теплоносителя (вода, пар), по производительности и тепловой мощности, по конструкции (чугунные и стальные, малометражные и шатровые и др.).

Эффективность работы системы парогенерации или подготовки горячей воды во многом определяется коэффициентом полезного действия (КПД) котлоагрегата.

В общем случае КПД парового котла и расход топлива определяются выражениями:

$$h_k = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \% \quad (2.4)$$

$$B = \frac{Q_{нк} \cdot 100}{Q_p^p \cdot h_k}, \text{ кг/с}, \quad (2.5)$$

где  $h_k$  - КПД парового котла, %;  $q_2, q_3, q_4, q_5, q_6$  - потеря теплоты соответственно с уходящими газами, химическим недожогом, механическим недожогом, на наружное охлаждение, со шлаком, %;  $B$  - полный расход топлива, кг/с;  $Q_{нк}$  - теплота, воспринятая рабочей средой в паровом котле, кДж/м;  $Q_p^p$  - располагаемая теплота поступающего в топку топлива, кДж/кг.

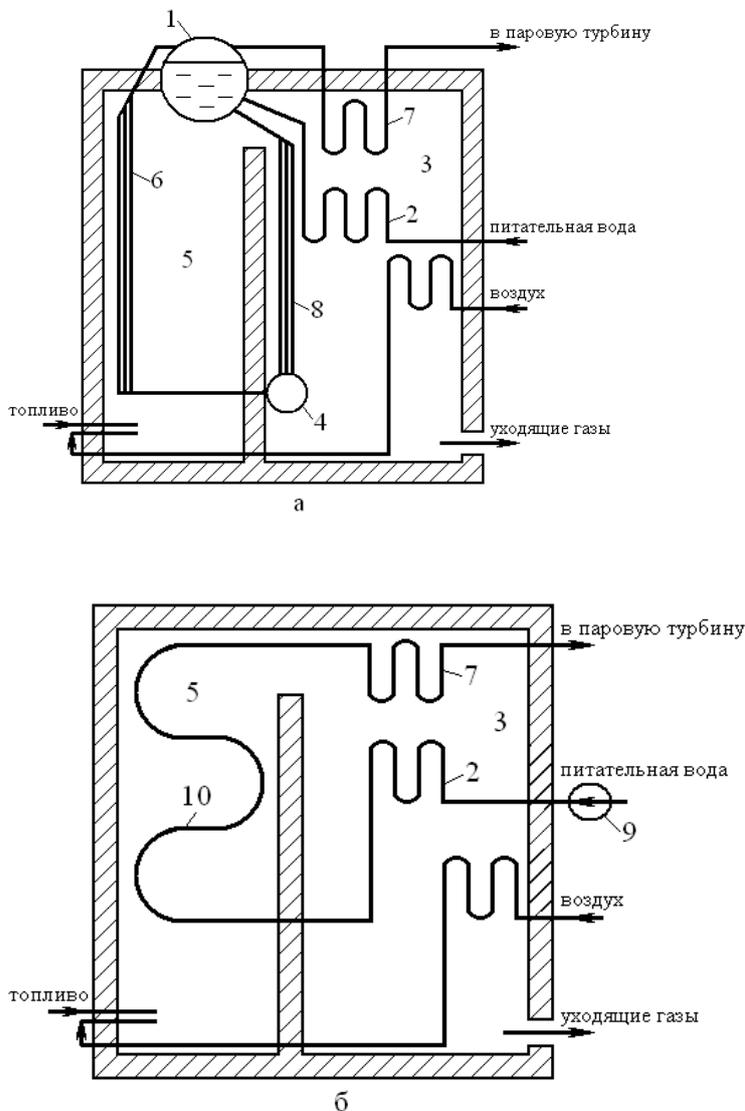


Рис. 2.3 - Конструкции паровых котлов.

а - барабанного типа; б - прямоточного типа

1- барабан; 2 - экономайзер; 3 - камера уходящих газов; 4 - коллектор; 5 - топочная камера; 6 - подъемные трубы; 7 - пароперегреватель; 8 - опускные трубы; 9 - насос; 10 - трубы-испарители

Если теплота уходящих газов не используется, то

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^P}, \%, \quad (2.6)$$

а при разомкнутой системе сушки топлива уходящими газами

$$q_2 = \frac{[(1 - r) \cdot H_{yx} + r \cdot H_{отб} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0] \cdot (100 - q_4)}{Q_p^P}, \%, \quad (2.7)$$

где  $H_{yx}$ ,  $H_{отб}$ ,  $H_{xв}^0$  - энтальпия соответственно уходящих газов, газов в месте отбора на сушку и холодного воздуха, кДж/кг;  $r$  - доля отбора газов на сушку;  $\alpha_{yx}$  - избыток воздуха в уходящих газах.

Энтальпия газа при температуре  $T$  численно равна количеству теплоты, которое подведено к газу в процессе нагревания его от нуля градусов Кельвина до температуры  $T$  при постоянном давлении.

При разомкнутой системе сушки все данные о топливе относят к подсушенному топливу.

В этом случае расход сырого топлива при изменении влажности от  $W^P$  до  $W_{суш}$  составляет

$$B = \frac{B_{суш} \cdot (100 - W_{суш})}{(100 - W^P)}, \text{ кг/с} \quad (2.8)$$

где  $B_{суш}$  - расход подсушенного топлива, кг/с;  $W_{суш}$ ,  $W^P$  - влажность подсушенного и неподсушенного топлива, %.

При изменении влажности меняется и низшая теплота сгорания топлива от  $Q_{н1}^P$  до  $Q_{н2}^P$ :

$$Q_{н2}^P = \frac{(Q_{н1}^P + 25,1 \cdot W^P) \cdot (100 - W_{суш})}{(100 - W^P)} - 25,1 \cdot W_{суш}, \text{ кДж/кг} \quad (2.8)$$

Низшая теплота сгорания соответствует количеству теплоты, выделяемой топливом при полном его сгорании без учёта теплоты, затрачиваемой на образование водяных паров, которые находятся в продуктах сгорания.

Полная располагаемая теплота поступающего в топку топлива

$$Q_p^P = Q_n^P + \Delta Q^P, \text{ кДж/кг}, \quad (2.9)$$

где  $Q_n^P$  - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;  $\Delta Q^P$  - дополнительная теплота, вносимая в котел подогретым снаружи воздухом, паровым дутьем и т.д., кДж/кг.

Для ориентировочных расчетов  $\Delta Q^P = 0,01 \dots 0,02 \cdot Q_n^P$ .  
Теплота, воспринимаемая рабочей средой в паровом котле

$$Q_{нк} = D_n \cdot (h_{nn} - h_{не}) + \Delta Q_{нк}, \text{ кДж/с}, \quad (2.10)$$

где  $D_n$  - паропроизводительность котла, кг/с;  $h_{nn}$ ,  $h_{не}$  - энтальпия перегретого пара и питающей воды, кДж/кг;  $\Delta Q_{нк}$  - дополнительно воспринимаемая теплота при наличии в котле пароперегревателя, продувки водой и т.д., кДж/с.

Для ориентировочных расчетов  $\Delta Q_{нк} = 0,2 \dots 0,3 D_n (h_{nn} - h_{не})$ .

$$q_6 = \frac{(1 - \alpha_{ун}) \cdot H_{шл} \cdot A^P}{Q_p^P}, \text{ \%}, \quad (2.11)$$

где  $\alpha_{ун}$  - доля уноса золы с продуктами сгорания;  $H_{шл}$  - энтальпия шлака, кДж/кг;  $A^P$  - рабочая зольность топлива, %.

Значения  $q_3$ ,  $q_4$ ,  $q_5$ ,  $W_p$ ,  $A^P$ ,  $Q_n^P$  приводятся в специальной литературе, а также в учебных пособиях [3,4].

При твердом шлакоудалении можно принять  $\alpha_{ух} = 1,2 \dots 1,25$ ;  $\alpha_{ун} = 0,95$ ;  $H_{шл} = 560$  кДж/кг.

Кроме того, при температуре воздуха перед котлом 300С  $H_{хв}^0 = 223$  кДж/кг, а при температуре уходящих газов 1200С  $H_{ух} = 1256$  кДж/кг.

Пример расчета. Определить КПД и расход топлива для парового котла при следующих условиях:  $D_n = 186$  кг/с; топливо - подсушенный Березовский уголь с  $W_{суш} = 13\%$ ; разомкнутая система сушки,  $r = 0,34$ ; отбираемый на сушку газ имеет  $H_{омб} = 4000$  кДж/кг; энтальпия перегретого пара и питательной воды соответственно  $h_{nn} = 3449$  кДж/кг,  $h_{не} = 1086,5$  кДж/кг.

Решение. Предварительно по (1.4) определяется низшая теплота сгорания подсушенного топлива.

$$Q_n^{суш} = \frac{(16200 + 25,1 \cdot 33) \cdot (100 - 13)}{(100 - 33)} - 25,1 \cdot 13 = 21785, \text{ кДж/кг}$$

Здесь  $W_p = 33\%$  и  $Q_n^P = 16200$  кДж/кг.

$$Q_p^P = Q_n^{суш} \cdot (1 + 0,015) = 22112 \text{ кДж/кг},$$

$$q_2 = \frac{[(1 - 0,34) \cdot 1256 + 0,34 \cdot 4000 - 1,23 \cdot 223] \cdot (100 - 0,2)}{22112} = 8,64, \text{ \%}$$

Находим:  $q_3 = 1\%$ ,  $q_4 = 0,2\%$ ,  $q_5 = 0,26\%$

$$q_6 = \frac{(1 - 0,95) \cdot 560 \cdot 4,7}{22112} = 0,005, \%$$

Тогда

$$h_k = 100 - 8,64 - 1 - 0,2 - 0,26 - 0,005 = 89,895, \%$$

Для расчета расхода топлива находим

$$Q_{нк} = 186 \cdot (3449 - 1086,5) \cdot (1 + 0,25) = 549281 \text{ кДж/с.}$$

Расход подсушенного топлива

$$B_{суш} = \frac{549281 \cdot 100}{22112 \cdot 89,895} = 27,63, \text{ кг/с.}$$

Расход сырого топлива при  $Wp = 33\%$  составляет

$$B = \frac{27,63 \cdot (100 - 13)}{(100 - 33)} = 35,9, \text{ кг/с.}$$

## 2.4 УСТРОЙСТВО И КОНСТРУКЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Паровая турбина. Это тепловой двигатель, в котором энергия пара превращается в механическую энергию вращения ротора (вала) и закреплённых на нём рабочих лопаток. Упрощенная схема устройства паровой турбины приведена на рис.2.4. На валу 1 турбины крепятся диски 2 с рабочими лопатками 3. На эти лопатки из сопла 4 подаётся пар из котла, подводимый по паропроводу 5. Энергия пара приводит во вращение рабочее колесо турбины, а вращение вала передаётся через муфту 6 валу 7 синхронного генератора. Отработавший пар через камеру 8 направляется в конденсатор.

Паровые турбины по конструкции разделяются на активные и реактивные. В активной турбине (рис. 2.4в) объем пара  $V2$  при входе на рабочие лопатки равен объёму пара  $V3$  при выходе с лопаток. Расширение объёма пара от  $V1$  до  $V2$  происходит только в соплах. Там же изменяется давление от  $p1$  до  $p2$  и скорость пара от  $c1$  до  $c2$ . В этом случае остаётся неизменным давление пара на входе  $p2$  и выходе  $p3$  с лопаток, а скорость пара падает от  $c2$  до  $c3$  за счет передачи кинетической энергии пара лопаткам турбины:

$$n \cdot (c2 - c3)^2 / 2 \cong Gm \cdot cm^2 / 2, \quad (2.12)$$

где  $Gn$ ,  $Gm$  - масса пара и рабочего колеса турбины;  $c2$ ,  $c3$ ,  $cm$  - скорость пара на входе и выходе с лопаток и скорость перемещения рабочего колеса.

Конструкция лопаток реактивной турбины такова (рис. 2.4 г), что пар расширяется не только в соплах от  $V1$  до  $V2$ , но и между лопатками рабочего

колеса от  $V2$  до  $V3$ . При этом изменяется давление пара от  $p2$  до  $p3$  и скорость пара от  $c2$  до  $c3$ . Поскольку  $V2 < V3$ , то  $p2 > p3$  и в соответствии с первым законом термодинамики элементарная работа расширения единицы пара

$$dl = (p_2 - p_3) \cdot F \cdot dS \quad \text{Дж/кг}, \quad (2.13)$$

где  $F$  - площадь лопатки,  $\text{м}^2$ ;  $(p_2 - p_3)$  - разность давления на входе и выходе с лопаток, Па;  $dS$  - перемещение лопатки, м.

$$l = \int_2^3 p dV$$

При этом - работа, используемая для вращения рабочего колеса турбины. Таким образом, в реактивных турбинах помимо центробежных сил, возникающих при изменении скорости движения пара, на лопатки действуют реактивные силы, вызванные расширением пара.

Современные турбины выполняются как активными, так и реактивными. В мощных агрегатах параметры пара на входе приближаются к значениям 30 МПа и 6000С. При этом истечение пара из сопла происходит со скоростью, превышающей скорость звука. Это ведёт к необходимости большой частоты вращения ротора. Возникают огромные центробежные силы, действующие на вращающиеся части турбины.

Практически частота вращения ротора, обусловленная конструктивными особенностями, как самой турбины, так и синхронного генератора, составляет 3000 1/мин. При этом линейная скорость на окружности колеса турбины диаметром один метр составляет 157 м/с. В этих условиях частицы стремятся оторваться с поверхности колеса с силой в 2500 раз превышающей их вес. Инерционные нагрузки уменьшаются применением ступеней скорости и давления. Каждой ступени отдаётся не вся энергия пара, а только часть ее. Это обеспечивает и оптимальный тепло перепад на ступени, который составляет 40...80 кДж/кг при окружной скорости 140...210 м/с. Общий тепло перепад, срабатываемый в современных турбинах, составляет 1400...1600 кДж/кг.

По конструктивным соображениям 5...12 ступеней группируются в одном корпусе, который называют цилиндром. Современная мощная турбина может иметь цилиндр высокого давления (ЦВД) с давлением пара на входе 15...30 МПа, цилиндр среднего давления (ЦСД) с давлением 8...10 МПа и цилиндр низкого давления (ЦНД) с давлением 3...4 МПа. Турбины мощностью до 50 МВт обычно выполняются в одном цилиндре.

Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор для охлаждения и конденсации. В трубчатый теплообменник конденсатора подаётся охлаждающая вода с температурой 10...15°C, что способствует интенсивной конденсации пара. С этой же целью давление в конденсаторе поддерживается в пределах 3...4 кПа. Охлаждённый конденсат вновь подаётся в котёл (рис. 3.4), а охлаждающая вода, нагревшаяся до 20...25°C, удаляется из конденсатора. Если вода для охлаждения забирается из водоёма и затем безвозвратно сбрасывается, система называется разомкнутой прямоточной. В замкнутых системах охлажде-

ния вода, нагреваясь в конденсаторе, подается насосами на градирни - конусообразные башни. С верхней части градирен с высоты 40...80 м вода струится вниз, охлаждаясь при этом до необходимой температуры. Затем вода снова поступает в конденсатор.

Обе системы охлаждения имеют свои достоинства и недостатки и находят применение на электростанциях.

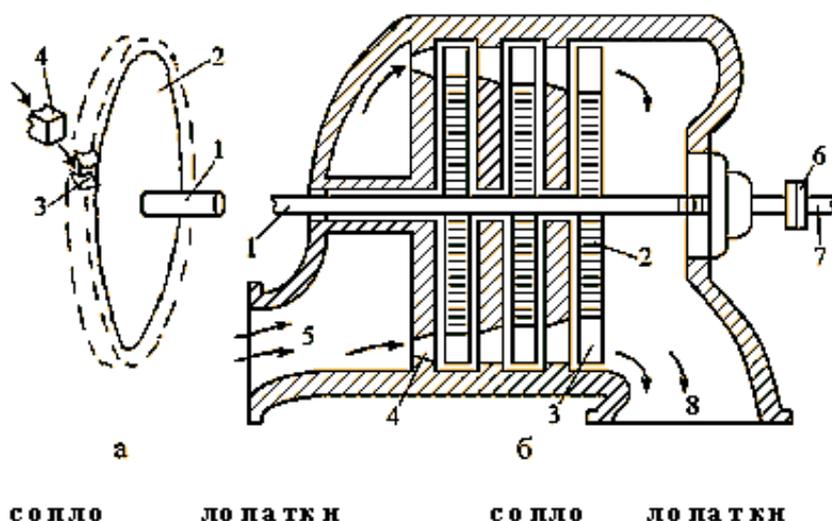


Рис. 2.4 - Устройство паровой турбины:

а - рабочее колесо турбины; б - схема трехступенчатой активной турбины; в - работа пара в активной ступени турбины; г - работа пара в реактивной ступени турбины.

1 - вал турбины; 2 - диски; 3 - рабочие лопатки; 4 - сопла; 5 - паропровод; 6 - муфта; 7 - вал синхронного генератора; 8 - камера отработавшего пара.

Турбины, у которых весь поданный в них пар после совершения работы поступает в конденсатор, называются конденсационными и используются для получения только механической энергии с последующим преобразованием её в электрическую. Такой цикл называется конденсационным, используется на ГРЭС и КЭС. Пример конденсационной турбины - К300-240 мощностью 300 МВт с начальными параметрами пара 23,5 МПа и 600°C.

В теплофикационных турбинах часть пара отбирается до конденсатора и используется для подогрева воды, которая затем направляется в систему теплоснабжения жилых, административных, производственных зданий. Цикл называется теплофикационным и используются на ТЭЦ и ГРЭС. Например, турбина Т100-130/565 мощностью 100 МВт на начальные параметры пара 13 МПа и 5650С имеет несколько регулируемых отборов пара.

Промышленно-теплофикационные турбины имеют конденсатор и несколько регулируемых отборов пара для теплофикационных и промышленных нужд. Они используются на ТЭЦ и ГРЭС. Например, турбина П150-130/7 мощностью 50 МВт на начальные параметры пара 13 МПа и 5650С обеспечивает промышленный отбор пара при давлении 0,7 МПа.

Турбины с противодавлением работают без конденсатора, а весь отработавший пар поступает теплофикационным и промышленным потребителям. Цикл называется противодавленческим, а турбины используются на ТЭЦ и ГРЭС. Например, турбина Р50-130/5 мощностью 50 МВт на начальное давление пара 13 МПа и конечное давление (противодавление) 0,5 МПа с несколькими отборами пара.

Использование теплофикационного цикла позволяет достичь на ТЭЦ КПД до 70% с учетом отпуска тепла потребителям. При конденсационном цикле КПД составляет 25...40% в зависимости от начальных параметров пара и мощности агрегатов. Поэтому КЭС размещаются в местах добычи топлива, что снижает затраты на транспортировку, а ТЭЦ приближаются к потребителям тепла.

## 2.5 УСТРОЙСТВО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Синхронные генераторы. Конструкция и характеристики этой машины, преобразующей механическую энергию в электрическую, подробно рассматриваются в специальных дисциплинах. Поэтому ограничимся общими сведениями.

Основные элементы конструкции синхронного генератора (рис. 2.5): ротор 1, обмотка 2 ротора, статор 3, обмотка 4 статора, корпус 5, возбудитель 6 - источник постоянного тока.

Неявнополусной ротор быстроходных машин - турбогенераторов ( $n = 3000$  1/мин) выполняется из листовой электротехнической стали в форме цилиндра, находящегося на валу 7. Тихоходные машины - гидрогенераторы ( $n \leq 1500$  1/мин) имеют явнополусной ротор (показан пунктиром). В пазах на поверхности ротора располагается медная изолированная обмотка, подключённая с помощью скользящих контактов 8 (щёток) к возбудителю. Статор представляет собой полный цилиндр из электротехнической стали, на внутренней поверхности которого в пазах располагаются три фазные обмотки - А, В, С. Обмотки выполняются медным изолированным проводом, идентичны друг другу и имеют осевую симметрию, занимая секторы по  $120^\circ$ . Начала фазных обмоток А, В, С через изоляторы выводятся наружу, а концы обмоток Х, У, Z соединяются в общую точку N - нейтраль.

Работа генератора происходит следующим образом. Ток возбуждения  $i_B$  в обмотке ротора создает магнитный поток  $\Phi$ , пересекающий обмотки статора. Вал генератора приводится во вращение турбиной. Тем самым обеспечивается равномерное вращение магнитного поля ротора с угловой частотой  $\omega = 2\pi f$ , где  $f$  - частота переменного тока, 1/с - Гц. Для получения частоты переменного тока 50 Гц при числе пар магнитных полюсов  $p$  необходима частота вращения ротора  $n = 60 \cdot f / p$ .

При  $p = 1$ , что соответствует неявнополусному ротору,  $n = 3000$  1/мин. Вращающееся магнитное поле пересекая обмотки статора наводит в них электродвижущую силу (ЭДС). В соответствии с законом электромагнитной индукции мгновенное значение ЭДС

$$e = -\omega \frac{d\Phi}{dt}, \quad (2.14)$$

где  $w$  - число витков.

ЭДС в обмотках статора наводятся синхронно с изменением магнитного поля по мере вращения ротора.

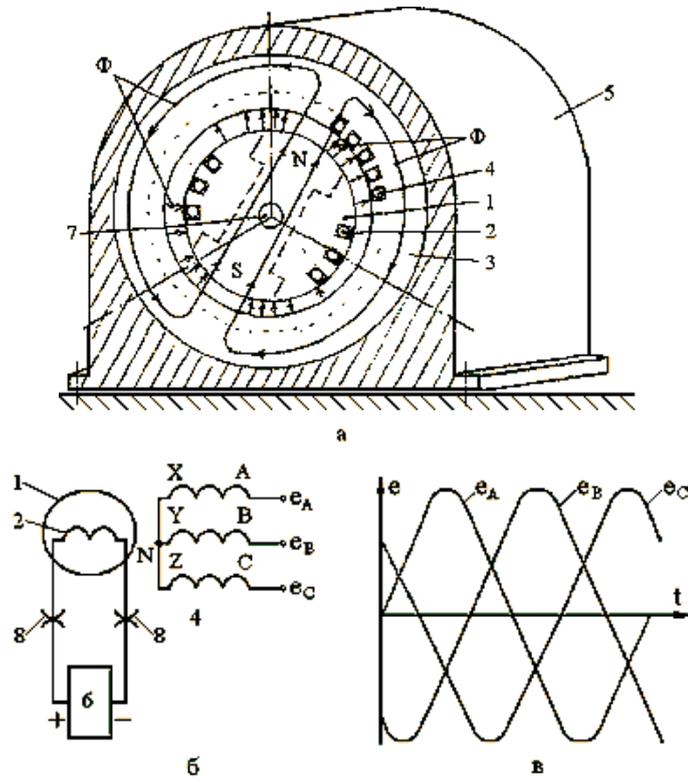


Рис. 2.5 - Устройство синхронного генератора.

а - конструкция генератора; б - схема соединения обмоток;

в - ЭДС на выводах обмоток генератора

1 - ротор; 2 - обмотка ротора; 3 - статор; 4 - обмотка статора; 5 - корпус; 6 - возбудитель; 7 - вал (ось) ротора; 8 - контактные кольца

При равномерном вращении ротора и осевой симметрии обмоток статора мгновенные значения фазных ЭДС равны:

$$\begin{aligned} e_A &= E_M \cdot \sin \omega t, \\ e_B &= E_M \cdot \sin(\omega t - 120^\circ), \\ e_C &= E_M \cdot \sin(\omega t - 240^\circ), \end{aligned} \quad (2.15)$$

где  $E_M$  - амплитудное значение ЭДС.

Если к выводам обмоток статора генератора подключена электрическая нагрузка  $Z$  во внешней цепи протекает электрически ток

$$i_A = \frac{U_A}{z_A}, \quad i_B = \frac{U_B}{z_B}, \quad i_C = \frac{U_C}{z_C}, \quad (2.16)$$

где  $U = e - i \cdot z_{\text{вн}}$  - напряжение на выводах обмоток при протекании в них тока  $i$  и сопротивлении обмотки статора  $Z_{\text{вн}}$ .

На практике удобнее использовать не мгновенные, а действующие значения электрических величин. Необходимые соотношения известны из курса физики и теоретических основ электротехники.

Работа генератора во многом зависит от режима возбуждения и охлаждения машины. Различные системы возбуждения (независимое и самовозбуждение, электромашинное и тиристорное и т.д.) позволяют изменять величину  $i_B$  и, следовательно, магнитного потока  $\Phi$  и ЭДС в обмотках статора. Это даёт возможность регулировать напряжение на выводах генератора в определённых пределах (обычно  $\pm 5\%$ ).

Величина активной мощности, отдаваемой турбогенератором в электрическую сеть, определяется мощностью на валу турбины и регулируется подачей в турбину пара.

В процессе работы генератора происходит его нагрев, прежде всего из-за выделения тепла в обмотках, обтекаемых током. Поэтому существенное значение имеет эффективность системы охлаждения.

Генераторы малой мощности (1...30 МВт) имеют воздушное охлаждение внутренних поверхностей по проточной (разомкнутой) или регенеративной (замкнутой) схеме. На генераторах средней мощности (25...100 МВт) применяют поверхностное водородное охлаждение по замкнутой схеме, что более эффективно, но требует применения специальных мер безопасности. Мощные генераторы (более 100 МВт) имеют форсированное водородное, водяное или масляное охлаждение, при котором охладитель прокачивается под давлением внутри статора, ротора, обмоток по специальным полостям (каналам).

Основные технические характеристики генераторов: номинальное напряжение на выводах обмотки статора генератора,  $U_{\text{ном}}$ : 6,3-10,5-21 кВ (большие значения соответствуют более мощным генераторам); номинальная активная мощность,  $P_{\text{ном}}$ , МВт; номинальный коэффициент мощности  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8...0,95$ ; номинальный КПД, составляющий 90...99%.

Эти параметры связаны между собой:

$$P_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}. \quad (2.17)$$

Собственные нужды электростанций. Не вся электрическая и тепловая энергия, произведённая на ТЭС, отдаётся потребителям. Часть остаётся на станции и используется для обеспечения её работы. Основными потребителями этой энергии являются: система транспортировки и подготовки топлива; насосы подачи воды, воздуха; система очистки воды, воздуха, уходящих газов и др.;

отопление, освещение, вентиляция бытовых и производственных помещений, а также целый ряд других потребителей.

Многие элементы собственных нужд относятся к первой категории по надёжности электроснабжения. Поэтому они подключаются, по крайней мере, к двум независимым источникам энергии, например, к источникам на своей станции и к энергосистеме.

Распределительное устройство. Электроэнергия, выработанная генераторами, собирается на распределительном устройстве (РУ), а затем распределяется между потребителями. Для этого выводы обмоток статоров генераторов через специальные коммутационные аппараты (выключатели, разъединители и др.) жесткими или гибкими проводниками (шинами) присоединяются к сборным шинам РУ. Каждое присоединение в РУ осуществляется посредством специальной ячейки, содержащей необходимый комплект аппаратуры. Поскольку передача, распределение и генерация электроэнергии, а также ее потребление происходят при разном напряжении, на станции есть несколько РУ. На номинальное напряжение генераторов, например, 10,5 кВ, выполняется РУ генераторного напряжения. Обычно оно находится в здании станции и по конструкции является закрытым (ЗРУ). К этому РУ подключаются близко расположенные потребители. Для передачи электроэнергии по линиям электропередачи (ЛЭП) на большие расстояния и связи с другими станциями и системой необходимо использовать напряжение 35...330 кВ. Такая связь осуществляется с помощью отдельных РУ, обычно открытого исполнения (ОРУ), где устанавливаются повышающие трансформаторы. Для подключения потребителей собственных нужд служит - РУСН. С шин РУСН электроэнергия непосредственно и через понижающие трансформаторы передаётся потребителям на электростанции.

Схожие принципы используются и при распределении тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ. Специальные коллекторы, паропроводы, насосы обеспечивают подачу тепла промышленным и коммунальным потребителям, а также в систему собственных нужд.

### **3 УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЭЦ**

#### **3.1 СНАБЖЕНИЕ ТЕПЛОМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И НАСЕЛЕНИЯ КРУПНЫХ И СРЕДНИХ ГОРОДОВ**

Жизнь человека связана с широким использованием не только электрической, но и тепловой энергии.

В соответствии с санитарными нормами трудовая деятельность человека на предприятиях и его домашний отдых должны протекать в определенных комфортных условиях: все помещения должны отапливаться, вентилироваться, снабжаться горячей водой для бытовых целей; в жилых помещениях температура воздуха должна составлять +18 °С, а в поликлиниках, больницах, детских учреждениях +20 °С, в общественных зданиях +16 °С. Эти комфортные условия

могут быть реализованы только при постоянном подводе к объекту отопления (теплоприемнику) вполне определенного количества тепла, которое зависит от температуры наружного воздуха. Для этих целей чаще всего используется горячая вода с температурой у пользователя 80-90 °С.

Для различных технологических процессов промышленных предприятий (например, сушки, окраски, работы паровых молотов) требуется так называемый производственный пар с давлением 1-3 МПа.

Важно сразу усвоить, что *тепло, используемое человеком для бытовых нужд, является низкопотенциальным*, т.е. ее теплоноситель имеет относительно невысокую температуру и давление, поскольку именно это позволяет организовать высокоэкономичное производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, о чем, в основном, пойдет речь ниже.

В общем случае снабжение любого объекта тепловой энергией обеспечивается системой, состоящей из трех основных элементов: источника тепла (например, котельной), тепловой сети (например, трубопроводов горячей воды или пара) и теплоприемника (например, батареи водяного отопления, располагаемой в комнате).

Если источник теплоты и теплоприемник практически совмещены, т.е. тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка, то такую систему теплоснабжения называют децентрализованной (рис. 3.1). Примером такой системы является печное или электрическое отопление. В свою очередь, децентрализованное теплоснабжение может быть индивидуальным, при котором в каждом помещении используется индивидуальные отопительные приборы (например, электронагреватели), или местным (например, обогрев здания с помощью индивидуальной котельной или теплонасосной установки). Теплопроизводительность таких котельных не превышает 1 Гкал/ч (1,163 МВт).



Рис. 3.1 - Виды теплоснабжения

Мощность тепловых источников индивидуального теплоснабжения невелика и определяется потребностями индивидуумов.

Альтернативой децентрализованному является централизованное теплоснабжение. Ее характерный признак - наличие разветвленной тепловой сети, от которой питаются многочисленные абоненты (заводы, фабрики, общественные здания, жилые помещения и т.д.). Для централизованного теплоснабжения используются два вида источников: котельные и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Степень централизации теплоснабжения может быть различной.

В зависимости от числа теплоприемников, питаемых от одного теплоисточника, различают централизованное теплоснабжение групповое (питается группа зданий от групповой котельной установки мощностью 1-10 Гкал/ч), квартальное (от квартальной котельной теплопроизводительностью 10-50 Гкал/ч), районное (питается район - несколько групп зданий), городское (питается несколько районов города), межгородское (питается несколько городов).

Выбор типа теплоснабжения не однозначен, поскольку он определяется не только техническими и технико-экономическими преимуществами и недостатками того или иного типа. Он также зависит и от финансовых возможностей тех или иных потребителей. Если бы, например, население России имело бы достаточно средств для оплаты электроэнергии для целей отопления, то использование электронагревательных приборов было бы, наверное, самым комфортным и экологичным. Но при этом следует помнить, что ее стоимость будет не меньше, чем стоимость электроэнергии, которая получена на ТЭС из топлива с использованием только 40 % теплоты, заключенной в нем, с учетом потерь в электрических сетях.

Несмотря на отмеченные трудности, можно, однако с уверенностью сказать, что для большинства крупных северных городов с населением более 100 тыс. чел. наиболее рациональным является централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ. Оно позволяет не только сэкономить значительное количество топлива, но и существенно сократить вредные выбросы в атмосферу, сэкономить дорогие городские площади.

Для небольших населенных пунктов, особенно тех, которые требуют отопления короткое время в году и в которых не стоят остро вопросы экологии, целесообразно использовать децентрализованные источники теплоты, соответствующие вкусам и финансовым возможностям потребителей.

На рис. 3.2 показана схема водогрейной котельной. К сетевому насосу из тепловой сети поступает обратная сетевая вода - вода, использованная для отопления. Сетевой насос служит для прокачки сетевой воды через водогрейный котел, в котором она нагревается теплом сжигаемого топлива (газа, мазута, каменного или бурого угля). Нагретая вода, называемая прямой сетевой водой, подается в тепловую сеть для использования потребителями (абонентами). Таким образом, осуществляется постоянная циркуляция сетевой воды, нагреваемой в котле и охлаждаемой в теплоприемниках. Для восполнения неизбежной утечки сетевой воды служат водоподготовительная установка и подпиточный насос.

Тепловая мощность (производительность) водогрейных котлов составляет 4-200 Гкал/ч. На рис. 3.3 показан котел КВГМ-50 (котел водогрейный газомазутный теплопроизводительностью 50 Гкал/ч).

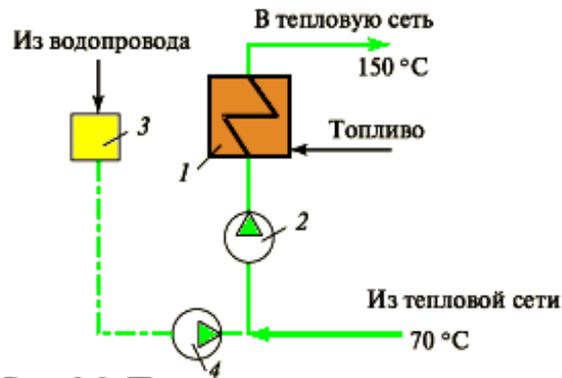


Рис. 3.2 - Принципиальная схема водогрейной котельной:

1-водогрейный котел; 2-сетевой насос; 3-водоподготовительная установка; 4-подпиточный насос.

Он, как и паровой котел, представляет собой П-образную шахту прямоугольного сечения. Первая его часть - топка. Она облицована трубчатыми экранами, внутри которых движется вода, нагреваемая излучением горящего факела топлива. Во второй части размещены конвективные поверхности - трубные пучки, обогреваемые за счет конвективного теплообмена с горячими газами. Водогрейный котел несравненно проще энергетического и, прежде всего потому, что вода в нем только нагревается, но не претерпевает фазовых превращений.

В крупных городах основным источником централизованного тепло снабжения являются ТЭЦ и районные тепловые станции (РТС) производительностью до 400 Гкал/ч. Обычно здание РТС в плане имеет вид буквы «Н» и состоит из котельной, машинного зала и строительной перемычки между ними. В котельном зале размещаются водогрейные котлы, в машинном зале - многочисленные насосы, система подпитки теплосети, в перемычке – пульт управления и бытовые помещения.

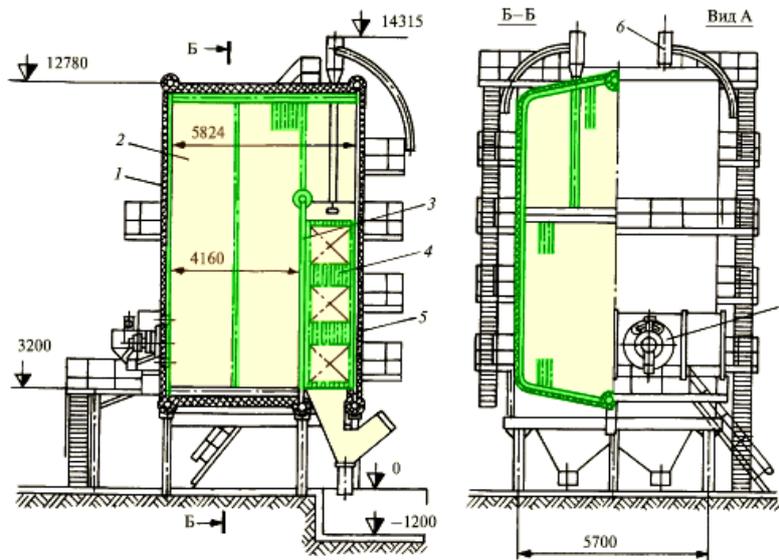


Рис. 3.3 - Устройство водогрейного котла КВГМ-50:

1-3,5-экраны соответственно передний, боковой, промежуточный и задний; 4-конвективные пакеты; 6-дробоочистительная установка; 7-газозащитная горелка.

### 3.2 ПОНЯТИЕ О ТЕПЛОФИКАЦИИ

Сейчас, когда стало понятно, как организовано снабжение предприятий и населения теплом, целесообразно рассмотреть понятие теплофикации.

Очень часто по аналогии с электрификацией под теплофикацией понимают строительные, монтажные и организационные мероприятия, обеспечивающие тепловому потребителю из централизованного источника теплоты. На самом деле это нечто другое. Теплофикация – это действительно централизованное теплоснабжение потребителей теплом, но не от любого источника, а именно от ТЭЦ. При этом на ТЭЦ это тепло получают при конденсации пара, взятого из паровой турбины после того, когда он прошел часть турбины и выработал электрическую мощность.

### 3.3 ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ КРУПНЫХ ГОРОДОВ

Тепловая сеть - это сложное инженерно-строительное сооружение, служащее для транспорта тепла с помощью теплоносителя (воды или пара) от источника (ТЭЦ или котельной) к тепловым потребителям.

От коллекторов прямой сетевой воды ТЭЦ с помощью магистральных теплопроводов горячая вода подается в городской массив. Магистральные теплопроводы имеют ответвления, к которым присоединяется внутриквартальная разводка к центральным тепловым пунктам (ЦТП). В ЦТП находится теплообменное оборудование с регуляторами, обеспечивающее снабжение квартир и помещений горячей водой.

Тепловые магистрали соседних ТЭЦ и котельных для повышения надежности теплоснабжения соединяют перемычками с запорной арматурой, которые позволяют обеспечить теплоснабжение при авариях и ревизиях отдельных участков тепловых сетей и источников теплоснабжения. Таким образом, тепловая сеть города - это самый сложный комплекс теплопроводов, источников тепла и его потребителей.

Теплопроводы могут быть подземными и надземными.

Надземные теплопроводы обычно прокладывают по территориям промышленных предприятий и промышленных зон, не подлежащих застройке, при пересечении большого числа железнодорожных путей, т.е. везде, где-либо не вполне эстетический вид теплопроводов не играет большой роли, либо затрудняется доступ к ревизии и ремонту теплопроводов. Надземные теплопроводы долговечнее и лучше приспособлены к ремонтам.

В жилых районах из эстетических соображений используется подземная прокладка теплопроводов, которая бывает бесканальной и канальной.

При бесканальной прокладке (рис. 4.4) участки теплопровода укладывают на специальные опоры непосредственно на дне вырытых грунтовых каналов, сваривают между собой стыки, защищают их от воздействия агрессивной среды и засыпают грунтом. Бесканальная прокладка - самая дешевая, однако теплопроводы испытывают внешнюю нагрузку от грунта (заглубление теплопровода должно быть 0,7 м), более подвержены воздействию агрессивной среды (грунта) и менее ремонтпригодны.



Рис. 3.4 - Укладка бесканального теплопровода

При канальной прокладке теплопроводы помещаются в каналы из сборных железобетонных элементов, изготовленных на заводе. При такой прокладке теплопровод разгружается от гидростатического действия грунта, находится в более комфортных условиях, более доступен для ремонта.

По возможности доступа к теплопроводам каналы делятся на проходные, полупроходные и непроходные. В проходных каналах (рис. 3.5) кроме трубопроводов подающей и обратной сетевой воды, размещают водопроводные трубы питьевой воды, силовые кабели и т.д. Это наиболее дорогие каналы, но и наиболее надежные, так как позволяют организовать постоянный легкий доступ для ревизий и ремонта, без нарушения дорожных покрытий и мостовых. Такие каналы оборудуются освещением и естественной вентиляцией.

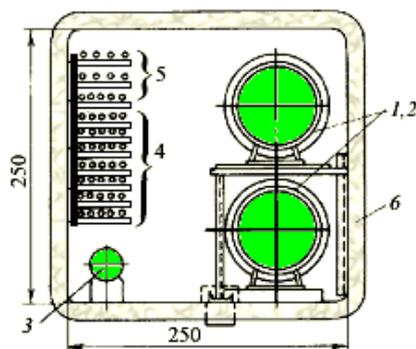


Рис. 3.5 Городской коллектор для теплопроводов из объемных элементов: 1,2-обратный и подающий трубопроводы; 3-водопровод; 4-кабели связи; 5-силовые кабели; 6-объемный железобетонный элемент.

Непроходные каналы (рис. 3.6) позволяют разместить в себе только подающий и обратный теплопроводы, для доступа к которым необходимо срыть слой грунта и снимать верхнюю часть канала. В непроходных каналах и бесканально прокладывается большая часть теплопроводов.

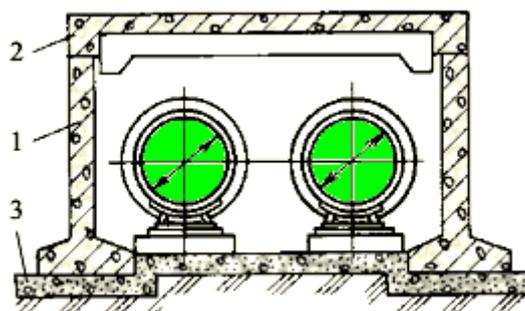


Рис. 3.6 - Непроходной канал: 1-стеновой блок; 2-блок перекрытия; 3-бетонная подготовка.

Полупроходные каналы (рис. 3.7) сооружают в тех случаях, когда к теплопроводам необходим постоянный, но редкий доступ. Полупроходные каналы имеют высоту не менее 1400 мм, что позволяет человеку передвигаться в нем в полусогнутом состоянии, выполняя осмотр и мелкий ремонт тепловой изоляции. Монтаж трубопровода в полупроходных каналах показан на рис. 3.8.

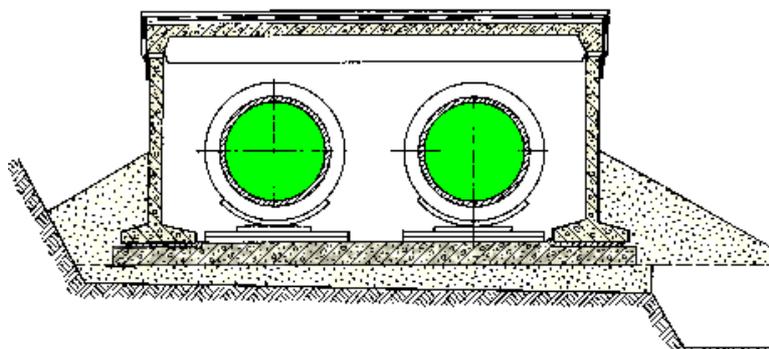


Рис. 3.7 - Железобетонный полупроходной канал



Рис. 3.8 - Монтаж трубопровода в полупроходных каналах

Наибольшую опасность для теплопроводов представляет коррозия внешней поверхности, происходящая вследствие воздействия кислорода, поступаю-

щего из грунта или атмосферы вместе с влагой; дополнительным катализатором являются диоксид углерода, сульфаты и хлориды, всегда имеющиеся в достаточном количестве в окружающей среде. Для уменьшения коррозии теплопровода покрывают многослойной изоляцией, обеспечивающей низкое водопоглощение, малую воздухопроводность и хорошую теплоизоляцию.

Наиболее полно этим требованием удовлетворяет конструкция, состоящая из двух труб – стальной (теплопровод) и полиэтиленовой, между которыми размещается ячеистая полимерная структура пенополиуретана. Последний имеет теплопроводность втрое ниже, чем обычные теплоизолирующие материалы.

### 3.4 РАЗДЕЛЬНАЯ И КОМБИНИРОВАННАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ

Если для некоторого потребителя, например, города требуется в некоторый момент количество электроэнергии  $N_э$  (в единицу времени) и количество тепла  $Q_т$ , то технически проще всего получить их отдельно.

Для этого можно построить конденсационную ПТУ (рис. 3.9, а) электрической мощностью  $N_э$  с глубоким вакуумом, создаваемым конденсатором, который охлаждается водой.

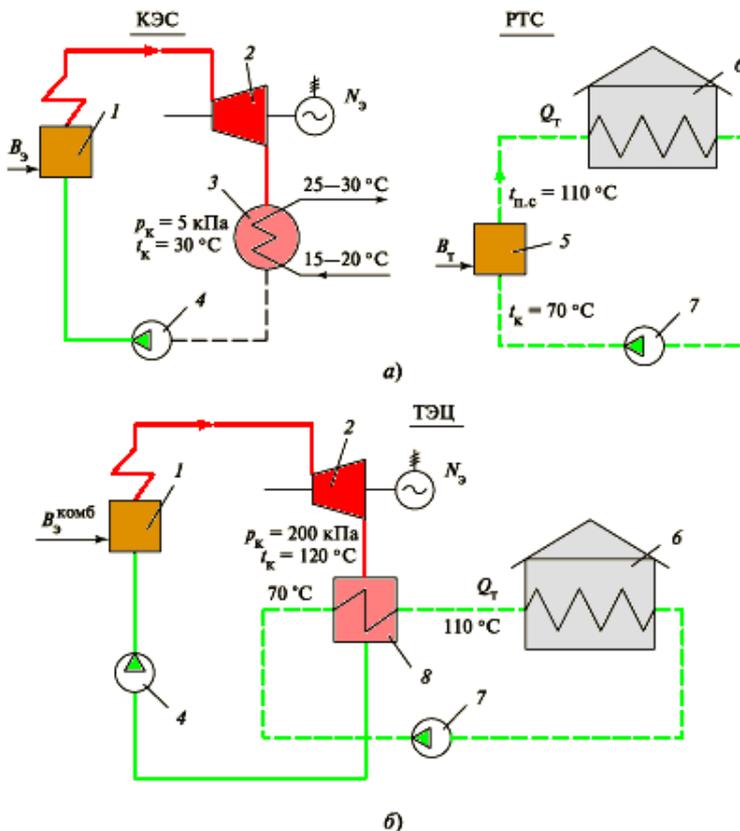


Рис. 3.9 - Схемы раздельной (а) и комбинированной (б) выработки тепла и электроэнергии:

1-энергетический котел; 2-паровая турбина; 3-конденсатор; 4-питательный насос; 5-водогрейный котел; 6-потребитель тепла; 7-сетевой насос; 8-сетевой подогреватель

При ее температуре  $t_{\text{охл.в}} = 15-20 \text{ }^\circ\text{C}$  можно получить давление в конденсаторе  $p_k = 0,04-0,06 \text{ ат}$  (3-4 кПа), а температура конденсирующегося пара будет составлять в соответствии с рис. 1.2  $t_k = 30-35 \text{ }^\circ\text{C}$ . Кроме того, для производства тепла  $Q_T$  можно построить РТС, в водогрейном котле которой циркулирующая сетевая вода будет нагреваться, например, от 70 до 110  $^\circ\text{C}$ . При отдельном производстве  $Q_T$  тепла и  $N_э$  электроэнергии общая затрата тепла, которая будет получена из топлива, составит:

$$Q_{\text{разд}} = Q_T + N_э / (\eta_k \eta_{\text{ПТУ}}), \quad (3.1)$$

где  $\eta_k$  - КПД котла, составляющий 90-94 % (см. рис. 1.1);  $\eta_{\text{ПТУ}}$  - КПД конденсационной ПТУ, равный примерно 45 %.

Ту же задачу производства электроэнергии и тепла можно решить по-другому (рис. 3.9, б). Вместо конденсатора на КЭС можно установить сетевой подогреватель, от которого получать количество теплоты  $Q_T$ . Конечно, поскольку нагретая сетевая вода должна иметь, скажем, 110  $^\circ\text{C}$ , то давление в сетевом подогревателе (и за паровой турбиной) должно быть не 0,05 ат (как в конденсаторе турбины КЭС), а на уровне 1,2 ат. При этом давлении образующийся из конденсирующегося пара конденсат будет иметь температуру примерно 120  $^\circ\text{C}$ , что и обеспечит нагрев сетевой воды до 110  $^\circ\text{C}$ .

Таким образом, в одной энергетической установке вырабатывается одновременно электрическая энергия и тепло в требуемых количествах. Поэтому такое производство тепла и электроэнергии называют комбинированным. Термины «комбинированное производство» и «теплофикация» – синонимы. Изображенная на рис. 4.9, б установка является не чем иным как простейшей ТЭЦ с турбиной с противодавлением (так как давление за ней, как правило, выше атмосферного).

Расход тепла при комбинированной выработке при тех же  $N_э$  и  $Q_T$  составит:

$$Q_{\text{комб}} = Q_T + N_э / \eta_k. \quad (3.2)$$

В этой формуле, получаемой из (3.1) при  $\eta_{\text{ПТУ}} = 1$ , учтено, что тепло, выходящее с паром из турбины, не отдается бесполезно охлаждающей воде в конденсаторе, а полностью отдается в сетевом подогревателе тепловому потребителю. При этом не сжигается дополнительное топливо в водогрейном котле.

Разность количеств тепла, затраченного на получение электрической мощности  $N_э$  и тепла  $Q_T$  при отдельной и комбинированной их выработке

$$\Delta Q = Q_{\text{разд}} - Q_{\text{комб}} = \left( \frac{1}{\eta_{\text{ПТУ}}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_k} \chi Q_T, \quad (3.3)$$

где  $\eta = N_э / Q_T$  - очень важная характеристика, называемая выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

Так как  $\Pi Q = \Delta B_T Q_{\text{сг}}$  где  $\Pi B_T$  - экономия топлива, а  $Q_{\text{сг}}$  - его теплота сгорания, то экономия топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии по сравнению с раздельной составит

$$\Delta B_T = \frac{1}{Q_{\text{сг}}} \left( \frac{1}{\eta_{\text{ПТУ}}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_{\text{к}}} \chi Q_T. \quad (3.4)$$

Так как  $\eta_{\text{ПТУ}} < 1$ , то всегда  $\Delta B_T > 0$ , т.е. при теплофикации всегда возникает экономия топлива. Физическая причина экономии топлива очевидна: теплота конденсации пара, покидающего паровую турбину, отдается не охлаждающей воде конденсатора, а тепловому потребителю.

Из (3.4) видно, что чем хуже конденсационная паротурбинная установка, т.е. меньше  $\eta_{\text{ПТУ}}$ , тем эффективнее теплофикация, так как большее количество тепла, передававшееся охлаждающей воде при раздельной выработке, теперь передается сетевой воде.

Экономия  $\Delta B_T$  зависит от соотношения электрической и тепловой мощности  $\Delta = N_э / Q_T$ . Чем больше  $N_э$  при фиксированной  $Q_T$ , тем большая конденсационная мощность замещается экономичной теплофикационной.

Приведенная на рис. 3.9, б простейшая теплофикационная ПТУ позволяет легко понять преимущество комбинированной выработки. Однако она имеет существенный недостаток: с ее помощью нельзя произвольно изменять соотношение между электрической  $N_э$  и тепловой мощностью  $Q_T$ . Изменение любой из них приводит к автоматическому изменению другой и не всегда в соответствии с требованиями потребителей. Чаще всего ПТУ такого типа используют там, где требуется изменение по определенному графику только одного параметра, обычно тепловой нагрузки  $Q_T$ , а второй параметр – мощность, будет такой, «какой получится».

Для того, чтобы исключить этот недостаток, теплофикационную турбину выполняют с регулируемым отбором пара нужных параметров и с конденсацией пара в конце процесса расширения (рис. 3.10).

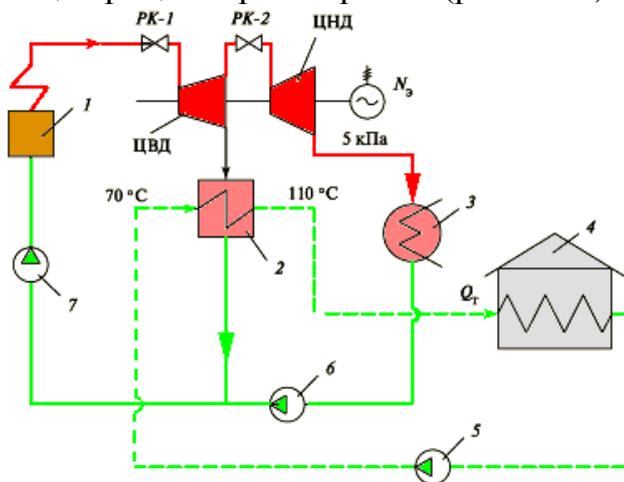


Рис. 3.10 - Схема отопительной ТЭЦ с теплофикационной турбиной: 1-энергетический котел; 2-сетевой подогреватель; 3-конденсатор; 4-потребитель тепла; 5- сетевой насос; 6-конденсатный насос; 7-питательный насос

С помощью регулирующих клапанов *PK-1* и *PK-2* соответственно перед ЦВД и ЦНД можно в широких пределах изменять независимо электрическую мощность и отпуск тепла. Если клапан *PK-2* закрыть полностью и направить весь поступивший в турбину пар в сетевой подогреватель, то турбина будет работать как турбина с противодавлением и выгода от теплофикации будет максимальной. Так обычно работают теплофикационные турбины зимой, когда требуется много тепла. Если, наоборот, открыть полностью *PK-2* и закрыть проток сетевой воды через сетевой подогреватель, турбина будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно больше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Это приводит к тому, что экономически целесообразным оказывается иметь в системе электро- и централизованного теплоснабжения и ТЭЦ, и котельные, и конденсационные электростанции. При этом надо иметь в виду, что часть структуры этих систем складывается исторически, с предварительным вводом котельных, которые в дальнейшем играют роль резервных источников тепла.

