

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И УСТАНОВКИ

Курс лекций для специальности 13.03.02

## Содержание

Энергия и энергоресурсы. Основные понятия и определения. Классификация.....	2
1. Энергетические ресурсы земли .....	3
1.1. Классификация и характеристики топлива .....	3
1.2. Нефтяное топливо .....	5
1.3. Газообразное топливо .....	6
1.4. Каменный уголь.....	7
2. Геофизическая энергия .....	8
2.1. Гидроэнергия .....	8
2.2. Ветровая энергия. ....	9
2.3. Геотермальная энергия. ....	9
2.4. Солнечная энергия. ....	10
3. Ядерная энергия .....	11
3.1. Ядерное деление.....	11
3.2. Термоядерный синтез .....	12
4. Современные способы производства электрической и тепловой энергии.....	14
4.1. Простейшая модель энергетической установки.....	14
4.2. Тепловые конденсационные электрические станции .....	15
4.3. Система технического водоснабжения тепловой электростанции. ....	16
4.4. Газовоздушный тракт тепловой электростанции.....	17
4.5. Теплоэлектроцентрали.....	18
4.6. Газотурбинные установки .....	19
4.7. Парогазовые установки (ПГУ).....	20
4.8. Гидравлические электростанции: .....	21
4.9. Гидроаккумулирующие электростанции .....	21
4.10. Атомные электростанции .....	22
4.11. Тепловые котельные .....	24
4.11.1 Принципиальная схема котельной установки .....	24
4.11.2. Схемы получения пара в котлах .....	25
4.11.3. Тепловой баланс и КПД котла .....	27
4.11.4. Система водоподготовки котельных установок.....	27
5. Новые способы преобразования различных видов энергоресурсов в электрическую и тепловую энергию .....	29
5.1. Необходимость разработки новых способов преобразования энергии .....	29
5.2. Магнитогидродинамическое преобразование энергии (МГД-генераторы) .....	30
5.3. Электрохимические методы преобразования энергии .....	31
5.4. Методы преобразования солнечной энергии в электрическую .....	33
5.4.1. Преобразование солнечной энергии в электрическую .....	33
5.4.2. Преобразование солнечной энергии в тепловую .....	35
5.5. Ветроэнергетические установки .....	36
Список литературы .....	38

## **ЭНЕРГИЯ И ЭНЕРГОРЕСУРСЫ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ. КЛАССИФИКАЦИЯ.**

Под энергоресурсами понимаются материальные объекты, в которых сосредоточена возможная для использования энергия. Энергия - количественная оценка различных форм движения материи, которые могут превращаться друг в друга, условно подразделяется по видам: тепловая, химическая, механическая, электрическая, ядерная и т. д.

Из большого разнообразия энергоресурсов, встречающихся в природе, выделяют основные, используемые в больших количествах для практических нужд. К основным энергоресурсам относят энергию рек, водопадов, различные органические топлива (уголь, нефть, газ), ядерное топливо - тяжелые элементы урана и тория.

Энергоресурсы разделяют на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относят те, которые природа непрерывно восстанавливает (вода, ветер и т. д.), а ко вторым - ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь).

Энергия, непосредственно извлекаемая в природе (энергия топлива, воды, ветра, тепла Земли, ядерная), называется первичной. Энергия, получаемая человеком после преобразования первичной энергии на специальных установках - станциях, называется вторичной (энергия электрическая, пара, горячей воды и т.д.).

Получение энергии необходимого вида и снабжение этой энергией потребителей происходит в процессе энергетического производства, в котором можно выделить пять стадий:

1. Получение и концентрация энергетических ресурсов: добыча и обогащение топлива, концентрация напора с помощью гидротехнических сооружений и т.д.

2. Передача энергетических ресурсов к установкам, преобразующим энергию, осуществляемая перевозками по суше и воде или транспортировкой по трубопроводам.

3. Преобразование первичной энергии во вторичную, имеющую наиболее удобную в данных условиях для распределения и потребления форму (обычно в электрическую энергию и тепло).

4. Передача и распределение преобразованной энергии.

5. Потребление энергии, осуществляемое как в той форме, в которой она доставлена потребителю, так и в еще раз преобразованной.

Различные виды энергоресурсов неравномерно распределены по районам Земли, по странам, а также внутри стран. Места их наибольшего сосредоточения обычно не совпадают с местами потребления. Концентрация потребления энергоресурсов в наиболее развитых странах привела к такому положению, когда 30% всего населения в мире потребляет 90% всей вырабатываемой энергии, а 70% населения - только 10%.

Органическое топливо в силу его специфических свойств и исторически сложившихся условий пока остается основным источником используемой человеком энергии.

Топливо по своей природе относится к невозобновляемым источникам энергии, так как оно образовалось в далекие доисторические эпохи и в настоящее время практически не восполняется.

# 1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМЛИ

## 1.1. Классификация и характеристики топлива

Любое вещество или смесь веществ, для получения теплоты называют топливом. В настоящее время известны две группы топлив, различающихся по принципу высвобождения энергии: органическое топливо, которое выделяет теплоту при окислении (горении) горючих элементов, входящих в его состав, и ядерное топливо, выделяющее теплоту в результате ядерных преобразований.

Органические топлива классифицируются:

1. По агрегатному состоянию - на твердые (уголь, торф, горючий сланец, растительное топливо), жидкие (нефть и продукты ее переработки: бензин, керосин, дизельное топливо, мазут и др.), газообразные (природный и искусственный газы);

2. По способу получения - на естественные (добываемые из земных недр) и искусственные (получаемые в результате физической или химической переработки естественных топлив и других природных веществ).

Основные характеристики органического топлива:

1. Состав
2. Удельная теплота сгорания
3. Выход летучих веществ
4. Зольность
5. Влажность
6. Сернистость

**1. Элементарный химический состав твердых и жидких топлив:** углерод C, водород H<sub>2</sub>, кислород O<sub>2</sub>, азот N<sub>2</sub>, сера S, минеральные соединения A и влага W. Влага, содержащаяся в топливе, совместно с минеральными соединениями (A+W), называется балластом топлива.

В топливе различают рабочую, сухую и горючую массы.

Горючей называют часть массы топлива без балласта. Название "горючая масса" условно, т.к. действительно горючими элементами являются только углерод, водород и сера. Горючую массу можно характеризовать как топливо, не содержащее золы и в абсолютно сухом состоянии. Состав горючей массы топлива обычно приводят в справочниках.

Горючая масса и минеральные соединения составляют сухую массу топлива. Данное понятие удобно использовать для видов топлива, содержащих большое количество влаги (бурый уголь, торф, дрова)

Сухая масса топлива и влага образуют рабочую массу топлива. Понятие рабочей массы используют при определении рабочих характеристик топлива в условиях эксплуатации.

Состав твердых и жидких топлив принято представлять в виде суммы масс химических элементов:

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100 \% \quad (1.1)$$

Индекс "р" означает, что процентный состав отдельных элементов отнесен к рабочей массе.

Для взаимного пересчета горючей, сухой и рабочей массы топлива используют переводные коэффициенты K (таблица 1.1).

**Таблица 1.1 - Коэффициенты пересчета K состава топлива с одной массы на другую**

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива, %		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - (A^p + W^p)}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^p}$
Горючая	$\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$	$\frac{100 - A^p}{100}$	1

Основными компонентами, газообразного топлива являются метан  $\text{CH}_4$ , высшие углеводородные соединения  $\text{C}_m\text{H}_n$ , водород  $\text{H}_2$ , азот  $\text{N}_2$ , оксид углерода  $\text{CO}$ , диоксид углерода  $\text{CO}_2$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , кислород  $\text{O}_2$ . Аналогично (1.1) состав газообразного топлива может быть представлен в виде суммы долей объема составляющих его компонентов:

$$\text{CH}_4 + \text{C}_m\text{H}_n + \text{H}_2 + \text{N}_2 + \text{CO} + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 = 100\% \quad (1.2)$$

**2. Удельная теплота сгорания топлива** - количество теплоты, выделившейся при полном сгорании единицы массы или объема топлива. Выделяют высшую и низшую теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания  $Q^p_v$  - это количество теплоты, полученное при сгорании 1 кг твердого (жидкого) или 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива (при температуре 0° С и давлении 0,1013 МПа) и конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Низшая теплота сгорания  $Q^p_n$  кДж/кг, не включает в себя теплоту конденсации водяных паров.

Теплота сгорания топлива определяется исходя из химического состава (%) топлива.

Для твердого и жидкого топлива (кДж/кг):

$$Q^p_v = 338C^p + 1250H^p - 108,5(O^p - S^p) \quad (1.3)$$

$$Q^p_n = 338C^p + 1025H^p - 108,5(O^p - S^p) - 25W^p \quad (1.4)$$

Для газообразного топлива (кДж/м<sup>3</sup>):

$$Q^p_n = 108H_2 + 126CO_2 + 234H_2S + 358CH_4 + 591C_2H_6 + 913C_3H_8 + 1187C_4H_{10} + 1461C_5H_{12} \quad (1.5)$$

Цифровые коэффициенты в формулах выражают теплоту сгорания отдельных горючих элементов, деленную на 100.

Средняя теплота сгорания различных видов топлива:

сырая нефть	43 МДж/кг
природный газ	37 МДж/м <sup>3</sup>
уголь	(30-55) МДж/кг.

Большая разница значений теплоты сгорания у различных видов топлива затрудняет в некоторых случаях проведение сравнительных расчетов, например, при выявлении запасов топлива, при оценке целесообразности применения разных сортов топлива и пр. Поэтому принято понятие *условного топлива*. Условным называется топливо, теплота сгорания 1 кг или 1 м<sup>3</sup> которого  $Q_{y.t.}$  равна 29330 кДж. Пересчет расхода  $B$  (кг или м<sup>3</sup>), используемого топлива с теплотой сгорания  $Q^p_n$ , кДж/кг, на условное топливо (у.т.) производится по формуле:

$$B_{y.t.} = BQ^p_n / Q_{y.t.}, \text{ (кг у.т.)} \quad (1.6)$$

**3. Выход летучих веществ** - это смесь горючих и негорючих газов, которые выделяются из массы топлива при его нагревании. Величина выхода летучих веществ определяется как уменьшение массы пробы топлива при его нагревании без доступа воздуха до температуры 850 °С. Чем больше выход летучих веществ, тем ниже температура воспламенения топлива и легче его зажигание.

Выход летучих веществ зависит в основном от возраста топлива и условий его формирования. Так, выход летучих - веществ у торфа, имеющего самый молодой возраст, составляет 70%. бурого угля 45 - 50%, каменных углей 25 - 40%, у антрацита 3 - 4%.

Твердый остаток топлива после выхода летучих веществ называют коксом. Кокс является одним из наиболее ценных и дорогостоящих видов органического топлива, он имеет большую теплоту сгорания и обеспечивает высокую температуру горения. Коксы используются преимущественно в плавильных печах, для плавки тугоплавких металлов и других материалов. В энергетических установках используются топлива, непригодные для получения плотного кокса.

#### 4. Зольность

Несгоревший остаток, образующийся после сгорания топлива и состоящий в основном из минеральных примесей, называется золой. Часть золы в процессе горения топлива под действием высоких температур оплавляється и превращается в шлак. Отношение массы золы к массе топлива в процентах называют зольностью  $A$ . Зольность твердого топлива, в зависимости от его сорта и

качества, может колебаться в пределах 5-70%, зольность жидких топлив гораздо меньше - около 0,1%. Зольность топлива и свойства зольного остатка влияют на процесс горения. Зола уменьшает теплоту сгорания топлива, снижает интенсивность теплообмена вследствие осаждения на поверхностях нагрева, вызывает износ их, загрязняет окружающую среду.

**5. Влажность  $W$**  - это количество влаги (воды) в топливе, выраженное в процентах. Повышенная влажность снижает теплоту сгорания топлива и вызывает большие трудности при сжигании. Высокую влажность (до 50%) имеют бурые угли и торф, поэтому теплота сгорания их невелика (8-10 МДж/кг). Влажность каменных углей значительно ниже и составляет 5 - 20%.

**6. Сернистость  $S$**  - Количество серы в топливе. Большое количество серы в топливе вызывает усиленную коррозию поверхностей нагрева и газоотводящих трактов топливоиспользующего оборудования, приводит к его преждевременному износу и выходу из строя.

## 1.2. Нефтяное топливо

Начало массовой мировой добычи нефти датируется серединой 19 века. В настоящее время доля нефти в мировом энергетическом балансе составляет около 40%.

Сырая нефть, поступающая из скважин, представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в состав которых входят в основном углерод ( $C^p = 84-86\%$  и водород ( $H^p = 10-12\%$ ). Также, в небольших количествах в ней содержатся и другие элементы, химически связанные с молекулами углеводородов: сера (до 5%), кислород (до 2%), азот (до 1%). Содержание воды и зольность не превышают 1,5 %. По своим характеристикам нефть неоднородна, и эта неоднородность обусловлена ее различным растительным происхождением в разных частях земли. Состав нефти, ее вязкость, цвет и многие другие характеристики значительно различаются, что определяет возможность производства тех или иных нефтепродуктов.

Нефть в сыром виде не находит широкого применения, из нее получают различные жидкие топлива (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут) путем переработки, осуществляемой на нефтеперерабатывающих заводах.

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

**Таблица 1.2 - Характеристики жидких топлив, получаемых из нефти**

Жидкое топливо	Состав горючей массы, %				$A^c$ , %	$W^p$ , %	$Q_{н^p}$ , Мдж/кг
	$C^r$	$H^r$	$S^r$	$O^r+N^r$			
Бензин	85,0	14,9	0,05	0,05	0	0	43,8
Керосин	86,0	13,7	0,2	0,1	0	0	43,0
Дизельное	86,3	13,3	0,3	0,1	0,01	0,01	42,4
Мазут	85,0	11,8	2,5	0,7	0,15	1,0	40,2

Наиболее легкие сорта бензина применяются в авиации и называются авиационными, более тяжелые (автомобильные) и дизельное топливо - в автотранспорте, керосин - в турбореактивных двигателях.

В энергетике из жидких топлив используются только топочные мазуты, которые классифицируются по степени их вязкости: М20, М40, М60, М80, М100, М120 (цифры условно обозначают вязкость).

Нефть в жидком состоянии залегает в геологических осадочных породах, которые достаточно хорошо изучены. Это дает возможность произвести оценку суммарных мировых ресурсов нефти. Общая величина мировых запасов нефти оценивается в размере 740 млрд. т.у.т. (около 6% от общих запасов органического топлива). При современном уровне добычи нефти, а также с учетом темпов развития промышленности и связанного с этим роста энергопотребления, запасов известных месторождений нефти хватит приблизительно до 2060 - 2070 г. Данная оценка является ориентировочной, так как в настоящее время продолжается открытие новых месторождений нефти. Кроме того, непрерывно совершенствуются методы добычи нефти. Способы добычи, применяемые в настоящее время, позволяют извлекать из пластов всего около 30% нефти, оставляя в земле 70% содержащихся в ней запасов. Таким образом, разработка новых способов нефтедобычи, позволяющих увеличить нефтеотдачу разрабатываемых пластов, дает возможность значительно

увеличить мировые запасы доступной для извлечения и использования нефти. В большинстве случаев операции по более глубокой разработке нефтяных пластов значительно повышают себестоимость добычи нефти, но в условиях истощения ее запасов это может оказаться актуальным.

Запасы нефти неравномерно распределены по территории Земли. Как правило, места добычи нефти не совпадают с местами ее потребления. Около 2/3 мировой добычи нефти приходится на страны Азии, Африки и Южной Америки, в основном экспортирующие нефть. Стоимость добычи. Стоимость добычи нефти также резко неравномерна. Наименьшая стоимость добычи в районах Ближнего и Среднего Востока, наибольшая - в ряде районов США и Западной Европы.

Общая величина мировых запасов нефти оценивается в размере 740 млрд.

Ввиду высокой доли нефти в мировом энергетическом балансе (40%) и ее ограниченных запасов, актуальной проблемой является замена нефти другими, возобновляемыми энергоресурсами. В настоящее время многие страны широко занимается этим направлением развития энергетики.

На территории РФ сосредоточено около 6% разведанных мировых запасов нефти. В настоящее время сырьевая база нефтедобычи в целом удовлетворительная, однако в перспективе будет происходить ухудшение структуры промышленных запасов нефти, что вызовет рост затрат на подготовку запасов и добычу нефти. Поэтому необходимо как расширение геологоразведочных работ, так и подготовка и широкое освоение наиболее совершенных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Не менее важное значение имеет также углубление нефтепереработки, что потребует коренной реконструкции действующих Российских нефтеперерабатывающих заводов. В настоящее время глубина переработки нефти на отечественных заводах, как правило не реконструируемых с советских времен, не превышает 60-65%, в то время как современные технологии позволяют обеспечивать уровень нефтепереработки до 90% и более.

### 1.3. Газообразное топливо

Газообразное топливо по сравнению с другими видами топлива имеет ряд существенных преимуществ:

1. Газообразное топливо сгорает при небольшом избытке воздуха, образуя продукты сгорания без дыма и копоти
2. Не дает твердых остатков (зола)
3. Удобно для транспортировки на большие расстояния по газопроводам;
4. Удобно для сжигается простыми средствами в установках самых различных конструкций и мощностей.

Газообразное топливо подразделяется на естественное и искусственное. Естественное в свою очередь подразделяется на природное и нефтепромысловое.

Природный газ получают из чисто газовых месторождений, где он выбрасывается из недр земли под давлением, достигающим до 10 МПа и более. Основным его компонентом является метан  $\text{CH}_4$ . Кроме того, в природном газе содержится небольшое количество высших углеводородов ( $\text{C}_m\text{H}_n$ ), водорода  $\text{H}_2$ , оксида  $\text{CO}$  и диоксида  $\text{CO}_2$  углерода. В процессе добычи природного газа его обычно очищают от сернистых соединений, но часть их (в основном сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ ) может оставаться. Кроме того, в бытовой газ для обнаружения утечек добавляют так называемые *одоризаторы* - вещества, придающие газу специфический запах; они тоже содержат соединения серы.

Нефтепромысловые газы выделяются в большом количестве в районах месторождений нефти. При добыче нефти выделяется так называемый *попутный газ*, содержащий меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты. Проблема полного его использования в настоящее время весьма актуальна, т.к. при современных технологиях добычи нефти большая часть попутного газа теряется или выбрасывается в атмосферу.

В промышленности и быту находит широкое распространение сжиженный газ, получаемый при первичной переработке нефтяных газов: технический пропан (не менее 93%  $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_3\text{H}_6$ ) и технический бутан (не менее 93%  $\text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_4\text{H}_8$ ). При температуре 20°C пропан конденсируется при давлении 0,8 МПа, а бутан - при 0,2 МПа. Поэтому эти газы транспортируются в жидком виде в баллонах под небольшим давлением (около 2 МПа).

Искусственные (синтетические) газы получают преимущественно из твердого топлива путем его нагрева без доступа воздуха в специальных устройствах - газогенераторах. Такой газ как правило обладает меньшей, чем природный или сжиженный, теплотой сгорания, что делает нерентабельной его транспортировку на большие расстояния. Обычно такой газ используется непосредственно на месте его получения.

В таблице 1.3 представлены средние характеристики газообразного топлива.

**Таблица 1.3 - Характеристики газообразного топлива**

Газ	Состав сухого газа, % к объему								$Q_{н}^c$ , МДж/м <sup>3</sup>
	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	CO	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>	
Природный	94,9	-	-	3,8	-	0,4	-	0,9	36,7
Нефтепромысловый	4	3	-	93	-	-	-	-	88,5
Искусственный	22,5	57,5	6,8	1,9	0,8	2,3	0,4	7,8	16,6

Общая величина мировых запасов природного газа оценивается в размере 630 млрд. т.у.т. (около 5% от общих запасов органического топлива).

Основные запасы природного газа сосредоточены в США (30%), странах Латинской Америки (20%), Африке (15%) и России (15%).

Преимущества природного газа приводят к тому, что данный вид топлива постепенно вытесняет другие виды топлива. По этой причине его потребление увеличивается значительными темпами. По оценочным прогнозам, учитывающим увеличивающийся спрос на данный вид топлива, мировых запасов природного газа хватит до 2050-2070 гг.

В России, как и во многих других странах, природный газ постепенно заменяет нефть как топливо и сырье. Газ является важным средством решения экологических проблем в большинстве районов страны, замещая собой низкокачественные твердые топлива и высокосернистый мазут. Для обеспечения необходимого роста добычи газа в стране в соответствии с возрастающими потребностями потребуется повысить уровень технологической и организационной подготовленности к комплексному освоению ресурсов и обеспечить создание инфраструктуры в новых газодобывающих районах.