В качестве примера приведем структуру электро- и теплоснабжения Москвы (рис. 3.11).



Рис 3.11 - Структура источников электрической и тепловой энергии Москвы

### 3.5 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ОТ ТЕПЛОФИКАЦИИ НА ВЫРАБОТАННУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И ТЕПЛО. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА РАБОТЫ ТЭЦ

Отметим еще одну важную, по существу, финансовую проблему, возникающую для ТЭЦ. ТЭЦ продает потребителям два вида энергии различной энергетической ценности: тепловую и электрическую, причем их потребители в общем случае - разные. Объективно существующая экономия топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла должна быть разделена и учтена в себестоимости и цене на эти два вида энергии. Однако сделать это технически невозможно: и тепло, и электроэнергия вырабатываются общими котлом, турбиной и другим оборудованием ТЭЦ; далее, с одной стороны, без отпуска тепла из отборов турбины нет экономии топлива, с другой стороны она отсутствует и без выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Проблеме как разделить объективно существующую экономию топлива между электроэнергией и теплом, посвящены десятки (если не сотни) работ и единственным их окончательным результатом стало понимание того, что этого сделать нельзя.

Начиная с плана ГОЭЛРО и вплоть до 1995 г., при распределении экономии от теплофикации использовался так называемый «физический» метод», по которому вся экономия топлива относилась на электроэнергию. При этом получалось, что расход условного топлива на 1 кВт·ч на ТЭЦ составлял 230 - 250 г/(кВт·ч), а на ГРЭС – 320 - 350 г/(кВт·ч). Это не результат более экономичной работы ТЭЦ, а способа распределения выгоды от теплофикации. В 1995 г. на ТЭЦ России была введена новая инструкция для ТЭЦ по распределению экономии топлива от теплофикации. Последствия ввода нового способа представлены на рис. 3.12. Кривая 1 показывает, как уменьшался удельный расход условного топлива на производство электроэнергии в целом сначала для СССР, а потом - для России, причем учитывалась электроэнергия, вырабатываемая и ГРЭС, и ТЭЦ в соответствии с «физическим» методом.

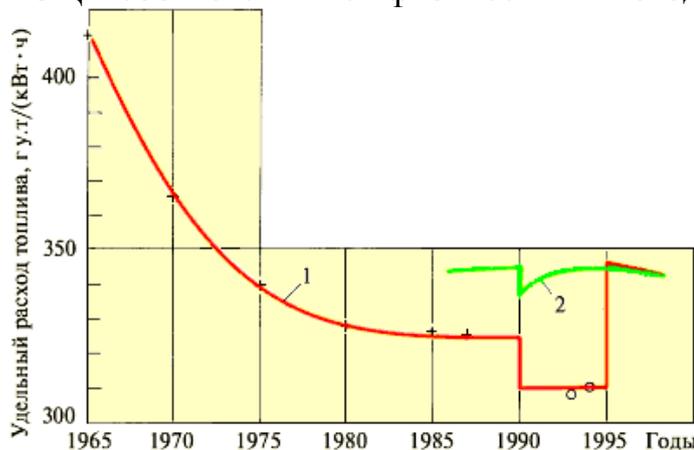


Рис. 3.12 - Влияние метода распределения экономии топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии на расчетные показатели экономичности: 1-удельный расход топлива в целом по стране; 2-то же для энергоблоков мощностью 300 МВт.

Видно, что в период 1985-1990 гг. удельный расход условного топлива стабилизировался на уровне 325-327 г/(кВт·ч). В момент распада СССР показатели по выработке электроэнергии резко улучшились [до 310 г/(кВт·ч)] главным образом за счет исключения в основном конденсационных мощностей на Украине, в Прибалтике и Белоруссии. Эти показатели существовали вплоть до 1995 г., когда была введена новая инструкция, и в соответствии с ней удельный расход условного топлива в целом по России скачком возрос до 347 г/(кВт·ч). Конечно, это результат переноса части экономии топлива от теплофикации с электроэнергии на тепло (заметим, что в России почти половина электроэнергии вырабатывается ТЭЦ). То, что это так, видно из кривой 2, отражающей изменение удельного тепла для конденсационных энергоблоков мощностью 300 МВт. Этих энергоблоков инструкция по распределению выгоды от теплофикации, естественно, не коснулась и после улучшения показателей экономичности в 1990 г. (главным образом, за счет исключения из энергосистемы России пылеугольных энергоблоков Украины) наблюдается тенденция к ухудшению экономичности, главным образом за счет старения оборудования.

Условность разделения выгоды от теплофикации между электроэнергией и теплом необходимо также учитывать при сравнении интегральных показателей экономичности различных стран. Если, например, средний удельный расход условного топлива на ТЭС Японии составляет [310- 315 г/(кВт·ч)], а в России 345 - 350 г/(кВт·ч), и разница между ними 35 г/(кВт·ч), то в действительности она еще больше, так как в Японии практически отсутствует теплофикация, а в России примерно половина электроэнергии производится на ТЭЦ.

ТЭЦ отпускает два вида энергии - электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо иметь также два показателя.

Первым показателем является коэффициент полезного использования тепла топлива. Если у конденсационных ТЭС России он не превышает 40 %, то для ТЭЦ он может достигать 85 % (а 15 % составляют потери с уходящими газами энергетических и водогрейных котлов, с конденсацией той части пара, которая проходит в конденсатор, собственные нужды).

Вторым показателем является выработка электроэнергии на тепловом потреблении  $\epsilon = N_e/Q_T$ . Ясно, что если, например, две ТЭЦ отпускают одинаковое количество тепла  $Q_T$  и имеют одинаковый коэффициент использования топлива, то из них лучше та, которая отпускает больше электроэнергии.

Эти два показателя полностью характеризуют экономичность работы ТЭЦ.

На практике и в отчетной документации ТЭЦ используют два других эквивалентных упомянутым выше показателям: привычный нам удельный расход условного топлива на производство электроэнергии  $b_e$  в г/(кВт·ч) и удельный расход условного топлива на производство 1 Гкал тепла  $b_T$  в кг/Гкал. Для ТЭЦ  $b_T = 150 - 170$  кг/Гкал. Эти величины подсчитываются в соответствии с нормативными документами по распределению затраченного топлива на производство электроэнергии и тепла.

### 3.6 УСТРОЙСТВО ТЭЦ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПОЛУЧЕНИЯ ГОРЯЧЕЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ НА ТЭЦ

На рис. 3.13 показана упрощенная технологическая схема производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ.

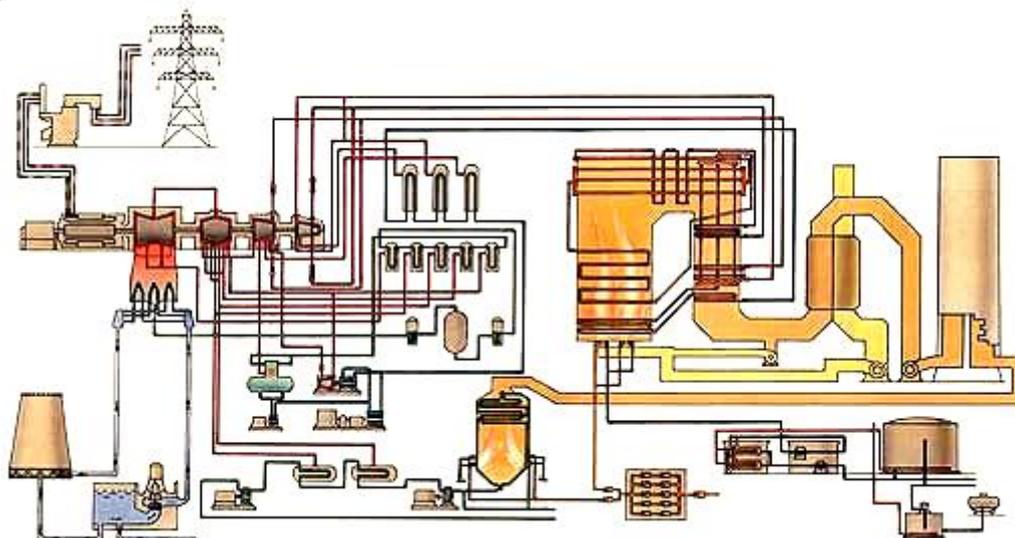


Рис. 3.1 - Технологическая схема производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ

Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются. Мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС.

Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам I подъема *СН-1* (рис. 3.13). Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса *СН-1* сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей *СП-1* и *СП-2*. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды.

Нагретая в *СП-1* и *СП-2* сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема, которые подают ее в пиковый водогрейный котел ПВК и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в ПВК в него от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора - воздух. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него - тепловым потребителям.

Второе существенное отличие турбоустановки отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины - турбины, позволяющей выполнять большие регулируемые отборы

пара на сетевые подогреватели, регулируя их давление (т.е. нагрев сетевой воды и ее расход).

#### 4.1 ПОНЯТИЕ О ПАРОГАЗОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЯХ И УСТРОЙСТВО ПРОСТЕЙШЕЙ ПГУ

**Парогазовыми** называются энергетические установки, в которых теплота уходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле.

На рис. 4.1 показана принципиальная схема простейшей парогазовой установки так называемого **утилизационного типа**. Уходящие газы ГТУ поступают в **котел-утилизатор** – теплообменник противоточного типа, в котором за счет тепла горячих газов генерируется пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину.

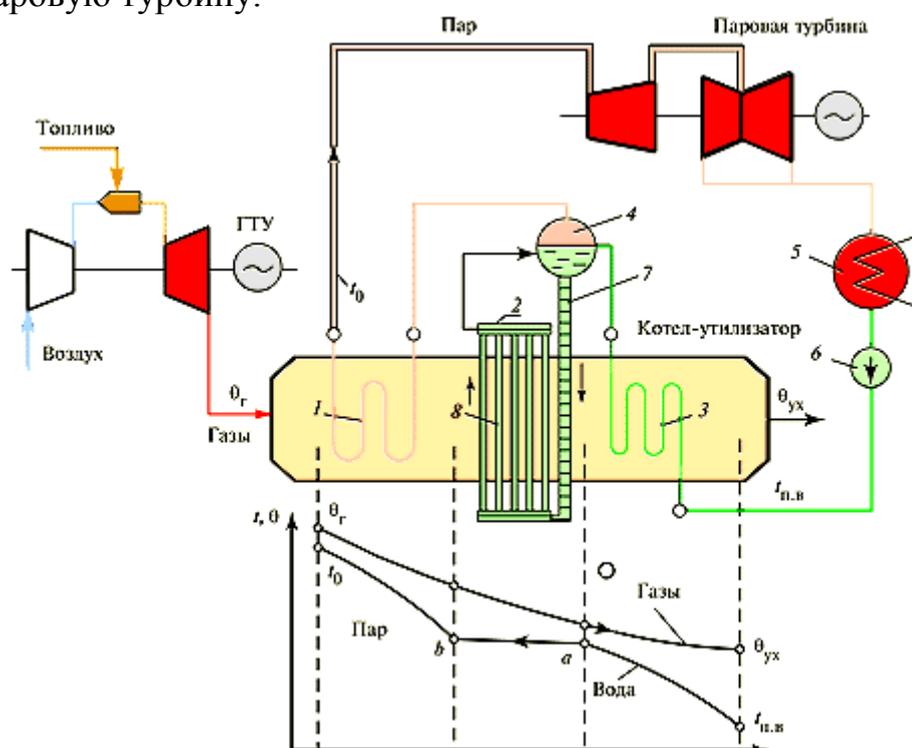


Рис 4.1 - Принципиальная схема простейшей ПГУ утилизационного типа

Котел-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения, в которой размещены поверхности нагрева, образованные сребренными трубами, внутрь которых подается рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар). В простейшем случае поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трех элементов: экономайзера 3, испарителя 2 и пароперегревателя 1. Центральным элементом является испаритель, состоящий из барабана 4 (длинного цилиндра, заполняемого наполовину водой), нескольких опускных труб 7 и достаточно плотно установленных вертикальных труб собственно испарителя 8. Испаритель работает на принципе естественной конвекции. Испарительные трубы находятся в зоне более высоких температур, чем опускные. Поэтому в них вода нагревается, частично испаряется и поэтому становится легче и под-

нимается вверх в барабан. Освобождающееся место заполняется более холодной водой по опускным трубам из барабана. Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы пароперегревателя 1. Расход пара из барабана 4 компенсируется подводом воды из экономайзера 3. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдет через испарительные трубы. Поэтому описанный котел-утилизатор называется котлом с естественной циркуляцией.

В экономайзере происходит, нагрев поступающей питательной воды практически до температуры кипения (на 10-20 °С меньше, чем температура насыщенного пара в барабане, полностью определяемая давлением в нем). Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара  $t_0$  всегда, конечно, меньше, чем температура газов  $q_{\Gamma}$ , поступающих из газовой турбины (обычно на 25-30 °С).

Под схемой котла-утилизатора на рис. 4.1 показано изменение температур газов и рабочего тела при их движении навстречу друг другу. Температура газов плавно уменьшается от значения  $q_{\Gamma}$  на входе до значения  $q_{y\kappa}$  температуры уходящих газов. Движущаяся навстречу питательная вода повышает в экономайзере свою температуру до температуры кипения (точка,  $a$ ). С этой температурой (на грани кипения) вода поступает в испаритель. В нем происходит испарение воды. При этом ее температура не изменяется (процесс  $a - b$ ). В точке  $b$  рабочее тело находится в виде сухого насыщенного пара. Далее в пароперегревателе происходит его перегрев до значения  $t_0$ .

Образующийся на выходе из пароперегревателя пар направляется в паровую турбину, где, расширяясь, совершает работу. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, конденсируется и с помощью питательного насоса  $b$ , повышающего давление питательной воды, направляется снова в котел-утилизатор.

Таким образом, принципиальное отличие паросиловой установки (ПСУ) ПГУ от обычной ПСУ ТЭС состоит только в том, что топливо в котле-утилизаторе не сжигается, а необходимая для работы ПСУ ПГУ теплота берется от уходящих газов ГТУ. Однако сразу же необходимо отметить ряд важных технических отличий ПСУ ПГУ от ПСУ ТЭС.

1. Температура уходящих газов ГТУ  $q_{\Gamma}$  практически однозначно определяется температурой газов перед газовой турбиной и совершенством системы охлаждения газовой турбины. В большинстве современных ГТУ, температура уходящих газов составляет 530-580 °С (хотя имеются отдельные ГТУ с температурой вплоть до 640 °С). По условиям надежности работы трубной системы экономайзера при работе на природном газе температура питательной воды  $t_{п.в}$  на входе в котел-утилизатор не должна быть меньше 60 °С. Температура газов  $q_{y\kappa}$ , покидающих котел-утилизатор, всегда выше, чем температура  $t_{п.в}$ . Реально она находится на уровне  $q_{y\kappa} \gg 100$  °С и, следовательно, КПД котла-утилизатора составит

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{555 - 100}{555 - 15} = 0,843 ,$$

где для оценки принято, что температура газов на входе в котел-утилизатор равна 555 °С, а температура наружного воздуха 15 °С. При работе на газе обычный энергетический котел ТЭС имеет КПД на уровне 94 %. Таким образом, котел-утилизатор в ПГУ имеет КПД существенно более низкий, чем КПД котла ТЭС.

2. Далее, КПД паротурбинной установки, рассмотренной ПГУ существенно ниже, чем КПД ПТУ обычной ТЭС. Это связано не только с тем, что параметры пара, генерируемого котлом-утилизатором, ниже, но и с тем, что ПТУ ПГУ не имеет системы регенерации. А иметь ее она в принципе не может, так как повышение температуры  $t_{\text{п.в}}$  приведет к еще большему снижению КПД котла-утилизатора.

Тем не менее, при всем этом КПД ПГУ оказывается весьма высоким. Для того чтобы убедиться в этом, рассмотрим ПГУ простой схемы (рис. 4.2), причем при рассмотрении будем принимать далеко не самые лучшие экономические показатели отдельных элементов оборудования.

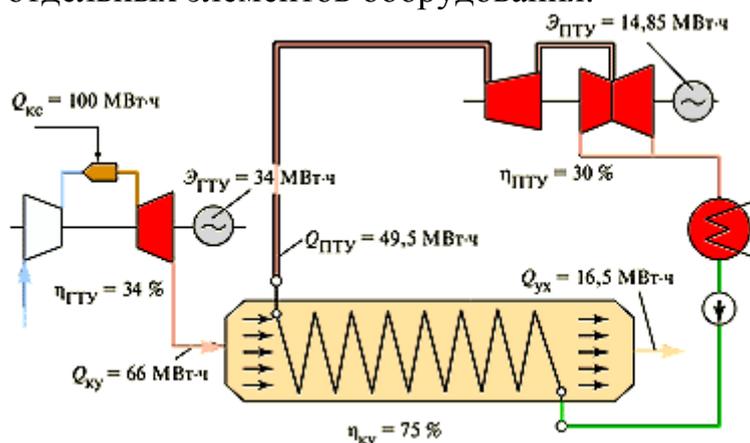


Рис. 4.2 - Превращение теплоты в работу в простейшей ПГУ Утилизационного типа

Пусть в камере сгорания ГТУ сожжено некоторое количество газа, из которого получено  $Q_{\text{кc}} = 100$  МВт·ч теплоты. Допустим, что КПД ГТУ составляет 34 %. Это означает, что в ГТУ будет получено  $\mathcal{E}_{\text{ГТУ}} = 34$  МВт·ч электроэнергии. Количество теплоты

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{кc}} - \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} = 100 - 34 = 66 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (4.1)$$

поступает в котел-утилизатор. Пусть его КПД равен  $\eta_{\text{ку}} = 75$  %. Тогда в дымовую трубу из котла уйдет

$$Q_{\text{ух}} = Q_{\text{ку}}(1 - \eta_{\text{ку}}) = 66(1 - 0,75) = 16,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (4.2)$$

а количество тепла  $Q_{\text{ПТУ}} = Q_{\text{кв}} - Q_{\text{ух}} = 49,5$  МВт·ч поступает в паротурбинную установку для преобразования в электроэнергию. Пусть ее КПД всего лишь  $\eta_{\text{ПТУ}} = 0,3$ ; тогда электрогенератор паровой турбины выработает

$$\mathcal{E}_{\text{ПТУ}} = Q_{\text{ПТУ}} \eta_{\text{ПТУ}} = 49,5 \cdot 0,3 = 14,85 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (4.3)$$

электроэнергии. Всего ПГУ выработает

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} + \mathcal{E}_{\text{ПТУ}} = 34 + 14,85 = 48,85 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (4.4)$$

электроэнергии и, следовательно, КПД ПГУ  $\eta_{\text{ПГУ}} = \mathcal{E}/Q_{\text{кв}} = 0,4885$ , т.е. около 49 %.

Приведенные рассуждения позволяют получить простую формулу для определения КПД ПГУ утилизационного типа:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{кв}}\eta_{\text{ПТУ}}. \quad (4.5)$$

Эта формула сразу же объясняет, почему ПГУ стали строиться лишь в последние 20 лет. Действительно, если к примеру взять ГТУ типа ГТ-100-3М, то ее КПД  $\eta_{\text{ГТУ}} = 28,5$  %, а температура за ГТУ  $\eta_{\text{Г}} = 398$  °С. При такой температуре газов в котле-утилизаторе можно сгенерировать пар с температурой около 370 °С, и КПД паротурбинной установки будет составлять примерно 14 %. Тогда при  $\eta_{\text{кв}} = 0,75$  КПД ПГУ составит

$$\eta_{\text{ПГУ}} = (1 - 0,285)0,75 \cdot 0,14 = 0,36,$$

И целесообразнее построить обычный паротурбинный энергоблок СКД с большей экономичностью. Строительство ПГУ стало экономически оправданным лишь после создания высокотемпературных ГТУ, которые не только обеспечили ее высокий КПД, но и создали условия для реализации паротурбинного цикла высокой экономичности.

Можно получить практически универсальное соотношение между мощностями газотурбинной и паротурбинной частью ПГУ:

$$\frac{N_{\text{ГТУ}}}{N_{\text{ПТУ}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{кв}}\eta_{\text{ПТУ}}}, \quad (4.6)$$

т.е. это отношение определяется только КПД элементов ПГУ. Для рассмотренного выше примера

$$\frac{N_{\text{ГТУ}}}{N_{\text{ПТУ}}} = \frac{0,34}{(1 - 0,34)0,75 \cdot 0,3} = 2,3 \approx 2,$$

т.е. мощность ГТУ примерно вдвое выше, чем мощность паровой турбины. Именно это соотношение объясняет, почему ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга состоит из двух ГТУ и одной паровой турбины мощностью примерно по 150 МВт.

Представление об устройстве электростанции с ПГУ дает рис. 4.3, на котором изображена ТЭС с тремя энергоблоками. Каждый энергоблок состоит из двух рядом стоящих ГТУ 4 типа V94.2 фирмы Siemens, каждая из которых свои уходящие газы высокой температуры направляет в свой котел-утилизатор 8. Пар, генерируемый этими котлами, направляется в одну паровую турбину 10 с электрогенератором 9 и конденсатором, расположенным в конденсационном помещении под турбиной. Каждый такой энергоблок имеет суммарную мощность 450 МВт (каждая ГТУ и паровая турбина имеют мощность примерно 150 МВт). Между выходным диффузором 5 и котлом-утилизатором 8 устанавливаются байпасную (обводную) дымовую трубу 12 и газоплотный шибер 6. Шибер позволяет отсечь котел-утилизатор 8 от газов ГТУ и направить их через байпасную трубу в атмосферу. Такая необходимость может возникнуть при неполадках в паротурбинной части энергоблока (в турбине, котле-утилизаторе, генераторе и т.д.), когда ее требуется отключить. В этом случае мощность энергоблока будет обеспечиваться только ГТУ, т.е. энергоблок может нести нагрузку в 300 МВт (хотя и со сниженной экономичностью). Байпасная труба весьма помогает и при пусках энергоблока: с помощью шибера котел-утилизатор отсекается от газов ГТУ, и последние выводятся на полную мощность в считанные минуты. Затем можно медленно, в соответствии с инструкцией, ввести в работу котел-утилизатор и паровую турбину.

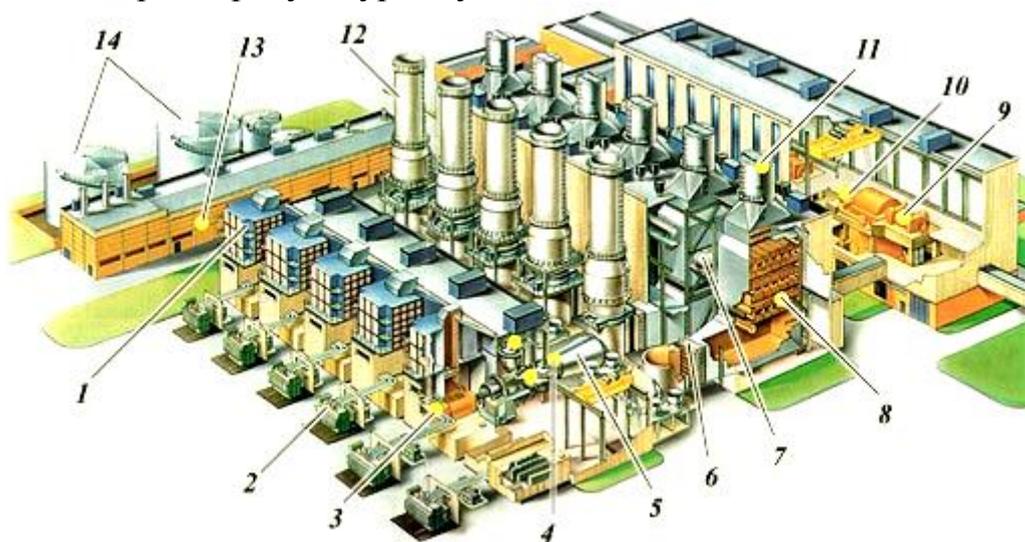


Рис. 4.3 - Устройство электростанции с ПГУ

При нормальной работе шибер, наоборот, не пропускает горячие газы ГТУ в байпасную трубу, а направляет их в котел-утилизатор.

Газоплотный шибер имеет большую площадь, представляет собой сложное техническое устройство, главным требованием к которому является высокая плотность, поскольку каждый 1 % потерянного тепла через неплотности означает снижение экономичности энергоблока примерно на 0,3 %. Поэтому иногда отказываются от установки байпасной трубы, хотя это существенно усложняет эксплуатацию.

Между котлами-утилизаторами энергоблока устанавливают один деаэрактор, который принимает конденсат для деаэрации из конденсатора паровой турбины и раздает его на два котла-утилизатора.

## 4.2 КЛАССИФИКАЦИЯ ПГУ, ИХ ТИПЫ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Выше рассмотрена ПГУ самого простого и самого распространенного типа - утилизационного. Однако многообразие ПГУ столь велико, что нет возможности рассмотреть их в полном объеме. Поэтому ниже рассмотрим основные типы ПГУ, интересные для нас либо с принципиальной, либо с практической точки зрения. Одновременно попытаемся выполнить их классификацию, которая, как и всякая классификация, будет условной.

По назначению ПГУ подразделяют на конденсационные и теплофикационные. Первые из них вырабатывают только электроэнергию, вторые - служат и для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине.

По количеству рабочих тел, используемых в ПГУ, их делят на бинарные и монарные. В бинарных установках рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты горения топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара.

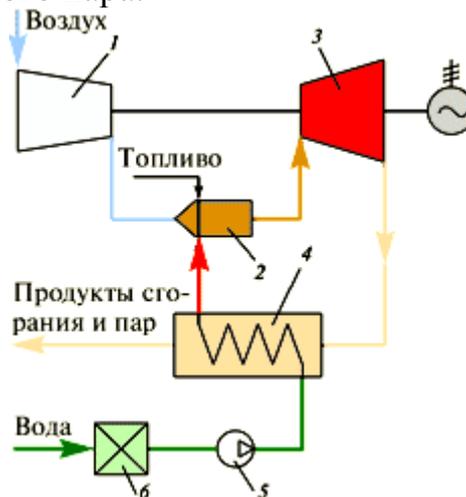


Рис. 4.4 - Принципиальная схема монарной ПГУ.

Схема монарной ПГУ показана на рис. 4.4. Выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, в который подается вода питательным насосом 5. Получаемый на выходе пар поступает в камеру сгорания 2, смешивается с продуктами сгорания и образуемая однородная смесь направляется в газовую

(правильнее сказать - в парогазовую турбину 3. Смысл этого понятен: часть воздуха, идущего из воздушного компрессора и служащая для уменьшения температуры рабочих газов до допустимой по условиям прочности деталей газовой турбины, замещается паром, на повышение давления которого питательным насосом в состоянии воды затрачивается меньше энергии, чем на повышение давления воздуха в компрессоре. Вместе с тем, поскольку газопаровая смесь покидает котел-утилизатор в виде пара, то тепло конденсации водяного пара, полученное им в котле и составляющее значительную величину, уходит в дымовую трубу.

Техническая трудность организации конденсации пара из парогазовой смеси и связанная с этим необходимость постоянной работы мощной водоподготовительной установки являются главным недостатком ПГУ монарного типа.

За рубежом описанная монарная установка получила название STIG (от Steam Iniected Gas Turbine). Их строит в основном фирма General Electric в комбинации с ГТУ сравнительно малой мощности. В табл. 4.1 приведены данные фирмы General Electric, иллюстрирующие увеличение мощности и КПД двигателей при использовании впрыска пара.

Таблица 4.1 Изменение мощности и экономичности при вводе пара в камеру сгорания монарной ПГУ

Модуль ГТУ	Мощность двигателя без ввода пара, МВт	Мощность двигателя при вводе пара, МВт	КПД двигателя без ввода пара, %	КПД двигателя при вводе пара, %
LM 1600	13,0	16,7	34	40
LM 2500	22,2	26,5	35	39
LM 5000	33,1	51,9	36	43

Видно, что при впрыске пара и мощность, и КПД растут.

Отмеченные выше недостатки не привели к широкому распространению монарных ПГУ, по крайней мере, для целей производства электроэнергии на мощных ТЭС.

На Южно-турбинном заводе (г. Николаев, Украина) построена демонстрационная монарная ПГУ мощностью 16 МВт.

Большинство ПГУ относится к ПГУ бинарного типа. Существующие бинарные ПГУ можно разделить на пять типов:

**Утилизационные ПГУ.** В этих установках тепло уходящих газов ГТУ утилизируется в котлах-утилизаторах с получением пара высоких параметров, используемого в паротурбинном цикле. Главными преимуществами утилизационных ПГУ по сравнению с ПТУ являются высокая экономичность (в ближайшие годы их КПД превысит 60 %), существенно меньшие капиталовложения, меньшая потребность в охлаждающей воде, малые вредные выбросы, высокая маневренность. Как показано выше, утилизационные ПГУ требуют высокоэко-

номичных высокотемпературных газовых турбин с высокой температурой уходящих газов для генерирования пара высоких параметров для паротурбинной установки (ПТУ). Современные ГТУ, отвечающие этим требованиям, пока могут работать либо на природном газе, либо на легких сортах жидкого топлива.

**ПГУ со сбросом выходных газов ГТУ в энергетический котел.** Часто такие ПГУ называют кратко «сбросными», или ПГУ с *низконапорным парогенератором* (рис. 4.5). В них тепло уходящих газов ГТУ, содержащих достаточное количество кислорода, направляется в энергетический котел, замещая в нем воздух, подаваемый дутьевыми вентиляторами котла из атмосферы. При этом отпадает необходимость в воздухоподогревателе котла, так как уходящие газы ГТУ имеют высокую температуру. Главным преимуществом сбросной схемы является возможность использования в паротурбинном цикле недорогих энергетических твердых топлив.

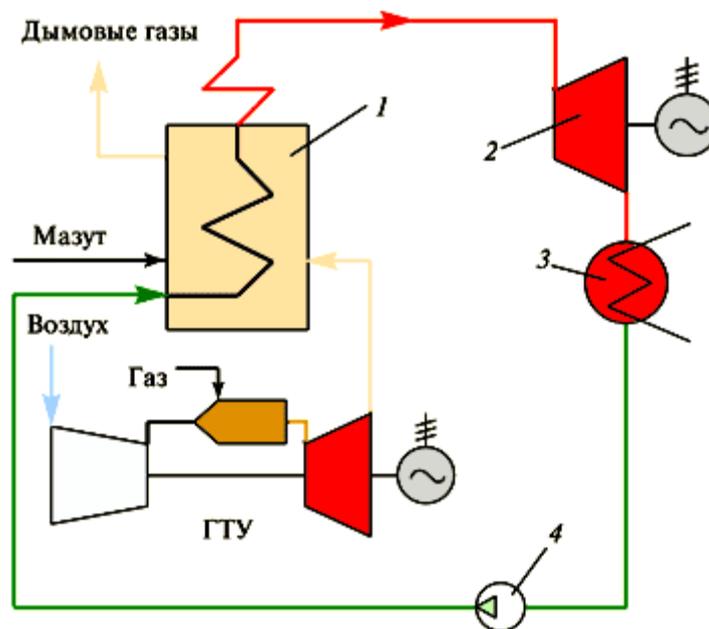


Рис. 4.5 - Схема сбросной ПГУ.

В сбросной ПГУ топливо направляется не только в камеру сгорания ГТУ, но и в энергетический котел (рис. 4.5), причем ГТУ работает на легком топливе (газ или дизельное топливо), а энергетический котел - на любом топливе. В сбросной ПГУ реализуется два термодинамических цикла. Теплота, поступившая в камеру сгорания ГТУ вместе с топливом, преобразуется в электроэнергию так же, как и в утилизационной ПГУ, т.е. с КПД на уровне 50 %, а теплота, поступившая в энергетический котел - как в обычном паротурбинном цикле, т.е. с КПД на уровне 40 %. Однако достаточно высокое содержание кислорода в уходящих газах ГТУ, а также необходимость иметь за энергетическим котлом малый коэффициент избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно  $2/3$ , а доля мощности ГТУ -  $1/3$  (в отличие от утилизационной ПГУ, где это соотношение обратное). Поэтому КПД сбросной ПГУ составляет примерно

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{2}{3} 40 + \frac{1}{3} 50 = 43,3 \%,$$

т.е. существенно меньше, чем у утилизационной ПГУ. Ориентировочно можно считать, что в сравнении с обычным паротурбинным циклом экономия топлива при использовании сбросной ПГУ примерно вдвое меньше, чем экономия топлива в утилизационной ПГУ.

Кроме того, схема сбросной ПГУ оказывается очень сложной, так как необходимо обеспечить автономную работу паротурбинной части (при выходе из строя ГТУ), а поскольку воздухоподогреватель в котле отсутствует (ведь в энергетический котел при работе ПГУ поступают горячие газы из ГТУ), то необходима установка специальных калориферов, нагревающих воздух перед подачей его в энергетический котел.

В бывшем СССР на Молдавской ГРЭС были построены две ПГУ сбросного типа мощностью 250 МВт, данные по которым приведены в табл. 4.2. Из табл. 4.2 видно, что КПД этих ПГУ на несколько процентов меньше, чем КПД обычных энергоблоков СКД (на 23,5 МПа, 540 °С/540 °С), поэтому строить такие ПГУ нет смысла. Низкая экономичность ПГУ Молдавской ГРЭС объясняется также малой экономичностью ГТУ (из-за очень малой начальной температуры) и малой мощности ГТУ по сравнению с мощностью паровой турбины (менее 15 %).

В 1997 г. на ТЭЦ-22 Ленэнерго (Южная ТЭЦ, Санкт-Петербург) выполнена реконструкция теплофикационного энергоблока с турбиной Т-250-23,5 ТМЗ путем ее надстройки ГТУ GT-8 фирмы АВВ (мощность 47,1 МВт, КПД 31,6 %, степень сжатия 16,3, температура уходящих газов ГТУ 523 °С). Судя по публикациям, опыт реконструкции оказался не вполне удачным.

Таблица 4.2 - Характеристики ПГУ, построенных в 1970 - 1980 гг. в СССР

Показатель	Тип ПГУ, дата ввода, номер энергоблока		
	ПГУ-200 (Невинномысская ГРЭС)	ПГУ-250 (Молдавская ГРЭС)	
		1980	1982
	1972	Энергоблок № 1	Энергоблок № 2
	ПГУ с ВПГ	Сбросная ПГУ	
Расчетная мощность ПГУ, МВт	200	250	
Расчетный электрический КПД, %	36,6	37,4	
Средний эксплуатационный КПД, %	36,9	37,8	37,4
Топливо	Природный газ	Мазут	

Паровая турбина: тип мощность, МВт начальные параметры	К-160-130 «Турбоатом» 160 12,8 МПа/540 °С/540 °С	К-200-130ЛМЗ 200 12,8 МПа/540 °С/540 °С
Газотурбинная установка: тип мощность, МВт начальная температура степень сжатия воздуха элек- трический КПД ГТУ	ГТ-35-770 ХТЗ 32 770 °С 6,5 23,8 %	

Однако есть и положительный опыт. В Нидерландах реконструирован паротурбинный энергоблок мощностью 500 МВт на параметры 18,6 МПа, 540 °С/535 °С, работавший на легком жидком топливе или на природном газе и имевший КПД 41,3 % путем его надстройки ГТУ 13Е фирмы АВВ мощностью 140 МВт, имевшей КПД 33 %. В результате получена ПГУ мощностью 600 МВт с КПД 45,86 %. Таким образом, достигнута экономия топлива в 11 %.

**ПГУ с «вытеснением» регенерации.** Идея такой ПГУ состоит в том, что регенеративные подогреватели отключаются от паровой турбины, а для подогрева питательной воды энергетического котла используется тепло уходящих газов ГТУ (рис. 4.6). Сэкономленный пар отборов служит для выработки дополнительной мощности в паровой турбине. При этом теплота конденсации сэкономленного пара теряется в конденсаторе, а не возвращается питательной воде. Поэтому выигрыш в экономичности возникает тогда, когда эта потеря будет меньше, чем экономия топлива за счет уменьшения потери теплоты с уходящими газами ГТУ. ПГУ с вытеснением регенерации дает наименьшую экономию топлива (около 4 %), однако она позволяет надстроить паротурбинный энергоблок с минимальными переделками.

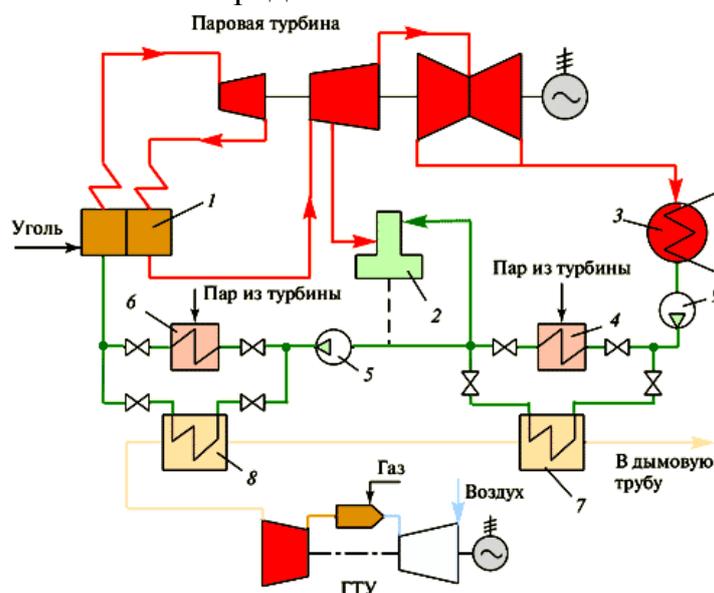


Рис. 4.6 - Принципиальная схема ПГУ с вытеснением регенерации

**Схема ПГУ с высоконапорным парогенератором (котлом)** показана на рис. 4.7. В такой ПГУ высоконапорный парогенератор (ВПГ) играет одновременно роль и энергетического котла ПТУ и камеры сгорания ГТУ. Для этого в нем поддерживается высокое давление, создаваемое компрессором ГТУ. Для повышения экономичности перед ВПГ устанавливается газовый подогреватель конденсата ГПК, уменьшающий температуру уходящих газов ГТУ.

Экономия топлива в такой установке также зависит от соотношения мощностей ГТУ и ПТУ и находится на таком же уровне, как и у сбросных ПГУ. В России на Невинномысской ГРЭС построена одна ПГУ с ВПГ мощностью 200 МВт (см. табл. 5.2), обеспечивающая экономичность на уровне 36,9 %. Сейчас она маркируется как ПГУ-170 с паровой турбиной К-145-130 и ГТУ ГТ-25-710. В 1998 г. она имела коэффициент использования установленной мощности 65 % при удельном расходе условного топлива 352,4 г/(кВт·ч), т.е. при КПД 34,7 %.

Серьезную проблему для ПГУ с ВПГ представляет износ проточной части газовой турбины под действием продуктов коррозии внутренней части парогенератора.

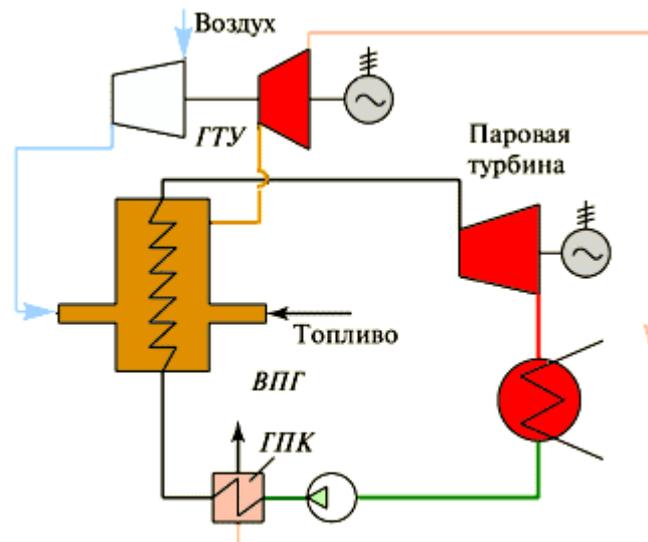


Рис. 4.7 - Схема ПГУ с высоконапорным парогенератором

### 4.3 ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА

Эти установки являются преобладающими благодаря своей простоте и высокой экономичности. Они так же, как и ПГУ вообще, обладают большим разнообразием.

В пункте 4.1 рассмотрена так называемая *одноконтурная утилизационная ПГУ* (см. рис. 5.1). Через поверхности нагрева котла-утилизатора (экономайзер, испаритель, пароперегреватель) такой ПГУ проходит одинаковое количество рабочего тела (воды и пара). При этом обнаруживается его серьезный недостаток, связанный с необходимостью удовлетворения двух противоречивых требований. С одной стороны, КУ должен генерировать пар высоких параметров, в первую очередь высокой температуры, для того чтобы обеспечить высокую экономичность ПТУ. Но запас тепловой энергии, содержащийся в выходных

газах ГТУ, может обеспечить эти параметры при малых расходах питательной воды. Но тогда этот расход не может охладить газы, поступающие в котел, до низкой температуры, и поэтому уменьшается КПД котла-утилизатора (который и без того невысок).

С другой стороны, пропуск большого количества питательной воды, хотя и обеспечивает низкую температуру уходящих газов котла и его высокую экономичность, не позволяет получить высокие параметры пара за ним, что приводит к снижению КПД ПГУ. Отсюда возникает идея: необходимо через «хвостовые» поверхности котла (по газу) пропускать большое количество воды, а через входные - малое. Так рождается идея двухконтурного котла-утилизатора, схема которого в составе двухконтурной ПГУ показана на рис. 4.8.

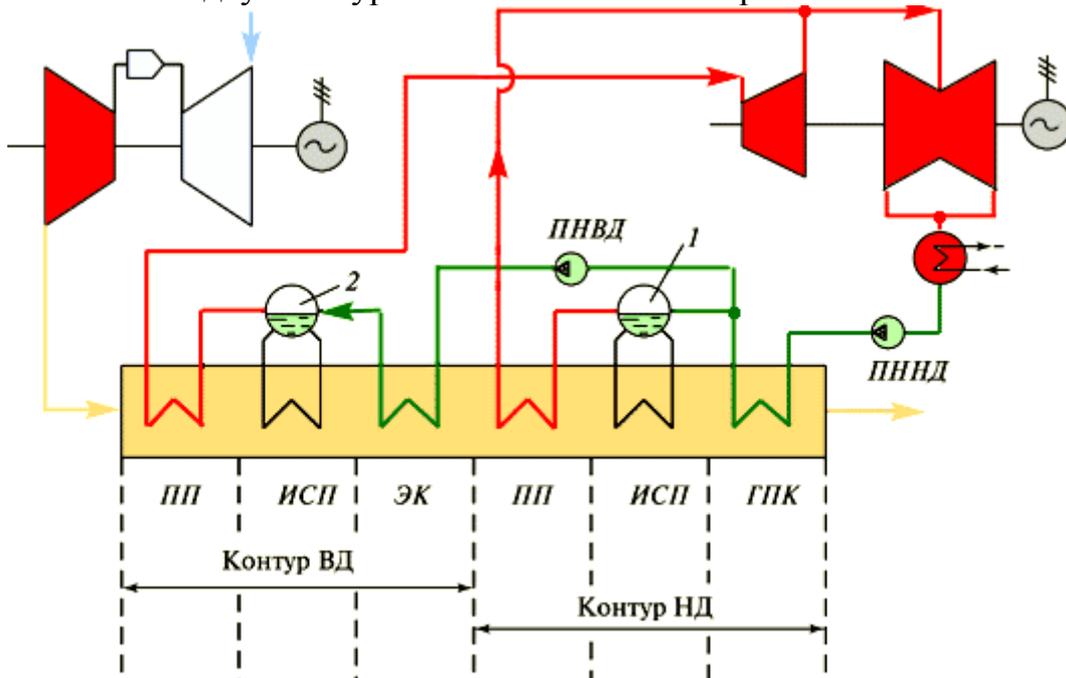


Рис. 4.8 - Схема двухконтурной утилизационной ПГУ

Конденсат из конденсатора паровой турбины питательным насосом низкого давления ПННД подается в экономайзер контура низкого давления, который обычно называют *газовым подогревателем конденсата ГПК*. Часть конденсата (25 - 30 %), нагретого в ГПК почти до температуры кипения, подается в барабан низкого давления 1, где он испаряется. Сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель ПП контура низкого давления и из него направляется в ЦВД паровой турбины. Большая часть питательной воды сжимается питательным насосом высокого давления ПНВД и подается в контур высокого давления, состоящий из экономайзера ЭК, испарителя ИСП и пароперегревателя ПП. Полученный пар высокого давления направляется в ЦВД паровой турбины. Пройдя ЦВД, он смешивается с паром из контура низкого давления, и суммарный расход пара поступает в ЦНД.

По описанной двухконтурной схеме выполняется подавляющее число утилизационных ПГУ, обеспечивающих КПД в 50 - 52 %.

Самые современные ПГУ выполняются *трехконтурными*. Увеличение

числа контуров более трех нецелесообразно, так как выигрыш в экономичности не окупается ростом капиталовложений.

И двухконтурная, и трехконтурная ПГУ могут быть выполнены без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе, однако, как правило, промежуточный перегрев используют в трехконтурных ПГУ. Как и в традиционных ПТУ, главная цель промежуточного перегрева в ПГУ - обеспечить допустимую влажность в последних ступенях паровой турбины. При правильном выборе давления в промежуточном пароперегревателе повышается и экономичность ПГУ.

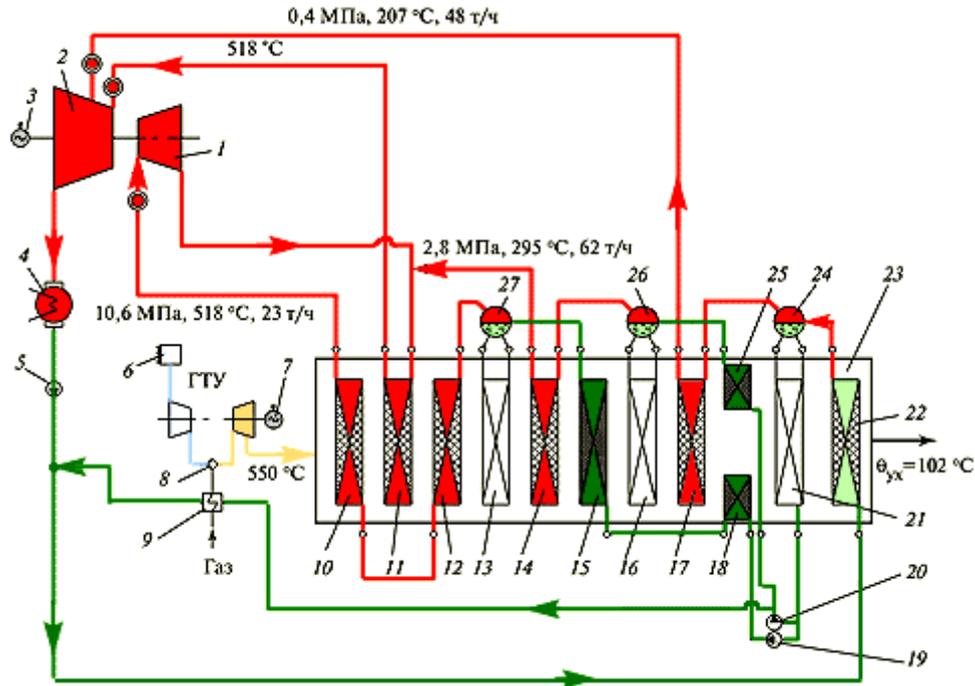


Рис. 4.9 - Принципиальная схема трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара (разработка фирмы Westinghouse)

На рис. 4.9 показана схема *трехконтурной ПГУ* с промежуточным перегревом пара с указанием основных параметров. Она выполнена на базе современной ГТУ типа 70IF фирмы Westinghouse (США) с начальной температурой 1260 °С и температурой уходящих газов 550 °С. ГТУ развивает мощность 234,2 МВт при КПД 36,6 %. Уходящие газы ГТУ поступают в трехконтурный котел-утилизатор 23 и, двигаясь к выходу, отдают свое тепло рабочему телу, поступающему из конденсатора 4 паровой турбины. В результате температура уходящих газов за котлом составляет 102 °С, а его КПД

$$\eta_{\text{ку}} = (550 - 102)/(550 - 15) = 0,826.$$

Внутри котла-утилизатора размещены поверхности нагрева в виде отдельных пакетов, причем их чередование согласуется с уменьшающейся температурой греющих газов; это обеспечивает максимальную передачу тепла от газов к рабочему телу.

Проследим процесс генерации пара в котле-утилизаторе. Питательный насос низкого давления 5 создает давление в барабане контура низкого давления 24 и соответственно на выходе из контура (перед входом в середину ЦНД 2 паровой турбины). Конденсат в количестве 349 т/ч подается в ГПК 22, нагревается в нем и поступает в барабан низкого давления 24. Этот барабан одновременно является деаэратором, и подготовленная в нем деаэрированная питательная вода обеспечивает питание всех контуров котла.

Часть питательной воды в количестве 48 т/ч, т.е. примерно 14 % испаряется в испарителе низкого давления 21, перегревается в пароперегревателе 17 и затем с параметрами 0,4 МПа и 207 °С поступает в ЦНД 2 паровой турбины. Остальная питательная вода поступает к питательному насосу среднего давления 20 и питательному насосу высокого давления 19.

На выходе из насоса 20 поток воды разделяется. Часть его направляется в нагреватель газа 9, в котором он нагревает (ведь вода имеет температуру 207 °С) природный газ, поступающий в камеру сгорания ГТУ. Охладившаяся вода, имеющая достаточную температуру, поступает на смешение с конденсатом, подаваемым насосом 5, и затем снова возвращается в ГПК 22 котла. Создание такой петли рециркуляции с нагревом топливного газа позволяет увеличить расход воды через ГПК и глубже охладить уходящие газы котла-утилизатора. В целом это приводит к экономии топлива ПГУ на 0,4-0,5 %. Другая часть питательной воды насосом 20 подается в экономайзер 25, из него - в барабан контура среднего давления 26, затем в пароперегреватель 14. Таким образом, контур среднего давления генерирует пар в количестве 62 т/ч (т.е. примерно 18 %) с параметрами 2,8 МПа и 295 °С. Этот пар направляется не в паровую турбину, а на смешение с паром, покинувшим ЦВД паровой турбины 1. Образовавшаяся смесь в общем, количестве 301 т/ч направляется в выходную часть 11 пароперегревателя среднего давления, и из него с температурой 518 °С пар поступает на вход в ЦНД паровой турбины.

Питательный насос высокого давления 19 сжимает воду, поступающую из барабана 24, примерно до 12 МПа и подает ее в последовательно расположенные поверхности 18 и 15 экономайзера контура высокого давления. Из него вода поступает в барабан контура высокого давления 27, испаряется в нем и поступает в пароперегреватель высокого давления, образованный поверхностями 12 и 10. В результате свежий пар в количестве 239 т/ч с параметрами 10,6 МПа и 518 °С покидает контур высокого давления котла и направляется в ПВД паровой турбины 1.

Таким образом, в паровую турбину поступает три потока пара: свежий пар в количестве 239 т/ч с параметрами, указанными выше, вторично перегретый пар в количестве 301 т/ч с параметрами примерно 2,5 МПа и 518 °С и пар низкого давления в количестве 48 т/ч с параметрами 0,4 МПа и 207 °С. Эти три потока пара обеспечивают мощность паровой турбины в 140 МВт.

В итоге рассмотренная трехконтурная ПГУ с промежуточным перегревом пара развивает мощность 374 МВт и имеет КПД 54 %.