#### 1.4. Каменный уголь

Уголь имеет принципиально иное происхождение, чем нефть и природный газ. Появление нефти связывают с осадочными отложениями в морской воде, а уголь образовался из осадков органических веществ в пресной воде. Уголь обнаруживается в пластах всех геологических эпох - от сотен миллионов до сотен тысяч лет назад. На этом примере прослеживается последовательность возникновения угля, от недавних растительных образований (торф) до древних, наиболее твердых сортов угля, с высоким содержанием углерода (антрацит).

Высокая теплота сгорания угля определяется высоким содержанием в нем водорода и углерода. Чем старше уголь, тем выше его качество. Большая разница в теплоте сгорания различных сортов угля очень затрудняет оценку угольных ресурсов.

В таблице 1.4 представлены средние характеристики горючей массы каменного угля и других видов твердого топлива.

**Таблица 1.2 - Характеристики твердого топлива**

Твердое топливо	Состав горючей массы, %					A <sup>c</sup> , %	W <sup>p</sup> , %	Q <sub>н</sub> <sup>p</sup> , Мдж/кг
	C <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup>	N <sup>r</sup>			
Дрова	51	-	6,1	42,2	0,6			19
Торф	58	0,3	6,0	33,6	2,5	8...15	45...55	8,1
Гор. сланец	60...75	4...13	7...10	12...17	0,3...1,2	40...70	5...10	7,7
Бурый уголь	64...78	0,3...6,0	3,8...6,3	15,3	0,6...1,6	20...45	15...50	27
Камен. уголь	75...90	0,5...6,0	4...6	2...13	1...2,7	18...35	5...20	33
Антрацит	93...94	2...3	2	1...2	1	11...25	5...10	55

Основные запасы угля сосредоточены в России, США, Китае, Австралии, странах Азии, Африки, некоторых европейских странах. Общая величина мировых запасов угля оценивается в размере 11200 млрд. т.у.т. (около 89% от общих запасов органического топлива). При современном уровне потребления угля его запасов должно хватить на 300-400 лет.

Запасы каменного угля в России составляют более 50% мировых запасов. Среди подсчитанных запасов углей в стране более 90% составляют запасы энергетических углей и менее 10% приходится на долю дефицитных коксующихся углей, применяемых в металлургии.

Основные угледобывающие районы страны - Сибирь и Дальний Восток. Неблагоприятным фактором является то, что более 90% запасов угля находятся на территории к востоку от Урала, в то время как 60% добываемого угля потребляется в европейской части страны и на Урале. Дальность перевозки каменных углей из Сибири на Урал и европейскую часть и полная нерентабельность транспортировки на значительное расстояние рыхлых и высокозольных сибирских углей сдерживает темпы их добычи и выдвигает проблему обогащения и переработки этих углей в местах их непосредственной добычи.

## **2. ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ**

### **2.1. Гидроэнергия**

Гидроэнергетические ресурсы земли оцениваются в размере 33000 ТВт·ч в год, но по техническим и экономическим соображениям из всех запасов доступны от 4 до 25 %. Общий гидропотенциал рек России составляет 4000 ТВт·ч (450 ГВт среднегодовой установленной мощности), что составляет приблизительно 10-12% от мирового уровня.

Достоинства гидроэнергии по сравнению с другими энергоресурсами:

1. Гидроэнергия относится к возобновляемым ресурсам, что является существенным преимуществом по сравнению с органическим топливом.

2. Гидроэнергия в отличие от других возобновляемых ресурсов (солнечная энергия, ветровая энергия и др.) удобна для использования с технической точки зрения, т.к. данный вид энергии технически достаточно просто использовать для выработки электроэнергии, а также отсутствует неравномерность поступления энергии, что характерно например для энергии ветра или солнца.

Благодаря этим достоинствам, в настоящее время гидроэнергия широко используется для производства электроэнергии на гидроэлектростанциях. Первые крупные гидроэлектростанции, преобразующие энергию воды в электроэнергию, стали появляться на рубеже 19-20 в.

Физические принципы процесса преобразования энергии падающей воды в электроэнергию довольно просты. Вода под напором, создаваемым плотиной, направляется в водовод, который заканчивается турбиной. Турбина вращает вал, к которому присоединен ротор генератора. Выработка электроэнергии зависит от потенциальной энергии воды, запасенной в водоеме, и КПД ее преобразования в электроэнергию. Мощность ГЭС зависит как от количества воды, так и от перепада высот между водной поверхностью водохранилища и уровнем установки гидроагрегатов; этот перепад называется напором. Вода поступающая на турбину под высоким напором, имеет большую потенциальную энергию, чем при малом напоре, поэтому на высоконапорной ГЭС требуется меньший расход воды для получения одинаковой мощности. Чем выше напор, тем меньше необходимые габариты турбины, что удешевляет стоимость всего сооружения.

Другой путь использования энергии воды - приливные гидроэлектростанции (ПЭС). В некоторых районах мирового океана наблюдается очень большая амплитуда приливной волны и разность между верхней и нижней отметками прилива достигает 14 - 18 м. Общая мощность приливных волн оценивается в размере 2-3 ТВт, однако мощность приливов в местах, удобных для ее использования, значительно меньше.

В России максимальная высота приливных волн достигает 13м - у берегов Охотского моря, 10м - у берегов Белого моря и 7 м - у берегов Баренцева моря. Доступный для использования в России потенциал приливов составляет около 30 ГВт среднегодовой установленной мощности.

Принцип преобразования энергии приливов в электроэнергию следующий. Если соорудить дамбу на побережье, то образуется водохранилище, которое будет заполняться при приливе и опустошаться при отливе. Энергию воды при заполнении и опустошении водоема можно использовать для выработки электроэнергии посредством гидрогенераторов.



В настоящее время построено и используется несколько мощных приливных электростанций. Однако большая стоимость этих станций, трудности, связанные с неравномерностью их работы (пульсирующий характер выдачи мощности), не позволяют пока считать приливные электростанции достаточно эффективными, в связи с чем развитие их идет медленно.

## **2.2. Ветровая энергия.**

Ветер - один из первых источников энергии, освоенных человеком (ветряные мельницы, мореплавание). В настоящее время ветровая энергия применяется для выработки электроэнергии на ветроэнергетических установках (ВЭУ).

Потенциал энергии ветра в 100 раз превышает потенциал гидроэнергетических ресурсов. Однако в настоящее время на ветроэнергетических установках вырабатывается около 0,2% мировых потребностей в электроэнергии. Одной из самых сложных проблем, препятствующих широкому распространению ВЭУ, является постоянно меняющаяся скорость ветра, что приводит к необходимости создания систем аккумуляирования энергии. Это удорожает установку, и в целом стоимость получаемой энергии оказывается больше, чем на гидроэлектростанциях и тепловых электростанциях.

Однако, мировой энергетический кризис заставляет многие страны вернуться к использованию этого источника энергии. Так, за последние 10 лет производство энергии на ветровых электростанциях увеличилось почти в 3 раза.

Ведущими странами по использованию энергии ветра являются Германия (40% от общей мировой выработки электроэнергии на ветроэнергетических установках), США (20%), Испания и Дания (по 15%) (в сумме на эти страны приходится около 90 % всей электроэнергии, вырабатываемой на ВЭУ). Доля России в использовании данного источника энергии - менее 0,1 %.

## **2.3. Геотермальная энергия.**

Геотермальная энергия - теплота недр земли. Источником геотермальной энергии являются радиоактивные процессы, происходящие внутри земли. Земля непрерывно отдает в мировое пространство тепло, которое постоянно восполняется за счет распада радиоактивных элементов. За счет этого энергия теплоты земных недр практически неисчерпаема, и ее использование весьма перспективно.

Возможны 2 пути использования геотермальной энергии:

1. Выработка электроэнергии за счет разности температур на поверхности Земли и земных недр.
2. Выработка тепловой и электрической энергии за счет теплоты горячих вод и газов, выбрасываемых из земли через естественные или искусственные каналы.

Первый способ наиболее удобно использовать в морях и океанах северных широт, где разность температур воздуха и воды, нагреваемой теплом земных недр, достигает 30-40°C. Данный способ в настоящее время активно изучается, но на практике пока не находит широкого применения ввиду технической сложности создания эффективных электрогенераторов, работающих по принципу термопар.

Второй способ возможен для использования в районах геологической активности, где нагретые породы недр земли подходят близко к поверхности. Эти породы нагревают воду в подземных водохранилищах, которые затем выходят на поверхность земли в виде горячих источников. Данное тепло можно использовать для получения тепловой и электрической энергии.

Данный способ в настоящее время используется в больших масштабах в ряде стран (Исландия, Австралия, Новая Зеландия, Италия). Например, столица Исландии Рейкьявик почти полностью обогревается теплотой геотермальных вод.

В России в настоящее время проектируются и создаются геотермальные электрические станции на базе геотермальных месторождений на Камчатке. Доля энергии, вырабатываемой в России геотермальными электростанциями, в перспективе может достигать 8% от общей выработки электроэнергии.

Однако, использование геотермальной энергии по данному способу также сопровождается рядом трудностей, что ограничивает ее широкое применение:

1. Возможно использовать только в местах выхода геотермальной энергии в виде горячих источников;
2. Со временем происходит снижение давления, температуры и количества геотермальных вод, поступающих из скважин.
3. Высокое содержание минеральных солей в геотермальных водах приводит к постепенному закупориванию скважин.
4. Наблюдается значительное оседание поверхности земли вокруг скважины на площади до 6 км<sup>2</sup>.

## **2.4. Солнечная энергия.**

Рассмотренные выше геофизические источники энергии могут обеспечить в последующие десятилетия лишь незначительную часть потребностей в энергии и оказаться неприемлемыми для освоения в крупных масштабах. Широко используемое в настоящее время органическое топливо, как отмечалось, является невозобновляемым ресурсом, и его использование связано с нанесением значительного ущерба окружающей среде.

Поэтому, необходимо располагать неисчерпаемым дешевым и возобновляемым источником энергии, не загрязняющим окружающую среду. Таким источником может явиться Солнце. Поток солнечного излучения, представленный всем спектром электромагнитных волн, значительно превышает современную потребность человечества в энергии. Солнечная энергия является неисчерпаемым энергоресурсом, использование которого не вредит окружающей среде.

Однако, в настоящее время пока не существует экономичного способа преобразования солнечной энергии в электрическую. Все известные способы преобразования солнечной энергии обладают очень низким КПД (не более 10%), что приводит к высокой стоимости оборудования при создании установок для использования солнечной энергии в крупных масштабах. Вследствие этого стоимость электроэнергии, производимой солнечной электростанцией, выше, чем электроэнергии, вырабатываемой тепловой станцией на органическом топливе.