Выше отмечалось, что в утилизационной ПГУ в паротурбинном цикле, включающем котел-утилизатор и ПГУ (паровая турбина + конденсатор), выраба-

тывается только 1/3 мощности. Это не означает, что паротурбинный контур менее значим для ПГУ, чем газотурбинный. Ведь сама по себе ГТУ, даже с КПД 40 %, не выдерживает конкуренции с обычной ТЭС, и именно в паротурбинном контуре создается тот добавок в экономичности, который существенно повышает конкурентоспособность ПГУ. Отсюда и следуют все усложнения котла-утилизатора и стремление повысить начальные параметры пара и снизить давление в конденсаторе паровой турбины. На рис. 4.10 по данным фирмы Siemens показано влияние этих факторов на изменение экономичности ПГУ. Для всех сравниваемых вариантов принята одна и та же ГТУ, на выходе которой температура газов составляет 582 °С, а давление в конденсаторе 4 кПа. В качестве базового варианта для сравнения принята (столбец 2 на рис. 4.10) двухконтурная ПГУ с паровой турбиной, имеющей начальные параметры 8 МПа и 540 °С.

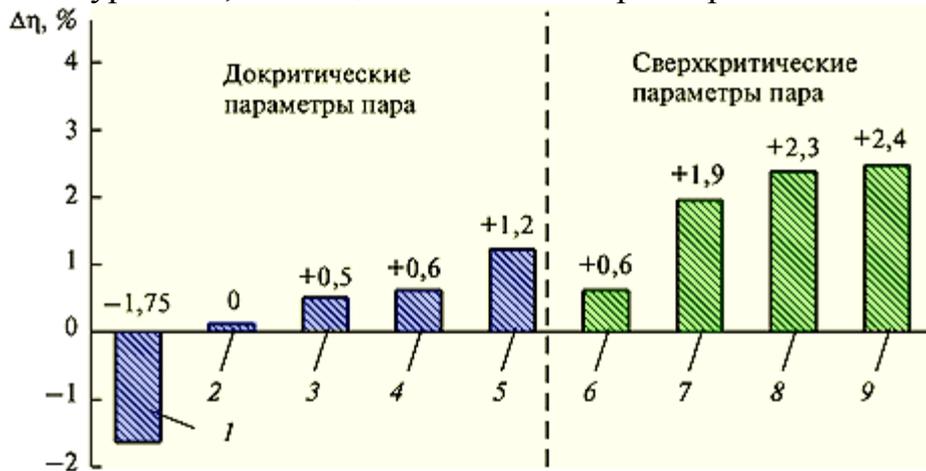


Рис. 4.10 - Влияние параметров паротурбинного цикла на изменение абсолютного КПД ПГУ

Столбцы 1-5 относятся к докритическим параметрам пара. Видно, что одноконтурная ПГУ без промежуточного перегрева имеет КПД на 1,75 % (абс.) меньше, чем двухконтурная. Это объясняет, почему сейчас одноконтурные ПГУ не строятся. Однако введение промежуточного перегрева даже в одноконтурной ПГУ (столбец 3) дает прирост КПД в 2,25 %. Двухконтурная ПГУ с промперегревом и трехконтурная ПГУ без него (столбцы 3 и 4) практически эквивалентны. Наибольший эффект дает использование схемы ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором и промежуточным перегревом пара (столбец 5).

Существенные резервы повышения экономичности имеются в использовании сверхкритических параметров пара (см. столбцы 6-9 на рис. 4.10). Однако всегда необходимо помнить, что при этом существенно увеличиваются и капитальные вложения.

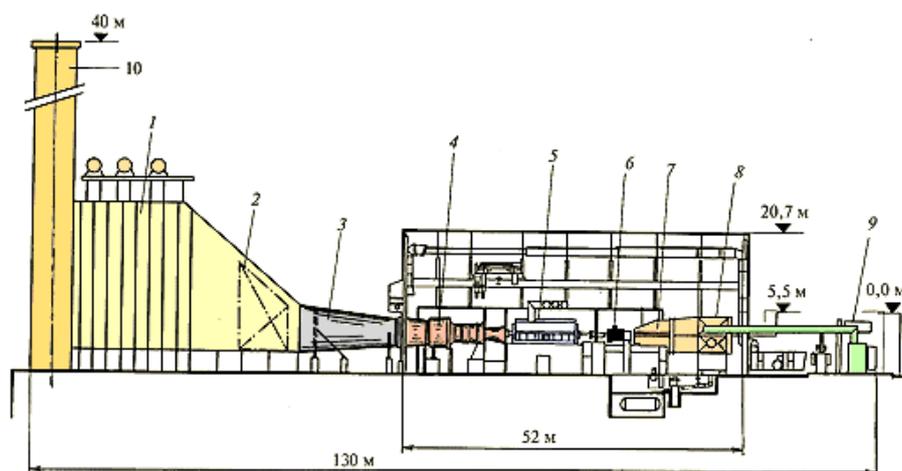


Рис. 4.11 - Одновальная ПГУ фирмы Siemens с ГТУ V94.3А

По числу валов турбогенераторов ПГУ делят на *одновальные* и *многовальные*. Схема одновальной ПГУ показана на рис. 4.11. Электрогенератор 5 ПГУ выполняется с двумя выходными концами, к одному из которых присоединяется ГТУ 4, а к другому - двухцилиндровая паровая турбина. К выходному диффузору газовой турбины крепится переходной диффузор 3, направляющий уходящие газы в котел-утилизатор 1. Преимущество такой конструкции очевидно: вместо двух генераторов (один - для ГТУ, второй - для паровой турбины) требуется только один генератор суммарной мощности.

Вместе с тем одновальные ПГУ имеют и недостатки.

Во-первых, очень затрудняется ремонт электрогенератора, так как его статор не имеет горизонтального разъема, и для того, чтобы извлечь ротор для ремонта, необходимо после отсоединения роторов ГТУ и паровой турбины с помощью специальных устройств приподнять генератор и повернуть его на  $90^\circ$  (или вытащить на ремонтную площадку весь генератор).

Для исключения этого недостатка генератор и паровую турбину можно поменять местами. Однако и при этом сохраняется второй недостаток: перед пуском ГТУ в паровой турбине необходимо создать вакуум, используя эжекторы отсоса воздуха из ее внутренних полостей, и подать пар на концевые уплотнения. Следовательно, необходимо иметь временный посторонний источник пара.

В-третьих, если по каким-то причинам паровая турбина не работает, то не может работать и ГТУ.

Наконец, пуск всей установки определяется пуском паровой турбины, время которого существенно больше, чем время пуска ГТУ. Все это существенно снижает одно из главных преимуществ ПГУ - маневренность. Дополнительное снижение маневренности происходит вследствие малого регулировочного диапазона, так как реально ГТУ может работать экономично и с малыми вредными выбросами только при нагрузке более 50 %.

Имеется и еще один недостаток: если мощность газовой турбины мала, то тем более будет малой мощность паровой турбины (ведь ее мощность вдвое меньше мощности ГТУ). При этом высоты рабочих лопаток первых ступеней паровой турбины оказываются малыми и экономичность невысокой. Поэтому строительство таких ПГУ целесообразно при достаточно большой мощности ГТУ.

Тем не менее, несмотря на эти недостатки (а точнее, когда они проявляются не столь значительно) ПГУ такого типа строят (в частности, фирма General Electric).

На некоторых одновальных ПГУ между ротором электрогенератора 5 и ротором паровой турбины 6 устанавливают специальную автоматическую распорную муфту, которая позволяет отключить ротор паровой турбины и (при наличии байпасной трубы) очень быстро запускать ГТУ (а затем и паровую турбину) или работать без паровой турбины.

Сегодня большинство ПГУ строят многовальными. Пример двухвальной ПГУ представлен на рис. 4.9. Большинство ПГУ выполнено трехвальными, или, как говорят, в виде дубльблока. В них энергоблок состоит из двух ГТУ, снабжающих горячими газами свои котлы-утилизаторы и имеющих свои электрогенераторы. Пар, генерируемый котлами, подается в одну общую паровую турбину, которая будет более экономичной, чем паровая турбина, работающая в одновальной ПГУ (при той же ГТУ и том же котле-утилизаторе).

Существуют аналогичные четырехвальные ПГУ, в которых три ГТУ работают на одну паровую турбину.

Говорить о техническом преимуществе одновальных или многовальных ПГУ вообще, без учета их мощности, привязки к конкретной электростанции и конкретных потенциальных режимов работы не имеет смысла.

В чем, однако, одновальные ПГУ имеют несомненное преимущество перед многовальными — это во времени окупаемости инвестиций: их можно вводить существенно быстрее и, следовательно, с более быстрой окупаемостью вложенных средств.

#### 4.4 УСТРОЙСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА

Схема горизонтального *трехконтурного котла-утилизатора* показана на рис. 4.12, а его внешний вид - на рис. 4.13. Для лучшего понимания эти рисунки следует рассматривать совместно.

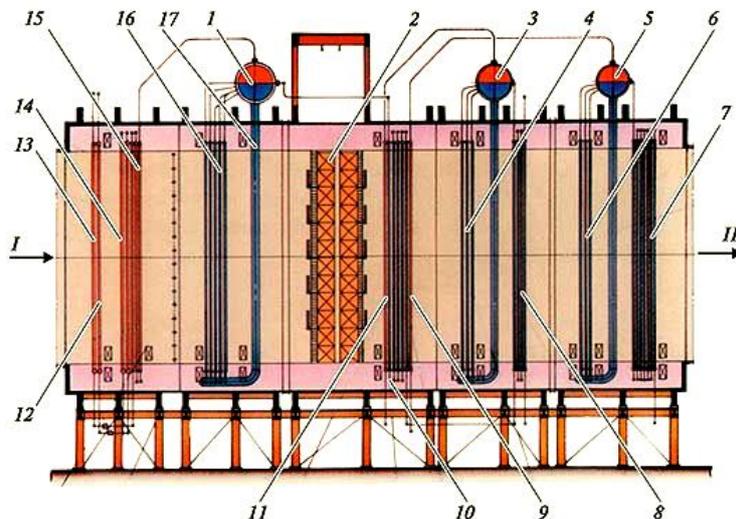


Рис. 4.12 - Конструкция горизонтального трехконтурного котла-утилизатора фирмы Toshiba.

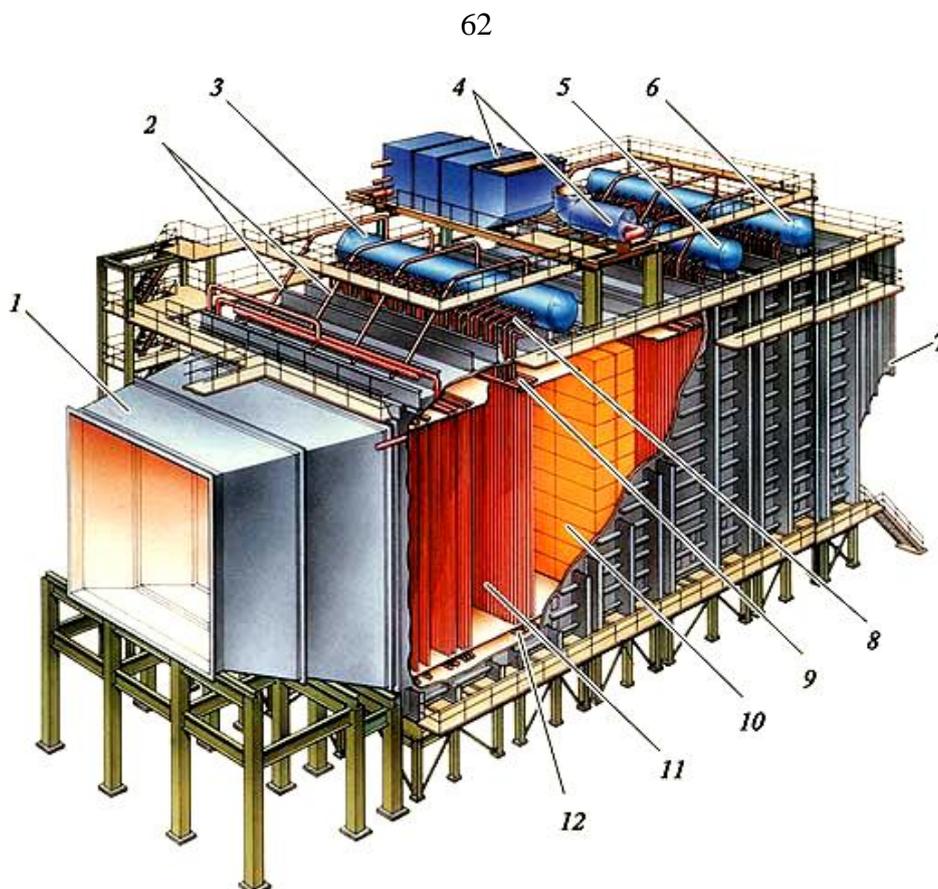


Рис. 5.13 - Внешней вид котла-утилизатора

Каркас котла имеет рамную конструкцию. На «крыше» котла помещают барабаны, из которых вниз идет несколько опускных труб Г-образной формы (см. рис. 4.12). Внизу к ним подсоединяются коллекторы (поз. 12 на рис. 4.13), которые раздают воду на систему серебряных испарительных труб (поз. 16 на рис. 4.12 и поз. 11 на рис. 4.13). Вода поднимается по ним и частично испаряется. Сверху испарительные трубы также объединяются коллекторами 9 (рис. 4.13), из которых по трубам 8 пароводяная смесь возвращается в барабан 3. В барабане происходит отделение пара от воды, которая вновь поступает в опускные трубы, а сухой насыщенный пар по трубам 2 направляется в пароперегреватель.

Другие испарительные и нагревательные, как видно из рис. рис. 4.12 и рис. 4.13, поверхности устроены точно так же. Разница состоит лишь в том, какая среда (вода или пар) в них движется и сколько рядов труб образует поверхность.

#### **4.5 ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПГУ, ИХ МЕСТО В ЗАРУБЕЖНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕНДЕНЦИИ ИХ РАЗВИТИЯ**

Хотя неоднократно отмечались многие достоинства ПГУ, отметим их конспективно еще раз, затронув при этом и их недостатки.

Ярко выраженными преимуществами ПГУ являются следующие:

1. Парогазовая установка - самый экономичный двигатель, используемый для получения электроэнергии. На рис. 4.14 показано, как изменялся КПД ПГУ по мере их развития. Кривая 1 представляет собой, так называемый теоретиче-

ский КПД, т.е. максимальный КПД, который может быть получен при достигнутом уровне температуры перед газовой турбиной. Одноконтурная ПГУ с ГТУ, имеющей начальную температуру примерно 1000 °С, может иметь абсолютный КПД около 42 %, что составит 63 % от теоретического КПД ПГУ. Коэффициент полезного действия трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной находится на уровне 1450 °С, уже сегодня достигает 60 %, что составляет 82 % от теоретически возможного уровня. Нет сомнений в том, что КПД можно увеличить еще больше (и это раньше или позже произойдет). Весь вопрос состоит только в том, какой ценой будет достигаться это повышение в настоящее время.

2. Парогазовая установка - самый экологически чистый двигатель. В первую очередь это объясняется высоким КПД - ведь вся та теплота, содержащаяся в топливе, которую не удалось преобразовать в электроэнергию, выбрасывается в окружающую среду и происходит ее тепловое загрязнение. Поэтому уменьшение тепловых выбросов от ПГУ по сравнению с паросиловой будет ровно в той степени, насколько меньше расход топлива на производство электроэнергии.

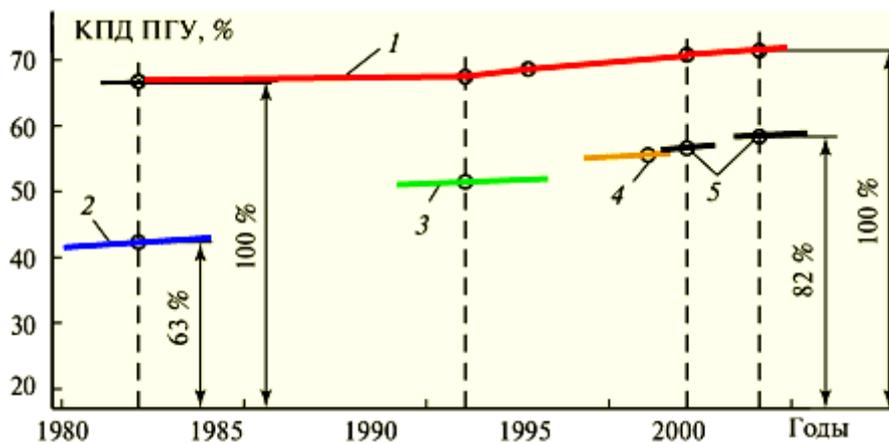


Рис. 4.14 - Сравнение экономичности ПГУ разных типов с теоретической (по данным фирмы Siemens)

Далее ПГУ дают существенно меньшие выбросы оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) не только потому, что в ГТУ сжигается газ, а многие паросиловые ТЭС работают на угле, но и потому, что в топках энергетических котлов используется диффузионный (а не кинетический) принцип сжигания с большими избытками воздуха и длительным пребыванием топливовоздушной смеси при высокой температуре.

3. Парогазовая установка - очень маневренный двигатель, с которым в маневренности может сравниться только автономная ГТУ. Потенциально высокая маневренность ПГУ обеспечивается наличием в ее схеме ГТУ, изменение нагрузки которой происходит в считанные минуты. Для реализации этих потенциальных маневренных возможностей ПТУ должна быть оснащена байпасной трубой. Для возможности глубокого разгрузки ПГУ она должна быть многовальневой.

4. При одинаковой мощности паросиловой и парогазовой ТЭС потребление охлаждающей воды ПГУ примерно втрое меньше. Это определяется тем, что мощность паросиловой части ПГУ составляет 1/3 от общей мощности, а ГТУ охлаждающей воды практически не требует.

5. ПГУ имеет умеренную стоимость установленной единицы мощности, что связано с меньшим объемом строительной части, с отсутствием сложного энергетического котла, дорогой дымовой трубы, системы регенеративного подогрева питательной воды, использованием более простых паровой турбины и системы технического водоснабжения.

6. ПГУ имеют существенно меньший строительный цикл. ПГУ, особенно одновалвные, можно вводить поэтапно. Это упрощает проблему инвестиций.

Парогазовые установки практически не имеют недостатков, скорее следует говорить об определенных ограничениях и требованиях к оборудованию и топливу. Установки, о которых идет речь, требуют использования природного газа. Попытки использования тяжелых сортов жидкого и тем более твердого топлива требуют сложных систем подготовки топлива и очистки образующегося газа, что приводит к существенному уменьшению КПД (до 42-44 %). Впрочем, для России, где доля используемого для энергетики относительно недорогого газа превышает 60 % и половина его используется по экологическим соображениям на ТЭЦ, имеются все возможности для сооружения ПГУ.

Таблица 4.3 - Показатели зарубежных ПГУ и ГТУ большой мощности для привода электрогенератора с частотой вращения 50 с-1 (по данным обобщения РАО "ЕЭС России")

ПГУ				ГТУ						Паровая турбина
производитель, тип ПГУ	год создания	мощность нетто, МВт	КПД нетто, %	мощность, МВт	КПД, %	степень сжатия компрессора	расход газов, кг/с	температура выходных газов, °С	количество и тип ГТУ	мощность, МВт
<b>ABB</b>										
КА 13E-2	1993	485,1	53,5	318,6	35,7	14,6	532,5	524	2 x GT13E2	166,5
КА 13E2-3	1993	727,5	53,5	477,9	35,7	14,6	532,5	524	3 x GT13E2	249,6
КА-26-1	1996	396,0	58,5	257,0	37,8	30,0	542	608	1 x GT26	140,0
КА-26-2	1996	750,0	58,2	465,2	37,8	30,0	542	608	2 x GT26	260,0
<b>GE Power Systems</b>										
S406B	1979	243,1	49,5	153,2	32,2	12,0	139,8	532	4 x MS6001B	93,9
S209E	1979	383,7	52,7	243,2	33,8	12,3	404,1	538	2 x MS900IEC	146,1
SI09EC	1994	259,3	54,0	166,6	34,9	14,2	507,6	558	1 x MS900IEC	96,6
S209EC	1994	522,6	54,4	333,2	34,9	14,2	507,6	558	2 x MS900IEC	197,6
S109FA	1994	390,8	56,7	254,1	36,9	15,4	642,3	609,5	1 x MS900IFA	141,8
S209FA	1994	786,9	57,1	508,2	36,9	15,4	642,3	609,5	2 x MS900IFA	289,5
S10911	1997	480,0	60,0	—	—	—	—	—	—	—

<b>Mitsubishi Heavy Industries</b>										
MPCP1(MW-701)	1981	212,5	51,4	142,1	34,8	14,0	441,3	542	1 x MW-701	70,4
MPCP3(MW-701)	1981	642,3	51,8	423,6	34,8	14,0	441,3	542	3 x MW-701	218,7
MPCP1(VW-01F)	1992	399,0	56,9	266,1	38,2	17,0	651,5	586	1 X 701F	132,9
MPCP2(MW-701F)	1992	804,7	57,4	532,2	38,2	17,0	651,5	586	2 x 701F	272,5
MPCP1(MW-701G)	1997	484,4	58,0	328,9	39,55	21,0	737,8	587	1 x 701G	155,5
MPCP2(MW-701G)	1997	972,1	58,2	657,8	39,55	21,0	737,8	587	2 x 701G	314,3
<b>Siemens</b>										
GUD1.94.2	1987	238,0	52,1	154,0	34,5	11,1	513,9	540	1 x V94.2	88,0
GUD2.94.2	1987	478,0	52,3	308,0	34,5	11,1	513,9	540	2 x V94.2	177,0
GUDIS.94.3	1997	285,0	56,0	(182)	36,4	14,0	527,1	570	1 x V94.3	108,5
GUD2.94.3	1997	558,0	54,4	364,0	36,4	14,0	527,1	570	2 x V94.3	205,0
GUDIS.94.3A	1995	380,0	58,0	(255)	38,5	17,0	641	562	1 x V94.3A	130,0
GUD2.94.3A	1995	760,0	58,0	510,0	38,5	17,0	641	562	2 x V94.3A	260,0

Ведущими западными фирмами создана широкая номенклатура ГТУ (см. табл. 4.3), позволяющая удовлетворить практически любые требования заказчиков, использующих эти ГТУ для сооружения ПГУ.

За рубежом ведется массовое строительство ПГУ. Его тенденции можно увидеть из рис. 4.15, на котором представлен прогноз мировых заказов, составленный фирмой Siemens на ближайшую пятилетку. Общий ежегодный заказ на теплоэнергетические мощности возрастет с 64 до 70 ГВт. В 1993-1998 гг. доля паровых турбин мощностью более 20 МВт составляла 60 %, а ГТУ мощностью более 50 МВт - 40 %. В 1999 - 2004 гг. заказ на ГТУ возрастет до 48 %, причем доля ПГУ увеличится с 40 до 52 %. Доля паровых турбин также возрастает, однако часть их, естественно, будет использоваться в ПГУ. Вместе с тем доля ГТУ, работающих автономно в качестве пиковых агрегатов, остается неизменной и будет составлять 12 %. Все это говорит о том, что строительство ПГУ является преобладающей тенденцией в современной теплоэнергетике.

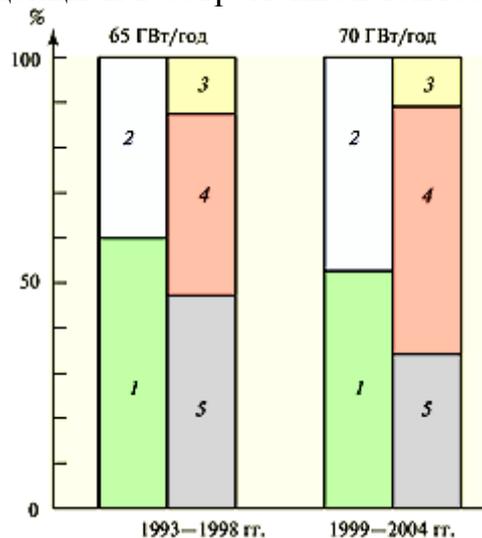


Рис. 4.15 - Прогноз фирмы Siemens по ежегодным заказам на оборудование для ТЭС

## 5 АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Принципиальное отличие АЭС от ТЭС состоит в топливе, которое используется для получения тепла. При этом конструктивные особенности АЭС весьма существенны.

Протекание цепной ядерной реакции с выделением большого количества тепла известно из курса физики. Этот процесс используется на АЭС, где выделяющееся в результате цепной реакции тепло направляется на получение необходимых параметров теплоносителя. Основным видом топлива на АЭС - изотопы урана. Уран-235, содержание которого в природном уране составляет 0,7%, неустойчив, легко делится от бомбардировки нейтронами сравнительно малой энергии (тепловые нейтроны со скоростью до 2 км/с). Уран-238 составляет 99,3% природного урана, но начинает распадаться только под воздействием нейтронов большой энергии (быстрые нейтроны со скоростью 30 км/с). В процессе деления урана-238 воспроизводится плутоний-239, который может служить как топливом для АЭС, так и исходным сырьём для термоядерного оружия. Легко сделать выводы о достоинствах и недостатках каждого из изотопов урана для использования на АЭС.

Первая в нашей стране Обнинская АЭС имела реакторы на тепловых нейтронах и была введена в эксплуатацию в 1951 г. Почти через 20 лет, в 1973 г. начала работать Шевченковская АЭС - первая с реакторами на быстрых нейтронах. Мощность Обнинской станции составляла 5 МВт, Шевченковской - 350 МВт.

### 5.1 ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ АЭС

Основными элементами тепловой схемы АЭС являются (рис.5.1): ядерный реактор 1 с первичной биологической защитой; вторичная биологическая защита 2; контуры теплоносителя - первый 3, второй 4, третий 5; турбина 6; генератор 7; конденсатор 8 или газоохладитель; насосы 9 или компрессоры; парогенератор 10; теплообменник 11.

В системе АЭС различают теплоноситель, отводящий тепло от реактора, и рабочее тело, предназначенное для преобразования тепловой энергии в механическую. Если контуры теплоносителя и рабочего тела совпадают, АЭС называется одноконтурной. В этом случае среда, отводящая теплоту из реактора, должна совершать работу в турбине. Достоинством одноконтурных АЭС является простота тепловой схемы и относительно высокая тепловая экономичность. Однако, проходя через реактор, теплоноситель активизируется, и значительная часть радиоактивности переносится в паротурбинный тракт, что затрудняет эксплуатацию его агрегатов и усложняет радиационную обстановку на АЭС.

В двухконтурной схеме теплоноситель и рабочее тело разделены. Контур теплоносителя называется первым и является радиоактивным. Во втором контуре, где циркулирует рабочее тело, радиоактивность отсутствует. Это упрощает конструкцию и эксплуатацию второго контура и обеспечивает сопоставимые технико-экономические показатели двух- и одноконтурных АЭС.

В качестве теплоносителя может использоваться жидкий металл, например, натрий. Это улучшает отвод тепла из реактора, но повышает вероятность аварийной ситуации (контакт жидкого натрия с водой проходит при бурном химическом взаимодействии с выделением большого количества тепла). Для предотвращения этого вводится дополнительный промежуточный контур, схема становится трехконтурной.

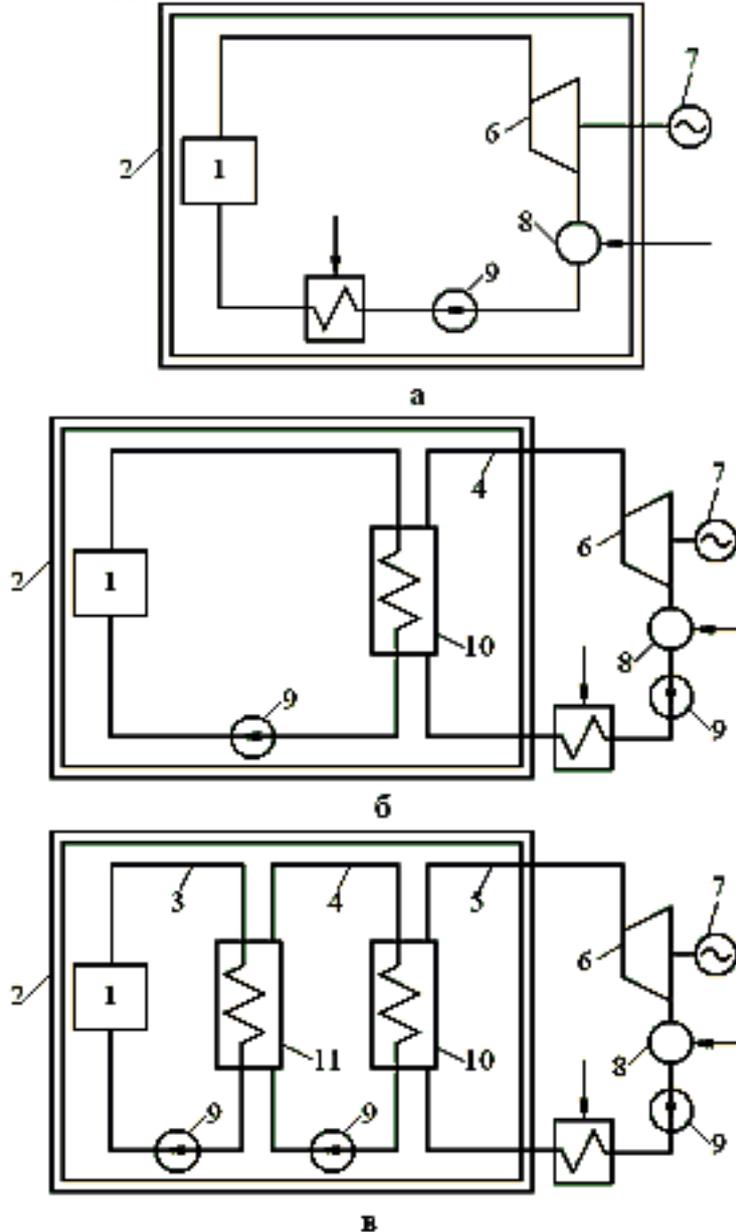


Рис. 5.1 - Схемы работы АЭС

а - одноконтурная; б - двухконтурная; в - трехконтурная

## 5.2 ТИПЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ

Реактор. Это установка, предназначенная для осуществления и поддержания цепной реакции деления тяжёлых ядер при бомбардировке их нейтронами. Примеры конструкции реакторов приведены на рис.5.2. Первым отечественным промышленным реактором был водо-водяной реактор корпусного типа ВВЭР. Он состоит из прочного корпуса 1, несущего давление, закрытого крышкой 2 с

нажимным кольцом 3 и защитным колпаком 4. Внутри корпуса находится активная зона 5, куда загружается ядерное топливо, размещённое в тепловыделяющих элементах (ТВЭЛ). Эти элементы объединяются в кассеты шестигранной или квадратной формы. Оболочка ТВЭЛа предотвращает контакт теплоносителя с топливом и выход продуктов деления в теплоноситель.

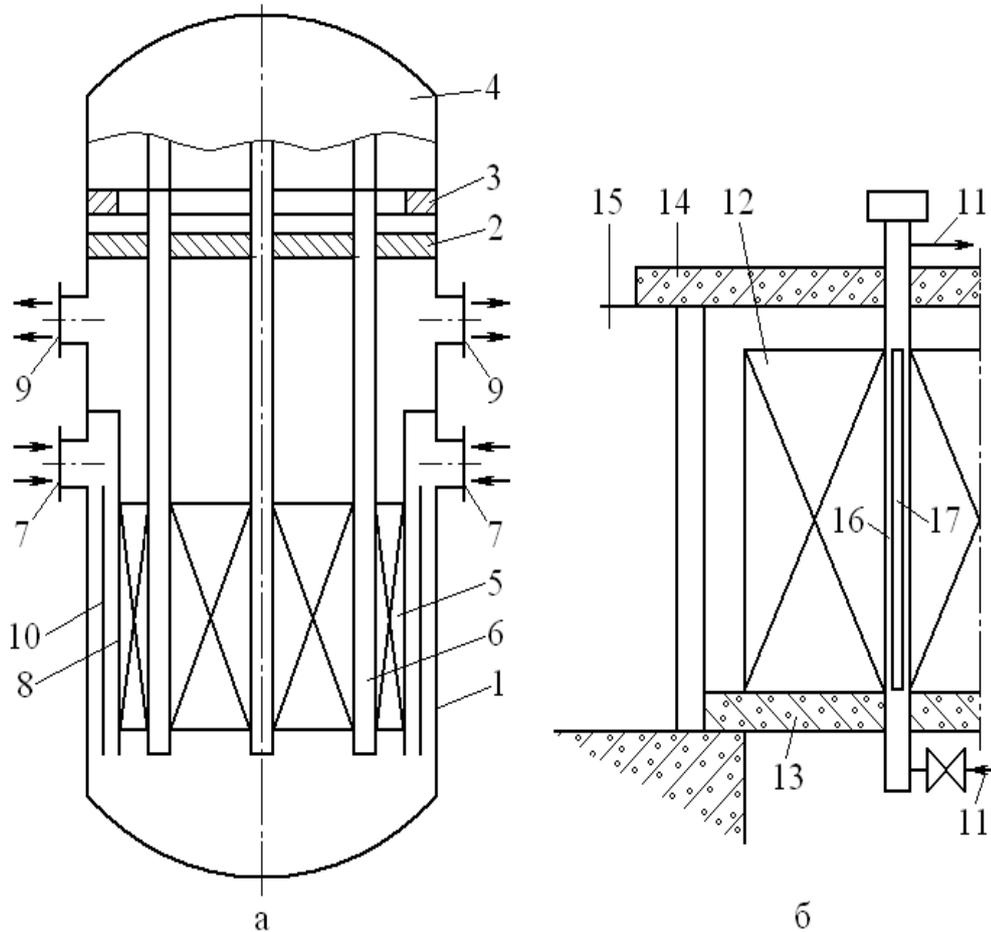


Рис. 5.2 - Конструкция ядерных реакторов:

а - реактор ВВЭР; б - реактор РБМК

1- корпус; 2 - крышка; 3 - нажимное кольцо; 4 - защитный колпак; 5 - активная зона; 6 - стержневой привод; 7 - нижние патрубки; 8 - подвесная корзина; 9 - верхние патрубки; 10 - тепловой экран; 11 - тракт теплоносителя; 12 - замедлитель; 13 - плита нижняя; 14 - плита верхняя; 15 - бак биологической защиты; 16 - трубы технологических каналов; 17 - ТВЭЛ

Для регулирования интенсивности реакции в активную зону вводятся поглотители нейтронов, например, вода или графит. Управление поглотителями производится по специальной программе с помощью стержневых приводов 6. Теплоноситель (лёгкая вода) подводится через нижние патрубки 7, опускается вниз между корпусом и цилиндром подвесной корзины 8 и поступает в нижнюю часть активной зоны, где нагревается до заданной температуры. Отвод теплоносителя происходит через верхние патрубки 9. Тепловой экран 10 служит для защиты корпуса от чрезмерного облучения нейтронами и  $\gamma$  - частицами.

В реакторах большой мощности канального типа с кипящим слоем РБМК

теплоносителем является лёгкая вода, а замедлителем - графит 12. Нижняя опорная железобетонная плита 13 поддерживает графит. Верхняя плита 14 опирается на бак 15 биологической защиты, заполненный водой. Обе плиты объединены цилиндрической стальной обечайкой и вместе представляют собой герметичный корпус. В графите находятся трубы 16 технологических каналов, внутри которых размещены ТВЭЛы 17 и принудительно циркулирует теплоноситель.

Реактор РБМК больше по габаритам, чем ВВЭР, т.к. замедляющая способность графита меньше, чем у лёгкой воды. Но РБМК не имеют ограничений по мощности, связанных с наличием корпуса и корпусным давлением в реакторах ВВЭР. Некоторые сравнительные характеристики этих реакторов приведены в табл. 5.1.

Кроме рассмотренных водоводяных и водографитовых реакторов на АЭС работают газографитовые реакторы, у которых теплоносителем является газ (гелий, углекислый газ), а замедлителем - графит.

В реакторах на быстрых нейтронах, отсутствует замедлитель. Поскольку быстрые нейтроны слабо поглощаются ядерным топливом, используется высокообогащенное топливо, а концентрация делящегося вещества в единице объёма в 4...5 раз больше, чем в реакторах на тепловых нейтронах. Это требует интенсивного отвода тепла, что осуществляется путем использования в качестве теплоносителя жидких металлов, например, натрия.

Таблица 5.1 - Характеристики ядерных реакторов

Тип реактора	Мощность, МВт		Давление в реакторе, МПа	Температура теплоносителя на выходе, С	Размеры активной зоны, м	
	тепловая	электрическая			диаметр	высота
ВВЭР-1000	3000	1000	16	324	3,12	3,5...7,0
РБМК-1000	3200	1000	7	280	11,8	

### 5.3 ПАРОГЕНЕРАТОР И ТУРБИНА

Парогенератор. На одноконтурных АЭС эта установка отсутствует, т.к. теплоноситель одновременно является рабочим телом. В многоконтурных схемах парогенераторы необходимы. Конструкции их многообразны. Для реакторов ВВЭР, например, наибольшее распространение имеют парогенераторы горизонтального типа с естественной многократной циркуляцией. Их поверхность нагрева выполнена нержавеющей стальными трубками диаметром 14...15 мм. Трубки находятся внутри корпуса, являющегося резервуаром для воды и пара. Теплоноситель движется внутри трубок, а рабочее тело - в объеме корпуса парогенератора. Пар, образующийся внутри корпуса, выводится по патрубкам и направляется в турбину. Парогенератор реактора ВВЭР имеет паропроизводительность 1470 т/ч, давление пара 6,4 МПа, мощность 250 МВт.

Турбина. Выбор турбины АЭС в значительной степени зависит от типа ядерного реактора. Если реактор выдаёт пар высоких начальных рабочих параметров, то турбины АЭС идентичны турбинам ТЭС при условии, что поступа-

ющий в них пар нерадиоактивен. На АЭС с реакторами, выдающими воду под высоким давлением с дальнейшей генерацией пара в парогенераторе, в турбину поступает насыщенный или слабо перегретый пар. В этом случае турбина имеет конструктивные особенности, связанные с организацией сепарации и промежуточного перегрева пара. Такие особенности имеют, например, турбины одноконтурных АЭС.

## 5.4 НАДЁЖНОСТЬ АЭС

Строительство и эксплуатация АЭС невозможны без всеобъемлющего разрешения вопросов надёжности. Радиоактивное излучение опасно. В определённых дозах оно вызывает серьезные заболевания и смерть людей, приводит к негативному генетическому воздействию. Основным источником радиоактивности на АЭС содержится внутри ТВЭЛов. Отработанное ядерное топливо также радиоактивно. В процессе работы АЭС образуются радиоактивные жидкости, газы, твердые вещества. Все это требует принятия особых мер защиты от возможного облучения и обеспечения высокой надёжности работы АЭС.

Важнейшим элементом обеспечения радиоактивной безопасности является биологическая защита реактора и первого контура. Она выполняется в виде толстого слоя бетона (несколько метров) с внутренними каналами, по которым циркулирует вода или газ.

Существенным фактором надёжности АЭС является автоматизация управления режимами работы основного оборудования, дублирование этого оборудования, постоянная готовность и автоматическое включение аварийных систем при возникновении соответствующих ситуаций.

Необходимо соблюдать все предписанные меры безопасности и предосторожности при транспортировке ядерного топлива, загрузке его в реактор и выгрузке из реактора.

Особой проблемой является хранение радиоактивных отходов АЭС. Эту задачу пока нельзя считать полностью разрешенной.

Кроме того, необходимо своевременно, полно и объективно информировать население о состоянии АЭС, в том числе и о возникающих аварийных ситуациях.

Перспективы развития атомной энергетики. Ядерная энергетика способна сгладить остроту реально надвигающегося мирового энергетического кризиса. По оценкам учёных запасов органического топлива на планете в необходимых человечеству количествах хватит примерно до середины текущего столетия. Ядерное же горючее, например, для реакторов на быстрых нейтронах, практически неисчерпаемо. Кроме того, сжигание одного грамма каменного угля дает 3...7 калорий, а деление одного грамма урана-235 в три миллиона раз больше. Это почти пропорционально снижает расходы по транспортировке топлива, позволяет строить АЭС без привязки к его месторождениям, достигать большой единичной мощности блоков -1000 МВт и более. АЭС, в отличие от ТЭС, не загрязняют окружающую среду выбросами серы, азота, золы и целого ряда других вредных веществ. Атомные ТЭЦ (АТЭЦ) снабжают потребителей и тепло-

вой энергией, например, в 1973 г. была запущена Билибинская АТЭЦ. Радиационная безопасность на АТЭЦ достигается за счет трехконтурной схемы. Для получения высоких параметров рабочего пара в качестве теплоносителя первого контура на АТЭЦ применяют жидкие металлы. В этом случае защитная зона составляет 30 км от крупных городов, что требует большой длины теплотрасс, влечёт за собой избыточный расход труб, потери тепла и дополнительные затраты. Проблема во многом решается строительством атомных станций теплоснабжения (АСТ), на которых используется отработавшее топливо АЭС. Трехконтурная АСТ может располагаться на расстоянии 2...3 км от города, т.к. использует ядерное горючее пониженной активности. Таким образом, ядерная энергетика может обеспечивать потребности, как в электрической, так и в тепловой энергии.

Вместе с тем, очевидны и проблемы, связанные со строительством и эксплуатацией АЭС. Необходимы жесткие меры по предотвращению возможного радиоактивного заражения в зоне станции. Ограничен срок эксплуатации реакторов АЭС (в настоящее время около 30...40 лет). После решения вопросов утилизации и потребности АЭС в больших количествах охлаждающей воды, которая может приводить к нарушению экологического баланса водоёмов потребуются решения проблемы захоронения радиоактивных отходов АЭС.

Объективное сопоставление достоинств и недостатков АЭС позволяет выработать стратегию развития ядерной энергетике. Оптимальным представляется подход, предусматривающий не закрытие работающих и прекращение строительства новых АЭС, а действенные усилия по улучшению технико-экономических характеристик атомных станций и в первую очередь по обеспечению безопасности их работы.

## 6 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гидроэнергетика рассматривает энергию, сосредоточенную в потоках водных масс в русловых водотоках и приливных движениях. Чаще всего используется энергия падающей воды. Для повышения разности уровней воды, особенно в нижних течениях рек, сооружаются плотины. Первый широко используемый для технологических целей вид энергии. До середины 19 века для этого применялись водяные колеса, преобразующие энергию движущейся воды в механическую энергию вращающегося вала. Позднее появились более быстрые и эффективные гидротурбины. До конца 19 века энергия вращающегося вала использовалась непосредственно, например, для размолва зерна на водяных мельницах или для приведения в действие кузнечных мехов и молота. Сейчас практически вся механическая энергия, создаваемая гидротурбинами, преобразуется в электроэнергию.

Гидроэлектростанция (ГЭС) – электростанция, в качестве источника энергии использующая энергию водного потока. Гидроэлектростанции обычно строят на реках, сооружая плотины и водохранилища.

Для эффективного производства электроэнергии на ГЭС необходимы два

основных фактора: гарантированная обеспеченность водой круглый год и возможно большие уклоны реки, благоприятствуют гидростроительству каньонобразные виды рельефа.

Особенности ГЭС:

1. Себестоимость электроэнергии на ГЭС более чем в два раза ниже, чем на тепловых электростанциях.

2. Генераторы ГЭС можно достаточно быстро включать и выключать в зависимости от потребления энергии

3. Возобновляемый источник энергии

4. Значительно меньшее воздействие на воздушную среду, чем другими видами электростанций

5. Строительство ГЭС обычно более капиталоемкое

6. Часто эффективные ГЭС более удалены от потребителей

7. Водохранилища часто занимают значительные территории, но, примерно с 1963 г. начали использоваться защитные сооружения (Киевская ГЭС), которые ограничивали площадь водохранилища, и, как следствие, ограничивали площадь затопляемой поверхности (поля, луга, поселки).

8. Плотины зачастую изменяют характер рыбного хозяйства, поскольку перекрывают путь к нерестилищам проходным рыбам, однако часто благоприятствуют увеличению запасов рыбы в самом водохранилище и осуществлению рыбоводства.

### **Принцип работы**

Принцип работы ГЭС достаточно прост. Цепь гидротехнических сооружений обеспечивает необходимый напор воды, поступающей на лопасти гидротурбины, которая приводит в действие генераторы, вырабатывающие электроэнергию.

Необходимый напор воды образуется посредством строительства плотины, и как следствие концентрации реки в определенном месте, или деривацией – естественным током воды. В некоторых случаях для получения необходимого напора воды используют совместно и плотину, и деривацию.

Непосредственно в самом здании гидроэлектростанции располагается все энергетическое оборудование. В зависимости от назначения, оно имеет свое определенное деление. В машинном зале расположены гидроагрегаты, непосредственно преобразующие энергию тока воды в электрическую энергию. Есть еще всевозможное дополнительное оборудование, устройства управления и контроля над работой ГЭС, трансформаторная станция, распределительные устройства и многое другое.

## **6.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ГЭС**

1) В зависимости от вырабатываемой мощности:

- мощные – вырабатывают от 25 МВт до 250 МВт и выше;

- средние – до 25 МВт;

- малые гидроэлектростанции – до 5 МВт.

Мощность ГЭС напрямую зависит от напора воды, а также от КПД ис-

пользуемого генератора. Из-за того, что по природным законам уровень воды постоянно меняется, в зависимости от сезона, а также еще по ряду причин, в качестве выражения мощности гидроэлектрической станции принято брать цикличную мощность. К примеру, различают годичный, месячный, недельный или суточный циклы работы гидроэлектростанции.

2) В зависимости от максимального использования напора воды: - высоконапорные – более 60 м;

- средненапорные – от 25 м;

- низконапорные – от 3 до 25 м.

В зависимости от напора воды, в гидроэлектростанциях применяются различные виды турбин.

Для высоконапорных – ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами.

На средненапорных ГЭС устанавливаются поворотнолопастные и радиально-осевые турбины, на низконапорных – поворотнолопастные турбины в железобетонных камерах. Принцип работы всех видов турбин схож – вода, находящаяся под давлением (напор воды) поступает на лопасти турбины, которые начинают вращаться.

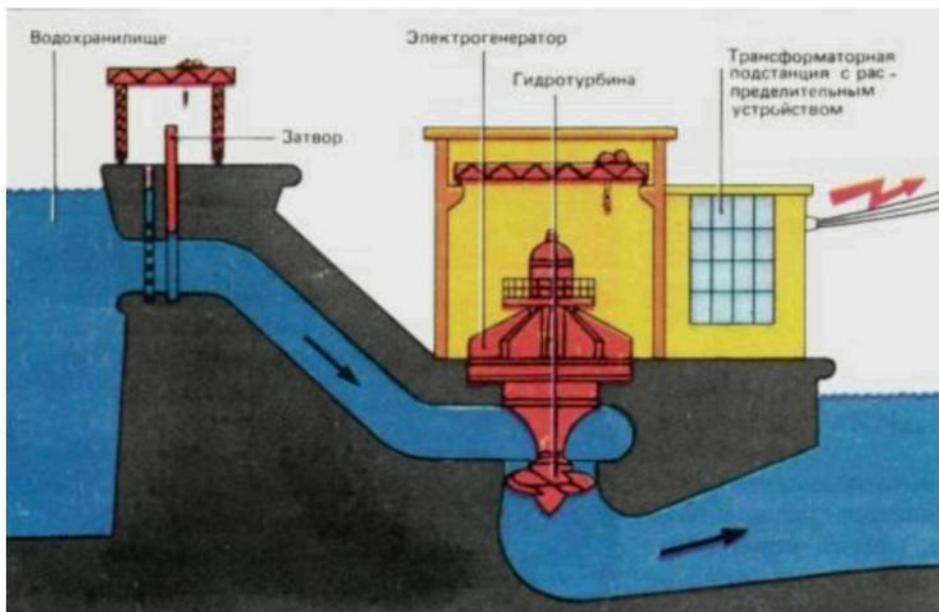


Рис. 6.1 - Гидроэлектростанция

Механическая энергия, таким образом, передается на гидрогенератор, который и вырабатывает электроэнергию. Турбины различаются некоторыми техническими характеристиками, а также камерами - железными или железобетонными, и рассчитаны на различный напор воды.

3) Гидроэлектрические станции также разделяются в зависимости от принципа использования природных ресурсов, и, соответственно, образующейся концентрации воды. Здесь можно выделить следующие ГЭС:

1. Русловые и приплотинные ГЭС. Это наиболее распространенные виды гидроэлектрических станций. Напор воды в них создается посредством уста-

новки плотины, полностью перегораживающей реку, или поднимающей уровень воды в ней на необходимую отметку. Такие гидроэлектростанции строят на многоводных равнинных реках, а также на горных реках, в местах, где русло реки более узкое, сжатое;

2. Плотинные ГЭС. Строятся при более высоких напорах воды. В этом случае река полностью перегораживается плотиной, а само здание подводится к турбинам через специальные напорные тоннели, а не непосредственно, как в русловых ГЭС;

3. Гидроэлектростанции. Такие электростанции строят в тех местах, где велик уклон реки. Необходимая концентрация воды в ГЭС такого типа создается посредством деривации. Вода отводится из речного русла через специальные водоотводы. Последние - спрямлены, и их уклон значительно меньший, нежели средний уклон реки. В итоге вода подводится непосредственно к зданию ГЭС. Деривационные ГЭС могут быть разного вида - безнапорные или с напорной деривацией. В случае с напорной деривацией, водовод прокладывается с большим продольным уклоном. В другом случае в начале деривации на реке создается более высокая плотина, и создается водохранилище - такая схема еще называется смешанной деривацией, так как используются оба метода создания необходимой концентрации воды;

4. Гидроаккумулирующие электростанции. Такие ГАЭС способны аккумулировать вырабатываемую электроэнергию, и пускать ее в ход в моменты пиковых нагрузок. Принцип работы таких электростанций следующий: в определенные моменты (времена не пиковой нагрузки), агрегаты ГАЭС работают как насосы, и закачивают воду в специально оборудованные верхние бассейны. Когда возникает потребность, вода из них поступает в напорный трубопровод и, соответственно, приводит в действие дополнительные турбины.

В гидроэлектрические станции, в зависимости от их назначения, также могут входить дополнительные сооружения, такие как шлюзы или судоподъемники, способствующие навигации по водоему, рыбопропускные, водозаборные сооружения, используемые для ирригации и многое другое.

Ценность гидроэлектрической станции состоит в том, что для производства электрической энергии, они используют возобновляемые природные ресурсы. Ввиду того, что потребности в дополнительном топливе для ГЭС нет, конечная стоимость получаемой электроэнергии значительно ниже, чем при использовании других видов электростанций.

### **Плотины ГЭС.**

**Плотина** - это массивная перемычка, цель которой – удерживать водный поток. Плотина – незаменимый инструмент при практическом использовании водных ресурсов.

Плотины могут отличаться в зависимости от конструкции и разделяться на гравитационные, арочные и др. Гравитационные плотины выглядят как каменные или бетонные заграждения. Конструкции этого типа препятствуют поступлению воды своим весом. Арочные выполняют свои обязанности благодаря особой конструкции. Успешное функционирование плотин зависит от трех показателей: сопротивления вертикальных элементов сооружения, массы и осо-

бенностей арочной конструкции, которая опирается на береговые устои. При возведении плотины необходимо учитывать воздействие некоторых внешних факторов. Это так называемые сдвигающие силы, появление которых обусловлено воздействием воды, ветра, ударами волн, перепадами температуры. Пренебрежение строителей к вышеперечисленным факторам может привести к разрушению плотины. Поэтому производятся определенные расчеты, позволяющие воспрепятствовать негативному действию сдвигающих сил.

Достаточно сложно точно рассчитать фильтрационное давление, которое воздействует на подошву конструкции из-за того, что под нее просачивается вода. Чтобы определить степень вероятности таких процессов, необходимо проведение исследований. При этом многое зависит от грунтового ложа. Если фундамент плотины установлен на гальке, речном песке, пористой породе, то давление на основание конструкции будет равно полному гидростатическому напору. В том случае, когда основание плотины соединено со скальными породами при помощи цемента и щели практически отсутствуют, можно получить давление, равное всего лишь 10-40 процентам гидростатического напора.

## **6.2 ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Гидроаккумулирующие. В период малых нагрузок гидроагрегаты станции заняты перекачкой воды из низового водоема в верховой. Во время повышенной нагрузки происходит использование запасенной воды для выработки пиковой энергии. Обратимые гидроагрегаты обеспечивают работу турбинных и насосных режимов и представляют собой соединение синхронной электрической машины и гидравлической насос турбины.