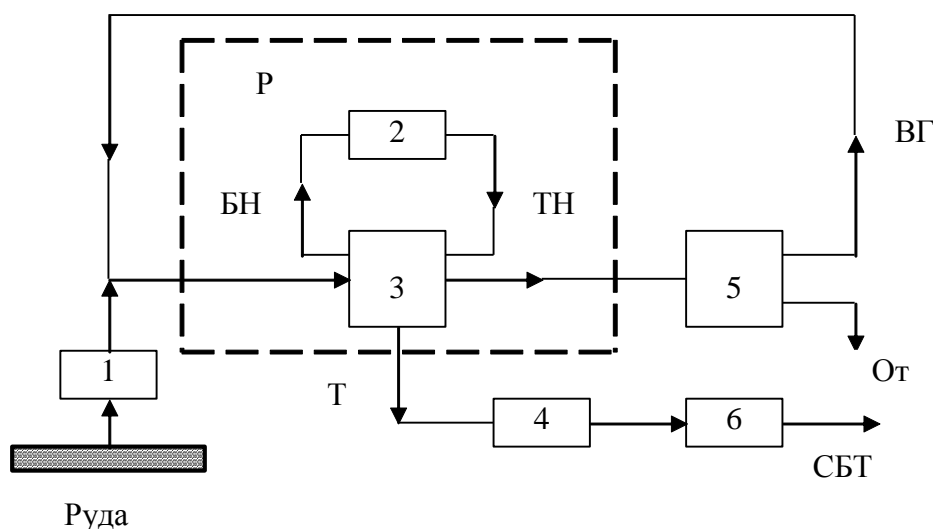
Еще одна проблема использования крупных солнечных электростанций связана с аккумулярованием энергии, требующемся для обеспечения круглосуточного электроснабжения от солнечной электростанции.

### 3. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ

#### 3.1. Ядерное деление

Как отмечалось, запасы широко используемого в настоящее время органического топлива сильно ограничены. Предположительно через 40-50 лет закончатся запасы наиболее используемых видов топлива - нефти и природного газа. Запасов угля хватит еще на несколько десятилетий. В будущем, возможно, основным энергоресурсом может стать солнечная энергия. Но уже сейчас ощущается необходимость иметь источник энергии на переходный период. В качестве такого источника, известного и используемого в настоящее время, может выступать ядерная энергия.

Ядерные реакторы используют избыточную энергию деления изотопа урана с массой 235, которая в среднем составляет 210 МэВ на один распад ( $1 \text{ эВ} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$ ). Устройство реактора достаточно сложно, если говорить о технических деталях, однако, по сути, это всего лишь паровой котел, производящий пар для вращения турбины (рис.3.1).



**Рис.3.1. Схема потоков вещества и энергии в реакторе на тепловых нейтронах:**

1 - обогащение урановой руды; 2 - замедлитель; 3 - делящийся материал; 4 - полезная работа; 5 - переработка топлива; 6 - конденсатор; Р - реактор; СБТ - сбросная теплота; Т - теплоноситель; БН - быстрые нейтроны; ТН - тепловые нейтроны; ВГ - восстановленное горючее; От - отходы

Быстрые нейтроны с энергией больше 1 МэВ, образующиеся в ходе реакции деления в ядерном топливе, отдают свою кинетическую энергию замедлителю в виде теплоты. Отдавшие свою энергию нейтроны (замедленные нейтроны) используются для поддержания цепной реакции в ядерном топливе.

Большинство неорганических соединений урана растворимо в воде, поэтому уран в низких концентрациях очень широко распространен по всему земному шару. В большей части гранитов и сланцев его концентрация колеблется в пределах  $10^{-5} - 10^{-4} \%$ . Концентрированная руда встречается во многих районах земного шара (США, Канаде, Южной Америке, Южной Африке и др.).

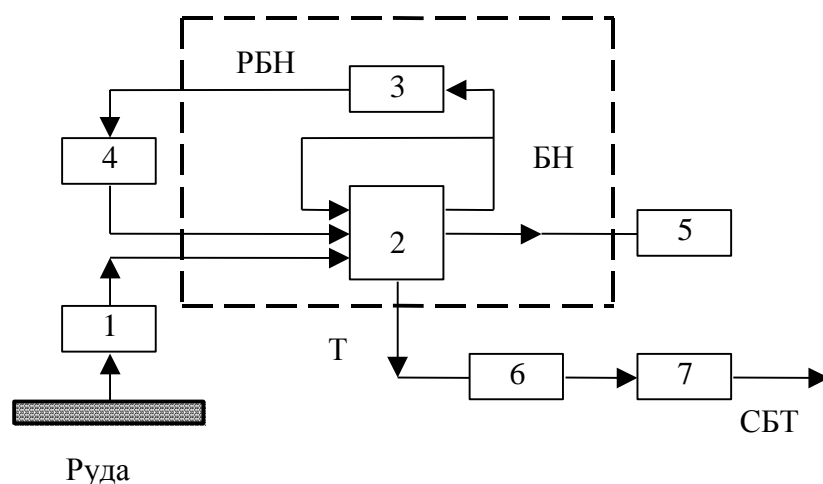
В природе встречаются два изотопа урана:  $^{235}\text{U}$  и  $^{238}\text{U}$  - в неодинаковом количестве. Запасы  $^{238}\text{U}$  составляют 99,3 % от общих запасов урана, а  $^{235}\text{U}$  всего лишь 0,7%.

Ядро  $^{235}\text{U}$  чрезвычайно неустойчиво и делится при попадании в него нейтронов любых энергий. Ядро  $^{238}\text{U}$  устойчиво и делится только при попадании быстрых нейтронов (обладающих большой энергией). В то же время выделение нейтронов при делении  $^{238}\text{U}$  невелико, и вызвать цепную реакцию этого изотопа урана невозможно.

Однако, поскольку запасы единственного встречающегося в природе делящегося элемента  $^{235}\text{U}$  крайне ограничены, и вместе с тем этот изотоп относится к невозобновляемым ресурсам, и не образуется в природе, возникает необходимость в создании технологии, позволяющей применять встречающийся в гораздо больших количествах изотоп  $^{238}\text{U}$ . Этот изотоп не поддерживает цепную реакцию под воздействием нейтронов, но может быть преобразован в элемент, который такую реакцию поддерживает.

Ядра  $^{238}\text{U}$  поглощают быстрые нейтроны. В образующихся ядрах  $^{239}\text{U}$  начинается распад, после чего получается элемент нептуний. Этот изотоп также распадается, в результате чего обра-

зуется плутоний. Плутоний  $^{239}\text{Pu}$  даже в большей степени, чем  $^{235}\text{U}$  подвержен тепловой нейтронной реакции деления, и за одно деление у него образуется в среднем большее число нейтронов.



**Рис.3.2. Схема потока вещества и энергии в реакторе на быстрых нейтронах:**

1 - обогащение урановой руды; 2 - делящийся материал; 3 - ядерное топливное сырье; 4 - восстановление делящегося материала; 5 - продукты радиоактивного распада; 6 - полезная работа; 7 - конденсатор; РБН – реактор на быстрых нейтронах; БН - быстрые нейтроны; СБТ - сбросная теплота; Т – теплоноситель

На рис.3.2 приведена структурная схема реактора на быстрых нейтронах. В результате реакции деления в ядерном горючем  $^{239}\text{Pu}$  образуются быстрые нейтроны, ее продукты деления выделяют теплоту. Затем теплота поглощается теплоносителем и используется для производства пара. В защитном слое из  $^{238}\text{U}$  быстрые нейтроны образуют новое ядерное горючее. Выделение плутония из защитного слоя осуществляется химическим путем. В реакторе на быстрых нейтронах в качестве теплоносителя нельзя применять воду, поскольку замедление нейтронов в данном случае нежелательно. Вместо воды в современных конструкциях в качестве теплоносителя используется жидкий натрий.

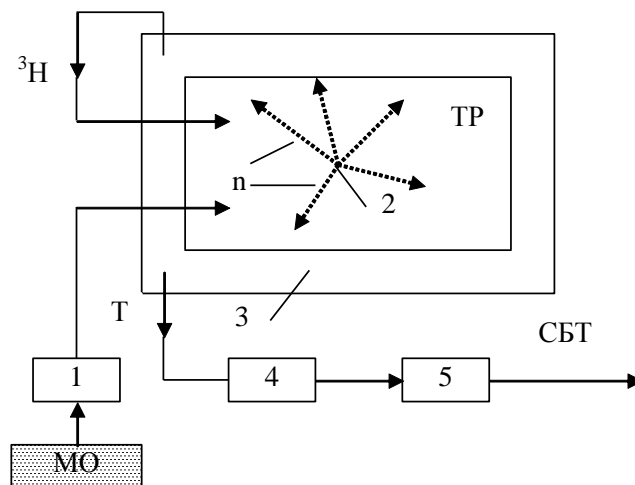
### 3.2. Термоядерный синтез

Наиболее широко встречающимся в природе элементом является водород. Несмотря на то, что в свободном состоянии в атмосфере Земли водорода очень мало, огромное его количество содержится на ее поверхности в различных, устойчивых соединениях, в частности в воде. Существуют и изотопы водорода:  $^1\text{H}$ ,  $^2\text{H}$ ,  $^3\text{H}$ . Ядро первого представляет собой протон. Дейтерий  $^2\text{H}$  устойчив и встречается в природе в количестве примерно 0,015% количества изотопа  $^1\text{H}$ . Третий изотоп, тритий  $^3\text{H}$ , неустойчив, и его легко получить в ходе различных ядерных реакций. В результате этих реакций, суммарная масса конечных продуктов реакции получается меньше, чем суммарная масса веществ, вступивших в реакцию. Разница в массах, как и в случае реакции деления, составляет кинетическую энергию продуктов реакции. Отличие от реакций деления заключается в том, что по крайней мере одно из образующихся в результате реакции ядер имеет массу, большую, чем масса любого из первоначальных ядер, вступивших в реакцию. Такая реакция называется реакцией термоядерного синтеза.



Количество энергии, выделяющейся в единичной реакции, невелико, и составляет 3-17 МэВ, что меньше по сравнению с реакцией деления. Однако, энергия в расчете на 1 кг вещества сопоставима, и составляет  $2,4 \cdot 10^{13}$  Дж. Такое количество энергии можно получить примерно из 3 м<sup>3</sup> воды, что будет эквивалентно примерно 500 тонн сырой нефти. Суммарный объем океанской воды, равен примерно  $1,5 \cdot 10^9$  км<sup>3</sup>. Таким образом, если удастся освоить термоядерный синтез, можно будет получить поистине неограниченный источник энергии.