Энергия, которая тратится на перекачку, вырабатывается ТЭС во время пониженной загрузки, когда ее стоимость не слишком высока. То есть, дешевая ночная электроэнергия преобразовывается в дорогую. Экономическая эффективность, как можно убедиться, довольно высока. Несомненным преимуществом данного типа гидростанций является наличие высокого напора. Это позволяет устанавливать более эффективные аккумуляторы. Встречаются и станции смешанного типа. Часть установленных там гидроагрегатов способна работать в двух режимах: турбинном и насосном. Другая часть работает только в турбинном режиме. Использование таких станций позволяет накапливать большее количество воды и вследствие этого производить больше электроэнергии в периоды повышенной нагрузки.

Приливные электростанции. Для создания экономичной приливной станции необходимы определенные природные условия. В частности, должен быть большой перепад уровней во время отлива и прилива (не менее шести метров), особенности береговой линии, которые позволяют создать плотину и водный бассейн соответствующих размеров.

Такие места найти не так уж и просто. Это побережье американского штата Мэн, канадская провинция Нью-Брансуик, Персидский залив, отдельные регионы Аргентины, южная Англия, северная Франция, северные области ев-

ропейской части России. Впрочем, даже станции, сооруженные в указанных регионах, не смогли бы достойно конкурировать с уже действующими ТЭС по стоимости производимой энергии.

Проекты приливных электростанций обычно предусматривают наличие двух бассейнов. Это верховой и низовой водоемы. Каждый из них должен быть дополнен водопропускными отверстиями и затворами. Во время прилива верховой бассейн заполняется водой, а затем отдает всю воду низовому, который опорожняется при отливе.

### 6.3 МАЛЫЕ И МИКРО- ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Малая гидроэлектростанция или малая ГЭС (МГЭС) - гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии и основано на гидроэнергетических установках мощностью от 1 до 3000 кВт. Обще-принятого для всех стран понятия малой гидроэлектростанции нет, в качестве основной характеристики таких ГЭС принята их установленная мощность.

Установки для малой гидроэнергетики классифицируют по мощности на:  
 оборудование для мини гидроэлектростанции мощностью до 100 кВт;  
 оборудование для микрогидроэлектростанций мощностью до 1000 кВт.

Из известной классической триады: солнечные батареи, ветрогенераторы, гидрогенераторы (ГЭС), последние наиболее сложные. Они, во-первых, работают в агрессивных условиях, а во-вторых, имеют максимальную наработку за равный промежуток времени.

Наиболее просто делать бесплотинные ГЭС, т.к. сооружение плотины достаточно сложное и дорогое дело и часто требует согласования с местными властями или, по крайней мере, с соседями. Бесплотинные мини ГЭС называют проточными. Существует четыре основных варианта таких устройств.

#### Типы мини ГЭС

**Водяное колесо** - это колесо с лопастями, установленное перпендикулярно поверхности воды. Колесо погружено в поток меньше чем наполовину. Вода давит на лопасти и вращает колесо. Существуют также колеса-турбины со специальными лопатками, оптимизированными под струю жидкости. Но это достаточно сложные конструкции скорее заводского, чем самодельного изготовления.

**Гирляндная мини-ГЭС** - представляет собой трос, с жестко закрепленными на нем роторами. Трос перекинут с одного берега реки на другой. Роторы как бусы нанизаны на трос и полностью погружены в воду. Поток воды вращает роторы, роторы вращают трос. Один конец троса соединен с подшипником, второй с валом генератора.

**Ротор Дарье** - это вертикальный ротор, вращающийся за счет разности давлений на его лопастях. Разница давлений создается за счет обтекания жидкостью сложных поверхностей. Эффект подобен подъемной силе судов на подводных крыльях или подъемной силе крыла самолета.

**Пропеллер** - это подводный «ветряк» с вертикальным ротором. В отличие от воздушного, подводный пропеллер имеет лопасти минимальной шири-

ны. Для воды достаточно ширины лопасти всего в 2 см. При такой ширине будет минимальное сопротивление и максимальная скорость вращения. Такая ширина лопастей выбиралась для скорости потока 0.8-2 метра в секунду. При больших скоростях, возможно, оптимальны другие размеры.

### **Достоинства и недостатки различных систем мини ГЭС**

Недостатки гирляндной МГЭС: большая материалоемкость, опасность для окружающих (длинный подводный трос, скрытые в воде роторы, перегораживание реки), низкий КПД. Гирляндная ГЭС – это небольшая плотина. Ротор Дарье сложен в изготовлении, в начале работы его нужно раскрутить. Но он привлекателен тем, что ось ротора расположена вертикально и отбор мощности можно производить над водой, без дополнительных передач. Такой ротор будет вращаться при любом изменении направления потока.

Таким образом, с точки зрения простоты изготовления и получения максимального КПД с минимальными затратами, необходимо выбрать конструкцию типа водяное колесо или пропеллер.

### **Конструкция малой гидростанции**

Конструкция малой ГЭС базируется на гидроагрегате, который включает в себя энергоблок, водозаборное устройство и элементы управления. В зависимости от того, какие гидроресурсы используются малыми гидростанциями, их делят на несколько категорий:

- русловые или приплотинные станции с небольшими водохранилищами;
- стационарные мини ГЭС, использующие энергию свободного течения рек;
- МГЭС, использующие существующие перепады уровней воды на различных объектах водного хозяйства;
- мобильные мини ГЭС в контейнерах, с применением в качестве напорной деривации пластиковых труб или гибких армированных рукавов.

Разновидности гидроагрегатов для малых гидроэлектростанций.

Основой для малой гидростанции является гидроагрегат, который, в свою очередь, базируется на турбине того или иного вида. Существуют гидроагрегаты с:

- Осевыми турбинами;
- Радиально-осевыми турбинами;
- Ковшовыми турбинами;
- Поворотно-лопастными турбинами.

МГЭС классифицируются и в зависимости максимального использования напора воды на:

- высоконапорные - более 60 м; - средненапорные - от 25 м; - низконапорные - от 3 до 25 м.

От того, какой напор воды использует микрогидроэлектростанция, различаются и виды применяемых в оборудовании турбин. Ковшовые и радиально-осевые турбины разработаны для высоконапорных ГЭС. Поворотно-лопастные и радиально-осевые турбины применяются на средненапорных станциях. На низконапорных малых гидростанциях (МГЭС) устанавливают в основном поворотные-лопастные турбины в железобетонных камерах.

Что касается принципа работы турбины, то он во всех конструкциях практически идентичен: вода под напором поступает на лопасти турбины, которые начинают вращаться. Энергия вращения передается на гидрогенератор, который отвечает за выработку электроэнергии. Турбины для объектов подбираются в соответствии с некоторыми техническими характеристиками, среди которых главной остается напор воды. Кроме того, турбины выбираются в зависимости от вида камеры, которая идет в комплекте - стальной или железобетонной.

Мощность мини ГЭС зависит от напора и расхода воды, а также от КПД используемых турбин и генераторов. Из-за того, что по природным законам уровень воды постоянно меняется, в зависимости от сезона, а также еще по ряду причин, в качестве выражения мощности гидроэлектрической станции принято брать цикличную мощность. К примеру, различают годичный, месячный, недельный или суточный циклы работы.

При выборе мини ГЭС стоит ориентироваться на такое энергетическое оборудование, которое было бы адаптировано под конкретные нужды объекта и отвечало таким критериям, как:

- наличие надежных и удобных в эксплуатации средств управления и контроля над работой оборудования;
- управление оборудованием в автоматическом режиме с возможностью перехода при необходимости на ручное управление;
- генератор и турбина гидроагрегата должны иметь надежную защиту от вероятных аварийных ситуаций;
- площади и объемы строительных работ для установки малых ГЭС должны быть минимальными.

#### **6.4 ОСОБЕННОСТИ БОЛЬШОЙ И МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ**

В настоящее время функционируют гидроэлектростанции самой разной мощности. В связи с этим ГЭС обычно разделяют на большие и малые. Большими считаются станции с мощностью более 10 МВт, все остальные соответственно признаны малыми.

Для создания больших гидроэлектростанций необходим ряд условий. Прежде всего, это хорошая инфраструктура, например, дороги, необходимые во время строительства объекта. Кроме этого, необходимо иметь доступ к энергосетям, что позволит обеспечить электричеством большое количество людей. Большие ГЭС являются либо государственной собственностью, либо принадлежат крупным компаниям. Для управления и обслуживания больших станций необходим штат высококвалифицированных специалистов.

По причине большого размера станции и возможности увеличения нагрузки себестоимость производимой энергии довольно низка. Развитие большой гидроэнергетики возможно в тех случаях, когда существует необходимость в большом централизованном энергопотреблении. Как правило, большие гидроэлектростанции обслуживают нужды крупной промышленности и мегаполисов. Если потенциал действительно велик, то большая гидроэнергетика в состоянии внести существенный вклад в общенациональное энергообеспечение.

Малые гидроэлектростанции обычно обладают всеми преимуществами больших, но при этом предоставляют возможность подавать энергию децентрализованно. Кстати малые ГЭС выгодно отличаются и отсутствием некоторых недостатков, присущих большим станциям. Это, например, уменьшение или полное отсутствие негативного влияния на окружающую среду.

Малая энергетика позволяет каждому региону использовать собственные ресурсы. На сегодняшний день в мире эксплуатируется несколько тысяч малых гидроэлектростанций. Малые станции производят электроэнергию в тех случаях, когда уровень воды в реке достаточен для этого. Если малая гидроэлектростанция дополнена аккумуляторной системой, то существует возможность накопления полученной энергии, что помогает избежать перебоев в подаче электричества. Особый интерес малая гидроэнергетика представляет для развивающихся стран, поскольку не требует сложного и дорогостоящего оборудования.

## 7 КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

### 7.1 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Котельная установка** - совокупность котла и вспомогательного оборудования.

**Котел** - устройство, в котором для получения пара и нагрева воды с давлением выше атмосферного, потребляемых вне самого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива и протекании технологического процесса, а также теплота от уходящих газов.

**Теплоноситель** (рабочее тело) - газообразное или жидкое вещество, применяемое в машинах для преобразования энергии, в случае теплообмена для получения теплоты или холода. В котельных теплоносителями являются вода и водяной пар, основными характеристиками которых являются температура, давление, удельный объем и плотность.

**Паровой котел** - устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного, используемого вне самого устройства.

**Водогрейный котел** - устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для нагрева воды, находящейся под давлением выше атмосферного, и используемой вне самого устройства.

**Автономный пароперегреватель** - это пароперегреватель, встроенный в котел, газоход или отдельно стоящий, в который пар для перегрева поступает от внешнего источника.

**Автономный экономайзер** - экономайзер, встроенный в котел или газоход, подогретая вода которого полностью или частично используется в паровом котле.

**Котел-бойлер** - паровой котел, в барабане которого размещено устройство для нагревания воды, используемой вне самого котла, а также паровой котел, в естественную циркуляцию которого включен отдельно стоящий бойлер.

**Рабочее давление пара** - максимальное давление при нормальном протекании рабочего процесса непосредственно за пароперегревателем или при его отсутствии на выходе из котла.

**Рабочее давление воды** - максимально допустимое давление воды на выходе из котла при нормальном протекании рабочего наружное давление, возникающее при нормальном протекании технологического процесса.

**Расчетное давление** - давление, на которое производится расчет на прочность.

**Пробное давление** - давление, при котором производятся испытания котла.

**Разрешенное давление** - максимально допустимое избыточное давление, установленное по результатам технологического освидетельствования или диагностирования.

**Статическое давление** - давление, действующее на стенки трубопровода перпендикулярно к направлению движения.

## 7.2 КЛАССИФИКАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

По назначению котлы делятся на:

- 1) Энергетические (для ТЭС)
- 2) Отопительно-производственные. По расположению топок бывают:
  - 1) С внутренней топкой (напр. МЗК)
  - 2) С внешней (нижней) топкой (напр. ДКВР)
  - 3) С выносной топкой (напр. ДЕ)

По способу сжигания топлива:

- 1) Слоевые (колосниковые) - для сжигания твердого кускового топлива.
- 2) Камерные - газообразное, жидкое и твердое пылеобразное топливо сжигается во взвешенном состоянии.

По перемещению уходящих газов и воды котлы делятся на:

- 1) Газотрубные, где продукты сгорания проходят по трубам или паровой трубе, а вокруг труб и паровой трубы движется вода.
- 2) Водотрубные котлы, в которых вода (пароводяная смесь) проходит по трубам поверхности нагрева котла, а продукты сгорания омывают эти трубы и передают свое тепло воде.

По конструктивным особенностям котлы делятся на:

- 1) Цилиндрические
- 2) Горизонтально-водотрубные
- 3) Вертикально-водотрубные с одним или несколькими барабанами

По движению водяного или пароводяного потока внутри котла:

- 1) Естественная циркуляция - осуществляется за счет движущего напора, создаваемого разностью весов столба воды в опускных трубах и столба пароводяной смеси в подъемных трубах.

2) Принудительное движение теплоносителя (осуществляется с помощью искусственных побудителей – насосов), которое в свою очередь осуществляется многократной принудительной циркуляцией и по прямоточной схеме.

В современных отопительных и отопительно-производственных котель-

ных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды - котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

Современные паровые котлы с естественной циркуляцией выполняются из вертикальных труб, расположенных между двумя коллекторами (барабанами). Одна часть труб, называемых - подъемными трубами, обогревается факелом и продуктами сгорания топлива, а другая, обычно необогреваемая часть труб, находится вне котельного агрегата и носит название - опускные трубы. В обогреваемых подъемных трубах вода нагревается до кипения, частично испаряется и в виде пароводяной смеси поступает в барабан котла, где происходит ее разделение на пар и воду. По опускным не обогреваемым трубам из верхнего барабана поступает в нижний коллектор (барабан). Кратность циркуляции (отношение расхода воды, проходящего через циркуляционный контур, к расходу пара, производимого в нем) в таких котлах изменяется от 10 до 100.

В паровых котлах с многократной принудительной циркуляцией поверхности нагрева выполняются в виде змеевиков, образующих циркуляционные контуры. Кратность циркуляции в этих котлах изменяется от 5 до 10.

В прямоточных паровых котлах кратность циркуляции составляет единицу, т.е. питательная вода, нагреваясь, последовательно превращается в пароводяную смесь, насыщенный и перегретый пар. В водогрейных котлах вода при движении по контуру циркуляции нагревается за один оборот от начальной до конечной температуры.

По давлению пара котлы бывают:

- 1) Низкого давления (до  $10 \text{ кг}\cdot\text{с}/\text{см}^2$ ).
- 2) Среднего давления ( $10 - 100 \text{ кг}\cdot\text{с}/\text{см}^2$ ).
- 3) Высокого давления ( $100 - 225 \text{ кг}\cdot\text{с}/\text{см}^2$ ).

По количеству вырабатываемого пара:

- 1) Малой мощности (до 25 т/ч).
- 2) Средней мощности (25 - 120 т/ч).
- 3) Высокой мощности (120 - 220 т/ч).

### 7.3 КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ И ЕГО ЭЛЕМЕНТЫ

**Котельный агрегат** - устройство, в котором для получения пара или горячей воды требуемых параметров используют теплоту, выделяющуюся при сгорании органического топлива.

Состав котельного агрегата. Котельный агрегат в общем случае состоит из:

- топки;
- поверхностей нагрева: топочных экранов, фестона, кипяtilьных пучков, пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя;
- арматуры;
- гарнитуры;
- каркаса;
- обмуровки.

**Поверхности нагрева** - трубчатые поверхности, которые с одной сторо-

ны получают теплоту от раскаленного слоя топлива или факела, заполняющего топку, или от движущихся продуктов сгорания с высокой температурой, а с другой стороны отдают теплоту или движущемуся пару, или воде, или воздуху.

Поверхности нагрева подразделяют по преобладающему способу теплоприемления на радиационные и конвективные, а по происходящим процессам преобразования рабочего тела различают нагревательные (экономайзерные), испарительные (парообразующие или кипяtilьные) и пароперегревательные поверхности.

**Топочные экраны** (экранные трубы) - радиационные поверхности, расположенные в одной плоскости возле внутренней поверхности стен топочной камеры и способствующие уменьшению теплового потока от продуктов сгорания к обмуровке.

Они являются наиболее интенсивно работающими парообразующими поверхностями нагрева, поскольку воспринимают теплоту излучения от горящего слоя или факела топлива, которая в условиях топки является наиболее эффективным способом теплопереноса.

**Фестон** - полурadiационная поверхность нагрева, располагаемая в выходном окне топки и образованная, как правило, трубами заднего экрана, разведенными в несколько рядов.

**Кипяtilьный (котельный) пучок** - система параллельно включенных труб конвективной парообразующей поверхности котельного агрегата, соединенных общими коллекторами или барабанами.

**Коллектор** - горизонтально расположенная, как правило, труба, к которой приварен ряд или ряды труб топочного экрана, фестона или пароперегревателя и имеющая больший диаметр, чем трубы перечисленных поверхностей нагрева, предназначенная для разделения потока рабочего тела (воды или пара) наряд параллельных потоков или их объединения.

**Барабан** - горизонтально расположенный толстостенный полый стальной цилиндр большого диаметра, имеющий ряды отверстий цилиндрической формы, в которые вварены или завальцованы трубы кипяtilьного пучка.

Нижний барабан котельного агрегата полностью заполнен водой с температурой насыщения и кроме объединения труб кипяtilьного пучка выполняет роль шлакоотстойника.

Верхний барабан кроме объединения труб кипяtilьного пучка выполняет роль сепаратора (разделителя) потоков пароводяной смеси, поступающей по трубам на влажный насыщенный пар и кипящую воду. Из верхней его части отводят пар в пароперегреватель или к потребителю, а из нижней части вода поступает в опускные трубы контуров циркуляции.

**Пароперегреватель** - устройство, состоящее из двух или более коллекторов соединены стальными трубами змеевиками и предназначенное для подсушки влажного насыщенного пара и последующего перегрева сухого насыщенного пара до требуемой температуры.

По способу теплоприемления пароперегреватели могут быть радиационными, полурadiационными и конвективными.

В зависимости от взаимного направления движения продуктов сгорания и

водяного пара их подразделяют на прямоточные, противоточные и пароперегреватели со смешанным током.

**Водяной экономайзер** – устройство, состоящее из двух или более коллекторов, соединенных стальными трубами змеевиками или из чугунных оребренных труб, последовательно соединенных фасонными патрубками-калачами предназначенное для предварительного подогрева питательной воды, поступающей в верхний барабан парового котельного агрегата или нагрева воды, циркулирующей в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Вода подогревается продуктами сгорания, отходящими из котла, благодаря чему уменьшаются потери теплоты с уходящими дымовыми газами, повышается КПД, и, следовательно, уменьшается расход топлива.

Чугунные экономайзеры применяют в котельных агрегатах с номинальным давлением пара не выше 2,4 МПа. Они относятся к экономайзерам не кипящего типа, в которых вода может нагреваться только до температуры ниже температуры насыщения на  $20 \div 40$  0С.

Стальные экономайзеры применяют при давлении выше 2,4 МПа. Они могут быть как не кипящими, так и кипящими, в которых вода может не только нагреваться до температуры насыщения, но и превращаться в пар (до 20%).

**Воздухоподогреватель рекуперативный** - устройство, состоящее из стального корпуса, тонкостенных труб, двух стальных досок (трубных решеток), к которым приварены концы труб, и двух патрубков один для подачи холодного воздуха, другой для выхода горячего воздуха и предназначенное для подогрева воздуха, подаваемого в топку, за счет теплоты уходящих дымовых газов.

**Арматура** - устройства, устанавливаемые на трубопроводах или сосудах для управления потоками воды или пара путем изменения проходных сечений с помощью перемещения (поворота) рабочего органа (затвора).

К арматуре относят: вентили, задвижки, обратные и предохранительные клапаны и т.п., которые по способу соединения с трубопроводами подразделяют на фланцевые, муфтовые и сварные. По назначению различают арматуру:

- запорную, предназначенную для перекрытия потока;
- регулирующую для изменения расхода среды;
- распределительно-смесительную для распределения среды по определенным направлениям или для смешивания потоков;
- предохранительную для защиты оборудования при отклонении параметров среды за допустимые пределы;
- обратную, автоматически предотвращающую обратное движение среды;
- фазораспределительную, обеспечивающую автоматическое разделение рабочей среды по фазовому состоянию (конденсатоотводчики).

**Гарнитура** - устройства, установленные на стенах топки и газоходов, которые обеспечивают возможность наблюдения за топкой и поверхностями нагрева во время работы котельного агрегата, облегчают проникновение во внутрь его и проведение ремонта.

Это лазы, лючки, гляделки, взрывные клапаны и др.

Лазы устанавливают в топке и газоходах для обеспечения проникновения

людей и подачи материала и инструмента при внутренних осмотрах и при ремонте. Их изготавливают, как правило, круглого сечения с внутренним проходом ( $450 \div 500$ ) мм.

Лючки предназначены для ввода в газоходы измерительной и диагностической аппаратуры, инструмента и приспособлений, используемых при ремонте и эксплуатации котельного агрегата.

Гляделки используют для проведения измерений во время испытания котельного агрегата и для визуального наблюдения за протеканием процесса горения и за состоянием внутренних поверхностей топки.

Взрывные клапаны устанавливают на боковых и потолочных стенах топки и газоходов с целью устранения или уменьшения разрушений обмуровки при хлопках и взрывах в топочной камере.

**Каркас** - пространственная рамная металлоконструкция, предназначенная для крепления поверхностей нагрева и трубопроводов, ограждений, изоляции, площадок обслуживания и других элементов котельного агрегата.

**Обмуровка** - многослойная конструкция из кирпичей и плит, изготовленных из термостойких низко теплопроводных материалов, предназначенная для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду, для защиты обслуживающего персонала от ожогов и обеспечения газовой плотности агрегата.

В качестве жаростойких ( $1300 \div 1600$  °С) применяют шамотные изделия. Диатомовые изделия применяют до температуры 900 °С, а при более низких температурах применяют перлитные, асбовермикулитные, асбодуритные материалы, асбест, красный кирпич и др.

## 7.4 КОТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА И ЕЕ СИСТЕМЫ

**Котельная установка** - совокупность устройств, предназначенная для получения водяного пара (горячей воды) заданных параметров.

По назначению котельные установки делят на энергетические, производственные и отопительно-производственные. В энергетических котельных установках вырабатывают пар для привода турбин, в производственных для технологических нужд, а в отопительно-производственных вырабатывают пар или горячую воду для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий.

Состав котельной установки - котельная установка состоит из одного или нескольких котельных агрегатов и вспомогательных устройств, обеспечивающих непрерывную и надежную работу. К вспомогательным устройствам относят:

- питательные насосы для непрерывной подачи воды в котельный агрегат;
- дутьевые вентиляторы и дымосос для подачи воздуха в котельный агрегат и удаления из него в атмосферу продуктов сгорания;
- топливоприготовительные и топливоподающие устройства для непрерывного приготовления и подачи топлива в котельный агрегат;
- золоулавливающее и золошлакоудаляющее оборудование для очистки дымовых газов от золовых частиц с целью охраны окружающей среды от загрязнения и для организованного отвода шлака и уловленной золы;

- водоподготовительные установки для обеспечения обработки исходной (сырой) воды до заданного качества;
- контрольно-измерительную аппаратуру для контроля и автоматического регулирования режима работы котельного агрегата;
- соединительные трубопроводы.

**Питательные насосы** - электроприводные поршневые или центробежные, а также паровые поршневые или паротурбинные насосы, предназначенные для подачи в паровые котельные агрегаты питательной водой и поддержания нормального уровня воды в верхнем барабане.

В каждой котельной устанавливаются не менее двух групп питательных насосов с независимым приводом: основные и резервные. В качестве основных применяют, как правило, центробежные насосы с электроприводом с суммарной подачей не менее 110% номинальной паропроизводительности котельной. Резервные - насосы с паровым приводом. Их подача должна быть не менее 50% номинальной паропроизводительности.

**Дутьевой вентилятор** - центробежное устройство, установленное в начале воздушного тракта, подающее воздух в топку и создающее напор, необходимый для преодоления сопротивлений воздухоподогревателя, воздухопроводов, горелок или колосниковой решетки.

**Дымосос** - центробежное устройство, установленное на газовом тракте за котельным агрегатом, создающее на всасывающей стороне разрежение, способствующее продвижению продуктов сгорания по газоходам, а на нагнетательной стороне напор, необходимый для преодоления сопротивлений золоуловителя, дымохода и дымовой трубы.

**Естественная тяга** - движущая сила, обусловленная разностью статических давлений между поступающим в топку воздухом и покидающими котельную установку продуктами сгорания, создаваемая дымовой трубой.

Эта сила расходуется на преодоление аэродинамических сопротивлений газового тракта котельной установки.

**Искусственная тяга** - движущая сила, создаваемая совместным действием дымососа и вентилятора.

**Топливоприготовление** - совокупность устройств по подготовке топлива для сжигания.

Процесс подготовки твердого топлива для сжигания в камерной топке состоит из следующих стадий:

- удаление металла и щепы с предварительным грубым дроблением в дробильной установке;
- подсушка и размол до состояния пыли с размером частичек от 1 мкм до  $300 \div 500$  мкм в системе пылеприготовления и
- подача готовой пыли в топочные устройства.

Мазутное хозяйство котельной состоит из:

- приемно-сливного устройства;
- мазутонасосной станции, где производится грубая и тонкая очистка топлива от механических примесей;
- мазутохранилища;

- теплообменников для разогрева мазута до температуры (80÷120) С перед подачей к горелочным устройствам.

Газовое хозяйство котельной несложно, относительно невысокой стоимости, надежно в эксплуатации. Газ высокого давления от 0,3 до 0,6 МПа подают к районным газораспределительным станциям (ГРС), где давление его понижают (редуцируют) до 0,005÷0,3 МПа. Затем газ среднего давления распределяют по районным или промышленным газораспределительным пунктам (ГРП). Здесь происходит дальнейшее дросселирование газа до давления до 0,003÷0,005 МПа, которое автоматически поддерживают постоянным независимо от его расхода.

**Золоулавливание** - совокупность устройств по улавливанию летучей золы, находящейся в продуктах сгорания, с целью охраны окружающей среды от загрязнения.

При выбросе из дымовых труб частицы золы рассеиваются в атмосфере и выпадают с течением времени на поверхность земли. Максимальная концентрация твердых частиц наблюдается на расстоянии (8÷18)·Н от источника выброса (здесь: Н - высота дымовой трубы).

Золоуловители, применяемые в энергетике, разделяют на следующие основные группы:

- механические сухие инерционные золоуловители, в которых частицы золы отделяются от газа под действием центробежных, инерционных или сил тяжести;

- мокрые золоуловители, в которых частицы золы удаляются из газа промывкой или орошением его водой с последующим осаждением частиц золы на смачиваемых поверхностях или улавливанием частиц на водяной пленке;

- электрофильтры, в которых частицы золы улавливают осаждением их на электродах под действием электрических сил;

- комбинированные золоуловители, в которых используют различные способы очистки.

**Золошлакоудаление** - совокупность механизмов и устройств по удалению из помещения котельной золы и шлака.

Основными способами золошлакоудаления являются: ручное, механизированное, пневматическое и гидравлическое.

Ручное золошлакоудаление применяют в небольших отопительно-производственных котельных. При этом используют узкоколейные вагонетки с опрокидывающимся кузовом.

При механизированном золошлакоудалении применяют скреперные установки, скиповые подъемники, скребковые транспортеры, шлаковыгрузатели.

При пневмошлакоудалении шлак и золу удаляют по двум схемам: нагнетательной и всасывающей. В первой схеме шлак и золу транспортируют воздухом, который подают высоконапорным вентилятором, а во второй схеме используют различные вакуумные механизмы.

При гидрошлакоудалении применяют или низконапорные багерные насосы, перекачивающие гидромассу, или высоконапорные гидроаппараты, смывающие золу и шлак в специальные резервуары.

## 7.5 КАРКАС И ОБМУРОВКА КОТЛА

Металлическая конструкция, опирающаяся на бетонный фундамент и поддерживающая барабан котла и трубную систему с водой, лестницы и помосты, а иногда и обмуровку, представляет собой опорные (несущие) и обвязочные каркасы.

Паровые и водогрейные котлы малой мощности обычно имеют обвязочные каркасы, служащие для укрепления обмуровки, гарнитуры и других деталей. Масса металлической части котлов через специальные стойки или рамы передается непосредственно на фундамент.

Котлы вертикальной ориентации большой мощности обычно имеют несущий каркас (рис. 7.1), который состоит из вертикальных колонн 1, горизонтальных балок, горизонтальных ферм 5, раскосы-связей 2 и упрочненной конструкции из балок 6 потолочного перекрытия. Колонны крупных котлов изготавливаются из сварных профильных балок большого размера. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны устанавливают опорные башмаки 3, состоящие из опорных плит 7 и ребер жесткости 8. Раскосы-связи 2 фермы выполняют из профильного проката (швеллера, двутавра), связывая их между собой (сваривая) накладками 4.

Горизонтальные фермы 5, балки и раскосы-связи 2 применяют для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса.

Для уменьшения термических напряжений в каркасе основные несущие его элементы располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленения же оборудованных балок (например, опорных балок поверхностей нагрева конвективной шахты) с балками каркаса выполняются в виде скользящей опоры с одной стороны, при неподвижном креплении – с другой.

Лестницы и площадки, используемые для обслуживания и ремонта котла, часто размещают на горизонтальных фермах или опираются на них. Их выполняют из сортового проката, покрывая проходные площадки просечно-вытяжным или рифленным листом.

Обмуровка котла служит для ограждения топочной камеры и газоходов от окружающей среды и для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата. Она работает при достаточно высоких температурах и резком их изменении и должна обеспечивать минимальные потери теплоты в окружающую среду, быть плотной, механически прочной, простой и доступной для ремонта.

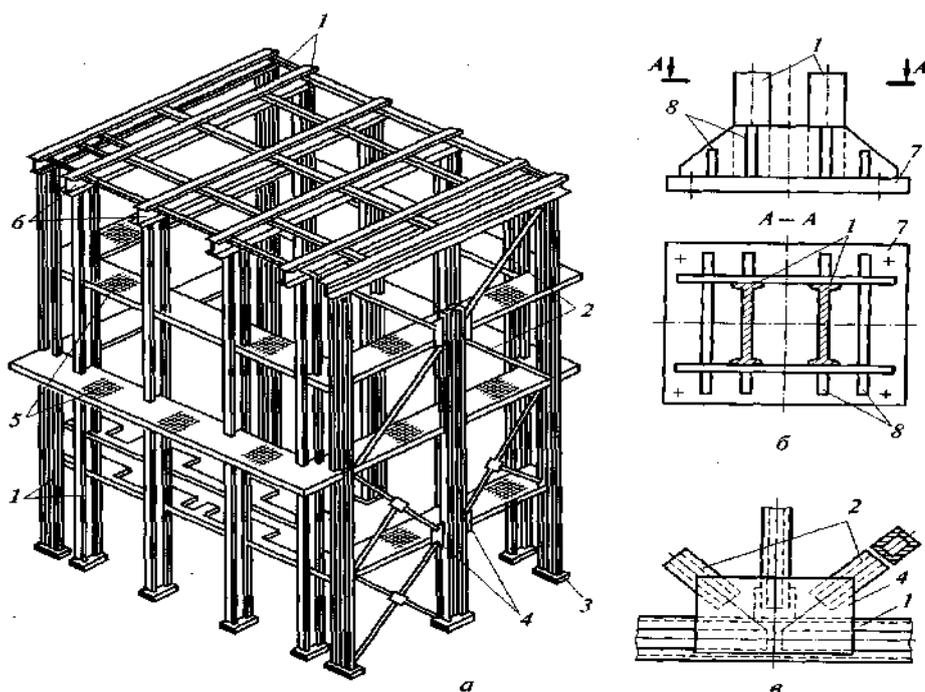


Рис. 7.1 - Каркас котла и его элементы:

*а* - общий вид; *б* - башмак; *в* - сочленение балок с раскосами; 1-колонны; 2 - раскосы-связи; 3 - опорный башмак; 4 - накладки; 5 -горизонтальные фермы (площадки); 6 - балки потолочного перекрытия; 7- опорная плита; 8 -ребра жесткости.

Обмуровки принято условно подразделять на тяжелые, облегченные и легкие, а по способам крепления - на свободно стоящие (на фундаментах), на каркасные (опирающиеся на каркас) и трубные.

Внутренняя часть свободно стоящей обмуровки (рис. 7.2., а), обращенная в сторону высоких температур, выполняется из огнеупорного кирпича и называется футеровкой. Наружная часть обмуровки, называемая облицовкой, выполняется из строительного кирпича.

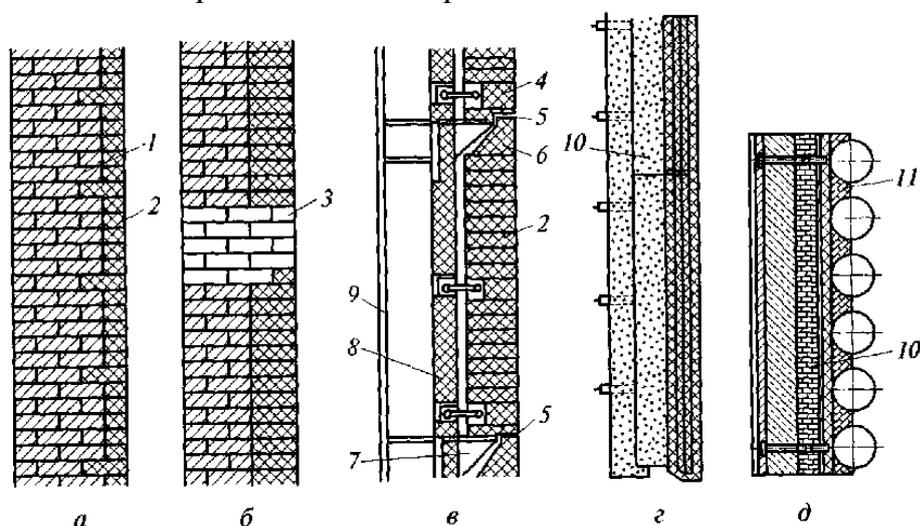


Рис. 7.2 - Обмуровка котельного агрегата: *а* - свободно стоящая; *б* - массивная; *в* - облегченная накаркасная; *г*- щитовая; *д* - натрубная; 1,2 - красный и

шамотный кирпич; 3 - перевязочный ярус; 4, 6 - шамотные и фасонные шамотные кирпичи; 5 - температурный шов; 7- кронштейн; 8— металлическая обшивка; 9 - разгрузочный пояс; 10 - теплоизоляционная плита; 11 - хромитовая или шамотная масса.

Кирпичную массивную (рис. 7.2, б) обмуровку с перевязочным ярусом из огнеупорного материала выполняют в котлах небольшой производительности. Для котлов производительностью 50...75 т/ч и выше применяют облегченную накаркасную обмуровку (рис. 7.2, в), состоящую из слоя шамотного 4 и шамотного фасонного 6 кирпичей, образующих футеровку, и слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы. Через каждые 2,5...3 м устанавливают разгрузочные кронштейны, на которые опирается обмуровка.

Щитовую (рис. 7.2, г) обмуровку выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов, которые укреплены на каркасе котла. Щит делают многослойным из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой, и теплоизолирующих слоев.

Натрубная (рис. 7.2, д) обмуровка крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы и изоляционного слоя из минераловатных матрасов, на которые нанесена газонепроницаемая магниезиальная обмазка.

## 7.6 СХЕМЫ ПОДАЧИ ВОЗДУХА И УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Нормальная работа котла возможна при условии непрерывной подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива, и удаления в атмосферу продуктов горения после их охлаждения.

Схемы организации подачи воздуха в топку и перемещения продуктов горения в газоходах котельного агрегата показаны на рис. 7.3.

В системе с естественной тягой (рис. 7.3, а) сопротивление потоков воздуха и продуктов горения преодолевается за счет разности давлений воздуха, поступающего в топочную камеру, и продуктов горения, удаляемых через дымовую трубу в атмосферу. В этом случае весь газоздушный тракт находится под разрежением

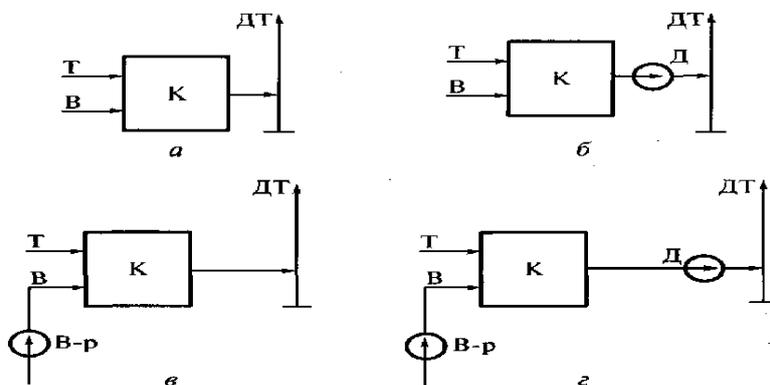


Рис. 7.3 - Схема подачи воздуха в котельный агрегат и удаления продуктов

горения: *a* - за счет естественной тяги, создаваемой дымовой трубой; *б* - за счет искусственной тяги, создаваемой дымососом; *в* - с помощью дутьевого вентилятора и дымовой трубы; *г* - с помощью дутьевого вентилятора и дымососа; Т - топливо; В - воздух; К - котел; В-р - вентилятор; ДТ - дымовая труба; Д - дымосос

Эта система применяется в котлах малой мощности при малых сопротивлениях движению потоков воздуха и продуктов горения.

В схеме, представленной на рис. 7.3 б, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается за счет разрежения, создаваемого дымососом и дымовой трубой.

В системе, приведенной на рис. 7.3 в, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается вентилятором. При этом газоходы котла находятся под давлением. Такая система используется в котлах, работающих под наддувом.

Наибольшее распространение в настоящее время получила схема (рис. 7.3 г), в которой подача воздуха в топку осуществляется вентилятором, а продукты горения удаляются дымососом. В этом случае воздушный тракт находится под давлением, а газовый тракт под разрежением. Такая схема используется в котлах с уравновешенной тягой.

#### **Естественная и искусственная тяга. Принцип работы дымовой трубы.**

Внешняя сила, которая принуждает воздух поступать в топку, а газообразные продукты горения двигаться по газоходам и дымовой трубе в атмосферу, называется тягой.

Различают естественную и искусственную тягу. Естественная тяга обеспечивается дымовой трубой, а искусственная создается дымососом.

Естественная тяга возникает из-за разности давлений вследствие различия плотностей наружного холодного воздуха и горячих дымовых газов в трубе, в результате которой возникает движение потока дымовых газов по газоходам котла.

Действие дымовой трубы основано на законе сообщающихся сосудов. Вес столба атмосферного воздуха (рис. 7.4) больше веса такого же столба горячих продуктов горения в дымовой трубе. Вследствие этого наружный холодный воздух входит в топку, преодолевая сопротивление топки, газоходов, теплоиспользующих элементов.

Тяга  $P_t$ , Па, создаваемая дымовой трубой, зависит от высоты трубы  $H$ , м, и разности плотностей атмосферного воздуха  $\rho_v$  и продуктов горения  $\rho_{пг}$ , кг/м<sup>3</sup>. Естественная тяга тем больше, чем ниже

Температура атмосферного воздуха, выше температура продуктов горения, барометрическое давление и высота дымовой трубы.

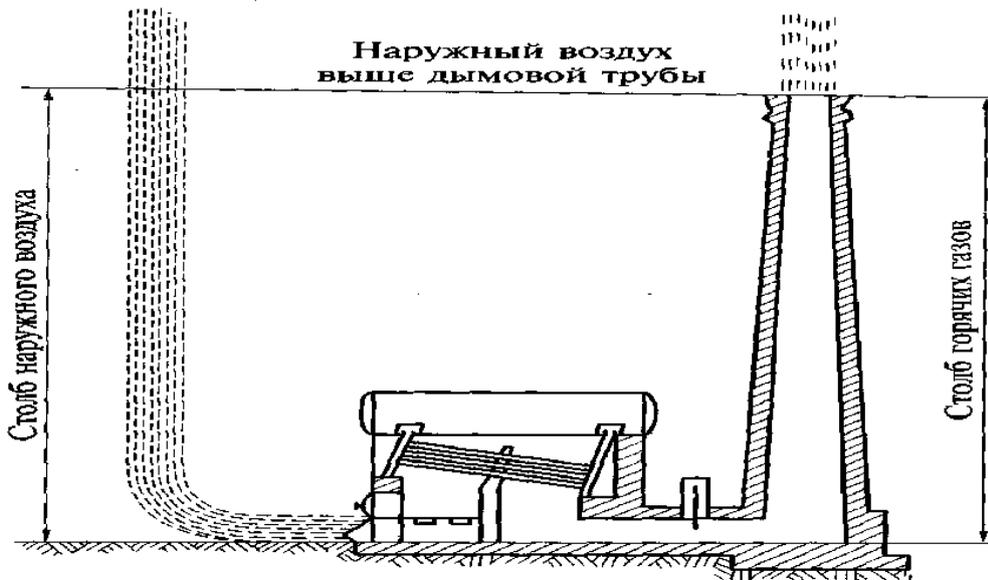


Рис. 7.4 - Схема к расчету естественной тяги

## 7.7 СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА

В барабанных котлах для улучшения качества насыщенного пара необходимо уменьшить содержание в нем капельной влаги и растворенных в паре веществ. При низких и средних давлениях решающее значение для уменьшения солесодержания пара имеет сепарация капельной влаги от пара. В котлах высокого и сверхкритического давления солесодержание пара определяется также содержанием в паре растворенных примесей. Уменьшение содержания в паре капельной влаги достигается в барабане котла равномерным распределением по длине и по диаметру барабана пароводяной и паровой нагрузки, а также отделением капель влаги от пара с помощью сепарационных устройств.

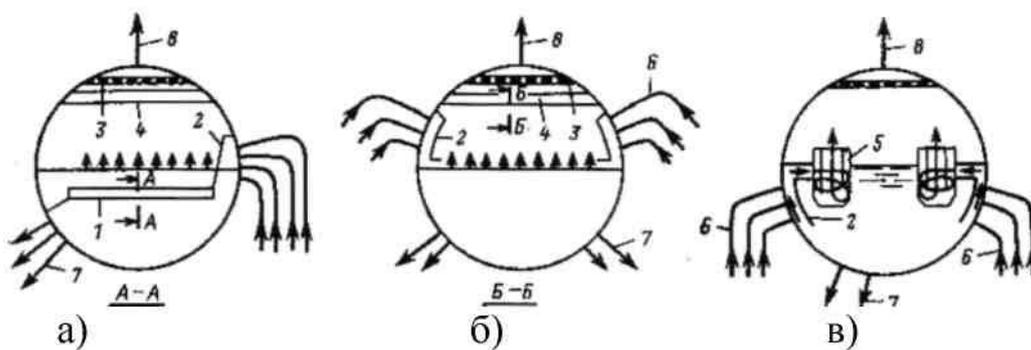


Рис. 7.5 - Схемы сепарационных устройств в барабане котла:

а - при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане; б - при подводе пароводяной смеси в паровой объем барабана; в - при установке внутри-барабанных циклонов; 1 - распределительный дырчатый утепленный щит; 2 - отбойный щит; 3 - пароприемный щит; 4 - жалюзийный сепаратор; 5 - внутри-барабанный циклон; 6 - трубы испарительной поверхности нагрева; 7 - опускные трубы; 8 - паровыводящие трубы

В современных барабанных котлах применяются в отдельности или в различных сочетаниях различные сепарационные устройства, схемы которых показаны на рис. 7.5.

Эти устройства должны погасить кинетическую энергию поступающей в барабан пароводяной смеси с минимальным образованием мелкодисперсных капель влаги, обеспечить равномерное распределение паровой нагрузки по площади зеркала испарения и потока пара в объеме барабана, осуществить выделение из потока пара капель влаги.

В сепарационных устройствах используются следующие принципы сепарации капель влаги из пара.

**Гравитационная сепарация.** Отделение капель влаги от пара осуществляется при горизонтальном и вертикальном подъемном движении пара со стабилизированной малой скоростью. Эффективность гравитационной сепарации пропорциональна разности плотности воды и пара, т. е. зависит от давления, а также размеров капель воды, скорости потока пара и длины его пути до выхода из барабана.

Этот принцип сепарации используется, например, в устройстве, показанном на рис.7.5., а. Гашение кинетической энергии струи пароводяной смеси и равномерное распределение пара происходят в водяном объеме. Отделение капелек влаги от пара осуществляется в паровом пространстве. Гравитационная сепарация имеет место практически в той или иной мере при всех конструкциях внутри барабанных устройств.

**Инерционная сепарация.** Отделение более крупных капель воды от пара может быть осуществлено при резком ускорении горизонтального или вертикального потока пара и последующем уменьшении его скорости, а также за счет центробежных сил, действующих на каплю при изменении направления движения или направления закручивания потока влажного пара. Инерционный принцип сепарации используется в различных конструкциях сепарационных устройств, основные из которых, как было указано ранее, показаны на рис. 7.5.

Простейшим инерционным сепаратором являются глухие или дырчатые стальные листы, размещенные вертикально или наклонно, которые одновременно используются для гашения кинетической энергии пароводяной смеси и отделения основной массы воды от пара (схема рис. 7.5,б). Скорость пароводяной смеси на входе под отбойный щит не должна превышать 2 - 2,5 м/с. Скорость пара на выходе из-под щита в барабан принимается обычно 0,7 - 1 м/с. Применяемые для равномерного распределения пара по площади зеркала испарения дырчатые щиты устанавливаются примерно на 75 - 100 мм ниже нижнего уровня воды в барабане. Минимальная скорость пара в отверстиях щита размером 8 - 12 мм должна быть 0,95 м/с при 4 МПа и 0,5 м/с при 10 МПа.

В жалюзийном сепараторе (рис. 7.5, б) для инерционного отделения капель воды используется изменение ускорения потока в сепараторе и на выходе из него, а также многократное изменение его направления, что повышает эффективность сепарации. Предельная скорость пара перед горизонтальным жалюзийным сепаратором 0,5 м/с при 4 МПа и 0,2 м/с при 10 МПа. Если жалюзи вертикальны или наклонены под большим углом, скорость пара может быть в 1,5 - 2 раза больше.

Центробежный сепаратор циклонного типа, в котором происходит интенсивное закручивание потока влажного пара, показан на схеме рис. 8.5. Циклонные сепараторы обеспечивают эффективное отделение капель влаги за счет действия на них центробежных сил, отбрасывающих капли к стенке циклона, где они задерживаются на пленке воды, стекающей на зеркало испарения. Циклонные сепараторы выполняются внутри барабанными при концентрированном подводе пароводяной смеси с большой скоростью в водяной объем барабана, а также выносными, в том числе для сепарации пара из второй и третьей ступеней испарения.

## 7.8 ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

Пароперегреватель предназначен для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле.

Пароперегреватель – один из наиболее ответственных элементов котельного агрегата, так как он работает в наиболее тяжелых температурных условиях. Змеевики пароперегревателя и коллекторы выполняются из углеродистой стали.

Каждый пароперегреватель представляет собой системы цельнотянутых параллельных труб диаметром 28-42 мм, изогнутых в виде змеевиков, вальцованных или приваренных к круглым коллекторам. Использование труб небольшого диаметра упрощает гибку змеевиков и увеличивает коэффициент теплоотдачи. Толщина стенок труб зависит от рабочего давления пара и может быть от 3 до 5 мм. Устанавливают пароперегреватели на выходе продуктов сгорания из топки, где их температура находится в пределах 700-900 °С.

По своей конструкции пароперегреватели бывают вертикальные и горизонтальные с поперечным омыванием продуктами сгорания. Наиболее широкое распространение получили исключительно вертикальные, так как их крепление получается более простым.

Надежность работы змеевиков зависит от способа подвода насыщенного пара и отвода перегретого пара из него. В зависимости от направления движения газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток: прямоточную (рис. 7.6 а), противоточную (рис. 8.6 б) и комбинированную (рис. 7.6 в).

При прямоточном включении направление движения продуктов сгорания и пара по змеевикам совпадают, т.е. в одном направлении. В такой схеме наиболее высокая температура газов находится в области наиболее низкой температуры пара, что в принципе должно было бы обеспечить низкие температуры металла пароперегревателя. Однако при наличии капелек котловой воды, поступающих с насыщенным паром из сепарационных устройств барабана, соли, содержащиеся в них, будут осаждаться на первых рядах змеевиков, что приводит к резкому повышению температуры металла. В прямоточной схеме движения теплоносителей температурный напор (усредненная по поверхности разность температур между греющей и нагреваемой средой) минимален, что требует наиболее развитых поверхностей нагрева.

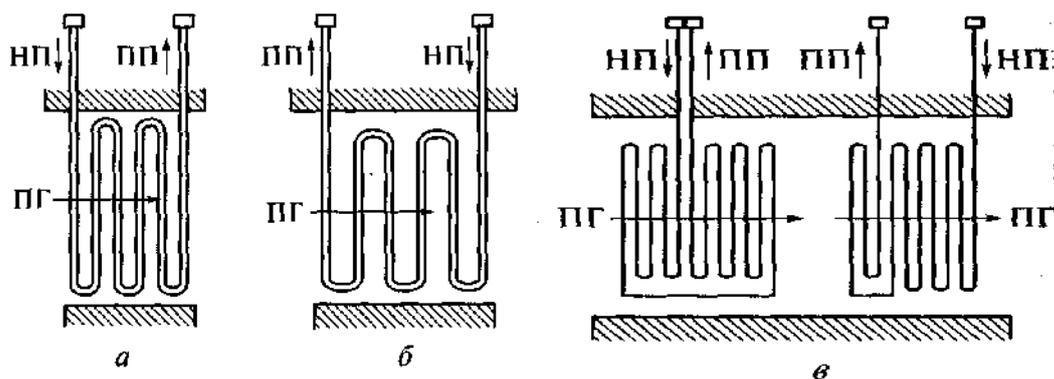


Рис. 7.6 - Схемы включения пароперегревателей в газовый поток: *а* - прямоточная; *б* - противоточная; *в* - смешанная; стрелками показано движение насыщенного пара (НП), перегретого пара (ПП) и продуктов горения (ПГ)

При противоточной схеме потоки продуктов сгорания и пара направляются навстречу друг другу. В таком случае змеевики, обогреваемые продуктами сгорания с наиболее высокой температурой, встречают уже перегретый пар и охлаждаются при этом недостаточно. В результате металл змеевиков пароперегревателя работает в наиболее тяжелых температурных условиях. Вместе с тем, температурный напор в этой схеме максимальный и необходимая поверхность теплообмена минимальна, но ее можно применять при нагреве пара до 400 °С.

При комбинированном включении часть змеевиков включается в работу по прямоточной схеме, а часть – по противоточной. Данная схема является наиболее оптимальной по условиям надежности работы. Соотношение противоточной и прямоточной частей пароперегревателя выбирается из условия одинаковых температур металла в начале и в конце змеевика его прямоточной части.

По тепловосприятию пароперегреватели делятся на конвективные и конвективно-радиационные.

Для котлов низкой и средней мощности используют конвективные пароперегреватели, а для котлов с давлением свыше 40 атм. и при температурах нагрева более 250 °С используют конвективно-радиационные пароперегреватели.

Конвективный пароперегреватель обычно устанавливают в горизонтальном соединительном газоходе между топкой и конвективной шахтой котла.

В конвективно-радиационных пароперегревателях конвективная часть устанавливается в газоходе котла, а радиационная – в топке котла.

Температуру пара в котлах с давлением до 2,4 МПа не регулируют. При давлениях более 2,4 МПа для регулировки температуры используют редуционно-охладительные установки (РОУ) или промежуточные пароохладители. Установки РОУ устанавливают на выходе пара из пароперегревателя и регулирование осуществляется путем впрыска определенного количества конденсата в пар.

Промежуточные пароохладители устанавливают в рассечку между ступенями пароперегревателя. Пароохладитель представляет собой теплообменник по трубкам которого циркулирует питательная вода, а пар поступает в межтрубное пространство. Регулирование температуры перегретого пара про-

изводится изменением количества питательной воды, пропускаемой по трубкам пароохладителя.

Котлы с температурой перегрева пара выше  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$  должны быть снабжены автоматическими регуляторами температуры перегретого пара.

Пароперегреватель должен иметь манометр, предохранительный клапан, запорную арматуру для отключения пароперегревателя от паровой магистрали, прибор для измерения температуры перегретого пара.

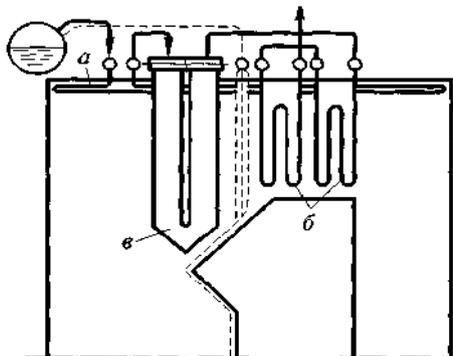


Рис. 7.7 - Схема потолочного (а), конвективного (б) и ширмового (в) пароперегревателей в котле высокого давления

## 7.9 ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ. НАЗНАЧЕНИЕ, КОНСТРУКЦИЯ, ВИДЫ

В экономайзере питательная вода перед подачей в котел подогревается дымовыми газами за счет использования теплоты продуктов сгорания топлива. Наряду с предварительным подогревом возможно частичное испарение питательной воды, поступающей в барабан котла. В зависимости от температуры, до которой ведется, подогрев воды, экономайзеры подразделяют на два типа - не кипящие и кипящие. В не кипящих экономайзерах по условиям надежности их работы подогрев воды ведут до температуры на  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  ниже температуры насыщенного пара в паровом котле или температуры кипения воды при имеющемся рабочем давлении в водогрейном котле. В кипящих экономайзерах происходит, не только подогрев воды, но и частичное (до 15 мас. %) ее испарение.

Для очистки поверхности нагрева водяные экономайзеры имеют обдувочные устройства.

В соответствии с требованиями Госгортехнадзора экономайзеры не кипящего типа должны быть отключаемыми по водяному тракту и тракту продуктов сгорания (т. е. должны иметь обводные линии).

Устройство обводного газохода для отключения индивидуального водяного экономайзера по тракту продуктов сгорания необязательно при наличии сгонной линии, обеспечивающей возможность постоянного пропуска воды через экономайзер в деаэратор в случае повышения температуры после него. Сгонной линией пользуются при растопке котла. Схема включения чугунного экономайзера с устройством сгонной линии представлена на рис. 8.8.

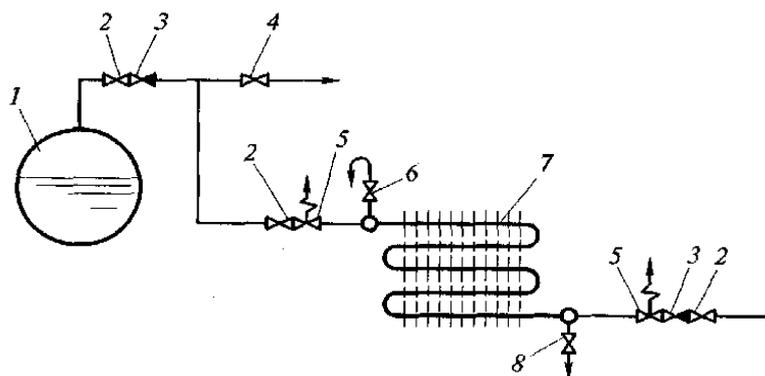


Рис. 7.8 - Схема включения чугунного экономайзера: 1 - барабан котла; 2 - запорный вентиль; 3 - обратный клапан; 4 - вентиль на сгонной линии; 5 - предохранительный клапан; 6 - вентиль воздушника (по стрелке происходит удаление воздуха в процессе заполнения экономайзера водой); 7 - чугунный водяной экономайзер; 8 - дренажный вентиль экономайзера

На входе воды в экономайзер и выходе из него должны быть установлены два предохранительных клапана 5 и два запорных вентиля 2. Кроме того, необходим манометр, воздушник для удаления воздуха

при заполнении системы водой, дренажный вентиль 8 на линии для слива воды из экономайзера, обратные клапаны 3.

Стальные экономайзеры (рис. 7.9, а) изготавливаются из труб диаметром 28...38 мм, которые изгибают в змеевики 2, вальцованные или сваренные в коллекторы / круглого или квадратного сечений, размещаемые за пределами газохода.

Змеевики располагают в шахматном порядке и подвешивают с помощью специальных подвесок или опирают на опорные балки 3. Для выдерживания заданного шага между змеевиками используются дистанционные гребенки 4.

Схема включения кипящего стального экономайзера приведена на рис. 7.9, б. Такие экономайзеры выполняются неотключаемыми по водяному и дымовому трактам.

Во избежание превращения всей воды, находящейся в экономайзере, в пар при растопке котла и его отключении предусматривается устройство рециркуляционной линии. Эта линия соединяет входной коллектор 9 экономайзера с барабаном 5 котла и обеспечивает поступление воды в экономайзер при ее испарении в периоды растопки и останова, когда питательная вода в экономайзер не подается. На линии рециркуляции имеется вентиль, который открывается при растопке и отключении котла и закрывается при включении котла в паровую магистраль.

Для удобства очистки поверхности нагрева от наружных загрязнений и его ремонта экономайзер разделяют на пакеты высотой до 1 м. Разрывы между пакетами составляют 550...600 мм. Змеевики водяного экономайзера располагают перпендикулярно и параллельно фронтальной стене котла. В первом случае (рис. 7.9., а) длина змеевиков невелика, что облегчает их крепление. Во втором случае (рис. 7.9., б) резко уменьшается число параллельно включенных змеевиков, но усложняется их крепление.

В котлах небольшой мощности применяют одностороннее расположение коллекторов. В котлах с широкой фронтальной стеной (рис. 7.9, в, г) экономайзеры выполняют двусторонними, симметричными, с расположением коллекторов с двух боковых сторон конвективной шахты.

Скорость воды в экономайзере принимают с учетом условий предотвращения в них расслоения пароводяной смеси или прилипания пузырьков воздуха к внутренней поверхности. Для не кипящих экономайзеров скорость воды должна быть не менее 0,3 м/с, а для кипящих экономайзеров - не менее 1 м/с.

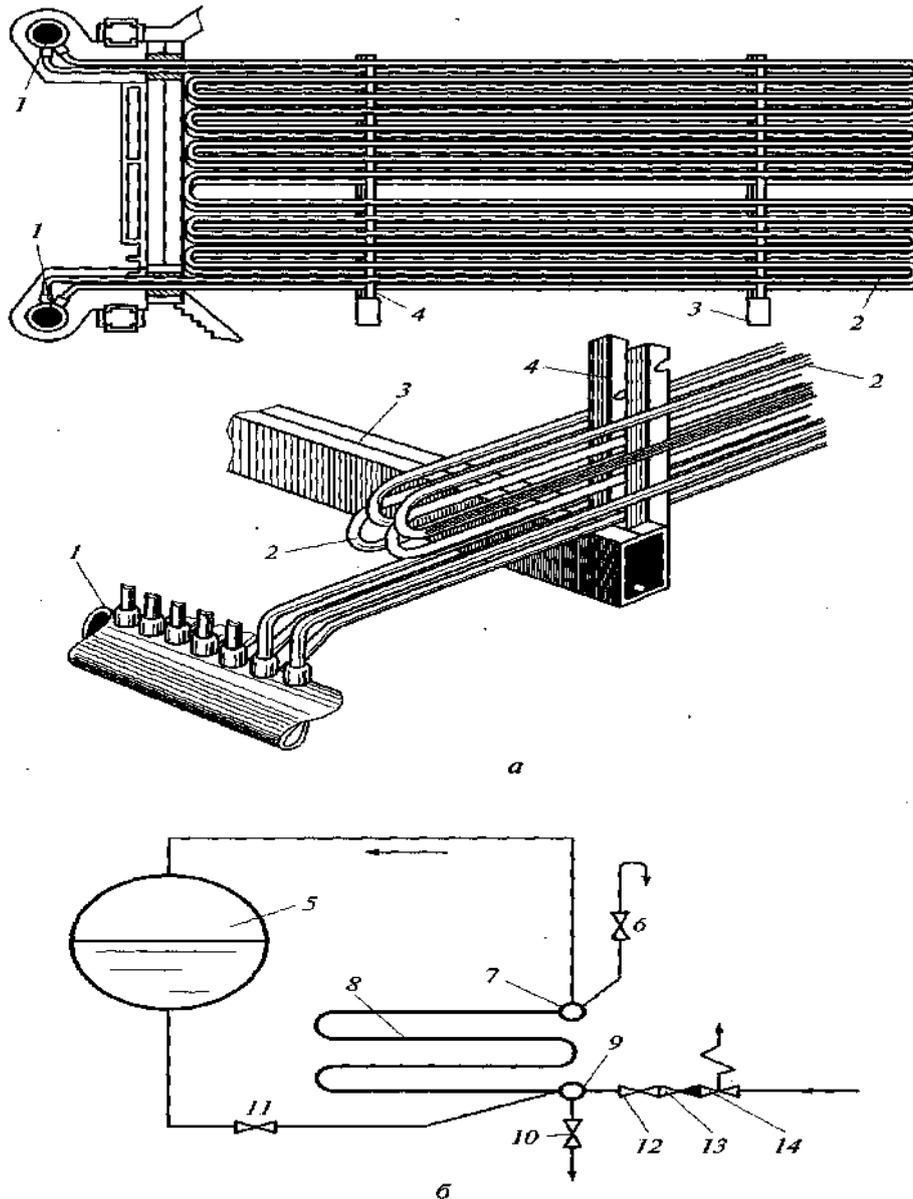


Рис. 7.9 - Стальной трубчатый экономайзер: а - общий вид; б - схема включения кипящего экономайзера; 1 - коллекторы; 2 - змеевик; 3 - опорная балка; 4 - дистанционная гребенка; 5 - барабан; 6 - вентиль воздушника; 7 - выходной коллектор подогретой воды; 8 - экономайзер; 9 - входной коллектор; 10 - вентиль на дренажной линии; 11 - вентиль на линии рециркуляции; 12 - запорный вентиль; 13 - обратный клапан; 14 - предохранительный клапан

## 7.10 ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ. НАЗНАЧЕНИЕ, КОНСТРУКЦИЯ, ВИДЫ

В современных котельных агрегатах воздухоподогреватель играет весьма существенную роль, воспринимая теплоту от отходящих газов и передавая ее воздуху, он уменьшает наиболее заметную статью потерь теплоты с уходящими газами. При использовании подогретого воздуха повышается температура горения топлива, интенсифицируется процесс сжигания, повышается коэффициент полезного действия котельного агрегата. Вместе с тем при установке воздушного подогревателя увеличиваются аэродинамические сопротивления воздушного и дымового трактов.

В регенеративных воздухоподогревателях передача теплоты от продуктов сгорания к нагреваемому воздуху осуществляется путем попеременного нагревания и охлаждения одной и той же поверхности нагрева.

Воздухоподогреватели предназначены для подогрева воздуха поступающего на процесс горения, что уменьшает потери тепла и соответственно увеличивает КПД.

Воздухоподогреватели бывают двух типов:

- 1) рекуперативные (трубчатые);
- 2) регенеративные (вращающиеся).

Рекуперативный воздухоподогреватель состоит из стального кожуха, двух плоских трубных досок и стальных тонкостенных трубок, которые при помощи сварки крепятся в трубных досках.

Продукты сгорания проходят через воздухоподогреватель сверху вниз по трубкам, а подогреваемый воздух между трубок, омывая их в поперечном направлении. Такие воздухоподогреватели могут быть одноступенчатыми, двухступенчатыми и многоступенчатыми.

В целях предохранения обслуживающего персонала от ожогов и уменьшения потери тепла при эксплуатации, наружную поверхность кожуха покрывают тепловой изоляцией.

Регенеративные воздухоподогреватели применяются для котлов средней и большой мощности. Воздух в этих воздухоподогревателях нагревается до 250 °С при глубоком охлаждении продуктов сгорания.

Воздухоподогреватель представляет собой вертикальный неподвижный цилиндрический корпус, внутри которого расположен вращающийся ротор, установленный на вертикальном валу. Ротор состоит из секций, набранных из пластин обладающих хорошей теплопроводностью. Ротор приводится во вращательное движение при помощи электродвигателя, скорость вращения от 2 до 10 оборотов в минуту.

Принцип работы регенеративного воздухоподогревателя заключается в том, что в одну половину корпуса, сверху подаются продукты сгорания, которые опускаются вниз и пронизывают ротор, за счет чего пластины нагреваются, а продукты сгорания охлаждаются. Во вторую половину корпуса снизу подается подогреваемый воздух, который подымаясь вверх, пронизывая горячие пластины, нагревается, а пластины охлаждаются. Воздухоподогреватели устанавли-

вают за экономайзером, а рекуперативные могут устанавливаться и в рассечку между ступенями экономайзера при этом первым по ходу продуктов сгорания должна быть ступень экономайзера. Температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не менее чем на  $10-15^{\circ}\text{C}$  выше точки росы продуктов сгорания, во избежание конденсации водяных паров и коррозии поверхностей нагрева.

На рис. 7.10. приведен стальной трубчатый воздухоподогреватель рекуперативного типа, в котором к двум трубным доскам толщиной 20...30 мм приварены стальные трубы 2 наружным диаметром 33...40 мм с толщиной стенки 1,2... 1,5 мм.

Дымовые газы (продукты горения) движутся по трубам 2 сверху вниз, а воздух поперечным потоком обтекает расположенные в шахматном порядке трубы снаружи.

Воздухоподогреватель может быть разделен поперечными перегородками 3 по воздушной стороне на два, три, четыре и даже пять ходов. Снаружи секции заключены в кожух 4 из листового железа, покрытый теплоизоляцией толщиной 60...70 мм.

В воздушных перепускных коробах предусмотрены направляющие лопатки 5 для более равномерного обтекания воздухом труб воздухоподогревателя.

Для компенсации температурных удлинений труб и кожуха в воздухоподогревателе предусмотрен линзовый компенсатор 6.

В трубчатых воздухонагревателях при заданной невысокой температуре уходящих газов можно подогреть воздух до определенной температуры (не выше  $300...320^{\circ}\text{C}$ ). Для подогрева воздуха до более высоких температур ( $380...420^{\circ}\text{C}$ ), например, при сжигании влажных топлив, вместо одноступенчатой применяют двухступенчатую компоновку воздухонагревателя, устанавливая между ступенями I и II экономайзер, что позволяет увеличить температурный напор на ступени II и уменьшить ее поверхность нагрева.

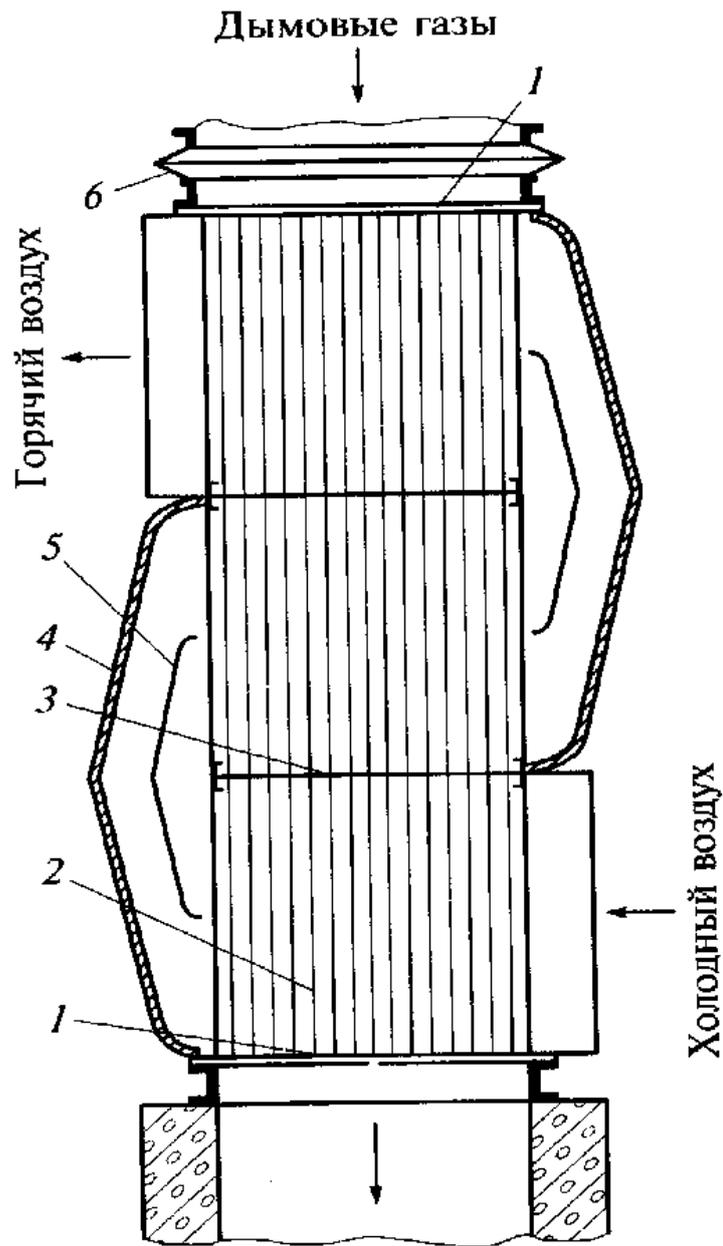


Рис. 7.10 - Воздухоподогреватель рекуперативного типа: 7 - трубные доски; 2 - трубы; 3 - перегородка; 4 - кожух; 5 - направляющая лопатка; 6 - линзовый компенсатор

## 8 ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

### 8.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ

Основными источниками возобновляемой энергии являются:

1. Солнечная энергия;
2. Гравитационное взаимодействие Солнца, Земли (имеющие следствием, например, морские приливы и отливы);
3. Тепловая энергия ядра Земли, а также химических реакций и радиоактивного распада в ее недрах (проявляющаяся, например, в виде геотермальной энергии источников горячей воды – гейзеров).

#### **Преобразование солнечной энергии в тепловую**

Солнечные водоподогреватели (гелиоводоподогреватели). Преобразование солнечной энергии в тепловую осуществляется за счет способности атомов вещества поглощать электромагнитное излучение.

Конструкции:

- открытый резервуар (нетеплоизолированный от земли или теплоизолированный);

- черный резервуар;
- закрытый черный резервуар;
- металлические проточные нагреватели.

2) Подогреватели воздуха.

Солнечное излучение можно использовать для подогрева воздуха, просушивания зерна, для обогрева зданий.

3) Тепловые коллекторы.

4) Солнечные электростанции.

#### **Ветроэнергетика**

ВЭУ (ветроэнергетическими установками) - называются устройства, преобразующие энергию ветра в полезную механическую, электрическую или тепловую виды энергии.

ВЭУ могут быть предназначены для непосредственного выполнения механической работы (привода водного насоса) или для производства электрической энергии.

#### **Биоэнергетика**

Сложный комплекс веществ, из которых состоят растения и животные, принято называть биомассой. Основы биомассы органического соединения углерода.

Применение биомассы (биотоплива) в виде дров, навоза и ботвы растений имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве примерно 50% населения планеты.

В качестве сырья для получения жидкого и газообразного топлива возможно применение биомассы быстрорастущих растений и деревьев.

## 8.2 ПРЯМОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Солнце является основным источником энергии, обеспечивающим существование жизни на Земле. Вследствие реакций ядерного синтеза в активном ядре Солнца достигаются температуры до 107 К. При этом поверхность Солнца имеет температуру около 6000 К. Электромагнитным излучением солнечная энергия передается в космическом пространстве и достигает поверхности Земли. Вся поверхность Земли получает от Солнца мощность около  $1,2 \cdot 10^{11}$  Вт. Это эквивалентно тому, что менее одного часа получения этой энергии достаточно, чтобы удовлетворить энергетические нужды всего населения Земного шара в течение года. Максимальная плотность потока солнечного излучения, приходящего на Землю, составляет примерно  $1 \text{ кВт/м}^2$ . Для населенных районов в зависимости от места, времени суток и погоды потоки солнечной энергии меняются от 3 до  $30 \text{ МДж/м}^2$  в день.

В среднем для создания комфортных условий жизни требуется примерно 2 кВт энергетической мощности на человека, или примерно 170 МДж энергии в день. Если принять эффективность преобразования солнечной энергии в удобную для потребления форму 10% и поток солнечной энергии  $17 \text{ МДж/м}^2$  в день, то требуемую для одного человека энергию можно получить со  $100 \text{ м}^2$  площади земной поверхности. При средней плотности населения в городах 500 человек на  $1 \text{ км}^2$  на одного человека приходится  $2000 \text{ м}^2$  земной поверхности. Таким образом, достаточно всего 5% этой площади, чтобы за счет снимаемой с нее солнечной энергии удовлетворить энергетические потребности человека.

Для характеристики солнечного излучения и взаимодействия его с веществом используются следующие основные величины.

**Поток излучения** - величина, равная энергии, переносимой электромагнитными волнами за одну секунду через произвольную поверхность. Измеряется в  $\text{Дж/с}=\text{Вт}$ .

**Плотность потока излучения** (энергетическая освещенность) - величина, равная отношению потока излучения к площади, равномерно облучаемой им поверхности. Измеряется в  $\text{Вт/м}^2$ .

Плотность потока излучения от Солнца, падающего на перпендикулярную ему площадку вне земной атмосферы, называется солнечной константой  $S$ , которая равна  $1367 \text{ Вт/м}^2$ .

**Коэффициент поглощения** (поглощательная способность тела) - величина, измеряемая отношением потока излучения, заключенного в узком спектральном интервале частот, поглощаемого поверхностью тела, к потоку излучения, падающему на эту поверхность в том же спектральном интервале. Коэффициент поглощения зависит от температуры тела, частоты (или длины волны) излучения, а также от природы тела. Тело, для которого коэффициент поглощения равен единице, называется абсолютно черным телом. Оно поглощает все падающее на него излучение. Близкой по оптическим свойствам к черному телу является сажа.

Прямое преобразование солнечной энергии в тепловую (солнечные водоподогреватели, подогреватели воздуха, солнечные коллекторы, солнечные электростанции).

Солнечные водоподогреватели (гелиоводоподогреватели). Преобразование солнечной энергии в тепловую обеспечивается за счет способности атомов вещества поглощать электромагнитное излучение. При этом энергия электромагнитного излучения преобразуется в кинетическую энергию атомов и молекул вещества, т.е. в тепловую энергию. Результатом этого является повышение температуры тела.

Для энергетических целей наиболее распространенным является использование солнечного излучения для нагрева воды в системах отопления и горячего водоснабжения.

Основным элементом солнечной нагревательной системы является приемник, в котором происходит поглощение солнечного излучения и передача энергии жидкости. Наиболее распространенными являются плоские (нефокусирующие) приемники, позволяющие собирать как прямое, так и рассеянное излучение и в силу этого способные работать также и в облачную погоду. С учетом их относительно невысокой стоимости они являются предпочтительными при нагревании жидкостей до температур ниже  $100^{\circ}\text{C}$ .

Самым оптимальным представляется прямое преобразование солнечной энергии в наиболее распространенную в использовании электрическую энергию. Это становится возможным при использовании такого физического явления, как фотоэффект.

Фотоэффектом называются электрические явления, происходящие при освещении вещества светом, а именно: выход электронов из металлов; перемещение зарядов через границу раздела полупроводников с различными типами проводимости (Р - П); изменение электрической проводимости.

При освещении границы раздела полупроводников с различными типами проводимости между ними устанавливается разность потенциалов. Это явление называется вентильным фотоэффектом, и на его использовании основано создание фотоэлектрических преобразователей энергии (солнечных элементов и батарей).

Наиболее распространенным полупроводником, используемым для создания солнечных элементов, является кремний.

Солнечные элементы характеризуются коэффициентом преобразования солнечной энергии в электрическую, который представляет собой отношение падающего на элемент потока излучения к максимальной мощности вырабатываемой им электрической энергии. Кремниевые солнечные элементы имеют коэффициент преобразования 10 - 15 % (т. е. при освещенности, равной  $1 \text{ кВт/м}^2$ , они вырабатывают электрическую мощность 1 - 1,5 Вт с каждого квадратного дециметра) при создаваемой разности потенциалов около 1В. Солнечные элементы последовательно соединяются в солнечные модули, которые в свою очередь параллельно соединяются в солнечные батареи.

В 1958 г. впервые солнечные батареи были использованы в США для энергообеспечения искусственного спутника Земли Vanguard 1. В последующем они стали неотъемлемой частью космических аппаратов. Широко известны микрокалькуляторы, часы, радиоприемники и многие другие электронные аппараты, работающие на солнечных батареях, а последние годы мировая продажа солнечных модулей составила по суммарной мощности 25 МВт в 1986 г. и около 60 МВт в 1991 г.

### 8.3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК

К концу 20 столетия человечество разработало и освоило ряд принципов преобразования тепловой энергии в электрическую энергию. Их можно условно разделить на машинные и без машинные методы. Последние часто называют методами прямого преобразования энергии, поскольку в них отсутствует стадия преобразования тепловой энергии в механическую работу.

Преобразование солнечной энергии в тепловую обеспечивается за счет способности атомов вещества поглощать электромагнитное излучение. При этом энергия электромагнитного излучения преобразуется в кинетическую энергию атомов и молекул вещества, то есть в тепловую энергию. Результатом этого является повышение температуры тела.

Для энергетических целей наиболее распространенным является использование солнечного излучения для нагрева воды в системах отопления и горячего водоснабжения.

Основным элементом солнечной нагревательной системы является приемник, в котором происходит поглощение солнечного излучения и передача энергии жидкости. Наиболее распространенными являются плоские (не фокусирующие) приемники, позволяющие собирать как прямое, так и рассеянное излучение и в силу этого способные работать также и в облачную погоду. С учетом также их относительно невысокой стоимости они являются предпочтительными при нагревании жидкостей до температур ниже  $100^{\circ}\text{C}$ .

На рис. 8.1 представлены различные варианты приемников солнечного излучения.

Простые приемники (рис. 8.1, а-д) содержат весь объем жидкости, которую необходимо нагреть.

Приемники более сложной конструкции (рис. 8.1, е-и) нагревают за определенное время только небольшое количество жидкости, которая затем, как правило, накапливается в отдельном резервуаре, что позволяет снижать тепло потери системы в целом.

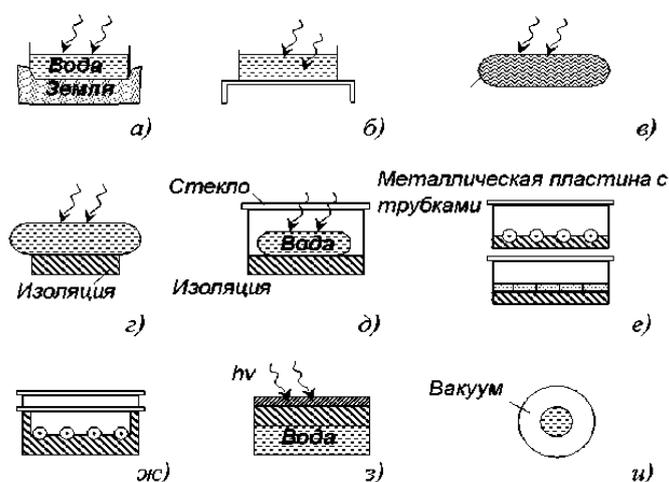


Рис. 8.1 - Последовательность приемников солнечного излучения в порядке возрастания их эффективности и стоимости

**Открытый резервуар** (рис. 8.1.а) на поверхности земли (например, бассейн) – простейший возможный нагреватель воды. Повышение температуры воды ограничено высоким коэффициентом отражения поверхности воды, теплоотдачей к земле и воздуху, затратой части поглощенного тепла на испарение воды.

**Открытый резервуар, теплоизолированный от земли** (рис. 8.1.б). Повышение температуры воды ограничено высоким коэффициентом отражения поверхности воды, теплоотдачей к воздуху, затратой части поглощенного тепла на испарение воды.

**Черный резервуар** (рис. 8.1.в). Жидкость заключена в емкости с черной матовой поверхностью, обычно располагаемой на крыше здания. Потери тепла на испарение отсутствуют, коэффициент поглощения черной поверхности близок к единице. Нагреватели этого типа достаточно недороги, просты в изготовлении и позволяют нагревать воду до температуры около 45°С. Очень широкое распространение получили в Японии, Израиле. Параметры нагревателя ограничены тепловыми потерями с поверхности, особенно их увеличением в ветреную погоду.

**Черный резервуар с теплоизолированным дном** (рис. 8.1.г). Потери тепла в предыдущей конструкции можно уменьшить почти в два раза, если тепло изолировать дно приемника. Для достижения этого достаточно всего нескольких сантиметров изолирующего слоя, в качестве которого можно использовать практически любой пористый материал с размером пор до 1 мм.

**Закрытые черные нагреватели** (рис. 8.1.д). Для исключения теплоотдачи от приемника в воздух, особенно в ветреную погоду, емкость нагревателя помещается в контейнер с прозрачной для солнечного излучения крышкой. Лучшим материалом для крышек является стекло. Используются также специальные покрытия из пластика, имеющие подобные стеклу оптические свойства, но менее хрупкие.

**Металлические проточные нагреватели** (рис. 8.1.е). В такой системе вода протекает по параллельным трубкам, закрепленным на зачерненной металлической пластине. Обычно диаметр трубок составляет около 2 см, расстояние между ними 20 см, толщина пластины 0,3 см. Пластины с трубками для защиты от ветра помещают в контейнер со стеклянной крышкой.

Среди машинных преобразователей наиболее известны паро- и газотурбинные установки, в течение столетия, работающие на всех наземных тепловых и атомных электростанциях. Пригодны они и для работы в космосе, но в этом случае необходим специальный теплообменник – излучатель, выполняющий роль конденсатора пара. При этом если в наземной паротурбинной установке теплота конденсации отводится циркулирующей водой, то в условиях космоса отвод тепла отработавшего в турбине пара или газа (если это газовая турбина) возможен только излучением. Поэтому энергоустановка должна быть замкнутой. Здесь солнечная радиация, собранная концентратором 1 на поверхности солнечного котла 2, нагревает рабочее тело – инертный газ до температур порядка 1200-1500 кельвинов и под давлением, создаваемым компрессором 3, подает горячий газ на лопатки газовой турбины 4, приводящей в действие элек-

трогенератор переменного тока 5. Отработавший в турбине газ поступает сначала в регенератор 6, где подогревает рабочий газ после компрессора, облегчая тем самым работу основного нагревателя – солнечного котла, а затем охлаждается в холодильнике - излучателе 7. Как показали наземные испытания трехкиловаттной газотурбинной установки, проведенные в 1977 году на пятиметровом фасетном параболическом концентраторе в Физико-техническом институте АН Узбекистана, установки такого типа весьма маневренны, выход на номинальные обороты (36000 об/мин) занимал не более 1 мин с момента наведения солнечного пятна на полость цилиндрического котла. КПД этой установки составил 11%.

Может показаться, что для солнечных энергоустановок, использующих бесплатную энергию, величина КПД не столь существенна, как для традиционных тепловых машин на органическом топливе. Однако это не так, ибо размеры и вес наиболее громоздких и тяжелых частей солнечных космических энергоустановок - концентратора и холодильника - излучателя – зависят, прежде всего, от КПД установки.

Возможно создание энергоустановки с паротурбинным преобразователем.

Здесь собранная концентратором 1 солнечная энергия нагревает в солнечном котле 2 рабочую жидкость, переходящую в насыщенный, а затем и в перегретый пар, который расширяется в турбине 4, соединяющей с электрогенератором 5. После конденсации в холодильнике-излучателе 7 отработавшего в турбине пара его конденсат, сжимаемый насосом 8, вновь поступает в котел.

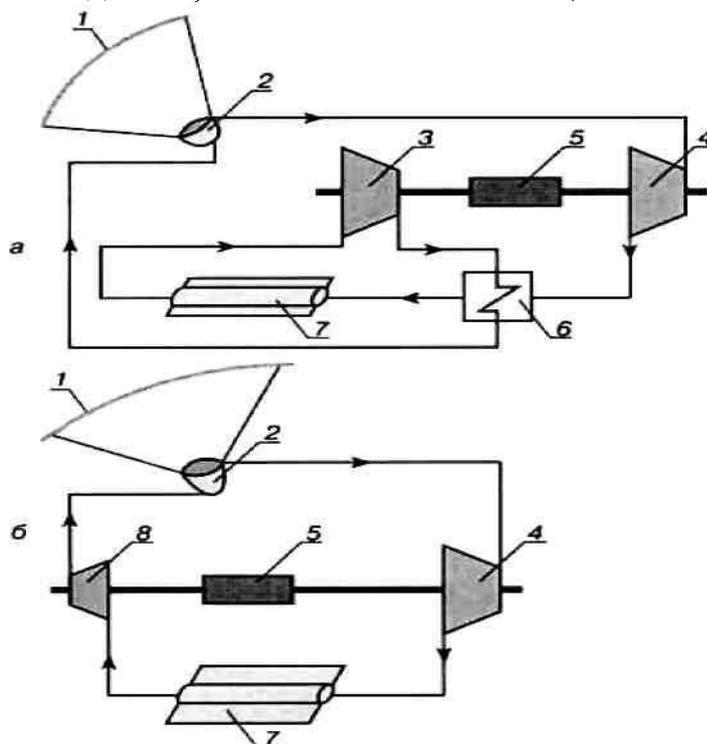


Рис. 8.2 - Принципиальные схемы солнечной газотурбинной (а) и паротурбинной (б) энергоустановок

Поскольку подвод и отвод тепла в этой установке осуществляются изотермически, средние температуры подвода и отвода оказываются выше, чем в газотурбинной установке (при одинаковых температурах оказаться меньше, чем в ГТУ).

Общим же недостатком всех машинных преобразователей является наличие в них вращающихся частей, что создает проблемы с поддержанием неизменной ориентации станции. Кроме того, из-за использования в качестве рабочего тела газа или пара необходима специальная защита излучателя от пробоя метеоритами.

## 8.4 ПОДОГРЕВАТЕЛИ ВОЗДУХА

Солнечное излучение можно использовать для подогрева воздуха, просушивания зерна, обогрева зданий. Частичная разгрузка энергетики, связанная с проектированием или перестройкой зданий для использования солнечного тепла, позволит сэкономить значительные количества топлива, затрачиваемого ежегодно на эти цели.

Поскольку теплопроводность воздуха намного ниже, чем воды, передача энергии от приемной поверхности к теплоносителю (воздуху) происходит намного слабее. Поэтому нагреватели такого типа чаще всего изготавливают с шероховатыми (для турбулизации потока) и имеющими большую площадь приемными поверхностями (для увеличения поверхности теплообмена).

На рис. 8.3 изображены два типа воздушных нагревателей, во втором из которых используются пористые или сетчатые приемники излучения для увеличения контактной поверхности теплообмена.

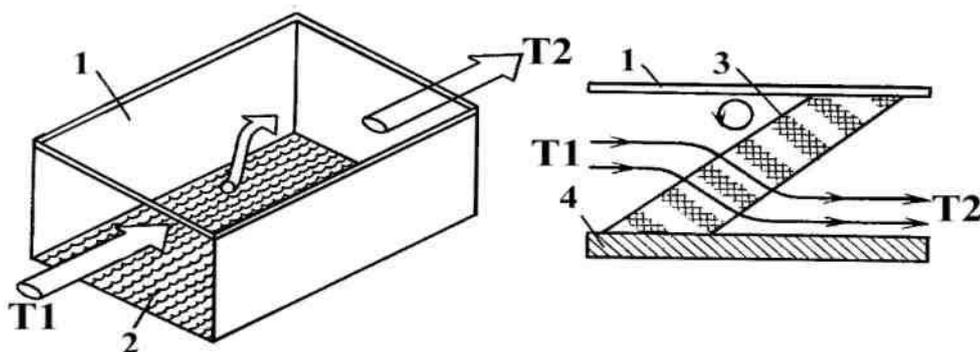


Рис. 8.3 - Воздушные нагреватели:

1 - стеклянное покрытие; 2 - шероховатая черная поглощающая поверхность; 3 - пористая поглощающая пластина; 4 - изоляция

## 8.5 КОНЦЕНТРАТОРЫ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ (СОЛНЕЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ)

Многие возможные приложения требуют более высоких температур, чем те, которые можно получить даже с помощью лучших плоских нагревателей. Для решения этих задач используются концентрирующие коллекторы, принцип действия которых изображен на рис. 8.4.

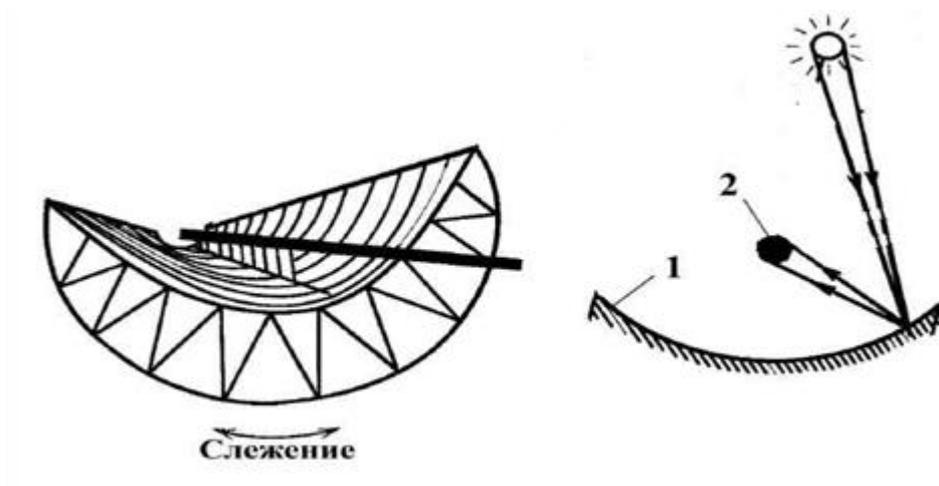


Рис. 8.4 - Параболический концентратор: 1 - зеркало; 2 – приемник

Концентрирующий коллектор включает в себя приемник, поглощающий излучение и преобразующий его в какой-либо другой вид энергии, и концентратор, который представляет собой оптическую систему, собирающую солнечное излучение с большой поверхности и направляющую его на приемник. Обычно концентратору обеспечивается постоянное вращение, обеспечивающее его ориентацию на Солнце. Чаще всего концентратор представляет собой зеркало параболической формы, в фокусе которого располагается приемник излучения.

## 8.6 ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ. УСТРОЙСТВО, КАТЕГОРИИ, ТИПЫ. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

**Ветрогенераторы** (ветроэлектрическая установка или сокращенно ВЭУ) - устройство для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую.

Ветровая энергия представляет собой возобновляемый источник энергии, являющийся вторичным по отношению к солнечной энергии. Причиной возникновения ветра является разности температур в атмосфере, образующиеся в результате действия солнечного излучения, которые, в свою очередь, обуславливают возникновение различных давлений. Ветер возникает в процессе рассеивания энергии, накопившейся вследствие наличия этих различных давлений.

По оценкам различных авторов, общий ветроэнергетический потенциал Земли равен 1200 ТВт, однако возможности использования этого вида энергии в различных районах Земли неодинаковы. Среднегодовая скорость ветра на высоте 20-30 м над поверхностью Земли должна быть достаточно большой, чтобы мощность воздушного потока, проходящего через, надлежащим образом, ориентированное вертикальное сечение, достигала значения, приемлемого для преобразования. Ветроэнергетическая установка, расположенная на площадке, где среднегодовая удельная мощность воздушного потока составляет около 500 Вт/м<sup>2</sup>, может преобразовать в электроэнергию около 175 из этих 500 Вт/м<sup>2</sup>.

Энергия, содержащаяся в потоке движущегося воздуха, пропорциональна кубу скорости ветра. Однако не вся энергия воздушного потока может быть использована даже с помощью идеального устройства. Теоретически коэффици-

ент полезного использования (КПИ) энергии воздушного потока может быть равен 59,3%. На практике, согласно опубликованным данным, максимальный КПИ энергии ветра в реальном ветроагрегате равен приблизительно 50%, однако и этот показатель достигается не при всех скоростях, а только при оптимальной скорости, предусмотренной проектом. Кроме того, часть энергии воздушного потока теряется при преобразовании механической энергии в электрическую, которое осуществляется с КПД обычно 75-95%. Учитывая все эти факторы, удельная электрическая мощность, выдаваемая реальным ветроэнергетическим агрегатом, видимо, составляет 30-40 % мощности воздушного потока при условии, что этот агрегат работает устойчиво в диапазоне скоростей, предусмотренных проектом. Однако иногда ветер имеет скорость, выходящую за пределы расчетных скоростей. Скорость ветра бывает настолько низкой, что ветроагрегат совсем не может работать, или настолько высокой, что ветроагрегат необходимо остановить и принять меры по его защите от разрушения. Если скорость ветра превышает номинальную рабочую скорость, часть извлекаемой механической энергии ветра не используется, с тем чтобы не превышать номинальной электрической мощности генератора. Учитывая эти факторы, удельная выработка электрической энергии в течении года, видимо составляет 15-30% энергии ветра, или даже меньше, в зависимости от местоположения и параметров ветроагрегата.

Ветрогенераторы можно разделить на две категории: промышленные и домашние (для частного использования). Промышленные устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями. Как правило, их объединяют в сети, в результате получается ветряная электростанция. Ее основное отличие от традиционных (тепловых, атомных) — полное отсутствие, как сырья, так и отходов. Единственное важное требование для ВЭС — высокий среднегодовой уровень ветра. Мощность современных ветрогенераторов достигает 6 МВт.

#### Строение малой ветряной установки

Генератор (как правило, это синхронный трехфазный с возбуждением от постоянных магнитов напряжением  $\approx 24$  В)

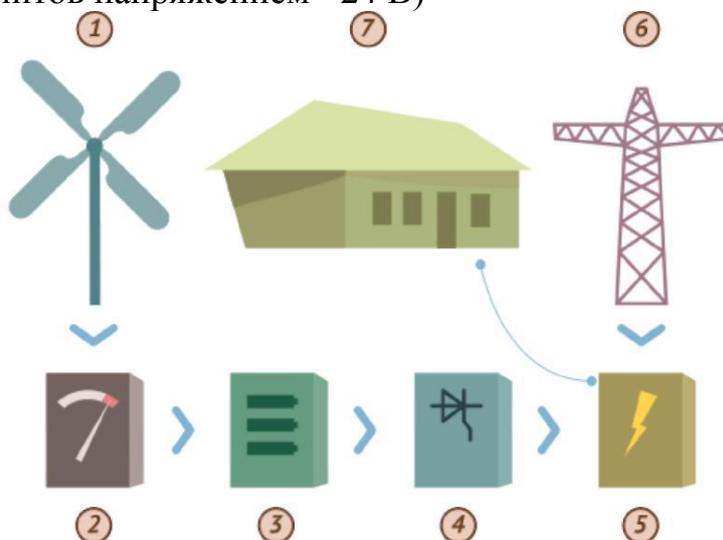


Рис.8.5 - Схема ветрогенератор-потребитель

Ветер раскручивает ротор. Выработанное электричество подаётся через контроллер на аккумуляторы. Инвертор преобразует напряжение на контактах аккумулятора в пригодное для использования.

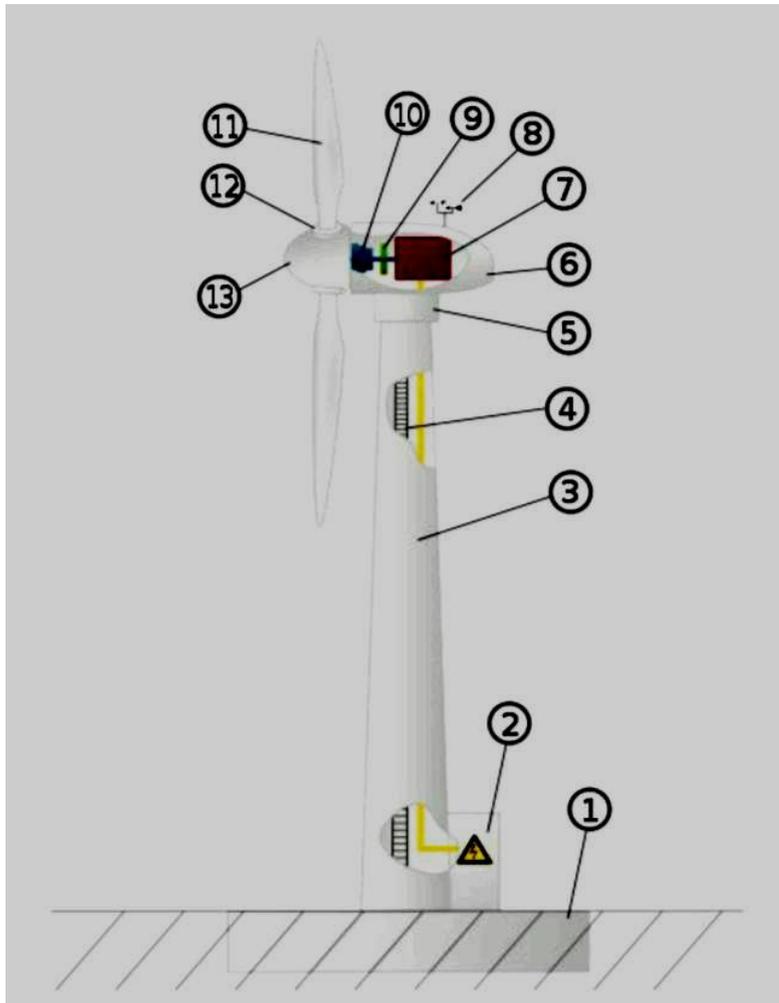


Рис. 8.6 - Строение промышленной ветряной установки

1. Фундамент
2. Силовой шкаф, включающий силовые контакторы и цепи управления
3. Башня
4. Лестница
5. Поворотный механизм
6. Гондола
7. Электрический генератор
8. Система слежения за направлением и скоростью ветра (анемометр)
9. Тормозная система
10. Трансмиссия
11. Лопасти
12. Система изменения угла атаки лопасти
13. Колпак ротора

#### **Типы ветрогенераторов**

Разработано большое количество ветрогенераторов. В зависимости от

ориентации оси вращения по отношению к направлению потока ветрогенераторы могут быть классифицированы следующим образом:

- с горизонтальной осью вращения, параллельной направлению ветрового потока;
- с горизонтальной осью вращения, перпендикулярной направлению ветра (подобные водяному колесу);
- с вертикальной осью вращения, перпендикулярной направлению ветрового потока.

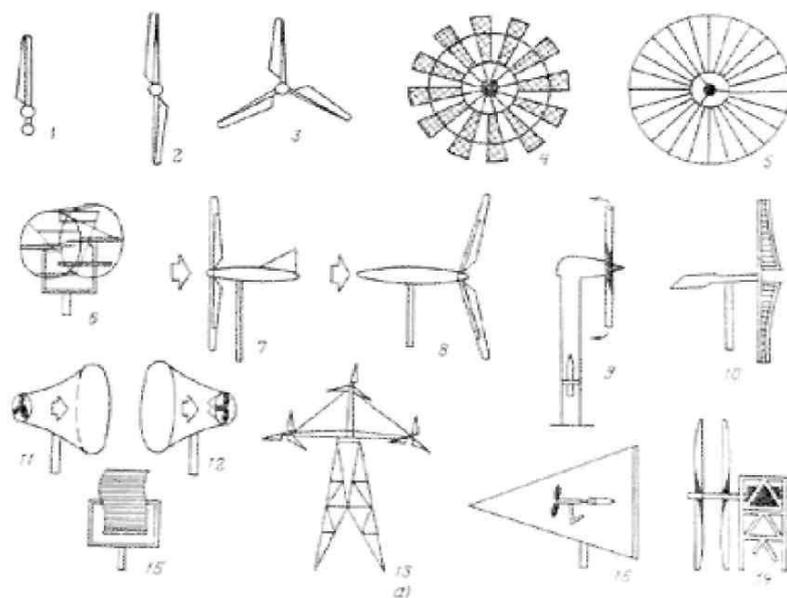


Рис. 8.7 - Ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения

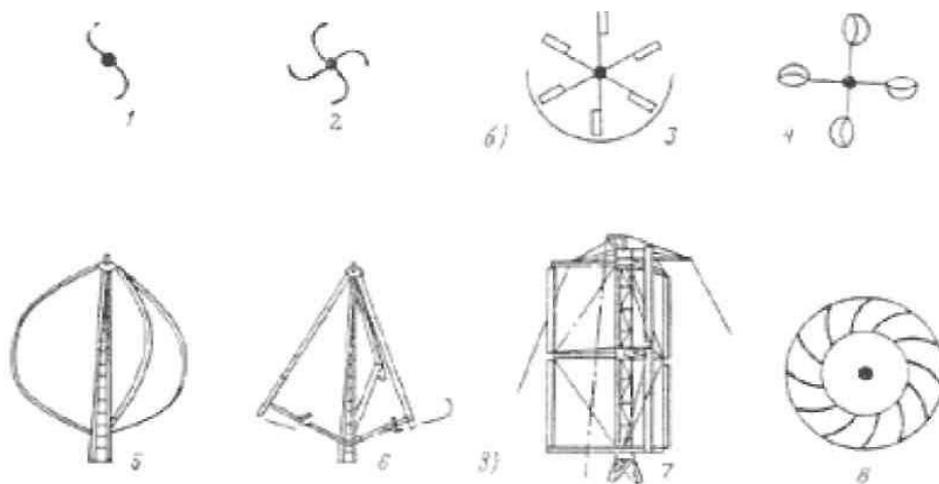


Рис. 8.8 - Ветрогенераторы с вертикальной осью вращения с использованием силы сопротивления и подъемной силы

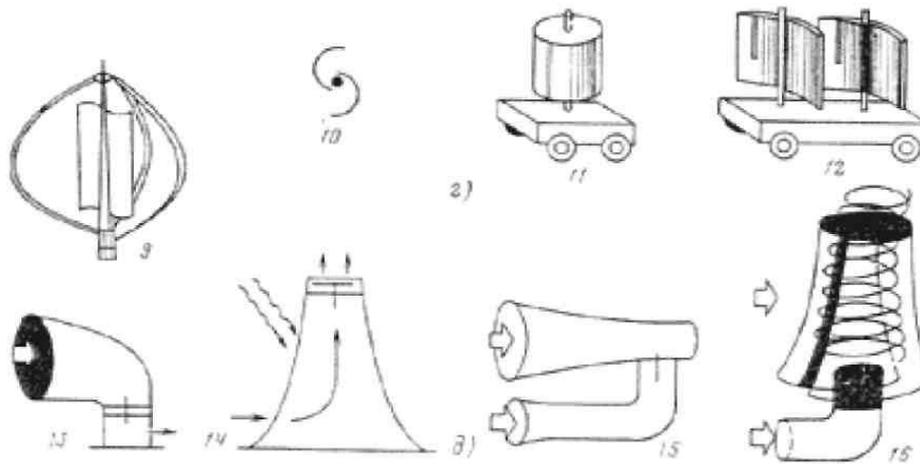


Рис. 8.10 - Ветрогенераторы других типов

Разработаны также устройства для преобразования энергии ветра в электроэнергию без применения движущихся частей. К ним относится, например, устройство, в котором для выработки электрической энергии на основе термоэлектрического эффекта Томсона применяется процесс охлаждения в ветровом потоке.

Ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения могут использовать для преобразования энергии ветра подъемную силу или силу сопротивления. Устройства, использующие подъемную силу, предпочтительнее, поскольку они могут развить в несколько раз большую силу, чем устройства с непосредственным действием силы сопротивления. Последние, кроме того, не могут перемещаться со скоростью, превышающей скорость ветра. Вследствие этого лопасти, на которые действует подъемная сила (ветроколеса), могут быть более быстроходными (быстроходность - отношение окружной скорости элемента поверхности к скорости ветра) и иметь лучшее соотношение мощности и массы при меньшей стоимости единицы установленной мощности.

Ветроколесо может быть выполнено с различным количеством лопастей; от однолопастных ветрогенераторов с контргрузами до многолопастных (с числом лопастей до 50 и более). Ветроколеса с горизонтальной осью вращения выполняют иногда фиксированными по направлению, т.е. они не могут вращаться относительно вертикальной оси, перпендикулярной направлению ветра. Такой тип ветрогенераторов используется лишь при наличии одного, господствующего направления ветра. В большинстве же случаев система, на которой укреплено ветроколесо (так называемая головка), выполняется поворотной, ориентирующейся по направлению ветра. У малых ветрогенераторов, как правило, применяются для этой цели хвостовые оперения, у больших - ориентацией управляет электроника.

Для ограничения частоты вращения ветроколеса при большой скорости ветра используется ряд методов, в том числе установка лопастей во флюгерное положение, использование клапанов, установленных на лопастях или вращающихся вместе с ними, а также устройства для вывода ветроколеса из-под ветра

с помощью бокового плана, расположенного параллельно плоскости вращения колеса.

Лопастни могут быть непосредственно закреплены на валу генератора, или же вращающий момент может передаваться от его обода через вторичный вал к генератору, или другой рабочей машине.