Однако, поддержание реакции синтеза в течение какого-либо продолжительного периода времени в замкнутом пространстве, из которого можно было бы отводить теплоту для производства пара, является очень трудной проблемой.



**Рис.3.3. Схема потоков вещества и энергии в термоядерном реакторе:**

1 - сепарация дейтерия; 2 - камера термоядерного синтеза; 3 - замедлитель; 4 - полезная работа (турбина); 5 - конденсатор; ТР- термоядерный реактор; Т - теплоноситель; СбТ -сбросная теплота; n - нейтроны; МО - мировой океан

На рисунке показана схема потока вещества и энергии в термоядерном реакторе. Для того, чтобы заставить ядра  $^2\text{H}$  вступать в реакцию синтеза, требуются высокие температуры (десятки миллионов  $^{\circ}\text{C}$ ), но удовлетворительного способа создания и поддержания таких температур до сих пор не найдено. В настоящее время эту проблему пытаются решить с помощью системы магнитного удержания плазмы.

Другой проблемой является проблема отбора и преобразования получаемой избыточной энергии. Для этого требуется теплоноситель с высокой теплоемкостью и в то же время мало подверженный влиянию интенсивного нейтронного облучения в реакторе. Подходящим для этого является металл литий – он имеет высокую точку кипения и отличные характеристики теплопроводности.

Третьей проблемой является то, что образующийся при термоядерной реакции тритий является весьма опасным элементом для окружающей среды, что предъявляет повышенные требования безопасности к термоядерному реактору.

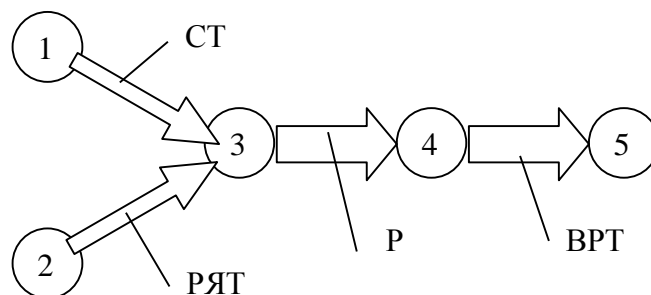
*С наступлением энергетического кризиса исследования в области термоядерного синтеза стали усиленно развиваться, в том числе и в РФ. В 1975 г. в Институте атомной энергии им. В.И. Курчатова была введена крупнейшая в мире опытная термоядерная установка “Токамак-10”. Эта установка предназначена для нагрева водорода до десятка миллионов градусов и удержания нагретого вещества в течение продолжительного времени. В нагретом до таких температур газе, состоящем из изотопов водорода, начинается так называемая термоядерная реакция, т.е. слияние ядер изотопов водорода в более тяжелые ядра гелия.*

*Этот процесс сопровождается выделением колоссальной энергии. Достаточно сказать, что при ядерном сжигании 1 кг изотопов водорода выделяется в 10 млн. раз больше энергии, чем при сжигании 1 кг угля. С вводом в строй установки "Токамак-10" наши ученые получили мощный инструмент для исследований в области термоядерного синтеза.*

## 4. СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

### 4.1. Простейшая модель энергетической установки

Многие задачи, возникающие при анализе энергетических объектов, можно свести к рассмотрению последовательности процессов передачи энергии от одной системы к другой. На рис.4.1 показаны основные стадии преобразования энергии органического и ядерного топлива в электрическую.

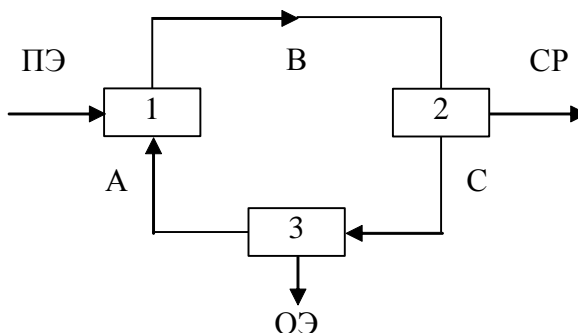


**Рис.4.1. Преобразование некоторых видов энергии в электрическую:**

*1 - химическая энергия топлива; 2 - ядерная энергия топлива; 3 - внутренняя энергия рабочего тела; 4 - кинетическая энергия; 5 - электрическая энергия; СТ - сжигание топлива; РЯТ - распад ядерного топлива; Р - расширение рабочего тела; ВРТ - вращение ротора турбогенератора*

Такие стадии преобразования присутствуют в различных типах энергетических установок. Закономерности преобразования энергии являются предметом термодинамики.

Рассмотрим простейшую модель энергетической установки (рис.4.2).



**Рис.4.2. Схема энергетической установки:**

*1 - испаритель; 2 - расширитель; 3 - конденсатор; ПЭ - подводимая энергия; СР - совершаемая работа; ОЭ - отводимая энергия*

Совокупность элементов внутри модели называются системой. Она включает: парогенераторы, трубопроводы, турбины, генератор, конденсатор, насосы. В данной системе совершаются три основных процесса: испарение, расширение и конденсация рабочего тела. Стрелками, связывающими эти три процесса, показано направление движения рабочего тела между отдельными элементами системы. На электростанциях рабочим телом в большинстве случаев является вода. Принцип работы рассматриваемой установки следующий: подводимая к системе энергия расходуется на испарение рабочего тела в элементе 1. В точке В рабочим телом является пар с высокой температурой и высоким давлением. Затем рабочее тело расширяется, вызывая вращение турбины 2, которая приводит во вращение турбогенератор, вырабатывающий электроэнергию. В точке С рабочее тело - еще пар, но с очень низкой температурой и очень низким давлением. В конденсаторе 3 рабочее тело переводится вновь в жидкое состояние и приобретает исходную температуру и давление. Для этого из системы необходимо вывести избыточную энергию, содержащуюся в отработанном паре. После выполнения цикла А-В-С-Д Рабочее тело возвращается в точку А без каких-либо изменений.

По закону сохранения энергии, количество подведенной к системе энергии равно:

$$E_{\text{вх}} = E_{\text{блх}} + W_{\text{блх}} \quad (4.1)$$

где  $E_{\text{блх}}$  – отведенная от системы энергия;  $W_{\text{блх}}$  – совершенная системой работа.

КПД установки будет равно:

$$\eta = \frac{W_{\text{вх}}}{E_{\text{вх}}} = \frac{E_{\text{вх}} - E_{\text{блх}}}{E_{\text{вх}}} \quad (4.2)$$

Значение КПД максимально при  $E_{\text{блх}} = 0$ . Однако это неосуществимо, т.к. в реальной системе всегда присутствуют потери. Кроме того, в тепловой машине, показанной на рис. 4.2, существуют потери тепла, связанные с конденсацией водяного пара. В связи с этим, КПД современных тепловых машин, применяемых в энергетике, не превышает 40%.

## 4.2. Тепловые конденсационные электрические станции

Тепловые конденсационные электрические станции (КЭС) являются наиболее массовыми в РФ источниками электрической энергии, они вырабатывают около 50% всей электроэнергии. Оборудование КЭС может быть приспособлено для сжигания твердого, жидкого или газообразного топлива. Обычно один вид топлива для данной КЭС является основным, а другой – резервным.

На рис. 4.3 показана технологическая схема КЭС.

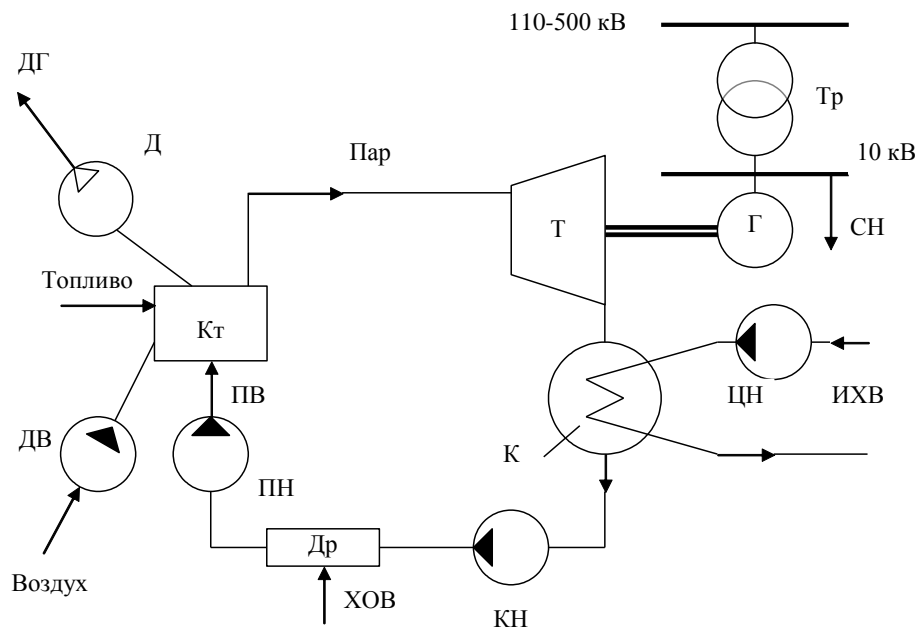


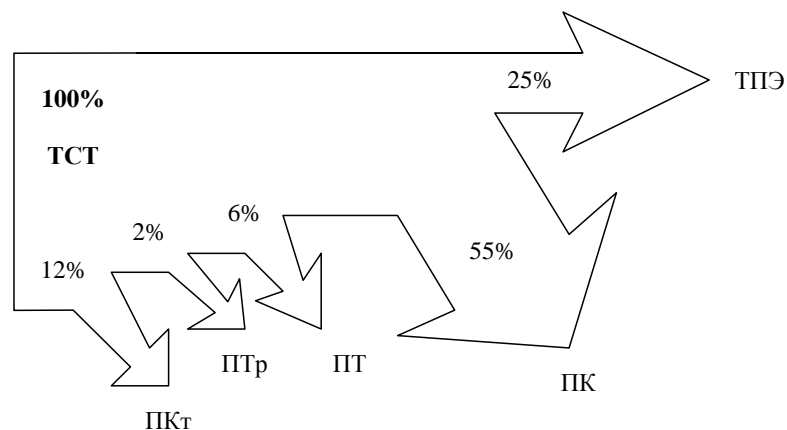
Рис.4.3. Принципиальная схема КЭС

В котел Кт подается топливо, подогретый воздух и питательная вода ПВ. Подача воздуха осуществляется дутьевым вентилятором ДВ, а питательной воды – питательным насосом ПН. Образующиеся при сгорании топлива газы ДГ удаляются из котла дымососом Д и выбрасываются через дымовую трубу в атмосферу. Пар из котла подается в паровую турбину Т, где он совершает механическую работу – вращает турбину и жестко связанный с ней ротор генератора Г. Отработанный пар из турбины поступает в конденсатор К (теплообменник); здесь он конденсируется благодаря пропуску через конденсатор значительного количества холодной циркуляционной воды. Источником холодной воды ИХВ могут быть: река, озеро, искусственное водохранилище, а также специальные установки с охлаждающими устройствами. Из источника холодной воды охлаждающая вода подается в конденсатор с помощью циркуляционных насосов ЦН. Конденсат, образующийся в конденсаторе, с помощью конденсатного насоса КН подается в деаэратор Др, который предназначен для удаления из питательной воды газов, в первую очередь кислорода, вызывающего коррозию труб котла. В деаэратор также подается химически очищенная вода ХОВ для восполнения утечек. После деаэратора питательная вода питательным насосом ПН подается в котел.

Особенности КЭС:

- 1) Строятся по возможности ближе к месторождениям топлива.
- 2) Большую часть выработанной электроэнергии отдают в сети повышенных напряжений (110-750 кВ).
- 3) Работают по свободному графику выработки электроэнергии (отпуск электроэнергии осуществляется в соответствии с потребностью энергосистемы).
- 4) Низкоманевренны. Разворот турбин и набор нагрузки из "холодного" состояния требует примерно 3-10 ч.
- 5) Имеют относительно низкий КПД ( $\eta=25-40\%$ ).

На рис.4.4 приведен тепловой баланс КЭС.



**Рис.4.4. Тепловой баланс КЭС:**

ТСТ - тепло, полученное при сжигании топлива; ПКт - потери тепла в котельном агрегате; ПТр - потери тепла в трубопроводах; ПТ - потери тепла в турбогенераторах; ПК - потери тепла в конденсаторе; ТПЭ - тепло, превращенное в электроэнергию

Мощность современных КЭС достигает 4 ГВт, на них устанавливаются энергоблоки единичной мощностью от 200 до 1200 МВт.

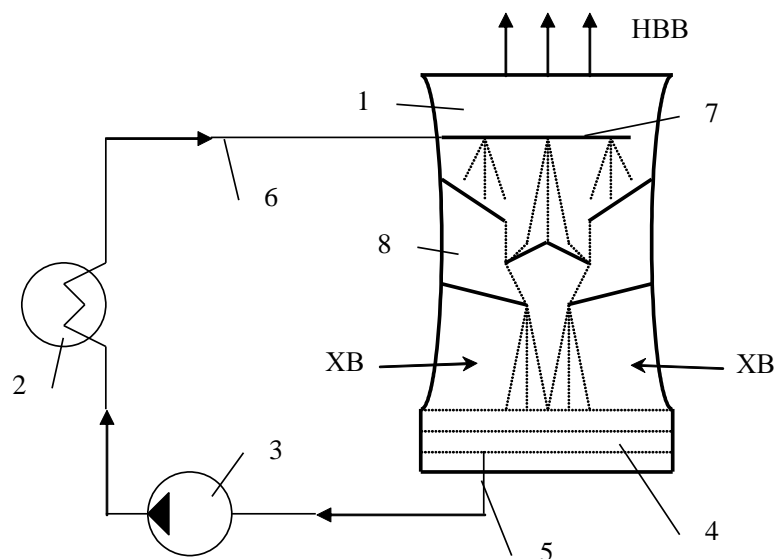
Оборудование КЭС разделяют на основное и вспомогательное. К основному оборудованию относят паровые котлы, турбины, конденсаторы, теплообменники, электрические генераторы. Вспомогательное оборудование включает систему технического водоснабжения, насосы, тягодутьевые установки, установки для подготовки подпиточной воды и очистки конденсата, и т.п.

#### **4.3. Система технического водоснабжения тепловой электростанции.**

Основными потребителями технической воды на тепловых электростанциях являются конденсаторы паровых турбин (92-96% общего количества воды). Для технического водоснабжения применяется прямоточная либо оборотная система водоснабжения. Наиболее простой является прямоточная система. Она предполагает наличие в районе станции естественного источника воды (реки, озера). При отсутствии достаточно крупного источника воды, с большим дебитом, один и тот же запас воды используется многократно. Такую систему водоснабжения называют оборотной. В нее входят охладитель воды, подводящие и сбросные водопроводы и циркуляционные насосы. В качестве охладителей могут использоваться водохранилища - охладители, брызгательные бассейны и градирни.

На рис. 4.5 показана система оборотного водоснабжения с градирней.





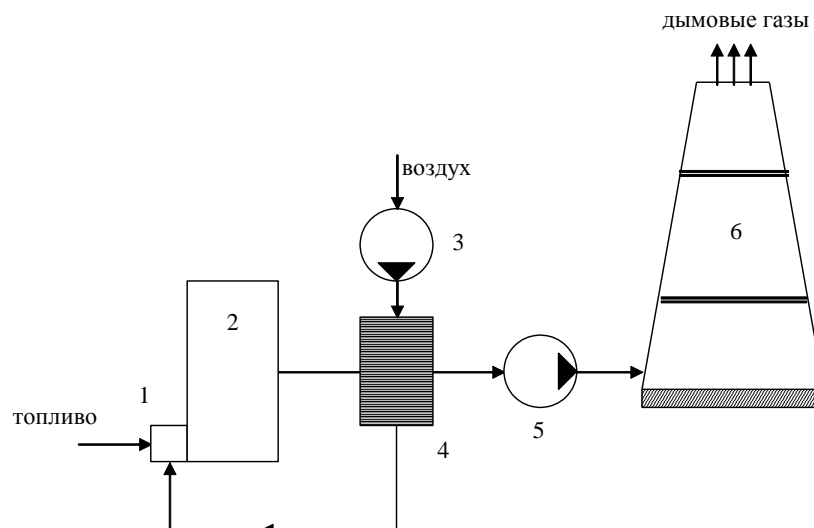
**Рис 4.5 Система обратного водоснабжения с градирней:**

1 – градирня; 2 – конденсатор турбины; 3 – циркуляционный насос; 4 – бассейн охлажденной воды; 5 – отвод охлаждающей воды; 6 – подвод охлаждаемой воды; 7 – распределительный желоб; 8 – оросительное устройство; НВВ – нагретый влажный воздух; ХВ – холодный воздух.

Нагретая вода из конденсаторов поступает в распределительный желоб, где происходит ее разбрызгивание. Проходя через оросительное устройство, вода охлаждается, стекая вниз по специальным направляющим, увеличивающим путь ее течения. Охлажденная вода поступает в бассейн охлажденной воды, расположенный в основании бассейна. Из бассейна охлажденная вода поступает к циркуляционным насосам, которыми она прокачивается через конденсаторы и возвращается в оросительное устройство.

#### 4.4. Газовоздушный тракт тепловой электростанции

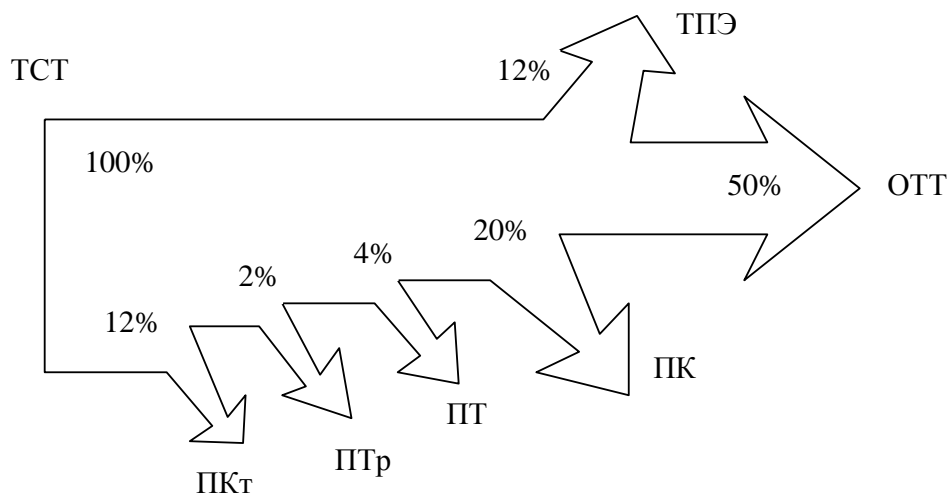
Паровые котлы требуют большого количества воздуха для сжигания топлива, при котором образуется еще большее количество продуктов сгорания. Совокупность газозовдухопроводов, теплообменных поверхностей нагрева, тягодутьевых машин и дымовой трубы составляет газозовдушный тракт тепловой электростанции (рис.4.6).



**Рис 4.6. Газовоздушный тракт тепловой электростанции**

Воздух к горелке 1 котла 2 подается дутьевым вентилятором 3, создающим необходимый напор для преодоления максимального сопротивления воздушного тракта. Предварительно воздух подогревается дымовыми газами в воздухоподогревателе 4. Продукты сгорания топлива охлаждаются в воздухоподогревателе 4 и дымососом 5 выбрасываются через дымовую трубу 6 в атмосферу.





**Рис.4.8. Тепловой баланс ТЭЦ**

ТСТ - тепло, полученное при сжигании топлива; ПКТ - потери тепла в котельном агрегате; ПТр - потери тепла в трубопроводах; ПТ - потери тепла в турбогенераторах; ПК - потери тепла в конденсаторе; ТПЭ - тепло, превращенное в электроэнергию; ОТТ - отбор тепла на теплофикацию.