Перпендикулярное направление действия ветра на установки с горизонтальной осью вращения оказалось малоэффективным, так как также требует использования систем ориентации и сравнительно сложных методов съема мощности, что ведет к потере их эффективности. Они не имеют преимуществ по сравнению с другими типами ветродвигателей с горизонтальной и вертикальной осью вращения.

### **Ветрогенераторы с вертикальной осью вращения**

Такие роторы имеют важные преимущества перед ветрогенераторами с горизонтальным расположением оси. Для них отпадает необходимость в устройствах для ориентации на ветер, упрощается конструкция и уменьшаются гироскопические нагрузки, вызывающие дополнительные напряжения в лопастях, системе передач и прочих элементах установок с горизонтальной осью вращения.

К таким установкам относятся устройства с пластинами, чашеобразными или турбинными элементами, а также роторами Савониуса с лопастями S-образной формы, на которые действует также и подъемная сила. Устройства такого типа обладают большим начальным моментом, однако меньшими быстроходностью и мощностью по сравнению с обычным ротором.

В 1920 г. во Франции Дарье предложил новый тип ротора, интенсивной разработкой которого начали заниматься с 1970 г. Сейчас ветрогенератор Дарье может рассматриваться в качестве основного конкурента ветрогенераторов крыльчатого типа.

Ротор Дарье относится к ветрогенераторам, использующим подъемную силу, которая появляется на выгнутых лопастях, имеющих в поперечном сечении профиль крыла. Ротор имеет сравнительно небольшой начальный момент, и большую быстроходность, в силу этого - относительно большую удельную мощность, отнесенную к его массе или стоимости. Такие роторы имеют различную форму (Ф-, Δ-, Y- и ромб-образную) с одной, двумя или большим числом лопастей.

Крылья пропеллера должны быть легкими и в то же время достаточно прочными. Они делаются из дерева, стали или искусственных материалов - таких как фиберглас.

Современные ветрогенераторы конечно, более производительны, чем ветряки. Количество вырабатываемого ими электричества зависит от силы ветра и площади лопастей пропеллеров. Например, увеличивая вдвое площадь лопастей, можно получить вчетверо больше электричества.

Малые и средние ветровые турбины, как правило, снабжают электричеством острова или небольшие отдаленные поселения. В США, например, ветрогенератор на острове Каттиханк Айленд, расположенном неподалеку от побережья штата Массачусетс, вырабатывает достаточно энергии для снабжения

двухсот человек - всего населения острова. В нашей стране ветрогенераторы применяются, в основном, на севере - на Кольском полуострове, в Якутии и даже на антарктических научных станциях.

Сегодня в США, Великобритании, Дании и Канаде производятся ветровые турбины мощностью 1 МВт электроэнергии (этого хватает, чтобы мгновенно вскипятить 500 чайников). Самые большие ветрогенераторы в мире - английская LS-1 на острове Оркни и американская MOD5-B на Гавайских островах. Лопастей английской турбины имеют размах 60 метров, она производит приблизительно 3 МВт электроэнергии. Американская еще больше: размах лопастей 96 метров.

Однако вряд ли ветровая энергетика будет развиваться по пути гигантизма. Скорее, будущее принадлежит средним турбинам, более удобным в производстве и эксплуатации. Как бы ни были велики и мощны современные ветрогенераторы, они пока не могут полностью обеспечить потребности крупных городов. Небольшие ветровые электростанции успешно действуют во многих странах мира. В США, например, где множество ферм и малых городов расположено в труднодоступной местности, всячески поощряется строительство ветрогенераторов в 1,5 киловатта. На одном из Северо-Фризских островов в Германии уже много лет работает установка для опреснения морской воды, а на острове Пельворм даже создан полигон для испытаний разных моделей ветроустановок. В нашей стране ветрогенераторы малой мощности успешно применяются в южных животноводческих хозяйствах для механизации подъема воды. Практика показала, что использование их обходится в 4 раза дешевле, чем использование дизельных двигателей, и в 10 раз дешевле подвоза воды автомобилями.

Непостоянство силы ветра требует надежной аккумуляции (сохранения) энергии на периоды затишья. Однако существующие аккумуляторы электроэнергии очень дороги и могут работать с хорошей отдачей лишь с малыми ветрогенераторами. Вследствие этого энергию ветра лучше аккумулировать в самом продукте, который она производит, - в смолотой муке, измельченных кормах, воде, наполнившей водонапорную башню. Все это повышает ценность применения ветровой энергии именно в сельском хозяйстве.

Одно из достоинств ветроустановок заключается в том, что они действуют как бы в унисон с нашими потребностями. В большинстве регионов земного шара наиболее сильные ветра дуют осенью и в начале зимы - как роз тогда, когда человек больше всего нуждается в свете и тепле. И наоборот, времена затишья - в основном летом - совпадают с периодами сокращения потребления энергии (мы говорим, разумеется, о бытовом потреблении). Но это и другие достоинства выглядят бледновато по сравнению с основным недостатком: чтобы увеличить мощность ветроустановки, надо наращивать размер лопастей, то есть, утяжелять конструкцию. Однако тогда для работы ветрогенератора потребуется еще большая скорость ветра, а значит, сузятся районы применения установки. Заколдованный круг.

## 8.7 БИОЭНЕРГЕТИКА

В современных условиях органические материалы признаются одним из крупнейших источников энергии. В мире ежегодно образуется свыше 160 млрд. тонн возобновляемых ресурсов в виде биологической массы, которая может использоваться в качестве сырья для биогазовых установок.

В зависимости от сырьевой базы, целей создания биогазовой установки, финансовых возможностей ее инвесторов осуществляется выбор технологии переработки биологической массы.

Биогазом называют газ, который аналогичен природному газу по своему составу, но получаемый методом водородного или метанового брожения сырья органического происхождения.

Состоит он из метана, углекислого газа и водяного пара, также в нем незначительно присутствуют такие вещества, как азот, кислород, сероводород и аммиак. Процентное содержание различных компонентов биогаза зависит от исходного состава сырья и условий протекания химической реакции (температура, равномерность состава сырья по объему, время пребывания исходного сырья в реакторе и т.д.).

Установки для производства биогаза и газовые генераторы на биогазе особенно актуальны для загородных домовладений, имеющих постоянный источник органических отходов. Это может быть животноводческая ферма - в таком случае обеспечивается практически безотходное производство, когда даже отходы, обычно подлежащие утилизации, используются для получения электрической или тепловой энергии.

Можно также организовать биогазовое энергоснабжение там, где есть возможность регулярно приобретать нужное сырье, (например, поблизости от животноводческого хозяйства, скотобоен, садово-огородного хозяйства и т. д. - везде, где все время вырабатываются органические отходы).

Рассмотрим технологию получения биогаза рис. 8.11.

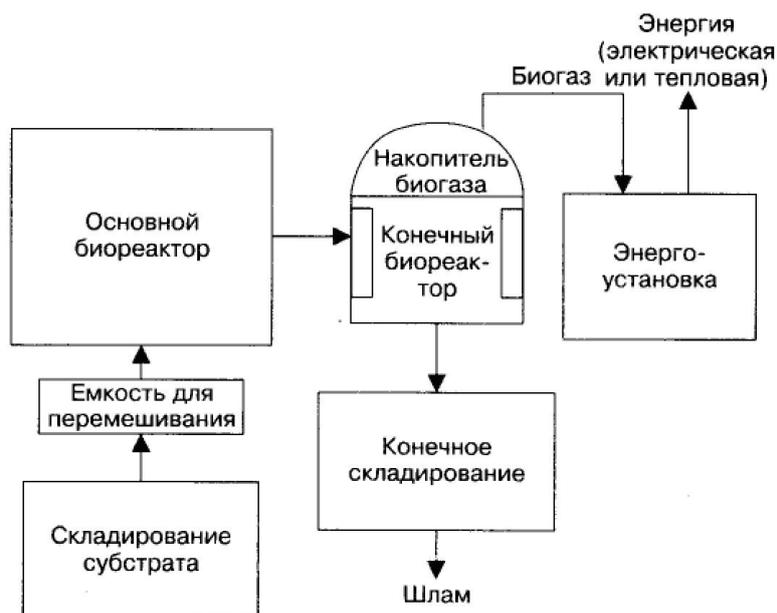


Рис. 8.11 – Технологическая схема получения биогаза

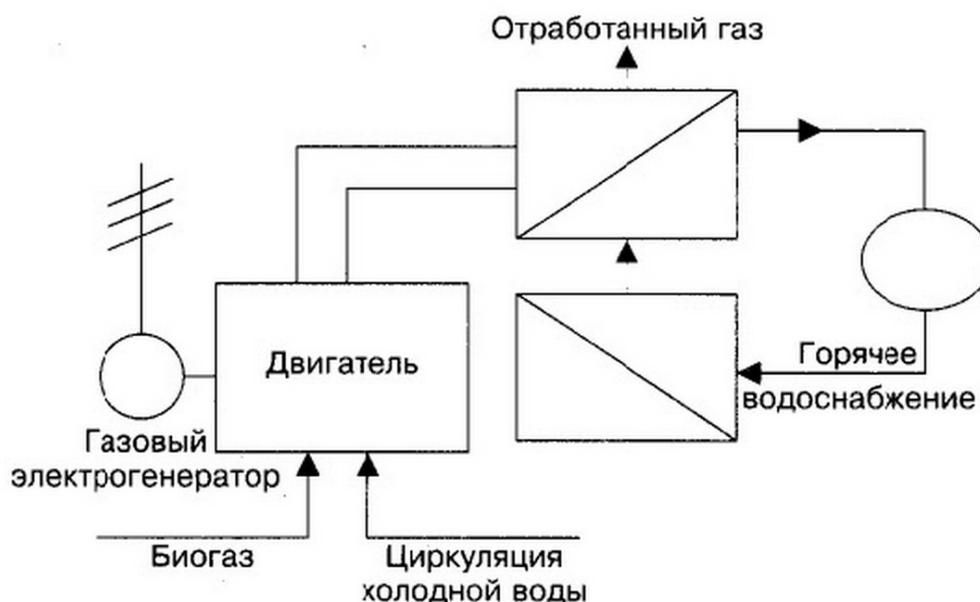


Рис. 8.12 – Получение электроэнергии и тепла с помощью биогаза

Рассмотрим виды сырьевых ресурсов, которыми может быть обеспечена установка в непрерывном режиме.

Органические материалы подразделяются на две группы:

- растительные культуры, например, травы, кукуруза, овощи, хлебные злаки;
- отходы пищевой и перерабатывающих отраслей, например, навоз, помет, жиры, канализационные стоки, биологический мусор, спиртовая барда.

Таким образом, очевидно, что каждый из реализуемых проектов строительства биогазового оборудования уникален. А вот рекомендации по расчету биогазовых установок являются общими для любых проектов.

Методические рекомендации по расчету биогазовых установок

Расчет биогазовой установки - важнейший элемент проектирования и всегда предваряет выбор технологии и тем более конструктивного исполнения оборудования. Прежде всего, требуется определить:

- тип процесса брожения (термофильный либо мезофильный);
- длительность брожения;
- организацию сбора биогаза;
- порядок заполнения метантенка;
- вариант организации теплоснабжения метантенка (резервуара);
- способ загрузки субстрата и удаления шлама.

А также произвести расчеты:

- суточного объема биомассы, предназначенной для сбраживания;
- суточного объема биомассы, включающей примеси;
- содержания сухого вещества в биомассе;
- содержания сухих органических веществ в биомассе;
- теоретического выхода биогаза при условии полного разложения субстрата;

- теоретического выхода биогаза при неполном сбраживании;
- проектируемого объема метантенка, рассчитанного на полную загрузку;
- количества теплоты, требуемой для нагрева ежесуточно загружаемой биомассы до необходимой температуры брожения;
- тепловых потерь биогазовой станции;
- необходимой энергии для перемешивания биомассы;
- суточной выработки биогазовым оборудованием полезной энергии;
- экономии условного топлива за счет выработанного биогаза.

Следует помнить, что в процессе проектирования биогазовых установок применяются эмпирические данные, полученные в лабораториях. Подобная информация подвергается обработке и группировке в специальные таблицы параметров технологических процессов. Но значение погрешности в таблицах может достигать 50 %. Поэтому спрогнозировать суточные показатели объемов и состава получаемого биогаза для проектируемого оборудования можно лишь с невысокой точностью. Нарращивание точности расчета требует проведения собственного лабораторного эксперимента. Тем не менее, даже самые примитивные расчеты позволят оценить приблизительные параметры выхода биогаза.

В процессе проектирования ключевое значение имеет определение оптимального объема биомассы, загружаемой для переработки. При меньших объемах органического материала нарушается равновесие системы, при увеличенных загрузках наблюдается переокисление биологической массы, что обуславливает замедление выделения биогаза.

Суточный объем биомассы, которая предназначается к сбраживанию, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{сут}} = \sum K_i m_i,$$

где  $K_i$  - численность животных;  $m_i$  - ежесуточный объем навоза от каждого животного.

Анализ элементов, содержащихся в навозе, свидетельствует, что в нем имеется: около 25–93 % воды, 13–17 % подстилки, 7–11 % корма, до 17 % грунтовой массы и иных примесей. Наличие этих компонентов оказывает воздействие на объемы сухих органических компонентов в субстрате, кроме того, объем воды определяет влажность биомассы. Для определения содержимого сухих компонентов, а также параметров влажности используют специальные таблицы и поправочные коэффициенты.

Суточный объем биомассы, включающей примеси, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{сут общ}} = K_n m_{\text{общ}},$$

где  $k_n$  – значение поправочного коэффициента (находится в диапазоне 1,3–1,6),  $m_{\text{общ}}$  - ежесуточный объем навоза от всех животных.

Расчет содержания сухого вещества в биомассе осуществляется по формуле:

$$M_{\text{св}} = M_{\text{сут общ}} (1 - V_{\%}/100),$$

где  $V_{\%}$  - влажность биомассы.

Расчет содержания сухих органических веществ в биомассе:

$$M_{\text{сов}} = M_{\text{св}} (R_{\text{сов}\%}/100),$$

где  $R_{\text{сов}\%}$  - содержание сухих органических веществ в биомассе,  $M_{\text{св}}$  - содержание сухого вещества в биомассе.

Для получения более достоверных параметров содержания сухих органических веществ в биомассе требуется получить пробы сырья и выполнить анализы в лабораторных условиях.

Теоретический выход биогаза при условии полного разложения субстрата:

$$B_{\text{тп}} = M_{\text{сов}} N,$$

где  $N$  - содержание сухих органических веществ в биомассе, %,  $M_{\text{сов}}$  - содержание сухих органических веществ в биомассе.

Теоретический выход биогаза при неполном сбраживании:

$$B_{\text{тн}} = B_{\text{тп}} (F_{\%}/100),$$

где  $F_{\%}$  - уровень сбраживания биомассы (принимается в диапазоне 60-70%),  $B_{\text{тп}}$  - теоретический выход биогаза при условии полного разложения субстрата.

Проектируемый объем метантенка, рассчитанный на полную загрузку, определяется по формуле:

$$V_{\text{пз}} = M_{\text{сут общ}} / (C_{\text{сут}} \Pi),$$

где  $C_{\text{сут}}$  - количество ежесуточных загрузок биогазовой установки,  $\Pi$  - плотность биомассы ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),  $M_{\text{сут общ}}$  - суточный объем биомассы, включающей примеси.

Количество теплоты, требуемой для нагрева ежесуточно загружаемой биомассы до необходимой температуры брожения, определяется по формуле:

$$Q_T = M_{\text{сут}} C (t_6 - t_{3c}),$$

где  $M_{\text{сут}}$  - суточный объем биомассы, предназначенной для сбраживания,  $C$  - средняя теплоемкость биомассы ( $C = 4,18 \cdot 10^{-3}$  МДж/(кг·К)),  $t_6$  – температура брожения (зависит от типов бродильных процессов: для мезофильного +32... +34 °С, для термофильного +52... +54 °С),  $t_{3c}$  - температура загруженной биомассы (равна либо  $t$  помещения, либо  $t^\circ$  окружающей среды).

Тепловые потери биогазовой установки определяются по формуле:

$$Q_y = k \cdot S(t_6 - t_0),$$

где  $k$  – коэффициент, характеризующий теплопередачу от биомассы природной среде Вт/(м<sup>2</sup>·К),  $S$  – размеры площади поверхности метантенка,  $t_6$  – температура брожения,  $t_0$  - температура воздуха.

Расчет необходимой энергии для перемешивания биомассы определяется по формуле:

$$Q_{\text{п}} = H \cdot M \cdot Y,$$

где  $H$  – значение удельной нагрузки на смешивающее устройство (50 Вт/м<sup>3</sup>·ч),  $M$  - объем метантенка,  $Y$  - длительность функционирования смешивающего устройства в течение суток.

Суточная выработка биогазовым оборудованием полезной энергии, МДж:

$$Q_6 = B_{\text{тн}} - Q_T - Q_y - Q_{\text{п}},$$

где  $B_{\text{тн}}$  - теоретический выход биогаза при неполном сбраживании,  $Q_T$  – количество теплоты, требуемой для нагрева ежесуточно загружаемой биомассы до необходимой  $t^\circ$  брожения,  $Q_y$  – тепловые потери биогазовой установки,  $Q_{\text{п}}$  - необходимая энергия для перемешивания биомассы.

Принято считать, что биогазовые установки вырабатывают биогаз в течение 350 дней ежегодно, еще 15 дней отводится на их профилактическое обслуживание.

Расчет экономии условного топлива за счет выработанного биогаза осуществляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \Phi_6 \cdot 350/29,3,$$

где  $\Phi_6$  – выработка биогазовым оборудованием полезной энергии, МДж.

Сравнение экономических параметров биогазовых установок мезофильного и термофильного типа.

Таблица 8.8 – Сравнительная характеристика моделей биогазовых установок мезофильного и термофильного типа:

Категория	Биогазовые установки мезофильного типа (рассчитаны на стадо из 4 коров)	Биогазовые установки термофильного типа (рассчитаны на стадо из 5 коров)
Объем, м <sup>3</sup>	6	6
Капитальные затраты в \$USD на 1 м <sup>3</sup>	110	380
Общие капитальные затраты в \$USD	660	2280
Затраты на обслуживание и эксплуатацию в год в \$USD	7,10	45,80
Параметры удельной ежесуточной выработки биогаза, м <sup>3</sup>	0,55	6,00
Параметры суточной выработки биогаза, м <sup>3</sup>	3,3	36
Параметры теплоемкости биогаза, МДж/м <sup>3</sup>	22,5	22,5
Параметры производительности установки, кВт	0,856	9,360
Параметры ежесуточной выработки энергии, кВт/ч	20,3	226,0
Показатели годовой выработки биогаза, м <sup>3</sup>	1155	12600
Годовая выработка теплоэнергии, кВт/ч	7105	79100

Как видно из данных таблицы 1, капитальные затраты на строительство биогазовой установки термофильного типа почти в 4 раза выше, чем затраты на создание аналогичной установки мезофильного типа.

Затраты на обслуживание и эксплуатацию биогазовой установки термофильного типа почти в 6 раз выше, чем аналогичные затраты на установку мезофильного типа.

Однако годовая выработка теплоэнергии термофильных установок более чем в 10 раз превышает аналогичный показатель функционирования мезофильного оборудования.

Выработка теплоэнергии на 1 рубль капитальных затрат составляет для биогазовой установки мезофильного типа значение, равное:  $7105/660 = 10,77$ .

Выработка теплоэнергии на 1 рубль капитальных затрат составляет для биогазовой установки термофильного типа значение, равное:  $79100/2280 = 34,69$ .

Таким образом, относительный показатель энергоотдачи малой биогазовой установки термофильного типа в 3,22 раза выше аналогичного показателя для установки мезофильного типа.

## 8.8 ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Водород - самый распространенный элемент во Вселенной (92%). Он преимущественно составляет межзвездное вещество, формирует основную массу звезд. Наше Солнце, по меньшей мере, наполовину состоит из водорода. Собственно, звезды светят благодаря непрерывному термоядерному «сгоранию» водорода в недрах звезд и превращению его в инертный гелий. Своим существованием мы обязаны энергии сгорания водорода на Солнце. И когда запасы солнечного водорода иссякнут, жизнь на Земле станет невозможной - и потому, что погаснет наше светило, и потому, что не станет воды. Правда, иссякнут они, по заявлению ученых, лишь через 30 миллиардов лет. Так что на наш век хватит.

В земной природе встречается преимущественно в связанном виде (вода, минералы, уголь, нефть, живые существа, органические вещества). В свободном виде небольшие количества водорода иногда выбрасываются вулканами, в результате диффузии рассеиваясь в атмосфере. А так как средняя скорость теплового движения молекул водорода из-за их малой массы близка ко второй космической, то из слоев атмосферы эти молекулы улетают в космическое пространство.

### Свойства водорода

При обычных условиях водород - газ без цвета и запаха, почти в 15 раз легче воздуха. Обладает очень высокой теплопроводностью, сравнимой с теплопроводностью металлов. Это происходит из-за легкости молекул водорода и, следовательно, большой скорости их движения. Водород хорошо растворяется в некоторых металлах: в одном объеме палладия, например, растворяется до 900 объемов водорода. В соотношении 2:1 с кислородом образует взрывчатый гремучий газ. Температура сгорания водорода чрезвычайно высока - 2800°C. Водород является великолепным восстановителем.

### Применение и получение водорода сегодня

Широкое применение водород нашел в химической промышленности - при синтезе аммиака, изготовления соляной и метиловой кислот, получения метилового спирта. В пищевой промышленности его используют для превращения жидких жиров в твердые (их гидрогенизации). Учитывая «невесомость» водорода, им заполняли и заполняют оболочки летательных аппаратов легче воздуха. Сначала это были воздушные шары, позднее - аэростаты и дирижабли, сегодня (вместе с гелием) - метеорологические зонды. Высокая температура горения, а в сочетании с электрической дугой она достигает 4000°C, обеспечивает расплав даже самых тугоплавких металлов. Поэтому кислородно-водородные горелки используют для сварки и резки металлов. В цветной металлургии восстановлением водородом получают особо чистые металлы из оксидов. В космической технике отечественная ракета-носитель «Энергия» с успехом использует водород в качестве топлива.

### Преимущества водорода как топлива по сравнению с бензином

- Неисчерпаемость. В Мировом океане водорода содержится  $1,2 \times 10^{13}$  т., дейтерия -  $2 \times 10^{13}$  т. Суммарная масса водорода составляет 1% общей массы Зем-

ли, а число атомов - 16%. Особенно важен здесь тот фактор, что при сгорании водород превращается в воду и полностью возвращается в круговорот природы.

- Весовая теплотворная способность водорода (28630 ккал/кг) в 2,8 раза выше по сравнению с бензином.

- Энергия воспламенения в 15 раз меньше, чем для углеводородного топлива.

- Максимальная скорость распространения фронта пламени в 8 раз больше по сравнению с углеводородами.

- Излучение пламени в 10 раз меньше по сравнению с пламенем углеводородов.

- Экологичность. При использовании водорода как топлива исключается возможность усиления парникового эффекта, не выделяются вредные вещества (автомобильный двигатель выбрасывает 45 токсичных веществ, в том числе и канцерогены), нет опасности образования застойных зон водорода: он легко улетучивается.

Отрицательные качества водорода: это низкие плотность и объемная теплотворная способность, более широкие пределы взрываемости и более высокая температура воспламенения по сравнению с углеводородами. Применение концепции энергоаккумулирующих веществ позволит снизить негативное влияние этих недостатков водорода как топлива, которые заметно перекрываются его достоинствами.

Водород вообще можно считать универсальным топливом, поскольку он обладает абсолютной экологической чистотой, может заменить бензин, дизельное топливо и мазут в тепловых двигателях (автомобильных, тракторных, комбайновых, локомотивных, судовых, вспомогательных и др.), пригоден для всех видов тепловых двигателей: поршневых с воспламенением от искры и сжатия, поршне турбинных, во всех типах турбоустановок, двигателя Стирлинга, двигателей прямой реакции, для бытовых целей.

#### **Принцип работы топливного элемента:**

Водородный топливный элемент представляет собой устройство, преобразующее химическую энергию реакции соединения водорода с кислородом в электричество.

1. Водород поступает на анод топливного элемента, где атомы разлагаются на электроны и протоны. Для ускорения процесса используют катализатор.

2. Электроны поступают в электрическую цепь, создавая ток.

3. Протоны проходят через полимерную электролитическую мембрану.

4. Кислород (из окружающего воздуха) поступает на катод и соединяется с протонами и электронами водорода, образуя воду.

Побочными продуктами реакции являются тепло и водяной пар.

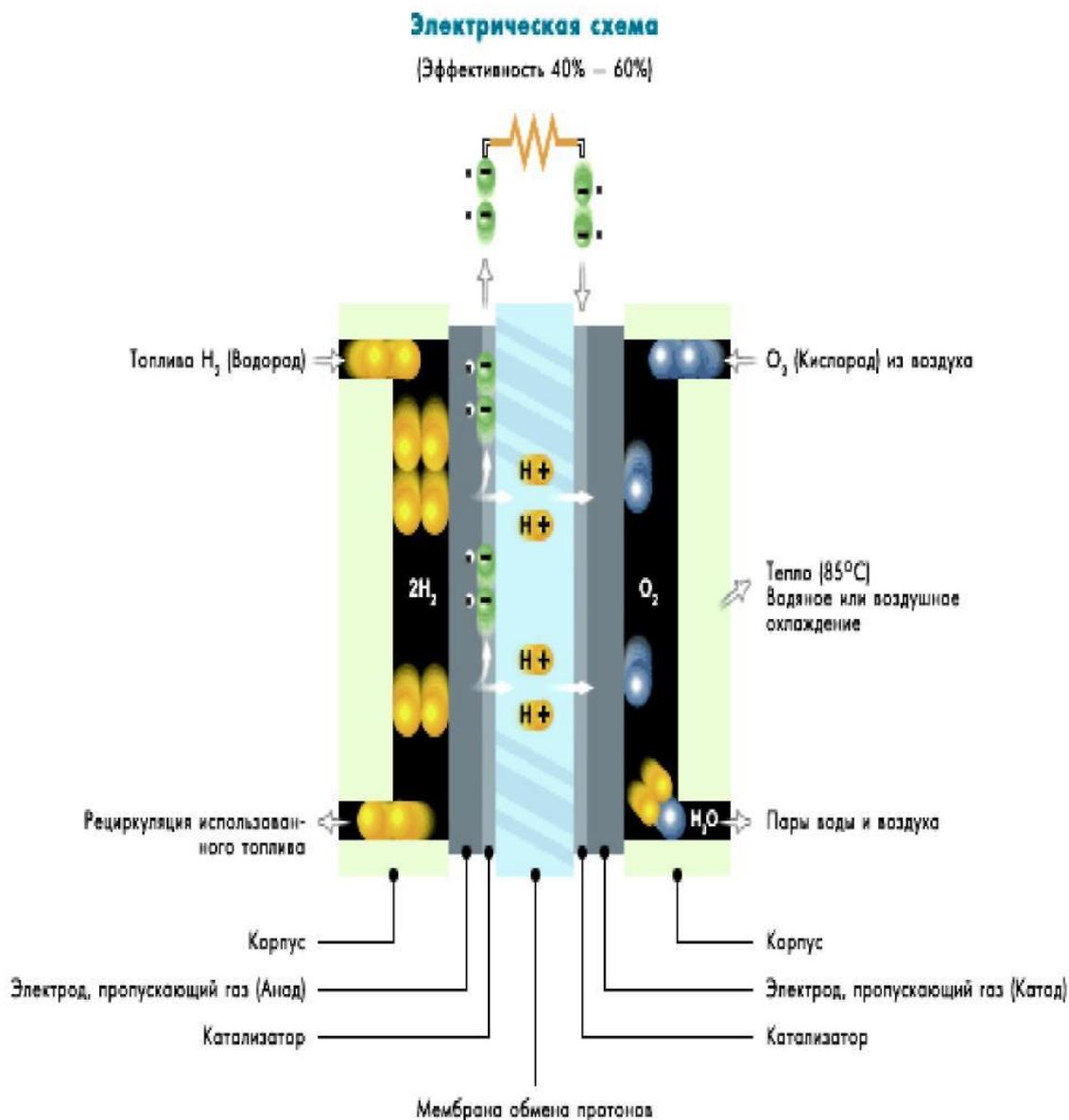


Рис. 8.13 -Топливный элемент

## 9 ТЕХНИЧЕСКАЯ ТЕРМОДИНАМИКА

### 9.1 ВВЕДЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКУЮ ТЕРМОДИНАМИКУ

Техническая термодинамика – наука, которая изучает методы получения, преобразования, передачи и использования теплоты, а также принципы действия и конструктивные особенности тепловых машин, аппаратов и устройств. Теплота используется во всех областях деятельности человека. Для установления наиболее рациональных способов его использования, анализа экономичности рабочих процессов тепловых установок и создания новых, наиболее совершенных типов тепловых агрегатов необходима разработка теоретических основ теплотехники. Различают два принципиально различных направления использования теплоты – энергетическое и технологическое. При энергетическом использовании, теплота преобразуется в механическую работу, с помощью которой в генераторах создается электрическая энергия, удобная для передачи на

расстояние. Теплоту при этом получают сжиганием топлива в котельных установках или непосредственно в двигателях внутреннего сгорания. При технологическом - теплота используется для направленного изменения свойств различных тел (плавления и отвердевания; изменения структуры, механических, физических, химических свойств).

## 9.2 ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Техническая термодинамика (т/д) рассматривает закономерности взаимного превращения теплоты в работу. Она устанавливает взаимосвязь между тепловыми, механическими и химическими процессами, которые совершаются в тепловых и холодильных машинах, изучает процессы, происходящие в газах и парах, а также свойства этих тел при различных физических условиях. Термодинамика базируется на двух основных законах (началах) термодинамики: I закон термодинамики - закон превращения и сохранения энергии; II закон термодинамики – устанавливает условия протекания и направленность макроскопических процессов в системах, состоящих из большого количества частиц. Техническая т/д, применяя основные законы к процессам превращения теплоты в механическую работу и обратно, дает возможность разрабатывать теории тепловых двигателей, исследовать процессы, протекающие в них и т.п. Объектом исследования, является термодинамическая система, которой могут быть группа тел, тело или часть тела. То, что находится вне системы называется окружающей средой. Т/д система - это совокупность макроскопических тел, обменивающиеся энергией друг с другом и окружающей средой. Например, т/д система – газ, находящийся в цилиндре с поршнем, а окружающая среда – цилиндр, поршень, воздух, стены помещения. Изолированная система - т/д система, не взаимодействующая с окружающей средой. Адиабатная (теплоизолированная) система – система имеет адиабатную оболочку, которая исключает обмен теплотой (теплообмен) с окружающей средой. Однородная система – система, имеющая во всех своих частях одинаковый состав и физические свойства. Гомогенная система – однородная система по составу и физическому строению, внутри которой нет поверхностей раздела (лед, вода, газы). Гетерогенная система – система, состоящая из нескольких гомогенных частей (фаз) с различными физическими свойствами, отделенных одна от другой видимыми поверхностями раздела (лед и вода, вода и пар). В тепловых машинах (двигателях) механическая работа совершается с помощью рабочих тел – газа и пара.

## 9.3 ПАРАМЕТРЫ СОСТОЯНИЯ

Величины, которые характеризуют физическое состояние тела, называются термодинамическими параметрами состояния. Такими параметрами являются удельный объем, абсолютное давление, абсолютная температура, внутренняя энергия, энтальпия, энтропия, концентрация, теплоемкость и т.д. При отсутствии внешних силовых полей (гравитационного, электромагнитного и др.) термодинамическое состояние однофазного тела можно однозначно определить 3-мя параметрами – уд. объемом ( $v$ ), температурой ( $T$ ), давлением ( $P$ ).

Удельный объем – величина, определяемая отношением объема вещества к его массе.

$$v = V / m, [m^3/kg], \quad (9.1)$$

Плотность вещества – величина, определяемая отношением массы к объему вещества.

$$\rho = m / V [kg/m^3] \quad (9.2)$$

$$v = 1 / \rho ; \rho = 1 / v ; v \cdot \rho = 1 \quad (9.3)$$

Давление – с точки зрения молекулярно-кинетической теории есть средний результат ударов молекул газа, находящихся в непрерывном хаотическом движении, о стенку сосуда, в котором заключен газ.

$$P = F / S ; [Pa] = [N/m^2] \quad (9.4)$$

Внесистемные единицы давления:

$$1 \text{ кгс}/m^2 = 9,81 \text{ Па} = 1 \text{ мм.водн.ст.}$$

$$1 \text{ ат. (техн.атмосфера)} = 1 \text{ кгс}/cm^2 = 98,1 \text{ кПа.}$$

$$1 \text{ атм. (физическая атмосфера)} = 101,325 \text{ кПа} = 760 \text{ мм.рт.ст.} \quad 1 \text{ ат.} = 0,968 \text{ атм.}$$

$$1 \text{ мм.рт.ст.} = 133,32 \text{ Па.}$$

$$1 \text{ бар} = 0,1 \text{ МПа} = 100 \text{ кПа} = 10^5 \text{ Па.}$$

Различают избыточное и абсолютное давление.

Избыточное давление ( $P_{и}$ ) – разность между давлением жидкости или газа и давлением окружающей среды.

Абсолютное давление ( $P$ ) – давление, отсчитываемое от абсолютного нуля давления или от абсолютного вакуума. Это давление является т/д параметром состояния. Абсолютное давление определяется:

1). При давлении сосуда больше атмосферного:

$$P = P_{и} + P_0 \quad (9.5)$$

2). При давлении сосуда меньше атмосферного:

$$P = P_0 + P_{в} \quad (9.6)$$

где  $P_0$  – атмосферное давление;  $P_{в}$  – давление вакуума.

Температура – характеризует степень нагретости тел, представляет собой меру средней кинетической энергии поступательного движения его молекул. Чем больше средняя скорость движения, тем выше температура тела. За т/д параметр состояния системы принимают термодинамическую температуру ( $T$ ),

т.е. абсолютную температуру. Она всегда положительна, при температуре равной нулю ( $T=0$ ) тепловые движения прекращаются, и эта температура является началом отсчета абсолютной температуры.

## 9.4 УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

Основные т/д параметры состояния  $P$ ,  $v$ ,  $T$  однородного тела зависят друг от друга и взаимно связаны между собой определенным математическим уравнением, который называется уравнением состояния:

$$f(P, v, T) = 0 \quad (9.7)$$

Равновесным состоянием называется состояние тела, при котором во всех его точках объема  $P$ ,  $v$  и  $T$  и все другие физические свойства одинаковы. Совокупность изменений состояния т/д системы при переходе из одного состояния в другое называется т/д процессом. Т/д процессы бывают равновесные и неравновесные. Если процесс проходит через равновесные состояния, то он называется равновесным. В реальных случаях все процессы являются неравновесными. Если при любом т/д процессе изменение параметра состояния не зависит от вида процесса, а определяется начальным и конечным состоянием, то параметры состояния называются функцией состояния. Такими параметрами являются внутренняя энергия, энтальпия, энтропия и т.д.

Интенсивные параметры – это параметры, не зависящие от массы системы (давление, температура).

Аддитивные (экстенсивные) параметры – параметры, значения которых пропорциональны массе системы (Объем, энергия, энтропия и т.д.).

## 9.5 ТЕПЛОТА И РАБОТА

Тела, участвующие при протекании т/д процесса, обмениваются энергией. Передача энергии от одного тела к другому происходит двумя способами. 1-й способ реализуется при непосредственном контакте тел, имеющих различную температуру, путем обмена кинетической энергией между молекулами соприкасающихся тел либо лучистым переносом внутренней энергии излучающих тел путем э/м волн. При этом энергия передается от более нагретого к менее нагретому. Количество энергии, переданной 1-м способом от одного тела к другому, называется количеством теплоты –  $Q$  [Дж], а способ – передача энергии в форме теплоты. 2-й способ связан с наличием силовых полей или внешнего давления. Для передачи энергии этим способом тело должно либо передвигаться в силовом поле, либо изменять свой объем под действием внешнего давления, то есть передачи энергии происходит при условии перемещения всего тела или его части в пространстве. При этом количество переданной энергии называется работой –  $L$  [Дж], а способ передачи энергии в форме работы.

Количество энергии, полученное телом в форме работы, называется работой, совершенной над телом, а отданную энергию – затраченной телом работой.

Количество теплоты, полученное (отданное) телом и работа, совершенная (затраченная) над телом, зависят от условий перехода тела из начального состояния в конечное, т.е. зависят от характера т/д процесса.

## 9.6 ВНУТРЕННЯЯ ЭНЕРГИЯ

В общем случае внутренней энергией называется совокупность всех видов энергий, заключенной в теле или системе тел. Эту энергию можно представить, как сумму отдельных видов энергий: кинетической энергии молекул (поступательного и вращательного движения молекул); колебательного движения атомов в самой молекуле; энергии электронов; внутриядерной энергии; энергии взаимодействия между ядром молекулы и электронами; потенциальной энергии молекул. В технической термодинамике рассматриваются только такие процессы, в которых изменяются кинетическая и потенциальная составляющие внутренней энергии. При этом знание абсолютных значений внутренней энергии не требуется. Поэтому внутренней энергией для идеальных газов называют кинетическую энергию движения молекул и энергию колебательных движений атомов в молекуле, а для реальных газов дополнительно включают потенциальную энергию молекул. Внутренняя энергия ( $U$ ) является функцией двух основных параметров состояния газа, т.е.  $U = f(P, T)$ ,  $U = f(v, T)$   $U = f(P, v)$ . Каждому состоянию рабочего тела (системы) соответствует вполне определенное значение параметров состояния, то для каждого состояния газа будет характерна своя однозначная, вполне определенная величина внутренней энергии  $U$ . То есть  $U$  является функцией состояния газа. И разность внутренних энергий для двух каких-либо состояний рабочего тела или системы тел не будет зависеть от пути перехода от первого состояния во второе.

## 9.7 ПЕРВЫЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМИКИ

Первый закон термодинамики является основой термодинамической теории и имеет огромное прикладное значение при исследовании термодинамических процессов. Этот закон является законом сохранения и превращения энергии: "Энергия не исчезает и не возникает вновь, она лишь переходит из одного вида в другой в различных физических процессах". Для термодинамических процессов закон устанавливает взаимосвязь между теплотой, работой и изменением внутренней энергии т/д системы: "Теплота, подведенная к системе, расходуется на изменение энергии системы и совершение ею работы". Уравнение первого закона термодинамики имеет следующий вид:

$$Q = (U_2 - U_1) + L \quad (9.8)$$

где  $Q$  - количества теплоты подведенная (отведенная) к системе;  $L$  - работа, совершенная системой (над системой);  $(U_2 - U_1)$  - изменение внутренней энергии в данном процессе.

Если:  $Q > 0$  – теплота подводится к системе;  $Q < 0$  – теплота отводится от

системы;  $L > 0$  – работа совершается системой;  $L < 0$  – работа совершается над системой. Для единицы массы вещества уравнение первого закона термодинамики имеет вид:

$$q = Q / m = (u_2 - u_1) + l \quad (9.9)$$

В дальнейшем все формулы и уравнения будут даны в основном для единицы массы вещества.

1-й закон т/д указывает, что для получения полезной работы ( $L$ ) в непрерывно действующем тепловом двигателе надо подводить (затрачивать) теплоту ( $Q$ ). "Двигатель, постоянно производящий работу и не потребляющий никакой энергии называется вечным двигателем I рода"

Из этого можно высказать следующее определение 1-го закона термодинамики:

"Вечный двигатель первого рода невозможен".

## 9.8 ТЕПЛОЕМКОСТЬ ГАЗА

Истинная теплоемкость рабочего тела определяется отношением количества подведенной (отведенной) к рабочему телу теплоты в данном т/д процессе к вызванному этим изменениям температуры тела.

$$C = dQ / dT \text{ (Дж / К)} \quad (9.10)$$

Теплоемкость зависит от внешних условий или характера процесса, при котором происходит подвод или отвод теплоты. Различают следующие удельные теплоемкости:

$$1. \text{ массовую } - c = C / m \text{ (Дж/кг)} \quad (9.11)$$

$$2. \text{ молярную } - c_\mu = C / \nu \text{ (Дж/моль)} \quad (9.12)$$

3. где  $\nu$  - количества вещества (моль)

$$4. \text{ объемную } - c' = C / V = c \text{ (Дж/м}^3\text{)} \quad (9.13)$$

где -  $\rho = m / V$  - плотность вещества. Связь между этими теплоемкостями:

$$c = c' \cdot \nu = c_\mu / \mu ,$$

где -  $\nu = V/m$  - удельный объем вещества, [ $\text{м}^3/\text{кг}$ ];  $\mu = m / \nu$  – молярная (молекулярная) масса, [ $\text{кг/моль}$ ].

Теплоемкость газов в большой степени зависит от тех условий, при которых происходит процесс их нагревания или охлаждения. Различают теплоемко-

сти при постоянном давлении (изобарную) и при постоянном объеме (изохорную).

Таким образом различают следующие удельные теплоемкости:

$c_p$ ,  $c_v$  – массовые изобарная и изохорная теплоемкости;

$c_{p\mu}$ ,  $c_{v\mu}$  – молярные изобарная и изохорная теплоемкости;

$c_p$ ,  $c_v$  – объемные изобарная и изохорная теплоемкости.

Между изобарными и изохорными теплоемкостями существует следующая зависимость:

$$c_p - c_v = R \text{ - уравнение Майера} \quad (9.14)$$

$$c_{p\mu} - c_{v\mu} = R_\mu \quad (9.15)$$

Теплоемкость зависит от температуры, которые даются в справочных литературах в виде таблицы как средние теплоемкости в интервале температур от 0 до  $t_x$ . Для определения средней теплоемкости в интервале температур от  $t_1$  до  $t_2$  можно использовать следующую формулу:

$$c|_{t_1}^{t_2} = (c|_0^{t_2} t_2 - c|_0^{t_1} t_1) / (t_2 - t_1) \quad (9.16).$$

## 9.9 УНИВЕРСАЛЬНОЕ УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Идеальным газом называется такой газ, у которого отсутствуют силы взаимного притяжения и отталкивания между молекулами и пренебрегают размерами молекул. Все реальные газы при высоких температурах и малых давлениях можно практически считать, как идеальные газы. Уравнение состояния как для идеальных, как и для реальных газов описываются тремя параметрами по уравнению (1.7). Уравнение состояния идеального газа можно вывести из молекулярно-кинетической теории или из совместного рассмотрения законов Бойля-Мариотта и Гей-Люссака. Это уравнение было выведено в 1834 г. французским физиком Клапейроном и для 1 кг массы газа имеет вид:

$$P \cdot v = R \cdot T \quad (9.17)$$

где:  $R$  - газовая постоянная и представляет работу 1 кг газа в процессе при постоянном давлении и при изменении температуры на 1 градус. Уравнение (10.17) называют термическим уравнением состояния или характеристическим уравнением. Для произвольного количества газа массой  $m$  уравнение состояния будет:

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T \quad (9.18)$$

В 1874 г. Д.И. Менделеев основываясь на законе Дальтона ("В равных объемах разных идеальных газов, находящихся при одинаковых температурах и

давлениях, содержится одинаковое количество молекул") предложил универсальное уравнение состояния для 1 кг газа, которую называют уравнением Клапейрона-Менделеева:

$$P \cdot v = R_{\mu} \cdot T / \mu \quad (9.19)$$

где:  $\mu$  - молярная (молекулярная) масса газа, (кг/моль);  $R_{\mu} = 8,31$  Дж/К·моль - универсальная газовая постоянная и представляет работу 1 моль идеального газа в процессе при постоянном давлении и при изменении температуры на 1 градус. Зная  $R_{\mu}$  можно найти газовую постоянную  $R = R_{\mu} / \mu$ . Для произвольной массы газа уравнение Клапейрона-Менделеева будет иметь вид:

$$P \cdot V = m \cdot R_{\mu} \cdot T / \mu \quad (9.20)$$

Из уравнения Клапейрона – Менделеева (10.20) для идеального газа в количестве равном одному молю ( $\nu = 1$  моль) и нормальных условий:  $p_0 = 1,013 \cdot 10^5$  Па (760 мм.рт.ст.),  $V_0 = 22,4$ , получим  $R_{\mu} = 8,31$  Дж/ К·моль.

## 9.10 СМЕСЬ ИДЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ

Газовой смесью понимается смесь отдельных газов, вступающих между собой ни в какие химические реакции. Каждый газ (компонент) в смеси независимо от других газов полностью сохраняет все свои свойства и ведет себя так, как если бы он один занимал весь объем смеси. Парциальное давление – это давление, которое имел бы каждый газ, входящий в состав смеси, если бы этот газ находился один в том же количестве, в том же объеме и при той же температуре, что и в смеси. Газовая смесь подчиняется закону Дальтона: Общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений отдельных газов, составляющих смесь.

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = \sum P_i \quad (9.21),$$

где  $P_1, P_2, P_3 \dots P_n$  – парциальные давления.

Состав смеси задается объемными, массовыми и мольными долями, которые определяются соответственно по следующим формулам:

$$r_1 = V_1 / V_{\text{см}} ; r_2 = V_2 / V_{\text{см}} ; \dots r_n = V_n / V_{\text{см}} \quad (9.22)$$

$$g_1 = m_1 / m_{\text{см}} ; g_2 = m_2 / m_{\text{см}} ; \dots g_n = m_n / m_{\text{см}} \quad (9.23)$$

$$r_1' = \nu_1 / \nu_{\text{см}} ; r_2' = \nu_2 / \nu_{\text{см}} ; \dots r_n' = \nu_n / \nu_{\text{см}} \quad (9.24)$$

где  $V_1 ; V_2 ; \dots V_n ; V_{\text{см}}$  – объемы компонентов и смеси;  $m_1 ; m_2 ; \dots m_n ; m_{\text{см}}$  – массы компонентов и смеси;  $\nu_1 ; \nu_2 ; \dots \nu_n ; \nu_{\text{см}}$  – количество вещества (молей) компонентов и смеси.

Для идеального газа по закону Дальтона:

$$r_1 = r_1' ; r_2 = r_2' ; \dots r_n = r_n' \quad (9.25)$$

Так как  $V_1 + V_2 + \dots + V_n = V_{см}$  и  $m_1 + m_2 + \dots + m_n = m_{см}$ ,

$$\text{то } r_1 + r_2 + \dots + r_n = 1 \quad (9.26)$$

$$g_1 + g_2 + \dots + g_n = 1 \quad (9.27)$$

Связь между объемными и массовыми долями следующее:

$$g_1 = r_1 \cdot \mu_1 / \mu_{см} ; g_2 = r_2 \cdot \mu_2 / \mu_{см} ; \dots g_n = r_n \cdot \mu_n / \mu_{см} \quad (9.28)$$

где:  $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n, \mu_{см}$  – молекулярные массы компонентов и смеси. Молярная масса смеси:

$$\mu_{см} = \mu_1 r_1 + r_2 \mu_2 + \dots + r_n \mu_n \quad (9.29)$$

Газовая постоянная смеси:

$$\begin{aligned} R_{см} &= g_1 R_1 + g_2 R_2 + \dots + g_n R_n = \\ &= R_{\mu} (g_1 / \mu_1 + g_2 / \mu_2 + \dots + g_n / \mu_n) = \\ &= 1 / (r_1 / R_1 + r_2 / R_2 + \dots + r_n / R_n) \end{aligned} \quad (9.30).$$

## 9.11 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВТОРОГО ЗАКОНА ТЕРМОДИНАМИКИ

Первый закон термодинамики утверждает, что теплота может превращаться в работу, а работа в теплоту и не устанавливает условий, при которых возможны эти превращения. Превращение работы в теплоту происходит всегда полностью и безусловно. Обратный процесс превращения теплоты в работу при непрерывном её переходе возможен только при определенных условиях и не полностью. Теплота сама собой может переходить от более нагретых тел к холодным. Переход теплоты от холодных тел к нагретым само собой не происходит. Для этого нужно затратить дополнительную энергию. Таким образом, для полного анализа явления и процессов необходимо иметь кроме первого закона термодинамики еще дополнительную закономерность. Этим законом является второй закон термодинамики. Он устанавливает, возможен или невозможен тот или иной процесс, в каком направлении протекает процесс, когда достигается термодинамическое равновесие и при каких условиях можно получить максимальную работу. Формулировки второго закона термодинамики.

Для существования теплового двигателя необходимы 2 источника – горячий источник и холодный источник (окружающая среда). Если тепловой двигатель работает только от одного источника, то он называется вечным двигателем 2-го рода.

1-я формулировка (В. Оствальда):

"Вечный двигатель 2-го рода невозможен".

Вечный двигатель 1-го рода это тепловой двигатель, у которого  $L > Q_1$ , где  $Q_1$  - подведенная теплота. Первый закон термодинамики "позволяет" возможность создать тепловой двигатель, полностью превращающий подведенную теплоту  $Q_1$  в работу  $L$ , т.е.

$L = Q_1$ . Второй закон накладывает более жесткие ограничения и утверждает, что работа должна быть меньше подведенной теплоты ( $L < Q_1$ ) на величину отведенной теплоты –  $Q_2$ , т.е.  $L = Q_1 - Q_2$ .

Вечный двигатель 2-го рода можно осуществить, если теплоту  $Q_2$  передать от холодного источника к горячему. Но для этого теплота самопроизвольно должна перейти от холодного тела к горячему, что невозможно. Отсюда следует 2-я формулировка

(Клаузиуса):

2) "Теплота не может самопроизвольно переходить от более холодного тела к более нагретому".

Для работы теплового двигателя необходимы 2 источника – горячий и холодный. 3-я формулировка (Карно):

"Там, где есть разница температур, возможно совершение работы".

Все эти формулировки взаимосвязаны, из одной формулировки можно получить другую.

## 9.12 ЭНТРОПИЯ

Одним из функций состояния термодинамической системы является энтропия. Энтропией называется величина, определяемая выражением:

$$dS = dQ / T. \text{ [Дж/К]} \quad (9.31)$$

или для удельной энтропии:

$$ds = dq / T. \text{ [Дж/(кг·К)]} \quad (9.32)$$

Энтропия есть однозначная функция состояния тела, принимающая для каждого состояния вполне определенное значение. Она является экстенсивным (зависит от массы вещества) параметром состояния и в любом термодинамическом процессе полностью определяется начальным и конечным состоянием тела и не зависит от пути протекания

процесса. Энтропию можно определить, как функцию основных параметров состояния:

$$S = f_1(P, V); S = f_2(P, T); S = f_3(V, T) \quad (9.33)$$

или для удельной энтропии:

$$s = f_1(P, v); s = f_2(P, T); S = f_3(v, T) \quad (9.34)$$

Так как энтропия не зависит от вида процесса и определяется начальными и конечными состояниями рабочего тела, то находят только его изменение в данном процессе, которые можно найти по следующим уравнениям:

$$\Delta s = c_v \cdot \ln(T_2/T_1) + R \cdot \ln(v_2/v_1) \quad (9.35)$$

$$\Delta s = c_p \cdot \ln(T_2/T_1) - R \cdot \ln(P_2/P_1) \quad (9.36)$$

$$\Delta s = c_v \cdot \ln(P_2/P_1) + c_p \cdot \ln(v_2/v_1) \quad (9.37)$$

Если энтропия системы возрастает ( $\Delta s > 0$ ), то системе подводится тепло.

Если энтропия системы уменьшается ( $\Delta s < 0$ ), то системе отводится тепло.

Если энтропия системы не изменяется ( $\Delta s = 0$ ,  $s = \text{const}$ ), то системе не подводится и не отводится тепло (адиабатный процесс).

## 10 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 10.1 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ

Расчет тепловой схемы источника теплоснабжения является одним из основных, наиболее важных этапов проектирования. Цель - определение количественных и параметрических характеристик основных потоков пара и воды, выбор на основании этих характеристик основного и вспомогательного оборудования, определение диаметров трубопроводов, мощности турбин и производительности водоподготовки. Для выполнения расчета составляют принципиальную расчетную схему, содержащую следующие элементы:

1. Условное изображение основного и вспомогательного оборудования
2. Однолинейное изображение коммуникаций.
3. Параметры работы оборудования (давление, температура, теплосодержание).
4. Расходы среды по расчетным режимам.

Тепловая схема рассматривается для четырех характерных режимов. Каждый из них отличается определенным значением наружной температуры, которой соответствуют тепловые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Первый режим - максимально-зимний, соответствует расчетной наружной температуре воздуха для проектирования отопления. Необходим для проверки обеспечения основным оборудованием пика тепловых нагрузок.