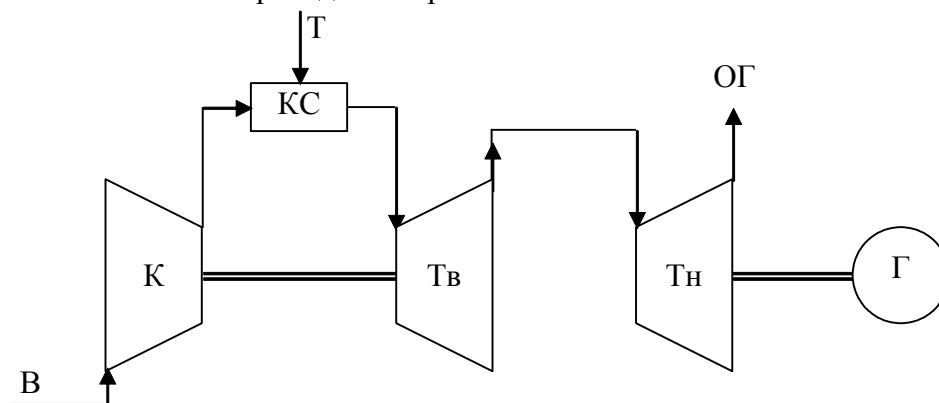
Мощность ТЭЦ достигает 1000 МВт. Единичная мощность энергоблоков ТЭЦ - от 60 до 250 МВт.

*Сормовская ТЭЦ: 340 МВт, 2×110 МВт, 2×60 МВт. Самая мощная в Нижегородской области - Дзержинская ТЭЦ - 435 МВт.*

#### 4.6. Газотурбинные установки

Для повышения маневренности тепловых станций на них стали применять газотурбинные установки (ГТУ). В газотурбинной установке происходит преобразование тепловой энергии газов в кинетическую энергию вращения ротора турбины.

Принципиальная схема ГТУ приведена на рис. 4.9.



**Рис.4.9. Структурная схема ГТУ**

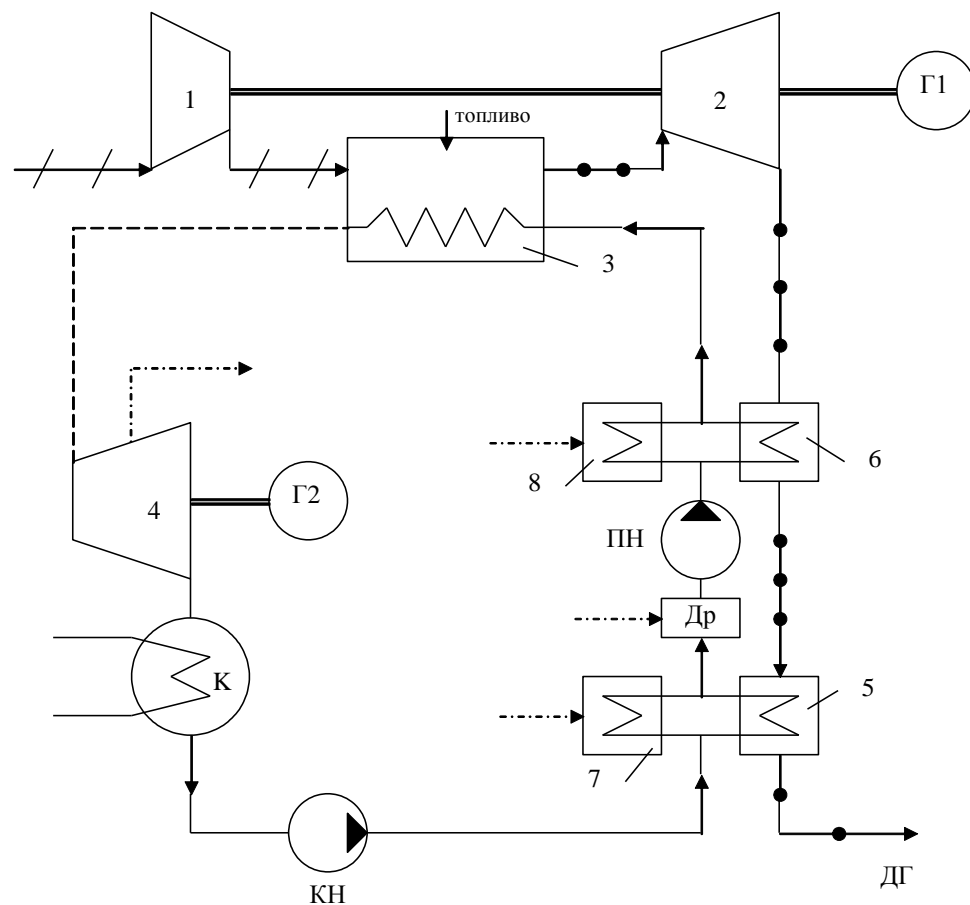
Воздух предварительно сжимается в компрессоре К и поступает в камеру сгорания КС, где он смешивается с топливом и воспламеняется. Горячие выхлопные газы при температуре до 800°C и давлении до 30 атм. поступают сначала в турбину высокого давления Т<sub>в</sub>, а затем в турбину низкого давления Т<sub>н</sub>. Здесь газ, расширяясь, совершает работу, отработанные газы ОГ выбрасываются в атмосферу. Турбина высокого давления Т<sub>в</sub> служит приводом компрессора К, а низкого давления Т<sub>н</sub> - приводом турбогенератора Г.

ГТУ работают на газообразном или жидком топливе. КПД ГТУ может находиться в пределах от 40 до 60%. Единичные мощности ГТУ составляют от 20 до 100 МВт.

Одно из основных достоинств ГТУ - их высокая маневренность (время запуска от 3 до 60 мин), что позволяет их использовать для покрытия пиков электрической нагрузки в суточных графиках.

#### 4.7. Парогазовые установки (ПГУ)

В настоящее время практически исчерпаны возможности повышения КПД электрических станций с паровыми турбинами. Поэтому большое внимание обращают на применение установок с комбинированными циклами, в которых паротурбинный цикл сочетается с различными высокотемпературными циклами. Одним из видов таких установок являются парогазовые установки (рис. 4.10).



**Рис.4.10. Структурная схема парогазовой установки:**

— / — / — / — воздух; — — — — — острый пар; — • — • — продукты сгорания; — — — — — питательная вода, конденсат; ..... — пар отборов турбины

Парогазовый цикл, реализуемый в парогазовых установках, представляет собой цикл с двумя рабочими телами: в области высоких и низких температур. В области высоких температур рабочим телом являются продукты сгорания топлива, а в области низких температур - вода. Воздух, сжатый в компрессоре 1, подается в камеру сгорания парогенератора 3, где при сжигании топлива генерируется пар для паровой турбины 4. Газы с температурой около 800°C из парогенератора 3 поступают в газовую турбину 2, после которой они имеют температуру около 400°C и используются, для подогрева конденсата и питательной воды в экономайзерах 5, 6. Дополнительно питательная вода подогревается в водоподогревателях 7-8 паром с отборов паровой турбины.

В качестве топлива для парогазовых установок обычно используют природный газ либо жидкое топливо. Единичные мощности таких установок составляют до 200 МВт. КПД этих установок достигает 50%. Применение в установке газовой турбины несколько повышает маневренность установки, что позволяет осуществлять в некоторых пределах оперативное регулирование отпуска электроэнергии в сеть.

#### 4.8. Гидравлические электростанции:

Значение ГЭС для энергетики определяется следующими технологическими и экономическими особенностями::

- использованием ими непрерывно возобновляемых природных источников энергии рек;
- исключительно высоким КПД преобразования гидравлической энергии в электрическую (свыше 90% );
- полной автоматизацией процессов производства электроэнергии, сводящей до минимума трудовые затраты в процессе эксплуатации ГЭС;
- высокой долговечностью сооружений гидростанций, простотой и надежностью их оборудования;
- большой маневренностью, т.е. способностью практически мгновенно и без потерь производить смены режимов работы, быстро принимать и сбрасывать нагрузки, покрывать кратковременные пики нагрузок, регулировать частоту тока в энергосистеме, а также выполнять в ней функции аварийного, резерва. В связи с этим ГЭС обычно работают в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы, обеспечивая оперативное регулирование выработки электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей.

Мощность ГЭС пропорциональна расходу воды и напору:

$$P \propto Q \cdot H$$

Для увеличения напора строят искусственные гидротехнические сооружения (плотины). ГЭС подразделяются на два типа: русловые и приплотинные. На ГЭС с напором до 30 м здание станции, как и плотина, воспринимает напор и располагается в русле реки. Такие ГЭС называются русловыми. При напорах более 30 м здание - ГЭС помещается за плотиной. Такие ГЭС называются приплотинными, на них весь напор воспринимается плотиной.

В зависимости от величины напора и мощности на ГЭС используют различные типы гидротурбин. На равнинных реках с напором до 20 м широко применяются горизонтальные гидроагрегаты мощностью до 45 МВт. На ГЭС с напором до 80 м применяют лопастные турбины мощностью до 200 МВт. При напорах более 80 м применяются осевые турбины мощностью до 640 МВт.

Наиболее крупной ГЭС в России являются Саяно-Шушенская (6400 МВт) и Красноярская (6000 МВт) ГЭС, расположенные на р. Енисей.

*Нижегородская ГЭС:*

*Установленная мощность 520 МВт, 8 гидроагрегатов по 65 МВт, диаметр рабочего колеса гидротурбины 9 м.*

*Напор - до 17,5 м, площадь зеркала водохранилища 1591 км<sup>2</sup>, длина 434 км, максимальная ширина 16 км, объем водохранилища 2800 млн м<sup>3</sup>.*

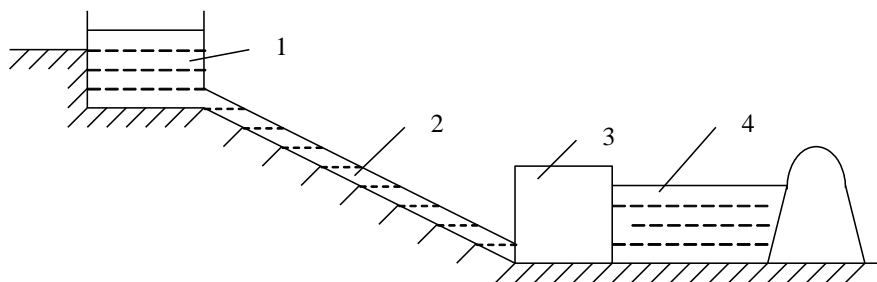
#### 4.9. Гидроаккумулирующие электростанции

График нагрузки энергосистемы, представляющий собой изменение во времени суммарной мощности всех потребителей электроэнергии, имеет провалы и максимумы. Это означает, что в одни часы суток требуется большая суммарная мощность генераторов, а в другие часы часть генераторов или электростанций должна быть отключена или работать с уменьшенной нагрузкой. Количество электростанций и их мощность определяются относительно непродолжительным максимумом нагрузки потребителей. Это приводит к недоиспользованию оборудования и к удорожанию энергосистем. Так, снижение годового числа часов использования установленной мощности крупных ТЭС с 6000 до 4000 приводит к возрастанию себестоимости вырабатываемой электроэнергии на 30-35%. В дальнейшем неравномерность потребления будет увеличиваться по причине постоянного увеличения коммунально-бытовой нагрузки, повышения числа электроприемников на промышленных предприятиях и ряда других факторов.