Второй режим - соответствует средней температуре самого холодного месяца. В этом режиме должна обеспечиваться максимально длительная выдача тепла для технологии, средняя за наиболее холодный месяц выдачи тепла на отопление, и среднечасовая нагрузка горячего водоснабжения при условии выхода из строя наиболее мощного парового или водогрейного котла. Необходим для выбора количества котлоагрегатов.

Третий режим - средне зимний, соответствует средней температуре за отопительный период. Необходим для расчета среднегодовых технико-

экономических показателей и выбора оптимального режима работы основного оборудования.

Четвертый режим - средне летний, характеризуется отсутствием тепловых нагрузок отопления и вентиляции. Необходим для расчета среднегодовых технико-экономических показателей и выбора оптимального режима работы основного оборудования.

Тепловые нагрузки технологических потребителей в общем случае не являются функцией наружных температур, поэтому привязка указанных нагрузок к режимам, определяемых наружными температурами, является в определенной мере условной. Однако с целью учета всех тепловых нагрузок, обеспечиваемых от источника теплоснабжения, технологические нагрузки определяют по приведенным выше режимам на основании данных о потреблении тепла по конкретным видам производственного потребления. При отсутствии таких данных технологическая нагрузка принимается равной максимальному ее значению в первом, втором и третьем режимах, а в четвертом она снижается на 20-30%.

Расчет тепловой схемы выполняется последовательно для каждого из четырех режимов на основании сводной таблицы тепловых нагрузок и расчетных схем. Поскольку расчет тепловой схемы ТЭЦ и котельной имеет много общих элементов, рассмотрим методику расчета на примере промышленно-отопительной ТЭЦ с необходимыми замечаниями, относящимися к котельным. Расчет удобно разделить на несколько этапов.

1 Определение исходных данных. На этом этапе выполняют следующие операции:

- а) уточнение тепловых и электрических нагрузок;
- б) выбор типа источника и ориентировочного состава основного оборудования и его параметров;
- в) определение процентного количества воды, продуваемой из котлов в зависимости от качества исходной воды и схемы химической очистки ее (обычно 1,5-5%);
- г) определение температуры исходной сырой воды (обычно зимой 5° С, летом 10° С);
- д) определение температуры сырой воды, идущей на химическую очистку (обычно 20-40° С);
- е) определение процента потерь пара и воды внутри схемы источника (обычно 1,5-2% от общего расхода теплоносителя, без учета потерь с невозвращаемым конденсатом производства);
- ж) вид теплоносителя для подогрева воздуха в калориферах) - котлоагрегата (пар, горячая вода);
- з) параметры пара, поступающего на мазутное хозяйство (обычно 0,9 -1,2 МПа, 250-300 °С);
- и) Определение графика температур сетевой воды.

### Практическая часть: Задача 1

#### 1. Определение КПД энергоустановки

Рассмотрим цикл Ренкина и оценим эффективность этого цикла, прикинув коэффициент полезного действия (КПД) энергоустановки, реализующей такой цикл. Одно из преимуществ изображения термодинамических циклов в координатах  $T - S$  заключается в том, что площадь, образуемая диаграммой, представляет собой энергию. Из рис. 4.2 видно, что  $q_1$  представляет теплоту которая преобразовалась в работу, переданную через вал турбины генератору. Вторая часть диаграммы образует теплоту  $q_2$ , которая уходит с охлаждающей водой. Исходя из этого, термодинамический КПД турбины можно изобразить формулой:

$$\eta_m = \frac{q_u - q_2}{q_u} = \frac{q_1}{q_1 + q_2}; \quad (10.1)$$

здесь  $q_u = q_1 + q_2$  – количество теплоты цикла. Если в расчете принять для водяного пара среднюю теплоемкость, количество теплоты в формуле (4.1) можно выразить следующим образом:

$$q_u = C_{cp} \cdot T_1 \cdot D, \quad q_2 = C_{cp} \cdot T_2 \cdot D \quad (10.2)$$

где  $C_{cp}$  -средняя теплоемкость пара

$T_1$  - температура пара на входе турбины;

$T_2$  -температура пара на выходе турбины;

$D$  - расход пара через турбину;

Подстановка формулы (1.2) в (1.1) дает:

$$\eta_m = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot 100\%; \quad (10.3)$$

Для численного примера примем параметры пара близкие к реальным, например,  $t_1 = 500^\circ\text{C}$ ,  $T_1 = 500 + 273 = 772^\circ\text{K}$ ,  $t_2 = 100^\circ\text{C}$ ,  $T_2 = 110 + 273 = 383^\circ\text{K}$ . Температура  $T_2$  не может быть ниже 100 градусов по Цельсию, чтобы не допустить конденсацию пара в турбине.

Подстановка чисел в (1.3) дает:

$$\eta_m = \frac{772 - 383}{772} \cdot 100\% = 50,38;$$

Если учесть КПД других элементов схемы, то можно определить КПД всей энергетической установки:

$$\eta_y = \eta_e \cdot \eta_k \cdot \eta_{mm} \cdot \eta_m;$$

Здесь  $\eta_k = 0,9$  – КПД котла,  $\eta_{mm} = 0,98$  – механический КПД турбины,

$\eta_e = 0,98$  – КПД электрического генератора. Результирующий КПД будет:

$$\eta_y = 0,98 \cdot 0,9 \cdot 0,98 \cdot 0,5 = 0,4321 = 43\%;$$

Этот КПД называется КПД брутто, при этом не учитывается, что часть электроэнергии, вырабатываемой генератором расходуется на обеспечение собственных нужд электростанции. КПД, учитывающий потребление собственных нужд, называется КПД нетто, который ниже КПД брутто. Если принять потребление собственных нужд около 6 %, то можно определить КПД нетто:

$$\eta_{yn} = 0,4321 \cdot (1 - 0,06) \cdot 0,5 = 0,4061 = 40,61\%;$$

Все изложенное относится к конденсационным циклам, используемым на конденсационных электростанциях (КЭС). Конечно, реальные тепловые схемы КЭС гораздо сложнее. Гораздо сложнее получаются и диаграммы, описывающие тепловые процессы. Надо сказать, что при расчете КПД не все потери были учтены (например, потери в проточной части турбины), однако более сложные, более совершенные схемы позволяют повысить КПД энергоустановки (например, использование регенеративного подогрева питательной воды). Пример тепловой схемы КЭС, приближающейся к реальной, показан в приложении 4. Однако подробное изучение таких схем уже входит в программы специальных курсов.

#### Исходные данные к задаче 10.1- Определение КПД энергоустановки

№ Вар.	$t_1$	$t_2$	$\eta_{котла}$	$\eta_{тм}$	$\eta_e$
1	515	100	0,85	0,96	0,98
2	510	102	0,86	0,97	0,98
3	515	104	0,87	0,95	0,98
4	520	106	0,88	0,98	0,98
5	525	108	0,89	0,96	0,98
6	530	110	0,9	0,97	0,98
7	535	101	0,92	0,95	0,98
8	540	103	0,94	0,98	0,98
9	545	105	0,85	0,96	0,98
10	550	107	0,86	0,97	0,98
11	555	109	0,87	0,95	0,98
12	560	100	0,88	0,98	0,98
13	565	102	0,89	0,96	0,98
14	570	104	0,9	0,97	0,98
15	580	106	0,92	0,95	0,98

#### 2. Определение расходов пара и тепла в расчетных точках схемы

Расчет тепловых балансов элементов схемы ведется обычно в приводимой ниже последовательности. Уравнение теплового баланса теплофикационной установки запишем в виде

$$Q_{my} = Q_{ov} + Q_{zv}; \quad (10.4)$$

где  $Q_{ov}$  - нагрузка отопления и вентиляции в данном режиме, ГДж/ч.;  
 $Q_{zv}$  - нагрузка горячего водоснабжения, ГДж/ч.

При передаче тепла от установки к теплоносителю уравнение (1) можно представить в следующем виде:

$$Q_{my} = Q_{mf} + Q_{подп}; \quad (10.5)$$

$Q_{mf}$  - суммарная теплофикационная нагрузка основных и пиковых источников;

$Q_{подп}$  - тепло, вносимое с подпиткой.

Решая совместно уравнения (10.4) и (10.5) определяем:

$$Q_{mf} = Q_{ov} + Q_{zv} - Q_{подп}; \quad (10.6)$$

Расход сетевой воды для закрытых систем теплоснабжения находим по формуле:

$$G_{с.в} = \frac{Q_{o.m}}{t_{nc} - t_{oc}} + \frac{Q_{zv}}{t_{зв.} - t_{х.в}} + \frac{Q_{в}}{t_{н.с} - t_{в.о}}; \quad (10.7)$$

$t_{nc}$ ,  $t_{oc}$  - температура соответственно прямой и обратной сетевой воды, °С

$t_{в.о}$  - температура обратной воды вентиляционных потребителей, °С

Количество подпиточной воды для закрытых систем равно количеству потерь;

$$G_{подп} = G_{потерь}; \quad (10.8)$$

Так как  $C_{г.в}$  определяется как второе слагаемое в формуле (4), то задача сводится к определению величины потерь - утечки теплосети согласно действующим нормам принимается равной 0,5% объема воды в трубопроводах теплосетей с учетом местных систем отопления и вентиляции. Удельные объемы воды на 10кДж тепловой нагрузки в зависимости от вида тепло-потребителя приведены в табл. 1.

$$G_{подп} = G_{з.в} G_{потерь}; \quad (10.9)$$

Умножая удельные расходы, приведенные в табл. 1, на соответствующие часовые нагрузки, получают суммарный объем воды в тепловой сети и затем величину утечки теплоносителя. Далее определяют количество тепла, вносимого в систему с подпиточной водой:

Таблица 10.1

Теплоноситель	Удельный объем воды, м <sup>3</sup> /10 <sup>4</sup> кДж/ч	
	наружные сети	внутренние сети
Жилые сооружения: - городов	2,4	-
- поселков	2,88	-
Промышленные предприятия	1,9	2,14
Отопление		
- административных и бытовых помещений	-	7,2
- жилых и общественных зданий	-	7,9
Вентиляция общественных зданий	-	1,55

Тогда нагрузку пикового подогревателя (водогрейный котел или пиковый бойлер) определим из выражения:

$$Q_{подн} = G_{подн} \cdot t_{подн}; \quad (10.10)$$

где  $t_{подн}$  принимают обычно равной 70<sup>0</sup>С, то есть минимальному значению температуры прямой воды независимо от температуры наружного воздуха. Из уравнения (10.10) определим нагрузку сетевых подогревателей

$$Q_{ту} = Q_{м.у} - Q_{подн}; \quad (10.11)$$

Распределение нагрузки сетевых подогревателей между основными и пиковыми источниками для ТЭЦ выполняют учётом коэффициента теплофикации  $\alpha_{ТЭЦ}$  по формуле:

$$Q_{оп} = Q_{м.ф} \cdot \alpha_{ТЭЦ}; \quad (10.12)$$

где  $\alpha_{ТЭЦ}$  - коэффициент теплофикации

Подпитка теплосети в настоящее время, как для ТЭЦ, так и для котельных, осуществляется с помощью вакуумных деаэраторов. Принципиальная схема вакуумного деаэратора изображена на рис. 4. Схема работает следующим образом: к колонке вакуумного деаэратора подводится холодная аэрированная вода в количестве, необходимом для подпитки тепловой сети. Кроме того, в колонку подается горячая вода с температурой 60-70° С в количестве 30-40% от расхода холодной воды. После деаэрации выходящая из колонки вода поступает в поверхностный теплообменник, где подогревается до 70° С. Конденсат греющего пара теплообменника может направляться в колонку либо возвращаться в цикл станции.

Уравнение теплового баланса деаэратора запишем в виде

$$D_x \cdot i_{ex} + 0,3D_x \cdot i_{вп} + D_n \cdot i_{к} = D_{вых} \cdot i_{вых}; \quad (10.13)$$

где  $D_x, D_n, D_{\text{вых}}$  - расход холодной воды соответственно на деаэратор, греющего пара на теплообменник и деаэрированной воды на выходе из теплообменника;

$i_{\text{ex}}; i_{\text{ep}}; i_{\text{k}}; i_{\text{вых}}$  - энтальпия воды соответственно на входе в деаэратор, горячего потока, конденсатора теплообменника, деаэрированной воды.

Из уравнения теплового баланса теплообменника определим

$$D_n(i_{\text{ex}} - i_{\text{k}}) = D_{\text{вых}} \cdot (i_{\text{вых}} - i_r); \quad (10.14)$$

Из уравнения материального баланса деаэратора определим

$$D_{\text{вых}} = D_n + 1.3 \cdot D_x; \quad (10.15)$$

Решая совместно уравнения со звездочками (10.13-10.15) находим

$$D_n = \frac{(i_r - i_{\text{ex}})}{(i_n - i_r) \cdot \eta}; \quad (10.16)$$

$$i_{\text{вых}} = \frac{D_x(i_{\text{ex}} + 0.3i_r) + D_n \cdot i_k}{D_n + 1.3D_x}; \quad (10.17)$$

Очевидно, что

$$D_o = D_{\text{вых}} - D_r = D_n + 1.3D_x - 0.3D_x = D_n + D_x \quad (10.18)$$

Так, как количество воды, выходящей из деаэратора, непрерывно увеличивается на величину  $D_n$ , значение  $D_x$  может быть уменьшено на эту же величину:

$$D_x = G_{\text{подп}} - D_n \quad (10.19)$$

При расчете тепловой схемы котельной одним из основных элементов является редуционно-охлаждающая установка РОУ, так как с ее помощью производится трансформация острого пара в пар с параметрами, необходимыми внешним потребителям и собственным потребителям котельной. Если в схеме ТЭЦ РОУ является резервным элементом, то в схеме котельной - постоянно работающей установкой. В расчетах ТЭС ограничимся приведенными выше расчетами, примем для нашего варианта расчетов РОУ в качестве резервного источника.

### Задача 2

Паросиловая установка работает по циклу Ренкина (рис. 10.1). Параметры начального состояния пара:  $P_1, t_1$ . Давление в конденсаторе  $P_2$ . Определить термический КПД.

Таблица 10.4 - Исходные данные для расчёта

№ варианта	$P_1$ (бар)	$t_1$ (С)	$P_2$ (бар)
1	65	480	0,6
2	103	505	0,3
3	110	520	0,3
4	120	520	0,25
5	140	540	1,0
6	30	400	3,0
7	165	585	0,4
8	130	192	0,6
9	130	250	0,6
10	150	350	0,25
11	65	520	0,1
12	103	540	3,0
13	110	400	0,05
14	120	585	0,04
15	140	505	0,3
16	30	480	0,6
17	165	192	0,24
18	130	250	0,45
19	130	350	0,65
20	150	400	0,25
21	65	585	0,04
22	103	192	0,27
23	110	350	0,33
24	120	505	0,16
25	140	520	0,26
26	30	480	0,34
27	165	420	0,7
28	150	360	0,9
29	190	460	1,1
30	150	240	3,0

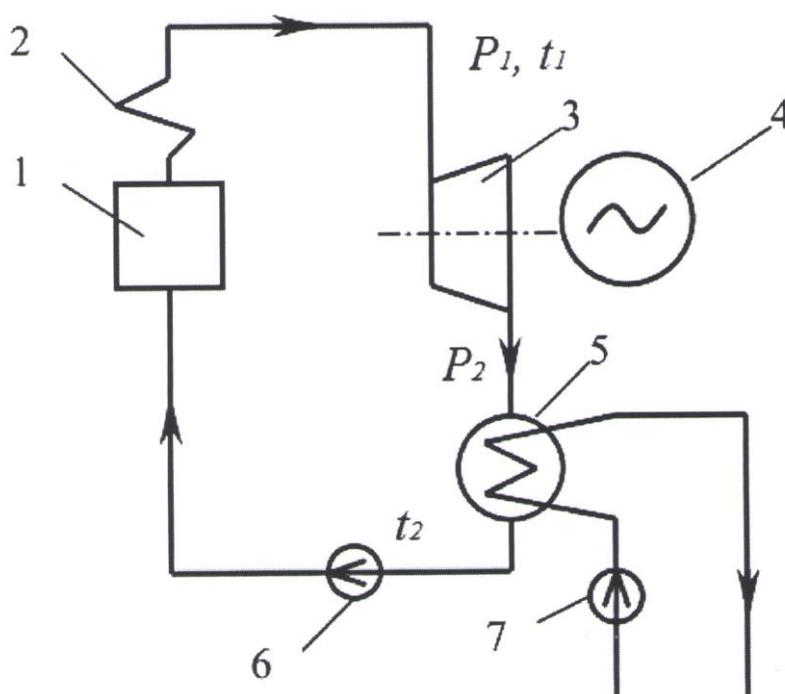


Рисунок 10.1 - Схема паросиловой установки

1 - парогенератор, 2 пароперегреватель, 3 - турбина, 4 - генератор, 5 - конденсатор, 6 - питательный насос, 7 - циркуляционный насос

#### Порядок расчёта

Энтальпия пара  $h_1$  на входе определяется по  $h-s$  диаграмме водяного пара (приложение 3) по значениям  $P_1$  и  $t_1$ .

Определяем энтропию пара  $s_1$  на входе.

По найденному значению энтропии, считая процесс преобразования энергии пара в турбине адиабатным (при постоянном значении энтропии  $s$ ), по значениям  $s_1$  и  $P_1$  определяем энтальпию конечного состояния пара  $h_2$ .

Определяем энтальпию питательной воды  $h_2'$  по формуле:

$$h_2' = C_p \cdot t_H, \quad (10.20)$$

где  $C_p = 4,19 \left( \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right)$  - теплоёмкость воды;

$t_H$  - температура насыщенного пара в конденсаторе, определяется по таблице П2 (приложение 2).

Термический КПД установки:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_2'} \quad (10.21)$$

## 10.2 РАСЧЕТ ГЭС

**Задача №3.** Определить мощность, вырабатываемую генераторами деривационной ГЭС (рис. 10.2) при условии, что глубина потока и ширина в безнапорном участке водовода одинаковы, по заданным параметрам.

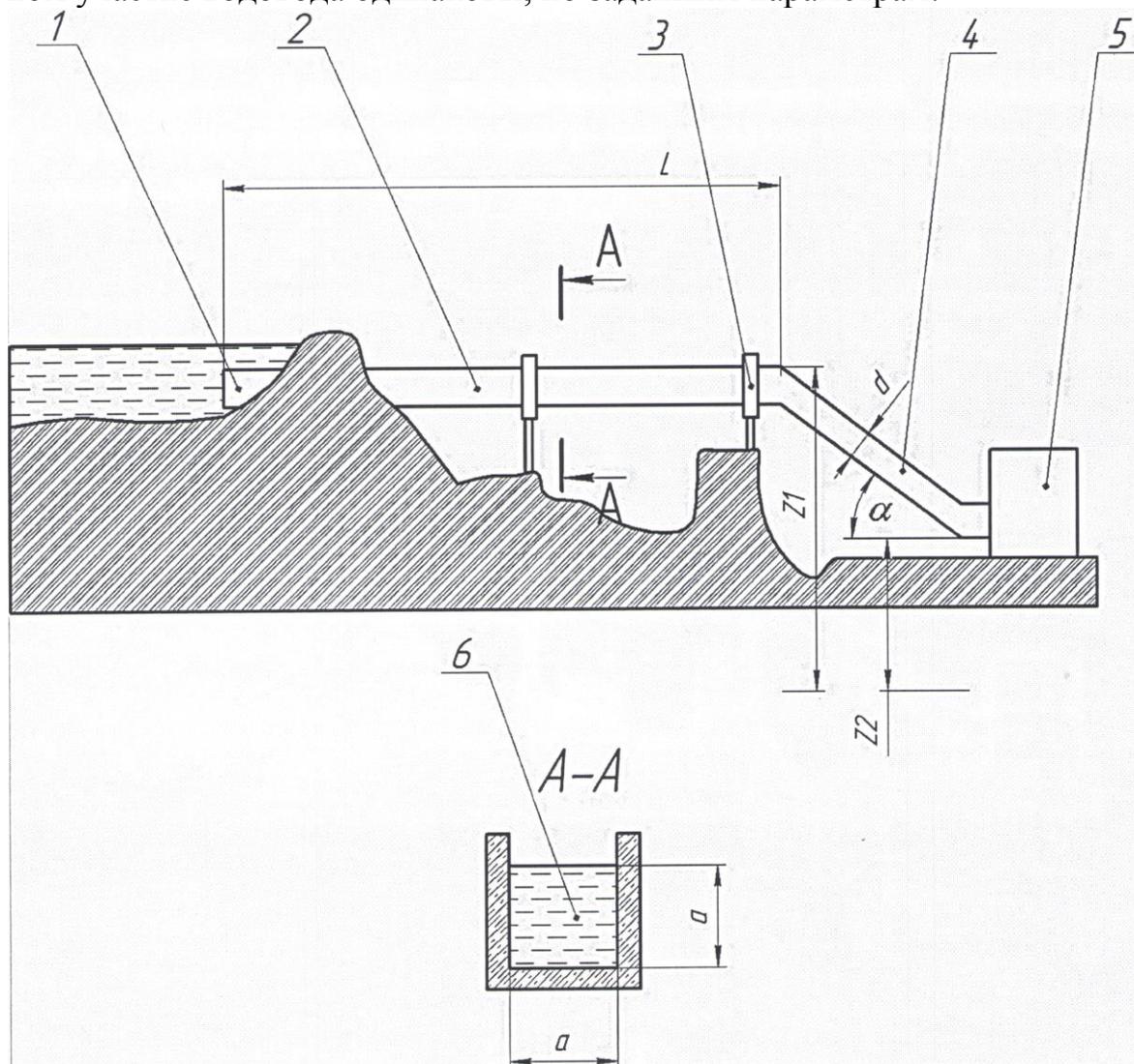


Рисунок 10.2 - Схема деривационной ГЭС

1 - водозаборное устройство; 2 - безнапорный участок водовода (лоток); 3 - опорная конструкция водовода; 4 - напорный участок водовода; 5 - здание ГЭС; 6 - поперечное сечение безнапорного участка водовода

Таблица 10.5 – Исходные данные для расчета

№ варианта	$Q_n$ (м <sup>3</sup> /с)	$Z_1$ (м)	$Z_2$ (м)	$L$ (м)	$V_6$ (м/с)	$V$ (м/с)	$\alpha$ (град.)	$d$ (м)	$\eta_m$ (о.е.)	$\eta_c$ (о.е.)
1	0,91	34,00	54,00	108,00	0,16	1,60	34,00	0,85	0,80	0,89
2	0,91	98,00	143,00	58,00	0,52	2,40	23,00	0,69	0,80	0,81
3	0,48	3,00	60,00	74,00	0,72	2,30	75,00	0,52	0,88	0,83
4	0,88	9,00	89,00	99,00	0,20	2,30	23,00	0,70	0,90	0,88

Продолжение таблицы 10.5

5	0,65	0,00	63,00	68,00	0,68	2,70	40,00	0,55	0,85	0,89
6	0,13	75,00	78,00	115,00	0,16	2,10	24,00	0,28	0,87	0,88
7	0,54	84,00	182,00	17,00	0,32	2,50	65,00	0,52	0,81	0,83
8	0,68	72,00	173,00	61,00	0,72	1,90	51,00	0,68	0,87	0,89
9	0,71	4,00	39,00	53,00	0,60	2,20	76,00	0,64	0,83	0,89
10	0,97	22,00	117,00	54,00	0,28	0,40	22,00	1,76	0,88	0,83
11	0,08	74,00	170,00	8,00	0,36	1,50	43,00	0,26	0,83	0,83
12	0,62	86,00	147,00	19,00	0,32	1,10	31,00	0,85	0,87	0,84
13	0,18	8,00	79,00	68,00	0,68	2,90	56,00	0,28	0,83	0,83
14	0,52	95,00	161,00	66,00	0,28	2,70	23,00	0,50	0,90	0,85
15	0,56	36,00	97,00	117,00	0,68	2,10	23,00	0,40	0,83	0,83
16	0,14	32,00	119,00	70,00	0,52	3,20	62,00	0,24	0,90	0,80
17	0,79	77,00	134,00	109,00	0,64	2,80	56,00	0,60	0,88	0,82
18	0,83	90,00	154,00	15,00	0,56	1,90	18,00	0,75	0,87	0,83
19	0,76	18,00	46,00	15,00	0,40	3,00	35,00	0,57	0,88	0,88
20	0,74	18,00	55,00	82,00	0,80	2,80	45,00	0,58	0,86	0,85
21	0,68	93,00	138,00	26,00	0,64	3,10	78,00	0,53	0,90	0,82
22	0,70	76,00	106,00	54,00	0,04	0,80	42,00	1,06	0,85	0,87
23	0,18	29,00	60,00	67,00	0,28	2,30	34,00	0,32	0,87	0,84
24	0,47	90,00	179,00	93,00	0,28	1,30	16,00	0,68	0,89	0,87
25	0,24	58,00	117,00	80,00	0,76	2,70	50,00	0,34	0,84	0,81
26	0,94	36,00	102,00	91,00	0,28	1,80	30,00	0,82	0,83	0,83
27	0,22	59,00	104,00	78,00	0,08	0,80	60,00	0,59	0,88	0,81
28	0,33	98,00	138,00	5700	0,64	3,10	8,00	0,37	0,83	0,86
29	0,71	81,00	113,00	2700	0,44	1,50	3,00	0,78	0,88	0,85
30	0,91	34,00	54,00	108,00	0,16	1,60	34,00	0,85	0,80	0,89

где  $Q_H$  (м<sup>3</sup>/с) - расход воды;

$Z_1$  (м) (м) - уровень напорного бассейна относительно уровня моря;

$Z_2$  (м) (м) - уровень воды в отводящем канале относительно уровня моря;

$L$  (м) - длина безнапорного участка;

$V_6$  (м/с) - скорость воды на безнапорном участке;

$V_H$  (м/с) - скорость воды на напорном участке;

$a$  (град.) - наклон на напорном участке;

$d$  (м) - диаметр трубы напорного трубопровода;

$\eta_m$  - КПД турбин;

$\eta_g$  - КПД генераторов.

Методические указания к задаче 3

Порядок расчёта

Площадь живого сечения лотка на безнапорном участке (рис. 10.2):

$$S = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{б}}}$$

Сторона смоченной поверхности (рис. 10.2);

$$a = \sqrt{S}$$

Смоченный периметр:

$$X = 3a$$

Гидравлический радиус безнапорного участка водовода:

$$R = \frac{S}{X}$$

Для определения потерь на трение на безнапорном участке определяется коэффициент Шези:

$$C = R \frac{0,15}{n},$$

где  $n$  - коэффициент шероховатости, который для бетонных лотков можно принять из диапазона 0,012-0,014.

Необходимый уклон на безнапорном участке определяют по формуле Шези:

$$i = \frac{V_{\text{б}}^2}{C^2 R}$$

Потери напора на безнапорном участке водовода:

$$\Delta h_{\text{б}} = i \cdot L,$$

где  $L$  - длина безнапорного участка водовода.

Длина напорного участка водовода:

$$L_{\text{н}} = \frac{Z_1 - Z_2}{\cos \alpha}.$$

Потери напора на напорном участке водовода:

$$\Delta h_{\text{н}} = \frac{0,083 \cdot \lambda \cdot L_{\text{б}} \cdot Q_{\text{н}}^2}{d^5},$$

где  $\lambda$  - коэффициент трения воды о стенки труб, принимается равным 0,02-0,03;

$Q_{\text{н}}$  - действительный расход на напорном участке без учёта потерь на испарение воды на участке деривации;

$d$  - диаметр трубопровода.

Мощность потока воды на уровне  $Z_2$  без учёта потерь напора на закруглениях водовода:

$$P = Q_{\text{н}} \cdot \rho \cdot g \cdot (Z_2 - Z_1 - \Delta h_{\text{б}} - \Delta h_{\text{н}}),$$

где  $g$  - ускорение свободного падения;

$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$  - плотность воды.

Механическая мощность на валу турбины:

$$P_{\text{мех}} = P \cdot \eta_{\text{Т}}.$$

Электрическая мощность генераторов деривационной ГЭС:

$$P_{\text{эл}} = P_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{Г}}.$$

#### Задача №4

Определить максимальную длину трёхфазной воздушной линии электропередачи (ЛЭП), исходя из допустимости потери в ЛЭП 10% активной мощности. Задачу решить для двух вариантов значений  $U_j$ , результаты сравнить. Поперечной составляющей потерь в ЛЭП пренебречь. Нагрузку считать чисто активной.

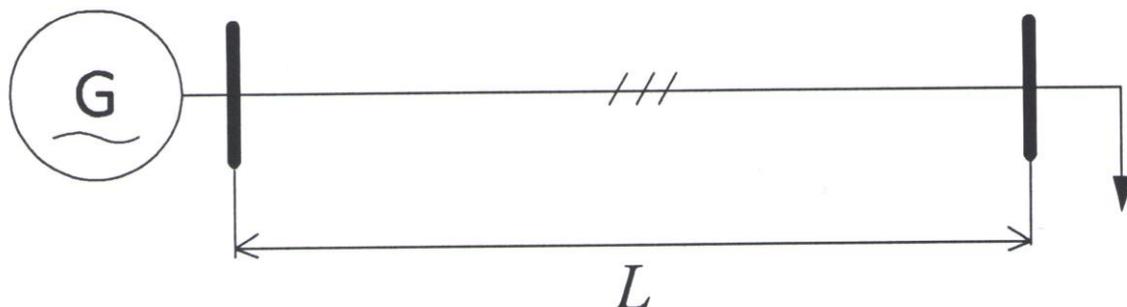


Рисунок 10.3 - Схема электрической цепи

Таблица 10.6 – Исходные данные для расчета

№ варианта	$S_{\text{ГНОМ}}$ (кВА)	Вариант 1		Вариант 2	
		$U_{\text{Л1}}$ (кВ)	$j_{\text{Э1}}$ (А/мм <sup>2</sup> )	$U_{\text{Л2}}$ (кВ)	$j_{\text{Э2}}$ (А/мм <sup>2</sup> )
1	1360	3000	1,26	6000	1,21
2	2298	6000	1,24	10000	1,31
3	8343	10000	1,25	20000	1,18
4	30000	20000	1,1	35000	1,06
5	5540	35000	1,12	110000	1,01
6	60514	110000	1,26	220000	1,3
7	3750	3000	1,31	6000	1,19
8	660	6000	1,23	10000	1,19
9	34000	110000	1,28	20000	1,6
10	5950	20000	1,24	35000	1,2
11	54571	35000	1,22	110000	1,06
12	89267	110000	1,15	330000	1,11
13	9474	3000	1,32	6000	1,24
14	10083	6000	1,26	10000	1,18
15	6869	10000	1,2	20000	1,07
16	774	20000	1,38	35000	1,04
17	26377	35000	1,72	110000	1,07
18	40186	110000	1,21	35000	1,02
19	160	3000	1,14	6000	1,03
20	6054	35000	1,44	10000	1,53
21	14200	20000	1,34	20000	1,24
22	33942	20000	1,07	35000	1,55
23	48419	35000	1,16	110000	1,22
24	51658	110000	1,27	110000	1,24
25	3980	3000	1,09	6000	1,05
26	8070	35000	1,26	10000	1,17
27	9627	10000	1,19	20000	1,12
28	16973	20000	1,22	35000	1,27
29	94343	330000	1,5	110000	1,18
30	90003	110000	1,02	500000	1,06

где  $S_{\text{ГНОМ}}$  (кВА) - полная мощность источника трёхфазного переменного тока;

$U_{\text{Л}}$  (кВ) - линейное напряжение в ЛЭП;

$j_{\text{Э}}$  (А/мм<sup>2</sup>) - экономическая плотность тока;

$L$  (км) - длина ЛЭП.

#### Методические указания к задаче 4

Порядок расчёта

Номинальный линейный ток нагрузки:

$$I_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{ГНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}}}$$

Допустимая величина потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{ГНОМ}}}{100\%} 10\%.$$

Предварительное сечение провода ЛЭП по экономической плотности тока:

$$s' = \frac{I_{\text{Л}}}{j_{\text{Э}}}.$$

По выбранному предварительному сечению (приложение 1) выбираем сталеалюминевый провод стандартного сечения (ближайшее стандартное сечение большее или равное выбранному предварительно).

Для выбранного провода (приложение 1) определяем электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°C, Ом ( $r_0$ ).

Определяем максимальную длину ЛЭП, исходя из заданного процента потерь мощности:

$$L = \frac{\Delta P_{\text{доп}}}{3 \cdot r_0 \cdot (I_{\text{Л}})^2}.$$

## 10.3 РАСЧЕТ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 10.3.1 РАСЧЕТ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА

Энергию ветра относят к возобновляемым видам энергии, так как она является следствием деятельности солнца. В отличие от ископаемого топлива, энергия ветра практически неисчерпаема, повсеместно доступна и более экологична.

Недостатки сооружения ВЭУ - трудности технического и экономического характера, замедляющими распространение ветроэнергетики. В частности, непостоянство ветровых потоков не создаёт проблем при небольшой пропорции ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии, однако при росте этой пропорции, возрастают также и проблемы надёжности производства электроэнергии.

Автономные ВЭУ, предназначенные для энергоснабжения небольших потребителей, частных домов, для электроснабжения технологических процессов сельхозпотребителей, или в качестве резервного источника электроснабжения. Применение параллельной энергоустановки позволяет снизить стоимость необходимого аккумулирующего устройства ветроустановки по сравнению с установкой, работающей в автономном режиме.

Задача №5 Необходимо рассчитать энергию, вырабатываемую ветроустановкой, для электроснабжения свинарника на 100 голов, при скорости ветра в рассматриваемом районе 5 м/с. Предлагаемая схема ветроустановки, работает параллельно с энергосистемой, изображена на рисунке 10.4.

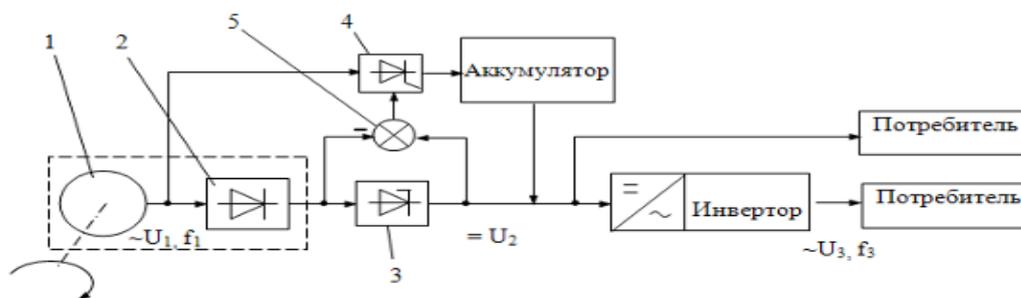


Рисунок 10.4 - Расчетная схема электроснабжения: а - свиарника на 100 ГОЛОВ

Ротор синхронного генератора 1 вращается с непостоянной скоростью и вырабатывает переменную ЭДС, частота которой изменяется пропорционально снижению или возрастанию скорости ветра. Для использования электроэнергии от установки совместно с энергосистемой необходимо обеспечить получение постоянства частоты переменного тока.

Стабилизацию частоты предлагается реализовать статическим преобразователем по схеме “переменное напряжение переменной частоты – постоянное напряжение – переменное напряжение постоянной частоты”.

Вырабатываемая генератором электрическая энергия разветвляется на два контура. В первом контуре электроэнергия через выпрямитель 2 и стабилизатор 3 поступает в инвертор, где постоянное напряжение 12В преобразуется в напряжение 380/220 В с частотой 50 Гц.

Мощность инвертора достигает единиц киловатт.

Второй контур – линия буферного накопителя электрической энергии. Она включает аккумулятор 4 и элемент сравнения 5. Контур вступает в работу в случае достаточной интенсивности ветра. При этом энергия, вырабатываемая ВЭУ, превышает энергию, потребляемую самим инвертором, а напряжение на входе стабилизатора превышает напряжение на выходе стабилизатора. Разность напряжений приводит к срабатыванию зарядного устройства, зарядный ток которого пропорционален разности напряжений.

Уменьшение интенсивности ветра приведет к уменьшению напряжения перед стабилизатором, вследствие чего происходит уменьшение сигнала с выхода сумматора до установленного значения, что приведет к прекращению заряда аккумулятора. В этом состоянии энергия ветроустановки затрачивается только для питания потребителя через инвертор. Использование электроэнергии, вырабатываемой ветроустановкой, совместно с централизованной энергосистемой возможно с помощью схемы местного автоматического включения резерва (АВР) двухстороннего действия на переменном оперативном токе.

### Выбор основного оборудования

1) Выходная мощность ветроустановки (кВт), определяется только мощностью преобразователя (инвертора) и не зависит от скорости ветра, емкости аккумуляторов. Ещё её называют «пиковой нагрузкой». Для увеличения выходной мощности возможно одновременное подключение нескольких инверторов.

2) Время непрерывной работы при отсутствии ветра или при слабом ветре определяется емкостью аккумуляторных батарей (А\*ч или кВт) и зависит от мощности и длительности потребления.

3) Скорость заряда аккумуляторных батарей (кВт/час) зависит от мощности самого генератора. Также этот показатель прямо зависит от скорости ветра, а косвенно от высоты мачты и рельефа местности. Более мощный генератор следует брать в том случае, если ветра в месте установки слабые.

### Выбор генератора

Для выбора ВЭУ необходимо знать направление ветров и их среднюю скорость в месте, где предполагается его установить. Следует помнить, что начальная скорость вращения лопастей ветрогенераторов равна 2 м/с, а скорость, при которой генератор работает с максимальной эффективностью, – 9-12 м/с. Мощность ветрогенератора зависит только от скорости ветра и диаметра винта. Рассчитаем мощность ветрогенератора по формуле:

$$P = 0,6 \cdot S \cdot v^3, \text{кВт}$$

где  $P$  мощность,

$S$  – площадь м<sup>2</sup> на которую перпендикулярно дует ветер,

$V$  – скорость ветра в м/сек.

$$P = 0,6 \cdot 9 \cdot 5^3 = 675, \text{Вт}$$

При известной средней скорости ветра, выбор заключается в диаметре винта установки. Так как, мощность, потребляемая фермой значительно больше мощности ветроустановки, то целесообразно устройство нескольких ВЭУ.

Выбираем генератор Г224 – 55А,  $U_n=14$  В. Он имеет высокие технико-экономические показатели, лёгок в эксплуатации и легко доступен.

### Расчёт скорости ветра

Скорость ветра 4-5м/с и месторасположение свинофермы, позволит ветрогенератору работать как минимум на 30-40% от номинальной мощности.

Как правило, оси пропеллерных ветроустановок находятся на высоте 5-50 метров. Для такой высоты можно пользоваться упрощённой формулой нахождения скорости ветра:

$$V_h = V_{10} \cdot \left( \frac{h}{10} \right)^b$$

где  $V_h$  - скорость ветра на высоте  $h$ , [ м/ч ];

$V_{10}$  - скорость ветра на высоте 10м;

$h$ - высота, [ м ];

$b = 0,14$  - эмпирический коэффициент.  $b = 1.4$

$$V_h = 5 \cdot \left( \frac{15}{10} \right) \cdot 1.4 = 5.26 \text{ (м/с)}$$

На рисунке 10.5 показана зависимость передаваемая ветроустановкой энергия от рабочей скорости ветра 5 м/с.

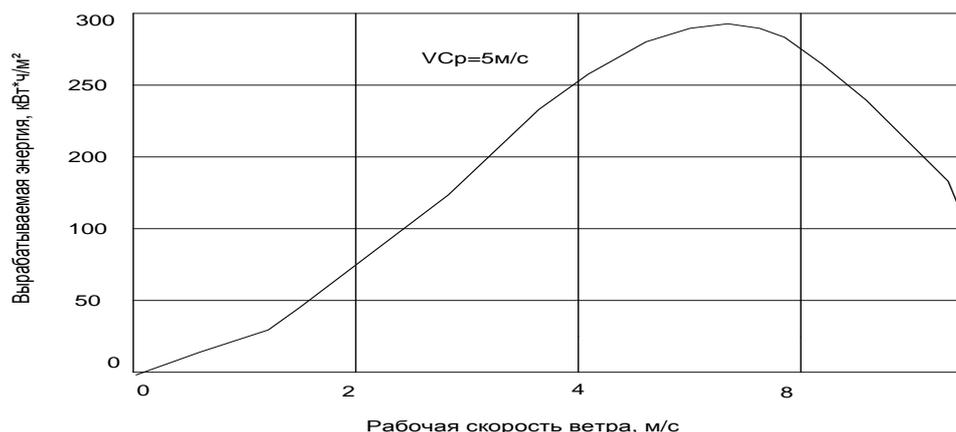


Рисунок 10.5 - Передаваемая энергия ветроустановкой в зависимости от скорости ветра 5 м/с.

Из графика видно, что функция вырабатываемой энергии зависит от распределения скоростей ветра и имеет явно выраженный максимум.

### Аэродинамический расчёт ветроколеса

Конструкционная схема 3-лопостного ветроколеса дана на рисунке 10.6., где  $L$ -длина лопасти,  $R$ -радиус окружности,  $D$ -ометаемая площадь ветроколеса.

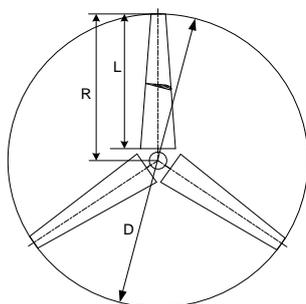


Рисунок 10.6 – Схема ветроколеса.

При изменении эквивалентной мощности потребителя при сохранении требуемой надежности мощность ветроустановки изменяется пропорционально.

$$\frac{N_{BY}}{N_{BVP}} = \frac{N}{N_P}, \text{ кВт}$$

где  $N_{BV}$  – мощность ветроустановки при исходной нагрузке, кВт,  $N_{BV} = 0,77$  кВт;

$N$  – исходная среднесуточная эквивалентная мощность нагрузки, кВт,  $N = 0,2$  кВт;

$N_{BVP}$  – расчетная мощность ветроустановки при другой нагрузке, кВт;

$N_p$  – расчетная среднесуточная эквивалентная мощность нагрузки, кВт.

Из пропорции (4.4) следует:

$$N_{BVP} = 2 \cdot N_p$$

Размеры ветроколеса при этом можно определить по формуле:

$$D_{BV} = \sqrt{\frac{4 \cdot N_{BVP}}{\pi \cdot V_p^3 \cdot \eta_{\text{вн}}}}$$

где  $D_{BV}$  – расчетный диаметр ветроустановки, м;

$V_p$  – текущее значение рабочей скорости ветра, м/с.

Отсюда имеем:

$$D_{BV} = \sqrt{\frac{4 \cdot 707}{3,14 \cdot 145,5 \cdot 0,75}} = 2,9 \approx 3 \text{ м}$$

Исходя из полученных данных принимаем  $D = 3$  м диаметр ветроколеса. Длина лопасти  $L = 1,5$  м.

## СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ

**Активная зона** - зона *ядерного реактора*, в которой происходит деление ядерного горючего и передача теплоты *теплоносителю*.

**Антипомпажные клапаны** - клапаны, установленные на корпусе *воздушного компрессора* ГТУ и перепускающие воздух из промежуточных ступеней компрессора в *выходной диффузор* газовой турбины при пусках и остановках. Это исключает явление *помпажа* - неустойчивую работу компрессора, сопровождающуюся интенсивной вибрацией всей ГТУ.

**Базовые турбины** - турбины, служащие для покрытия базовой части графика электрической нагрузки. Они работают постоянно при номинальной нагрузке или близкой к ней.

**Барaban** - цилиндрический горизонтальный сосуд, находящийся под давлением, из нижней части которого вода поступает в трубную систему *испарителя*; из верхней части пар поступает в *пароперегреватель*.

**Барабанный котел** - котел, в котором образование пара и его отделение от воды происходит в *барабане*, из которого пар поступает в *пароперегреватель*, а

затем в *паровую турбину*. Барабанные котлы могут использоваться только для *докритических параметров пара*.

Безотказность - свойство турбины непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторой наработки. Средняя наработка на отказ для турбин ТЭС мощностью 500 МВт и более должна быть не менее 6250 ч, а меньшей мощности – не менее 7000 ч, а для турбин АЭС - не менее 6000 ч.

Бесканальная прокладка - прокладка теплопровода сетевой воды, при которой его участки укладывают на специальные опоры непосредственно на дне вырытых грунтовых каналов, сваривают между собой стыки, защищают их от воздействия агрессивной среды и засыпают грунтом.

Биологическая защита - кладка из тяжелого бетона, предохраняющая персонал реакторного отделения АЭС от воздействия медленных и быстрых нейтронов и ионизирующего излучения.

Блочная ТЭС - электростанция, состоящая из отдельных *энергоблоков*, каждый из которых включает *котел, паровую турбину, питательный насос* и систему *регенеративного подогрева* питательной воды.

БРОУ - см. *быстродействующая редуционно-охладительная установка*

Быстродействующая редуционно-охладительная установка (БРОУ) - РОУ, служащая для быстрого сброса пара, генерируемого котлом, через обвод паровой турбины в конденсатор при аварийных ситуациях.

Быстрые нейтроны - нейтроны, образующиеся в результате деления ядерного топлива и имеющие большую скорость.

Вакуум - в широком смысле слова - давление среды, меньше атмосферного. В узком смысле на ТЭС под вакуумом понимают отношение разрежения к барометрическому давлению, выраженное в процентах.

Вал ротора турбины - элемент *ротора турбины*, соединенный с *дисками*, на которых располагаются рабочие *лопатки*.

Валопровод турбоагрегата - система роторов турбины, электрогенератора и возбuditеля, соединенных муфтами в единый вращающийся узел.

Ватт - единица мощности в системе СИ ( $1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$ ).

ВВЭР - см. *водо-водяной энергетический реактор*.

Вертикальные сетевые подогреватели (ПСВ) - подогреватели сетевой воды с вертикально расположенной трубной системой в вертикальном цилиндрическом корпусе.

Виброскорость - мера вибрации опор турбоагрегата. В нормальных условиях она не должна превышать 2,8 мм/с.

Влажность - содержание жидкой фазы (капель влаги) в паро-капельной смеси.

Влажный пар - пар, содержащий капли влаги. Предельно допустимая влажность пара в паровой турбине составляет 10-13 %.

Водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР) - корпусной реактор, в котором теплоносителем и замедлителем нейтронов является вода, циркулирующая через активную зону под высоким давлением.

Водогрейный котел - котел для нагрева *сетевой воды* на *районных тепловых станциях* (РТС) для последующего направления в *тепловую сеть* для теплоснабжения жилых домов и предприятий.

Водоподогревательная установка - установка для непрерывного подогрева обратной *сетевой воды* на ТЭЦ паром из отборов теплофикационной *паровой турбины* типа Т, включающая паропроводы отбора, *сетевые подогреватели*, систему эвакуации конденсата греющего пара из подогревателей и *подпиточную установку теплосети*.

Водоструйный эжектор - струйный насос, постоянно отсасывающий паровоздушную смесь из *конденсаторов* и других теплообменных аппаратов и поддерживающий в них низкое давление конденсации.

Возбудитель - электрическая машина, ротор которой соединен с ротором *электрогенератора*, служащая для питания его роторных обмоток, создания вращающегося электромагнитного поля и генерации тока в обмотках статора электрогенератора.

Воздухоохладитель - часть трубного пучка теплообменной поверхности конденсатора и сетевого подогревателя, служащая для максимального охлаждения паровоздушной смеси перед ее отсосом эжектором из парового пространства теплообменника.

Воздухоподогреватель - теплообменник котла, служащий для утилизации теплоты уходящих газов и нагрева воздуха, подаваемого в топку.

Воздушный компрессор - турбомашинa, обеспечивающая сжатие атмосферного воздуха перед его подачей в *камеру сгорания ГТУ*.

Вспомогательные турбины - турбины, служащие для обеспечения технологического процесса производства электроэнергии на ТЭС - обычно для привода *питательных насосов* и воздуходувок котлов.

Встроенная кольцевая камера сгорания - камера сгорания, встроенная в корпус ГТУ между компрессором и *газовой турбиной* и не имеющая индивидуальных пламенных труб.

Встроенный пучок - выделенный трубный пучок в *конденсаторе* теплофикационной паровой турбины для предварительного нагрева сетевой или *подпиточной воды теплосети*.

Выносная камера сгорания - камера, выполненная в отдельном корпусе и присоединенная к *компрессору* и *газовой турбине* отдельными патрубками.

Выплавляемая модель - модель из легкоплавкого материала, место которой при литье занимает жидкий металл. Литье по выплавляемым моделям используется при изготовлении охлаждаемых рабочих лопаток газовых турбин из *нимоников*.

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении - показатель качества теплофикационной турбины, представляющий отношение выработанной энергии к отпущенному теплу за одинаковый период времени.

Выходной диффузор - расширяющийся канал на выходе компрессора и газовой турбины, позволяющий преобразовать скорость выходного потока в давление.

Вязкость разрушения - характеристика материала, отражающая его сопротивление *хрупкому разрушению* при наличии трещин. С ростом температуры вязкость разрушения увеличивается.

Газовая турбина - турбомашинa, преобразующая потенциальную энергию

продуктов сгорания, полученных в камере сгорания, в механическую энергию вращения ее ротора, который приводит компрессор и/или электрогенератор

Газовый подогреватель конденсата (ГПК) - первая по ходу *питательной воды* поверхность теплообмена *котла-утилизатора ПГУ*.

Газомазутная ТЭС - тепловая *паротурбинная электростанция*, котлы которой приспособлены для сжигания газообразного и жидкого топлива (мазута) порознь или одновременно.

Газообразное топливо - природный и искусственные газы, используемые для сжигания в *энергетических котлах* и *камерах сгорания ГТУ*.

Газотурбинная тепловая электростанция (ГТЭС) - тепловая электростанция, основными энергетическими установками которой являются ГТУ.

Газотурбинная установка (ГТУ) - энергетическая установка, неотъемлемыми элементами которой являются *воздушный компрессор, камера сгорания* и *газовая турбина*.

Газотурбинный агрегат - энергетическая машина, состоящая из *ГТУ* и электрогенератора.

Гигаватт - единица измерения мощности ( $1 \text{ ГВт} = 10^9 \text{ Вт}$ ).

Гигакалория - единица измерения тепловой энергии, в частности тепла, отпускаемого ТЭЦ или котельными ( $1 \text{ Гкал} = 10^9 \text{ кал}$ ).

Год - единица времени ( $1 \text{ год} = 8760 \text{ ч}$ ).

Горелка с предварительным смешением - горелка, в которой топливный газ и воздух смешиваются перед подачей в зону горения.

Горизонтальный сетевой подогреватель (ПСГ) - подогреватель сетевой воды, трубная система которого расположена горизонтально.

Городское централизованное теплоснабжение - снабжение от одного теплоисточника города.

Горючая масса топлива - доля массы твердого и газообразного топлива, при сгорании которого выделяется теплота. Основная составляющая горючей массы твердого топлива - углерод, жидкого - смесь тяжелых фракций углеводородов.

Государственная районная электростанция (ГРЭС) - историческое название наиболее мощных ТЭС России, как правило, с энергоблоками 150-1200 МВт.

ГПК - см. *газовый подогреватель конденсата*.

Градирня - строительное сооружение в виде вытяжной башни, обеспечивающей тягу воздушной массы. Внутри башни с помощью разбрызгивающих устройств распыляется нагретая в *конденсаторе охлаждающая вода*. За счет ее испарения в количестве примерно 1 % происходит охлаждение воды, и она снова *циркуляционными насосами* подается в конденсатор.

Грамм — единица массы ( $1 \text{ г} = 10^{-3} \text{ кг}$ ).

Групповое централизованное теплоснабжение - снабжение группы зданий от одной котельной установки тепловой мощностью 1-10 Гкал/ч.

ГРЭС - см>. *государственная районная электростанция*.

ГТУ - см. *газотурбинная установка*.

ГТУ простого термодинамического цикла - газотурбинная установка, состоящая из одного компрессора, одной или нескольких *камер сгорания*, работающих в одинаковых условиях, и одной *газовой турбины*, обеспечивающих последовательные однократные процессы сжатия, нагрева и расширения рабочего тела ГТУ.

ГТУ сложного цикл - ГТУ, термодинамический цикл которой состоит из нескольких ступеней сжатия, или/и нескольких ступеней подвода теплоты в камерах сгорания, перемежающихся расширением в нескольких газовых турбинах.

ГТЭС - см. *газотурбинная тепловая электростанция*.

Давление — результирующая сила ударов молекул газа или пара, действующих на единицу площади сосуда, в котором они заключены.

Двухвальная турбина - турбина, состоящая из двух турбин, каждая со своим *валопроводом* и *электрогенератором*, связанных только потоком пара, который последовательно проходит через них.

Двухконтурная АЭС - атомная электростанция, в которой реакторный контур и паротурбинный контур разделены: через *ядерный реактор* циркулирует радиоактивная вода под высоким давлением, а в паротурбинной установке циркулирует нерадиоактивный пар и вода при существенно меньшем давлении.

Двухконтурная ПГУ - установка, характерным признаком которой является использование *двухконтурного котла-утилизатора*.

Двухконтурный котел-утилизатор - котел-утилизатор *двухконтурной ПГУ*, генерирующий пар высокого и низкого давлений с различной температурой. Каждый контур состоит из *экономайзера* (или *газового подогревателя конденсата*), *испарителя* и *пароперегревателя*.

Двухступенчатый нагрев сетевой воды - нагрев *сетевой воды* в двух последовательно расположенных *сетевых подогревателях* (нижнем и верхнем), питаемых из отборов паровой турбины с различным давлением. Двухступенчатый нагрев позволяет увеличить мощность турбины при той же теплофикационной нагрузке.

Деаэратор - основной элемент деаэрационной установки, служащий для удаления газов, растворенных в конденсате, вызывающих коррозию конденсатно-питательного тракта и внутренних поверхностей нагрева *котла*.

Деаэрационное отделение - помещение главного корпуса ТЭС между турбинным и котельным отделением для размещения *деаэраторов*.

Деаэрационная колонка - верхняя часть *деаэратора*, в которой происходит смешивание деаэрируемой воды и греющего пара, нагрев ее до *температуры насыщения* и *деаэрация*.

Деаэрация - процесс удаления растворимых газов из конденсата при его нагреве до *температуры насыщения*.

Децентрализованная система теплоснабжения - теплоснабжение, при котором источник тепла и теплоприемник практически совмещены, т.е. тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка.

Джоуль - единица измерения энергии ( $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot \text{с}$ ).

Дизельное топливо жидкое *топливо* малой вязкости, обычно используемое в качестве резервного топлива ГТУ и ПГУ.

Диск ротора турбины элемент *ротора турбины*, соединяемый с валом ротора, на котором устанавливаются *рабочие лопатки*.

Диффузионная горелка - горелка, в которой горение происходит на выходе из нее в факеле по мере перемешивания топлива и воздуха и протекания химической реакции.

Диффузионное горение - горение, определяемое скоростью перемешивания топлива и воздуха.

Диффузор - расширяющийся канал, в котором скорость потока преобразуется в давление.

Длительная прочность - сопротивление материала и деталей длительному пребыванию в условиях высоких температур и напряжений. Она определяет возможность повышения начальных параметров пара паровой турбины и начальной температуры газов ГТУ.

Докритические параметры пара - пар с давлением ниже критического (22,4 МПа) и температурой выше критической (374 °С).

Докритическое давление - давление меньше 22,4 МПа.

Дымовая труба - вертикальный канал, служащий для рассеивания вредных продуктов сгорания и других выбросов, содержащихся в уходящих газах котлов и ГТУ, в атмосфере на возможно большей площади.

Дымосос - вытяжной вентилятор, служащий для создания *разрежения* в топке котла.

Жидкое топливо - на ТЭС используют мазут и *дизельное топливо*.

Замедлитель - среда (обычно вода, графитовая кладка и другие материалы), окружающая *твэлы* и замедляющая *быстрые нейтроны* с целью поддержания цепной реакции деления ядер урана.

Замкнутая система охлаждения - система, в которой нагретый в детали охлаждающий агент не выбрасывается в *проточную часть*, а направляется в холодильник и затем снова возвращается для охлаждения детали. В настоящее время осваивается замкнутое паровое охлаждение лопаток турбин.

Индивидуальное теплоснабжение - *децентрализованная система теплоснабжения*, при котором в каждом помещении используются индивидуальные отопительные приборы.

Индивидуальный ресурс - ресурс, назначаемый индивидуально для каждого объекта после достижения им *паркового ресурса* эксплуатации.

Испаритель - трубная система *энергетического котла* или *котла-утилизатора* ПГУ, в которой поступающая *питательная вода* испаряется и превращается в пар.

Калория - единица измерения тепловой энергии (1 кал = 4,19 Дж).

Камера сгорания - элемент ГТУ, в котором происходит сжигание газообразного или жидкого топлива с целью получения продуктов сгорания требуемой температуры.

Канальный реактор - реактор, состоящий из графитовой кладки с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется *технологический ка-*

нал, являющийся *кипящим реактором* малого диаметра. *Замедлителем* в канальном реакторе служит графит, а *теплоносителем* – вода.

Квартальное централизованное теплоснабжение - снабжение городского квартала от одной водогрейной котельной установки тепловой мощностью 10-50 ГВт/ч.

Киловатт-час - единица энергии, в частности принятая для измерения выработанной и отпущенной электрической энергии на электростанциях (1 кВт·ч = 860 ккал).

Килограмм - единица массы в системе СИ.

Килограмм-сила - внесистемная единица силы (1 кгс = 9,8 Н).

Килокалория - единица измерения тепловой энергии (1 ккал = 10<sup>3</sup> кал).

Килопаскаль - единица измерения давления, в частности в конденсаторах и других аппаратах, работающих под разрежением (1 кПа = 10<sup>3</sup> Па).

Кинетическое горение - горение, скорость которого определяется скоростью протекания химической реакции.

Кипящий реактор - корпусной *ядерный реактор*, активная зона которого погружена в кипящую воду под высоким давлением. Над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в *паровую турбину*. В России кипящие реакторы не строят.

Кипящий слой - горение твердого топлива во взвешенном состоянии, обеспечиваемым скоростным напором воздуха, подаваемым снизу в зону горения.

Комбинированная выработка тепла и электроэнергии - производство электроэнергии *электрогенератором*, приводимым *паровой турбиной*, и тепла от пара отборов паровой турбины. Синонимом указанного комбинированного производства является термин «*теплофикация*».

Конденсатный насос - насос, откачивающий конденсат из *конденсатора*, подавая его через систему *регенеративных подогревателей* в *деаэрактор*.

Конденсатор - теплообменный аппарат, основной элемент *конденсационной установки*, служащей для конденсации пара, отработавшего в турбине, при низком давлении, составляющем 3-8 кПа.

Конденсаторные трубки - трубки, образующие теплообменную поверхность *конденсатора*, внутри которых непрерывно протекает *охлаждающая вода*, а снаружи конденсируется пар, поступающий из *паровой турбины*.

Конденсационная электростанция - промышленное предприятие, служащее для выработки электрической энергии (как правило, КЭС вырабатывают и небольшое количество горячей воды для отопления стационарного поселка).

Конденсационная установка - совокупность конденсатора, системы подачи *охлаждающей воды* в конденсатор с помощью *циркуляционных насосов*, системы откачки образующегося из пара конденсата *конденсатными насосами* и системы удаления воздуха из парового пространства конденсатора, обеспечивающих выполнение конденсатором своих функций.

Конденсационное помещение - помещение под паровой турбиной главного корпуса ТЭС, служащее для размещения конденсатора и другого вспомогательного оборудования.

Конденсационные турбины - турбины, отработавший пар которых поступает в *конденсатор*.

Концевое уплотнение - уплотнение вала на выходе из *цилиндра турбины*, не допускающее значительной утечки пара из цилиндра в зазор между вращающимся *ротором* и неподвижным *статором*.

Концентрация напряжений - повышение местных *механических напряжений*, вызванное резким изменением формы тела.

Корпус цилиндра - элемент *статора*, охватывающий не вращающиеся детали цилиндра: обоймы диафрагм, диафрагмы, обоймы концевых уплотнений и др. Корпус цилиндра имеет горизонтальный фланцевый разъем для удобства сборки и разборки турбины.

Котел - совокупность устройств, обеспечивающих образование пара или горячей воды путем подвода к ним тепловой энергии от сжигаемого топлива. Различают *котлы энергетические* и *водогрейные, барабанные* и *прямоточные*.

Котел с естественной циркуляцией - котел, испаритель которого работает на принципе многократной естественной циркуляции рабочего тела по тракту барабан - опускная труба - испаритель - барабан без использования циркуляционных насосов.

Котел-утилизатор (КУ) - котел, служащий для генерации пара высоких параметров для паровой турбины *ПГУ* за счет теплоты *уходящих газов ГТУ*.

Котельная установка - совокупность *котла* и вспомогательных устройств, обеспечивающих получение пара высоких параметров на ТЭС.

Коэффициент полезного действия нетто ТЭС по выработке электроэнергии — отношение количества электроэнергии, отпущенной с зажимов генератора, к той теплоте, которая затрачена на получение электроэнергии. Для ТЭС эта характеристика является чисто условной величиной.

Коэффициент полезного использования теплоты топлива - доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку электроэнергии и тепла на электростанции. У КЭС он не превышает 40 %, а для ТЭС он может достигать 85 %.

Коэффициент теплофикации ТЭС - отношение количества тепла, полученного из отборов турбин для нужд нагрева сетевой воды, при *минимальной расчетной температуре наружного воздуха* к максимальному отпуску тепла ТЭС.

Критические параметры пара - давление 22,1 МПа и температура 374,1 °С, при которых теплота парообразования равна нулю, а плотность жидкой и паровой фазы одинаковы.

Критический размер трещины - глубина трещины, при достижении которой происходит практически мгновенное *хрупкое разрушение* детали с тяжелыми последствиями. Наиболее опасны трещины в роторах и паропроводах энергоблоков.

КУ - см. *котел-утилизатор*.

КЭС - см. *конденсационная ТЭС*.

Лабиринтовое уплотнение - последовательная совокупность кольцевых щелей, образованных не вращающимися острыми гребнями, расположенными с малым радиальным зазором по отношению к поверхности уплотняемого вала, и кольцевых камер между ними. Лабиринтовое уплотнение обеспечивает малую протечку пара мимо решеток турбины.

Литейные стержни - элемент литейной формы, представляющий точную копию полости внутри отливаемой детали. После отливки детали стержень удаляют вытравливанием специальными химическими растворами.

Мазут - высококалорийное вязкое *жидкое топливо* для энергетических котлов, смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти после отделения бензина, керосина и других легких фракций. В теплоэнергетике в основном используются сернистые мазуты, требующие системы серочистки или использования специальных технологий сжигания.

Максимальная проектная авария - авария *ядерного реактора* с потерей охлаждающего теплоносителя и расплавлением его *активной зоны*.

Маневренность - способность турбины и энергоблока к быстрым и частым изменениям нагрузки, пускам и остановкам.

Маслоохладитель - теплообменный аппарат, служащий для охлаждения масла, подаваемого к подшипникам турбины из масляного бака, в который сливается масло, нагретое в подшипниках.

Машинный зал - помещение главного корпуса ТЭС для размещения *турбоагрегатов*.

Мегаватт - единица мощности ( $1 \text{ МВт} = 10^3 \text{ кВт}$ ).

Мегакалория - единица тепловой энергии ( $1 \text{ Мкал} = 10^6 \text{ кал}$ ).

Мегапаскаль - единица давления, используемая для измерения высоких давлений, в частности на ТЭС: перед котлом и за ним, перед турбиной, за питательным насосом ( $1 \text{ МПа} = 10^6 \text{ Па} = 0,098 \text{ ат}$ ).

Медленные нейтроны - образующиеся в результате деления ядер нейтроны, обладающие небольшой скоростью и имеющие вероятность захвата ядром и его последующего расщепления большую, чем *быстрые нейтроны*. Быстрые нейтроны замедляются с помощью *замедлителя*, и поэтому такие энергетические реакторы относятся к реакторам на медленных (тепловых) нейтронах.

Межгородское централизованное теплоснабжение - снабжение нескольких городов от одного теплоисточника.

Меридиональное профилирование - способ повышения экономичности *ступени турбины*, имеющей малые высоты решеток, путем профилирования их меридиональных обводов.

Метр - единица длины в системе СИ.

Механическое напряжение - мера удельной внутренней напряженности твердого тела вследствие приложения внешних нагрузок, характеризуемая как сила, приходящаяся на единицу поверхности. Обычно механическое напряжение измеряется в мега Паскалях.

Микрометр - единица длины ( $1 \text{ мкм} = 10^{-6} \text{ м}$ ).

Миллиметр - единица длины ( $1 \text{ мм} = 10^{-3} \text{ м}$ ).

Минимальная расчетная температура наружного воздуха - температура, принимаемая в расчетах *температурного графика теплосети*.

Многовальная ПГУ - установка, в которой два и более *электрогенератора*.

Монарная ПГУ - установка, рабочим телом турбины которой является смесь продуктов сгорания и водяного пара, полученного в *котле-утилизаторе* за счет теплоты уходящей парогазовой смеси ГТУ.

Монокристаллическая лопатка - лопатка, изготовленная из одного кристалла.

Моральное старение - ухудшение технико-экономических показателей оборудования по сравнению с достигнутым уровнем, вызванное использованием устаревших технологий.

Муфта - узел, обеспечивающий соединение соседних *роторов* и передающий мощность с одного ротора на другой.

Надежность - свойство *энергоблока* или *паровой турбины* обеспечивать бесперебойную выработку мощности при предусмотренных затратах топлива и установленной системе эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов, а также не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Насосы маслоснабжения - насосы, обеспечивающие системы регулирования и смазки маслом.

Непроходные каналы - каналы для размещения только подающего и обратного теплопровода, для доступа к которым необходимо срывать слой грунта и снимать верхнюю часть канала.

Нетрадиционная энергетика - область *электроэнергетики*, использующая источники энергии местного значения, а также источники, находящиеся в стадии освоения. Характерными чертами нетрадиционной энергетики являются их экологическая чистота, существенно большие удельные затраты на строительство и малая единичная мощность.

Низконапорный парогенератор - *энергетический котел*, в который вместо воздуха из атмосферы поступают *уходящие газы ГТУ*, содержащие достаточное количество кислорода для сжигания дополнительного топлива. Низконапорный парогенератор используют в *сбросных ПГУ*.

Нимоники - жаропрочные сплавы на основе никеля, используемые для лопаточного аппарата *газовых турбин*.

Нормальный кубометр -  $1 \text{ м}^3$  газа или жидкости в «нормальных» условиях (при температуре  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлении 1 атм). В нормальных кубометрах измеряют расход электростанцией природного газа и ведут расчеты показателей котлов

Ньютон - единица измерения силы в системе СИ ( $1 \text{ Н} = 0,098 \text{ кгс}$ ).

Оборотное водоснабжение - система снабжения ТЭС технической водой с помощью ее циркуляции и охлаждения в *прудах-охладителях* или *градирнях*.

Обратная сетевая вода - вода, возвращаемая от тепловых потребителей на ТЭЦ или РТС для последующего нагрева и возврата на теплотель.

Одновальная ПГУ - парогазовая установка, ГТУ и паровая турбина которой приводят единственный *электрогенератор*.

Одновальная турбина - турбина, имеющая один *валопровод*, образованный роторами *цилиндров* и *электрогенератора*.

Одноконтурная АЭС - атомная электростанция, через *ядерный реактор* и *паротурбинную установку* которой циркулирует одно и то же рабочее тело – вода и водяной пар.

Одноконтурная утилизационная ПГУ - ПТУ, *котел-утилизатор* которой состоит из одного контура.

Опора - корпус подшипника с установленным в нем опорным вкладышем, служащая для опирания вращающегося *валопровода* на *статор* через тонкую масляную пленку.

Отбор турбины - пар, выводимый из *проточной части* турбины для нагрева *питательной* и/или сетевой *воды*.

Относительное удлинение при разрыве – отношение приращения длины разорванного образца к его первоначальной длине. Относительное удлинение характеризует пластичность материала.

Отражатель - элемент *ядерного реактора*, уменьшающий утечку нейтронов из активной зоны. Для отражателей используются такие же материалы, как и для *замедлителей*.

Охлаждающая вода - вода, поступающая в *трубный пучок конденсатора* для обеспечения его низкой температуры и соответственно низкого давления конденсации из *реки, пруда-охладителя* или *градирни*.

Пакет рабочих лопаток - совокупность нескольких рабочих лопаток, установленных на диске и объединенных ленточным бандажом или связующей проволокой с целью увеличения вибрационной надежности.

Парковый ресурс - наработка однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при которой не происходит отказов работоспособности.

Паровая турбина - энергетическая турбомашина, элемент парового *турбоагрегата*, преобразующий потенциальную энергию пара высоких параметров в механическую энергию вращения ее ротора, приводящего *электрогенератор*.

Парогазовая тепловая электростанция (ПГЭС) - электростанция, оснащенная *парогазовыми установками*.

Парогазовая установка (ПГУ) - энергетическая установка, в которой электроэнергия вырабатывается *ГТУ* и *паровой турбиной* за счет теплоты *уходящих газов ГТУ*.

Парогазовая установка утилизационного типа - ПГУ, использующая для утилизации теплоты *уходящих газов ГТУ котел-утилизатор* без сжигания в нем дополнительного топлива.

Парогенератор - элемент двухконтурной АЭС, расположенный в *реакторном отделении*, в котором за счет теплоты горячего теплоносителя *ядерного реактора* (первого контура) происходит генерация пара во втором контуре для питания *паровой турбины*.

Пароперегреватель - трубная система *энергетического котла* или *котла-утилизатора* ПГУ, в которой пар нагревается *сверх температуры насыщения* с целью повышения КПД *турбоустановки* и снижения конечной влажности пара в паровой турбине.

Паротурбинная установка (ПТУ) - энергетическая установка, непрерывно преобразующая потенциальную энергию рабочего тела в механическую энергию вращающегося *ротора паровой турбины*. Неотъемлемыми элементами ПТУ являются источник пара (*энергетический котел*), *паровая турбина*, *конденсатор* и *питательный насос*.

Паротурбинная электростанция - электростанция, оснащенная *паротурбинными установками*.

Паскаль - единица давления в системе СИ ( $1 \text{ Па} = 10^{-5} \text{ ат}$ ).

ПВД - см. *подогреватель высокого давления*.

ПГУ - см. *парогазовая установка*.

ПГУ с высоконапорным парогенератором - ПГУ, *энергетический котел* работает под высоким давлением, а образующиеся продукты сгорания направляются в *газовую турбину*.

ПГУ с «вытеснением» регенерации - ПГУ, в которой *уходящие газы ГТУ* используются для нагрева питательной воды ПГУ.

ПГЭС - см. *парогазовая тепловая электростанция*.

Перегретый пар — пар, перегретый по отношению к *температуре насыщения*.

Пиковый водогрейный котел – *котел*, устанавливаемый на ТЭЦ, для дополнительного нагрева *прямой сетевой воды* сверх нагрева в *сетевых подогревателях паровой турбины* в холодное время года. Обычно этот нагрев осуществляется в пределах  $100\text{-}150 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Питательная вода - вода, поступающая в *котел* (2.3, 2.3, 8.3, 10.3).

Питательный электронасос (ПЭН) - питательный насос, приводимый электродвигателем (5.4.)

Питательный насос - насос, служащий для создания давления перед *котлом* и, в конечном счете, начального давления пара перед турбиной. Различают *питательные электронасосы* (ПЭН) и *питательные турбонасосы* (ПТН).

Питательный турбонасос (ПТН) - питательный насос, приводимый паровой турбиной малой мощности, питаемой из *отбора* главной паровой турбины

Плотность - количество вещества, содержащегося в единице объема. Обычно плотность измеряют в  $\text{кг/м}^3$ .

ПНД - см. *подогреватель низкого давления*.

Подогреватель высокого давления (ПВД) - теплообменник системы регенерации высокого давления, служащий для нагрева *питательной воды* паром из *отбора турбины* перед ее подачей в *котел*.

Подогреватель низкого давления (ПНД) - теплообменник системы регенерации низкого давления, служащий для нагрева конденсата паром из отбора турбины на  $30\text{-}40 \text{ }^\circ\text{C}$  перед его подачей в *деаэрактор*.

Подпиточная вода теплосети - деаэрированная вода, подготовленная в *подпиточной установке теплосети* ТЭЦ.

Подпиточная установка теплосети - установка подготовки и подпитки деаэрированной водой теплосети.

Полный установленный срок службы турбины - гарантированный заводом-изготовителем срок службы паровой турбины, составляющий для турбин ТЭС не менее 40 лет, а турбин АЭС - не менее 30 лет. На быстроизнашивающиеся детали, замена которых предусмотрена техническим обслуживанием, срок службы не распространяется.

Полупиковые турбины - турбины, предназначенные для покрытия полупиковой части графика электрической нагрузки.

Полупроходные каналы - каналы для прокладки *теплопроводов*, позволяющие передвигаться в нем в полусогнутом состоянии, выполняя осмотр и

мелкий ремонт тепловой изоляции. Сооружают в тех случаях, когда к теплопроводам необходим постоянный, но редкий доступ.

Помпаж - неустойчивая работа компрессора при малых расходах воздуха, проявляющаяся в интенсивной вибрации всей машины.

Потеря с выходной скоростью - кинетическая энергия потока пара, выходящего из турбины, не используемая для выработки механической энергии.

Предел длительной прочности - характеристика материала, отражающая его сопротивление *длительной прочности* и представляющая то *механическое напряжение*, которое может выдержать материал или деталь при заданных температуре и времени эксплуатации. Предел длительной прочности измеряется в МПа.

Предел текучести - характеристика материала, отражающая его сопротивление появлению пластических деформаций.

Принципиальная тепловая схема - схема, на которой приведены только основное оборудование и основные теплопроводы.

Природный уран - смесь в основном неделящегося изотопа урана  $^{238}\text{U}$  (более 99 %) и делящегося изотопа  $^{235}\text{U}$  (0,71 %), который и представляет собой ядерное горючее. Природный уран добывают в шахтах, в открытых карьерах или способом подземного выщелачивания.

Продукты сгорания топлива - смесь газов, полученных в результате химических реакций горения и избыточного воздуха. Продуктами сгорания в энергетических котлах являются дымовые газы, а в *камерах сгорания ГТУ* - рабочее тело *газовой турбины*.

Производственный пар - пар, отпускаемый из промежуточной ступени паровой турбины для нужд какого-либо производства.

Промежуточный пароперегреватель - элемент котла, служащий для *промежуточного перегрева пара*.

Промежуточный перегрев пара - повышение температуры пара в промежуточном пароперегревателе *котла* после его расширения в ЦВД турбины. Служит для уменьшения конечной влажности в конце турбины и повышения экономичности *турбоустановки*.

Промышленная турбина - турбина, предназначенная для выработки электроэнергии и тепла на *промышленной электростанции*.

Промышленные электростанции - электростанции, обслуживающие тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс, входящие в состав тех промышленных предприятий, которые они обслуживают.

Проточная часть турбины - совокупность ступеней *турбины*, обеспечивающих преобразование потенциальной энергии пара или газа в кинетическую энергию вращения *ротора турбины*.

Проходной канал - канал с постоянным легким доступом к *теплопроводам* для ревизий и ремонта, без нарушения дорожных покрытий и мостовых. Проходные каналы оборудуются освещением и естественной вентиляцией.

Пруд-охладитель - искусственный водный бассейн большой площади, снабжающий *конденсаторы турбин охлаждающей водой* и обеспечивающий ее охлаждение после нагрева в конденсаторе.

Прямая сетевая вода - горячая вода (70 - 150 °С в зависимости от времени года), нагреваемая в теплофикационной установке ТЭЦ или водогрейных котлах РТС, направляемая потребителям теплоты.

Прямоточное водоснабжение - система снабжения ТЭС технической водой из реки и сливом отработанной воды в реку.

Прямоточный котел - котел, в котором *питательная вода* не циркулирует, а проходит через его поверхности нагрева только 1 раз, подвергаясь нагреву до *температуры насыщения*, испарению и перегреву.

ПСВ - см. *вертикальные сетевые подогреватели*.

ПТН - см. *питательный турбонасос*.

ПТУ - см. *паротурбинная установка*.

Пылеугольная ТЭС - электростанция, работающая на угле и использующая традиционный способ его сжигания в факеле в пылевидном состоянии

ПЭН - см. *питательный электронасос*.

Рабочая масса топлива - масса твердого топлива, включающая влагу, золу и *горючую массу*.

Рабочая решетка - совокупность вращающихся одинаковых *рабочих лопаток*, образующих каналы, в которых происходит поворот потока пара, поступающего из *сопловой решетки*, и преобразование кинетической энергии потока пара в механическую энергию вращения *ротора турбины*.

Рабочие лопатки - профилированные элементы, установленные на *диске* специальным образом и образующие *рабочую решетку*.

Развернутая тепловая схема - схема, на которой представлено все оборудование, все паропроводы, задвижки и арматура, позволяющие оперативно управлять оборудованием в любых эксплуатационных режимах.

Раздельное производство тепла и электрической энергии) — получение электроэнергии на *КЭС* и тепла в котельных.

Разрежение - разность барометрического давления и давления в сосуде. Разрежение измеряют в кПа или ат.

Районная тепловая станция (РТС) - предприятие, обеспечивающее тепловую сеть *прямой сетевой водой* и принимающее обратную сетевую воду для ее нагрева в *водогрейных котлах*.

Районная электростанция - ТЭС общего пользования, обслуживающая все виды потребителей района.

Районное централизованное теплоснабжение - снабжение городского района от одного теплоисточника.

Расчетный ресурс - наработка турбины, которая гарантируется заводом-изготовителем и при достижении которой должен быть рассмотрен вопрос о ее дальнейшей эксплуатации.

Реакторное отделение АЭС - часть энергоблока АЭС, в которой расположен *ядерный реактор*, парогенераторы (или сепараторы), главные циркуляционные насосы и другое вспомогательное оборудование, обеспечивающее работу реакторного контура.

Регенеративные подогреватели - теплообменные аппараты, в которых происходит, нагрев *питательной воды* паром *отборов паровой турбины*.

Регенеративный подогрев - нагрев конденсата и *питательной воды* паром из регенеративных отборов турбины с целью использования его *теплоты конденсации*.

Регулирующая диафрагма - орган регулирования и управления потоком пара, направляемым в сетевые подогреватели, обеспечивающий требуемую потребителем тепловую нагрузку.

Редукционно-охладительная установка (РОУ) - установка, служащая для уменьшения давления пара и снижения его температуры путем впрыска воды.

Ресиверные трубы - паропроводы перепуска пара из ЦСД или ЦВД в ЦНД

Ресурс - суммарная наработка турбины от начала эксплуатации до предельного состояния.

Ротор газовой турбины - сборная конструкция, обычно состоящая из отдельных дисков компрессора и *газовой турбины*, концевых частей и одного центрального стяжного болта. Диски между собой и с концевыми частями соединяются *хиртами*.

Ротор паровой турбины - вращающийся узел *цилиндра турбины*, состоящий из *вала, дисков и рабочих лопаток*, соединяемый с роторами соседних *цилиндров* или ротором *электрогенератора*.

РОУ - см. *редукционно-охладительная установка*.

РТС - см. *районная тепловая станция*.

Саблевидные лопатки - лопатки с криволинейной осью, наклоненной по вращению в корневых сечениях, и против вращения - в периферийных. Использование саблевидных лопаток существенно повышает экономичность турбины.

Сбросная ПГУ - ПГУ, *уходящие газы ГТУ* которой сбрасываются в *низконапорный парогенератор*, замещают собой атмосферный воздух и уменьшают количество топлива, подводимого в парогенераторе для выработки пара.

Сверхкритическое давление пара - давление, большее 22,1 МПа.

Сетевая вода - непрерывно циркулирующее рабочее тело, подготовленное в специальных подпиточных установках *теплосети*, обеспечивающее доставку тепловой энергии от ТЭЦ или РТС ее потребителям. Различают сетевую воду *прямую и обратную*.

Сетевой подогреватель - теплообменный аппарат, в котором нагревается *сетевая вода*, проходящая внутри трубной системы, за счет *теплоты конденсации* греющего пара, отбираемого из *проточной части турбины*.

Сила - величина, характеризующая меру воздействия на данное тело со стороны других тел. На ТЭС силы измеряют в *ньютонгах (Н)* и *килограмм-силах (кгс)*. 1 кгс = 9,8 Н.

Система защиты турбины - система, обеспечивающая прекращение подачи пара в турбину и ее остановку при возникновении аварийных ситуаций.

Система охлаждения газовой турбины - система, обеспечивающая поддержание допустимого уровня температур рабочих и сопловых лопаток, корпусных элементов, дисков, несущих рабочие лопатки, а также организующая запирающие уплотнения подшипников, где циркулирует масло.

Скорость - путь, пройденной точкой в единицу времени. Обычно скорость среды в технологическом оборудовании ТЭС измеряют в м/с.

Слоевое сжигание - сжигание твердого топлива в слое, состоящем из достаточно крупных фракций с подводом воздуха к поверхностным слоям.

Секунда - единица времени в системе СИ.

Собственные нужды - часть электроэнергии, выработанной ТЭС, использованной для обеспечения ее работы (на электропривод насосов, вентиляторов и т.д.).

Сопловая лопатка - невращающийся элемент специального профиля, служащий для создания сопловых каналов, в которых потенциальная энергия пара преобразуется в кинетическую энергию потока пара или газа.

Сопловая решетка - совокупность неподвижных одинаковых *сопловых лопаток*, образующих суживающиеся (сопловые) каналы, обеспечивающие преобразование потенциальной энергии пара в кинетическую энергию струй пара для дальнейшего ее превращения в энергию вращения *ротора турбины*.

Средний срок службы до капитального ремонта - период между капитальными ремонтами турбины. В соответствии с ГОСТ он должен быть не менее 6 лет.

Статор турбины - неподвижная (невращающаяся) часть турбины, включающая корпус, обоймы, диафрагмы и корпуса подшипников с опорными и упорным вкладышами.

Стационарные турбины - турбины, сохраняющие неизменными свое местоположение при эксплуатации. К ним, в частности относятся все турбины ТЭС.

Степень сжатия компрессора - отношение давления за компрессором к давлению перед ним.

Ступень турбины - совокупность *сопловой* (невращающейся) и *рабочей* (вращающейся) решеток, обеспечивающих преобразование части потенциальной энергии пара в механическую энергию вращения *ротора турбины*.

Сутки - единица времени (1 сутки = 24 ч).

Сухой насыщенный пар - пар, не содержащий капель влаги и не перегретый по отношению к состоянию насыщения.

Твердое топливо - минеральное топливо (угли, лигниты, торф), используемое для сжигания на паротурбинных ТЭС.

Твэлы - см. *тепловыделяющие элементы*.

Температура - мера интенсивности движения молекул. В системе СИ температура измеряется в кельвинах. В теплотехнике принято пользоваться стоградусной шкалой (градусами Цельсия).

Температура кипения - см. *температура насыщения*.

Температура насыщения - температура, при которой начинается кипение воды или конденсация жидкости из пара. Температуры насыщения, конденсации, кипения и испарения — идентичные понятия. Их значение зависит только от давления.

Температурный график теплосети - зависимость необходимой потребителю температуры *прямой сетевой воды* от температуры наружного воздуха.

Тепловая мощность - количество тепла, произведенного или потребленного в единицу времени. Обычно она измеряется в Гкал/ч и иногда в МВт).

Тепловая сеть - см. *тепловая сеть*.

Тепловая схема - графическое изображение оборудования и паропроводов ТЭС.

Тепловая электрическая станция - промышленное предприятие, вырабатывающее тепло и электрическую энергию, используя энергию, заключенную в сжигаемом топливе.

Тепловая энергия - неупорядоченная форма энергии, измеряемая в калориях (кал) и кратных ей величинах.

Тепловыделяющая сборка - группа ТВЭЛов в несколько сотен штук, собранная в единый блок, который удобно помещать и извлекать из *активной зоны реактора*.

Тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) - герметичные тонкостенные циркониевые трубки длиной до 4 м, в которые помещают цилиндрические таблетки из обогащенного урана. В ТВЭЛе происходит процесс расщепления ядер  $^{235}\text{U}$  с выделением теплоты, используемой для нагрева *теплоносителя*.

Теплоноситель - рабочее тело теплообменников, в частности *ядерных реакторов*, подвергаемое нагреву или охлаждению. Нагреваемый теплоноситель называют горячим, а охлаждаемый – холодным.

Теплопроводы - трубопроводы *прямой и обратной сетевой воды*, расположенные вне ТЭЦ и РТС.

Тепловая сеть - система теплопроводов, насосных станций и теплообменных аппаратов, обеспечивающая непрерывную подачу тепловой энергии в виде горячей воды потребителям и ее возврат на ТЭЦ или РТС.

Теплота конденсации - теплота, выделяющаяся при превращении *сухого насыщенного пара* в воду вследствие конденсации. Эффект выделения теплоты конденсации используется для нагрева холодных теплоносителей конденсирующимся паром.

Теплота сгорания - количество тепловой энергии, которая выделяется при полном сгорании единицы *рабочей массы* (1 кг) жидкого или твердого топлива, или 1  $\text{м}^3$  газа. Соответственно теплота сгорания измеряется в кДж/кг, кДж/ $\text{м}^3$  или ккал/кг, ккал/ $\text{м}^3$ .

Теплофикационные паровые турбины – турбины, предназначенные для выработки тепловой и электрической энергии, имеющие для этих целей *электрогенератор* и один или несколько регулируемых *отборов пара* (5.4).

Теплофикационный пучок - см. *встроенный пучок*.

Теплофикация - см. *комбинированная выработка тепла и электрической энергии*.

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) - энергетическое предприятие, служащее для выработки *тепловой энергии* в виде горячей *сетевой воды* или пара сниженных параметров и электроэнергии. На ТЭЦ осуществляется комбинированная *выработка тепла и электрической энергии*, обеспечивающей экономию топлива в пределах 15 % по сравнению с отдельной выработкой на КЭС и РТС.

Техническая атмосфера - единица измерения давления, обычно используемая эксплуатационным персоналом ТЭС ( $1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 9,8 \cdot 10^4 \text{ Па} = 98 \text{ кПа} = 0,098 \text{ МПа}$ ).

Технологический канал - элемент *канального реактора*, представляющий собой совокупность парогенерирующего устройства, графитовой кладки и элементов их установки.

Тихоходная турбина - турбина, имеющая в зависимости от частоты сети частоту вращения 25 или 30 об/с.

Тонна - единица массы ( $1 \text{ т} = 1000 \text{ кг}$ ).

Топка котла - пространство в *котле*, где происходит горение *факела* топлива.

Точное литье по выплавляемым моделям - метод литья, при котором *выплавляемую модель* помещают в литейную форму, к которой подают расплав *нимоника*. Расплав выплавляет пластмассу, занимает ее место, и в результате создается литая деталь с внутренней полостью, заполненной литейным стержнем. Стержень удаляют вытравливанием специальными химическими растворами. Полученные детали практически не требуют дополнительной механической обработки.

Традиционная электроэнергетика - энергетика, использующая традиционные источники энергии (органическое топливо, ядерное горючее и водные ресурсы).

Транспортная турбина - турбина, изменяющая свое местоположение в пространстве.

Трансформатор - электрическое устройство, служащее для повышения электрического напряжения, создаваемого *электрогенератором*, с целью уменьшения потерь электроэнергии в линиях электропередачи.

Трехконтурная ПГУ - парогазовая установка с *трехконтурным котлом-утилизатором*.

Трехконтурный котел-утилизатор - котел *трехконтурной ПГУ*, содержащий три контура генерации пара трех разных давлений и температур для использования в паровой турбине.

Трубный пучок конденсатора - совокупность трубок, на которых происходит конденсация пара, поступающего из турбины.

Турбина с противодавлением - паровая турбина типа Р с конечным давлением, больше атмосферного.

Турбинное отделение - отделение ТЭС, охватывающее паротурбинное оборудование.

Турбоагрегат - совокупность *паровой турбины, электрогенератора и возбuditеля*, объединенных одним *валопроводом*, обеспечивающая преобразование потенциальной энергии пара в электроэнергию.

Турбоустановка - последовательная совокупность *паровой турбины, конденсатора, конденсатных насосов, ПНД, деаэратора, питательных насосов и ПВД*, обеспечивающих преобразование потенциальной энергии пара, выходящего из *котла*, в механическую энергию вращения *валопровода турбины* и возвращение *питательной воды* в *котел*.

ТЭС с поперечными связями - электростанция, на которой все котлы работают на общий коллектор свежего пара, из которого питаются все *паровые турбины*. Общими на таких ТЭС являются и коллекторы *питательной воды*, и *деаэраторы*.

ТЭЦ - см. *теплоэлектроцентраль*.

Удельная теплота парообразования - количество теплоты, необходимое для испарения единицы массы вещества. Для воды она зависит только от давления, изменяясь примерно от 2200 кДж/кг (в *конденсаторе* турбины) до нуля (при *критических параметрах*).

Удельный объем - объем 1 кг массы вещества.

Удельный расход условного топлива - количество *условного топлива* в граммах, потребляемое ТЭС для выработки 1 кВт · ч электроэнергии.

Условное топливо - гипотетическое топливо с теплотой сгорания 7000 ккал/кг = 29,33 МДж/кг.

Усталость металла - явление разрушения материала под действием большого числа сравнительно небольших нагрузок, переменных во времени, приводящих к появлению трещин и их росту до *критического размера*, после чего следует внезапное *хрупкое разрушение*.

Утилизационная ПГУ - см. *парогазовая установка утилизационного типа*.

Уходящие газы ГТУ - газы, покидающие ГТУ и направляемые в *дымовую трубу* или *котел-утилизатор ПГУ*.

Факел - область высокой температуры в топке котла или камере сгорания, в которой происходит химическая реакция горения топлива.

Факельный метод сжигания - сжигание топлива в *факеле*, при котором реализуется *диффузионное горение*.

Физический метод - один из методов разделения экономии от *комбинированного производства тепла и электроэнергии* между ними. При использовании физического метода вся экономия топлива относится на электроэнергию. Поэтому удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ меньше, чем на КЭС. Физическое старение - ухудшение показателей прочности деталей энергетического оборудования, вызванное его длительной работой при высокой температуре.

Фундамент - строительная рамная железобетонная конструкция, состоящая из верхней и нижней фундаментных плит колонн, служащая для размещения *турбоагрегата*, *конденсатора* и вспомогательного оборудования ТЭС.

Хирты - радиальные зубья треугольного профиля, позволяющие обеспечить центровку сопрягаемых дисков при сборке ротора.

Хрупкое разрушение - практически мгновенное разрушение металла или детали без видимых пластических деформаций, обычно вследствие достижения трещиной *критического размера*.

ЦВД - см. *цилиндр высокого давления*.

Централизованное теплоснабжение - снабжение потребителей теплом от ТЭЦ или РТС и разветвленной теплосети.

Центробежная форсунка - устройство для распыливания жидкого топлива в *камере сгорания* путем создания вращающейся конической струи, распадающейся на мелкие капли и легко перемешивающейся с воздухом.

Цилиндр высокого давления (ЦВД) - цилиндр турбины, в который поступает свежий пар из *котла*; после расширения в ЦВД пар направляется либо в ЦСД, либо на *промежуточный перегрев* в котел.

Цилиндр низкого давления (ЦНД) - цилиндр турбины, в который поступает пар из ЦСЦ; после расширения в ЦНД пар направляется в *конденсатор*.

Цилиндр среднего давления (ЦСД) - цилиндр турбины, в который поступает пар из ЦВД; после расширения в ЦСД пар направляется в ЦНД.

Цилиндр турбины - самостоятельный узел *паровой турбины*, имеющий собственный *ротор* и *статор*, паровпускной и выходной паровые патрубки.

Циркулирующий кипящий слой - сжигание *твердого топлива* в *кипящем слое* с циркуляцией несгоревшего топлива и наполнителя слоя в топку. Количество циркулирующего материала в сотни раз превышает количество воздуха, подаваемого для горения.

Циркуляционный насос - насос, подающий *охлаждающую воду* в трубный пучок *конденсатора* турбины.

ЦНД - см. *цилиндр низкого давления*.

ЦСД - см. *цилиндр среднего давления*.

Частота вращения - число оборотов вала в единицу времени.

Экологический впрыск - впрыск воды в *камеру сгорания* для снижения температуры горения и уменьшения количества образующихся оксидов азота.

Экономайзер - элемент трубной системы *энергетического котла* или *котла-утилизатора*, в которых происходит предварительный нагрев *питательной воды* перед ее подачей в *барабан* (или *деаэратор*).

Экраны - система труб специальной конструкции, располагаемая по стенкам *топки котла*, внутри которых движется нагреваемое рабочее тело за счет лучистой энергии горящего *факела* топлива.

Электрическая мощность - мощность на зажимах *электрогенератора турбоагрегата*.

Электрогенератор - электрическая машина, преобразующая механическую энергию вращения ее ротора в электрический ток, подаваемый на *трансформатор* ТЭС.

Электронасосы рециркуляции конденсата - насосы, подающие часть конденсата, нагретого в ГПК, на вход в котел-утилизатор для обеспечения температуры питательной воды на уровне 60 С при сжигании природного газа и 120 °С при сжигании дизельного топлива.

Электроэнергетика - подсистема энергетики, охватывающая производство электроэнергии на электростанциях и ее доставку потребителям по линиям электропередачи.

Энергетика - совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов.

Энергетическая турбина - турбина, служащая для привода электрогенератора, включенного в энергосистему. Их устанавливают на крупных ГРЭС, АЭС и ТЭЦ.

Энергетический блок - практически автономная энергетическая установка

*блочной электростанции, состоящая из котельной установки и паротурбинной установки, а также связывающих их паропроводов и трубопроводов питательной воды.*

Энергетический котел - котел, вырабатывающий пар высоких параметров для последующего использования в *паровой турбине*. Различают котлы *барабанные* и *прямоточные*.

Энергоблок - см. *энергетический блок*.

Эрозия рабочих лопаток - износ *рабочих лопаток* каплями влаги, вызывающий снижение надежности и экономичности *паровой турбины*.

Ядерное горючее - обогащенный до 3,3-4,4% уран, получаемый на обогатительных заводах из *природного урана*.

Ядерный реактор - элемент АЭС, в котором осуществляется генерация пара высокого давления для последующего использования в *паровой турбине*.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика: учеб. пособие. М.: Академия, 2005. 208 с.
2. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 2005.
3. Тихомиров К.В., Сергеенко Э.С. Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция. М.: Стройиздат, 1997.
4. Енин А.С. Общая энергетика: учебное пособие для студентов спец.100.400. Тверь: ТГТУ, 1996.
5. Енин А.С. Общая энергетика: методические указания к практическим занятиям и лабораторным работам для студентов спец.100.400. Тверь: ТГТУ, 2004.
6. Волков Э.П., Ведяев В.А., Обрезков В.И. Энергетические установки электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1998.
7. Ильиных И.И. Гидроэлектростанции: учеб. пособие. М.: Энергоатомиздат, 1988. 248 с.
8. Крупович В.И., Барыбин Ю.Г., Самовер М.Л. Справочник по проектированию электроснабжения. М.: Энергия, 1980. 456 с.: ил.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: НЦ ЭНПС, 2006.
10. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006.
11. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. 1997.
12. Отчёт о работе группы экспертов по беззатратным энергосберегающим мероприятиям в рамках проекта ПРООН/ГЭФ "Экономически эффективные энергосберегающие мероприятия в российском образовательном секторе" / А.С. Енин и др. (В книге: О.Ю. Базанова, В.В. Измайлов "Энергосбережение", Тверь: "Альфа - Пресс", 2004).
13. Энергосбережение. Введение в проблему: учебное пособие / Н.И. Данилов и др. Екатеринбург: ИД "Сократ", 2001.
14. Энергосбережение: справочное пособие / В.Е. Батищев и др. Екатеринбург: ЭКС-Пресс, 2000.

## Оглавление

Введение	3
Общие сведения	3
1. История развития электроэнергетики. Электроэнергетические системы	6
1.1 История и развитие электроэнергетики в России	6
1.2 Электрические системы и сети	12
1.2.1 Электрические системы	12
1.2.2 Электроэнергетические сети. Устройство электрических сетей	13
2 Тепловые электростанции	17
2.1 Структурная схема ТЭС	17
2.2 Топливо и его приготовление	18
2.3 Основные конструкции котлов	20
2.4 Устройство и конструкция паровой турбины	25
2.5 Устройство синхронного генератора	28
3 Устройство и функционирование современной ТЭЦ	31
3.1 Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов	31
3.2 Понятие о теплофикации	34
3.3 Представление о тепловых сетях крупных городов	34
3.4 Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки	38
3.5 Распределение экономии топлива от теплофикации на выработанные электроэнергию и тепло. Показатели качества работы ТЭЦ	42
3.6 Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды на ТЭЦ	44
4 Парогазовые установки электростанций	45
4.1 Понятие о парогазовых энергетических технологиях и устройство простейшей ПГУ	45
4.2 Классификация ПГУ, их типы, преимущества и недостатки	50
4.3 Парогазовые установки утилизационного типа	55
4.4 Устройство горизонтального котла - утилизатора	61
4.5 Преимущества и недостатки ПГУ, их место в зарубежной энергетике и тенденции их развития	62
5 Атомные электростанции	66
5.1 Тепловые схемы АЭС	66
5.2 Типы и характеристики ядерных реакторов	67
5.3 Парогенератор и турбина	69
5.4 Надежность АЭС	70
6 Гидроэлектростанции	71
6.1 Классификация ГЭС	72
6.2 Гидроаккумулирующие электростанции и приливные электростанции	75
6.3 Малые и микро- гидроэлектростанции	76

6.4 Особенности большой и малой гидроэнергетики	78
7 Котельные установки	79
7.1 Общие понятия и определения	79
7.2 Классификация котельных установок	80
7.3 Котельный агрегат и его элементы	81
7.4 Котельная установка и ее системы	84
7.5 Каркас и обмуровка котла	87
7.6 Схемы подачи воздуха и удаление продуктов сгорания	89
7.7 Сепарационные устройства	91
7.8 Пароперегреватели	93
7.9 Водяные экономайзеры. Назначение, конструкция, виды	95
7.10 Воздухоподогреватели. Назначение, конструкция, виды	98
8 Возобновляемые и альтернативные источники энергии	101
8.1 Классификация источников возобновляемой энергии	101
8.2 Прямые преобразователи солнечной энергии	102
8.3 Преобразование солнечной энергии электрический ток	104
8.4 Подогреватели воздуха	107
8.5 Концентраторы солнечной энергии (солнечные коллекторы)	107
8.6 Ветрогенераторы. Устройство, категории, типы. Преимущества и недостатки	108
8.7 Биоэнергетика	115
8.8 Водородная энергетика	121
9 Техническая термодинамика	123
9.1 Введение в техническую термодинамику	123
9.2 Термодинамическая система	124
9.3 Параметры состояния	124
9.4 Уравнение состояния и термодинамический процесс	126
9.5 Теплота и работа	126
9.6 Внутренняя энергия	127
9.7 Первый закон термодинамики	127
9.8 Теплоемкость газа	128
9.9 Универсальное уравнение состояния идеального газа	129
9.10 Смесь идеальных газов	130
9.11 Основные положения второго закона термодинамики	131
9.12 Энтропия	132
10 Практическая часть	133
10.1 Расчеты тепловых схем	133
10.2 Расчеты ГЭС	142
10.3 Расчет альтернативных источников электроэнергии	147
10.3.1 Расчет ветрогенератора	147
Словарь основных терминов	151
Библиографический список	172
ПРИЛОЖЕНИЯ	173

### Технические характеристики проводов марки АС

Таблица П1 - Технические характеристики проводов марки АС

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°С, Ом
16	5,6	1,7818
25	6,9	1,1521
35	8,4	0,7774
50	9,6	0,5951
70	11,4	0,4218
95	13,5	0,3007
120	15,2	0,244
120	15,4	0,2531
150	16,8	0,2046
185	18,9	0,154
205	19,8	0,1407
240	21,6	0,1182
300	24,	0,0958
330	24,8	0,0861
400	26	0,0758
450	28,8	0,0666
500	30	0,0575
550	32,4	0,0526
600	33,2	0,0498
605	34,7	0,0456
700	36,2	0,042
750	37,7	0,0386
800	39,7	0,0352
1000	42,4	0,0288

## Свойства насыщенного водяного пара

Таблица П2 – Свойства насыщенного водяного пара

Давление насыщенного пара	Температура кипения (конденсации)	Удельная энтальпия жидкой воды	Давление насыщенного пара	Температура ки- пения (конденсации)	Удельная энтальпия жидкой воды	Давление насыщенного пара	Температура ки- пения (конденсации)	Удельная энтальпия жидкой воды
бар	°С	кДж/кг	бар	°С	кДж/кг	бар	°С	кДж/кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,02	17,51	73,45	1,9	118,62	497,85	17	204,3	871,82
0,03	24,	101	2	120,23	504,71	18	207,11	884,55
0,04	28,98	1221,41	2,2	123,27	517,63	19	209,79	8986,78
0,05	32,9	137,77	2,4	126,09	529,64	20	212,97	908,56
0,06	36,18	151,5	2,6	128,73	540,88	21	414,85	919,93
0,07	39,02	163,38	2,8	131,2	551,45	22	217,24	930,92
0,08	41,53	173,87	3	133,54	561,44	23	219,55	941,57
0,09	43,79	183,28	3,5	138,887	584,28	24	221,79	951,9
0,1	45,83	191,84	4	143,63	604,68	25	223,94	961,93
0,2	60,09	251,46	4,5	417,92	623,17	26	226,03	971,69
0,3	69,13	289,31	5	151,85	640,12	27	228,06	981,19
0,4	78,89	317,65	5,5	155,47	655,81	28	230,04	990,46
0,5	81,35	340,57	6	158,84	670,43	29	231,96	999,5
0,6	85,95	359,93	6,5	167,99	684,14	30	233,84	1008,33
0,7	89,96	376,77	7	164,96	697,07	31	235,66	1016,97
0,8	93,51	391,73	7,5	167,76	709,3	32	237,44	1025,41
0,9	96,71	405,21	8	170,42	720,94	33	239,18	1033,69
1	99,63	417,51	8,5	172,94	732,03	34	240,88	1041,79
1,1	102,32	428,84	9	175,36	742,64	35	242,54	1049,74
1,2	104,81	439,36	9,5	177,67	752,82	36	244,16	1057,54
1,3	107,13	449,19	10	179,88	762,6	37	245,78	1065,21
1,4	109,32	458,42	11	184,06	781,11	38	247,31	1072,73
1,5	111,37	467,13	12	187,96	798,42	39	248,84	1080,13
1,5	111,37	46713	13	191,6	814,68	40	250,33	1087,4
1,6	113,32	475,38	14	195,04	830,05	41	251,8	1094,56
1,7	115,17	483,22	15	198,28	844,64	42	253,24	1101,61
1,8	116,93	490,7	16	201,91	858,54	43	254,66	1108,55

## Окончание таблицы П2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	256,05	1115,39	63	278,76	1230,37	81	295,85	1321,94
45	257,41	1122,13	64	279,8	1235,81	82	296,71	1326,7
46	258,76	1128,78	65	280,83	1241,2	83	297,56	1331,42
47	260,08	1135,33	66	281,85	1264,54	84	298,4	1336,12
48	261,38	1141,8	67	282,85	1251,84	85	299,24	1340,79
49	262,66	1148,19	68	283,85	1257,09	86	300,07	1345,44
50	263,92	1154,5	69	284,83	1262,31	87	300,89	1350,06
51	265,16	1160,73	70	285,8	1267,48	88	301,71	1354,66
52	266,38	1166,88	71	286,76	1272,61	89	302,51	1359,22
53	267,58	1172,97	72	287,71	1277,7	90	303,31	1363,77
54	268,77	1178,98	72	287,71	1277,7	91	304,11	1368,29
55	269,94	1184,93	73	288,65	1282,75	92	304,89	1372,8
56	271,09	1190,81	74	289,59	1287,77	93	305,67	1377,27
57	272,23	1196,64	75	290,51	1292,75	94	306,45	1381,73
58	273,36	1202,4	76	291,42	1297,7	95	307,22	1386,17
59	274,47	1208,1	77	292,32	1302,61	96	307,98	1390,58
60	275,56	1213,75	78	293,22	1307,49	97	308,73	1394,98
61	276,64	1219,34	79	294,1	1312,34	98	309,48	1399,35
62	277,71	1224,88	80	294,98	1317,15	99	310,22	1403,71
						100	310,96	1408,05



Учебное издание

Широбокова Ольга Евгеньевна  
Кирдищев Дмитрий Владимирович

## **ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ  
для бакалавров очной и заочной форм обучения  
по направлению 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Редактор Осипова Е.Н.

---

Подписано к печати 08.11.2018 г. Формат 60x84. 1/16.  
Бумага офсетная. Усл. п. л. 10,40. Тираж 25 экз. Изд. № 6237.

---

Издательство Брянского государственного аграрного университета  
243365, Брянская обл., Выгоничский район, с. Кокино, Брянский ГАУ

---