Энергосистемы по возможности принимают меры по выравниванию графика суммарной нагрузки потребителей. Так, вводится дифференцируемая стоимость электроэнергии в зависимости от времени ее потребления. Это повышает заинтересованность потребителей в таких перестройках своей работы, которые бы способствовали уменьшению электрической нагрузки в мо-

менты максимумов потребления в энергосистеме. Однако, в целом возможности выравнивания потребления, электроэнергии невелики. Поэтому электроэнергетические системы должны быть достаточно маневренными, способными быстро изменять мощность электростанций. Тепловые электрические станции не рассчитаны на регулирование мощности и работают в базисной части графика нагрузки. Время запуска тепловой станции - несколько часов. Поэтому в настоящее время дефицит маневренной мощности (пики нагрузки) покрывается ГЭС, у которых набор полной мощности с нуля может быть произведен за 1-2 мин. Регулирование мощности ГЭС осуществляется следующим образом. В периоды времени, когда в системе имеются провалы нагрузки. ГЭС работают с незначительной мощностью и вода заполняет водохранилище. При этом запасается энергия. С наступлением пиков включаются агрегаты станции и увеличивается на необходимую величину их мощность.

Задачу выравнивания пиков нагрузки решают гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС):



**Рис.4.11. Гидроаккумулирующая станция:**

1 - верхний бассейн; 2 - водовод; 3 - здание ГАЭС; 4 - нижний бассейн.

В интервалы времени, когда электрическая нагрузка в энергосистеме минимальна, ГАЭС перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее и потребляет при этом электроэнергию из энергосистемы. При пиках нагрузки ГАЭС работает в генераторном режиме и расходует запасенную в верхнем водохранилище воду.

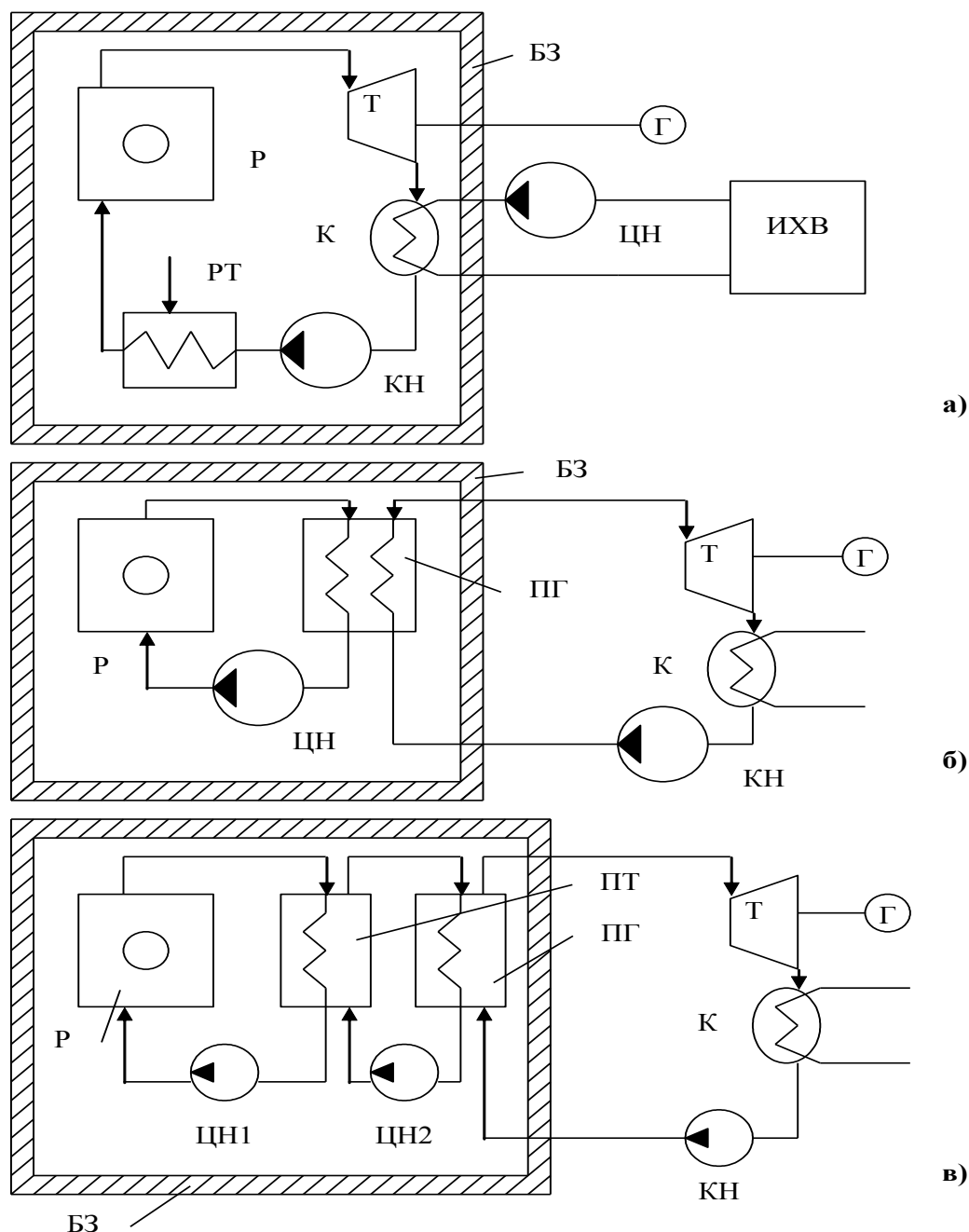
Сооружение ГАЭС целесообразно в районах с естественными перепадами рельефа. Мощности современных ГАЭС достигают 2400 МВт. Наиболее распространены ГАЭС в США, где их насчитывается около 40, с общей установленной мощностью около 70000 МВт.

#### **4.10. Атомные электростанции**

Первая в мире АЭС на тепловых нейтронах была пущена в 1954 г. в СССР в г. Обнинске мощностью 5 МВт. Атомная энергетика бурно развивалась до 1986 г. Авария на Чернобыльской АЭС заморозила программы развития атомной энергетике во многих странах, в том числе и в СССР. В настоящее время интерес к атомной энергетике возобновляется по причине истощаемости запасов органического топлива. В ряде стран АЭС имеют решающую роль в выработке электроэнергии: во Франции на АЭС вырабатывается около 70% всей электроэнергии. В России на АЭС вырабатывается около 12% электроэнергии. Наиболее крупные АЭС в РФ: Ленинградская - 4000 МВт, Курская - 3000 МВт.

Основной элемент АЭС - ядерный реактор - состоит из активной зоны, отражателя, системы охлаждения, системы управления, регулирования и контроля, корпуса и биологической защиты. В рабочие каналы активной зоны помещают ядерное топливо в виде урановых или плутониевых стержней, покрытых герметичной металлической оболочкой. В этих стержнях и происходит ядерная реакция, сопровождаемая выделением большого количества тепла. Поэтому стержни с ядерным топливом называют тепловыделяющими элементами (ТВЭЛ). Количество ТВЭЛ в активной зоне может достигать до нескольких тысяч. В активную зону помещают замедлитель нейтронов, через нее также проходит теплоноситель - вещество, служащее для отвода тепла. В качестве теплоносителя используется вода либо жидкие металлы. Теплоноситель с помощью принудительной циркуляции омывает в рабочих каналах поверхности ТВЭЛ, нагревается и уносит с собой тепло для дальнейшего использования. Активная зона окружена отражателем, который возвращает в нее вылетающие нейтроны. Управление реактором производится с помощью специальных графитовых стержней, поглощающих нейтроны. Стержни вводятся в активную зону и изменяют поток нейтронов, а следовательно, и интенсивность ядерной реакции.

Тепло, выделяющееся в реакторе, может передаваться рабочему телу тепловой турбины по одноконтурной (рис.4.12, а), двухконтурной (рис.4.12, б) и трехконтурной (рис.4.12, в) схемам. Каждый контур представляет собой замкнутую систему. Многоконтурная схема обеспечивает радиационную безопасность и создает удобства для обслуживания оборудования. Выбор числа контуров определяется в зависимости от типа реактора и свойств теплоносителя, характеризующих его пригодность для использования в качестве рабочего тела в турбине.



**Рис.4.12. Структурная схема АЭС**

Одноконтурная схема наиболее проста и экономична. Образующийся в реакторе Р пар поступает в турбину Т. Однако этот пар радиоактивен. Поэтому, кроме реакторного отделения, часть оборудования машинного отделения должна иметь биологическую защиту БЗ. По такой схеме работают Ленинградская, Курская, Чернобыльская и другие АЭС.

В двухконтурной схеме в основном используют более надежные водоводяные реакторы (ВВЭР). В данном реакторе активная зона помещается внутри толстостенного стального корпуса, заполненного водой, которая выполняет как роль замедлителя, так и теплоносителя. Для предотвращения закипания воды она находится под давлением, на которое рассчитана прочность корпуса реактора. Разработаны и используются две модификации таких реакторов: ВВЭР-440 на мощность 440 МВт и ВВЭР-1000 на мощность 1000 МВт. Такие реакторы в России работают на Нововоронежской АЭС.

В двухконтурной схеме отвод тепла от реактора Р осуществляется теплоносителем, который передает это тепло рабочему телу в парогенераторе ПГ. Отдельный первый контур позволяет свести к минимуму количество аппаратов и коммуникаций с радиоактивной средой. Второй контур не радиоактивный, что упрощает эксплуатацию АЭС. Однако КПД двухконтурных станций меньше, чем одноконтурных ввиду дополнительных потерь в ПГ.

Трехконтурные схемы применяются, когда в качестве теплоносителя используются активные металлы, например, натрий (реакторы на быстрых нейтронах). Жидкий натрий бурно реагирует с водой и водяным паром. В данной схеме теплообмен между контурами осуществляется в промежуточном теплообменнике ПТ и в парогенераторе ПГ.

#### 4.11. Тепловые котельные

Котельная установка - комплекс устройств и агрегатов, обеспечивающих получение горячей воды или водяного пара под давлением.

Котельная установка состоит из котла и вспомогательного оборудования.

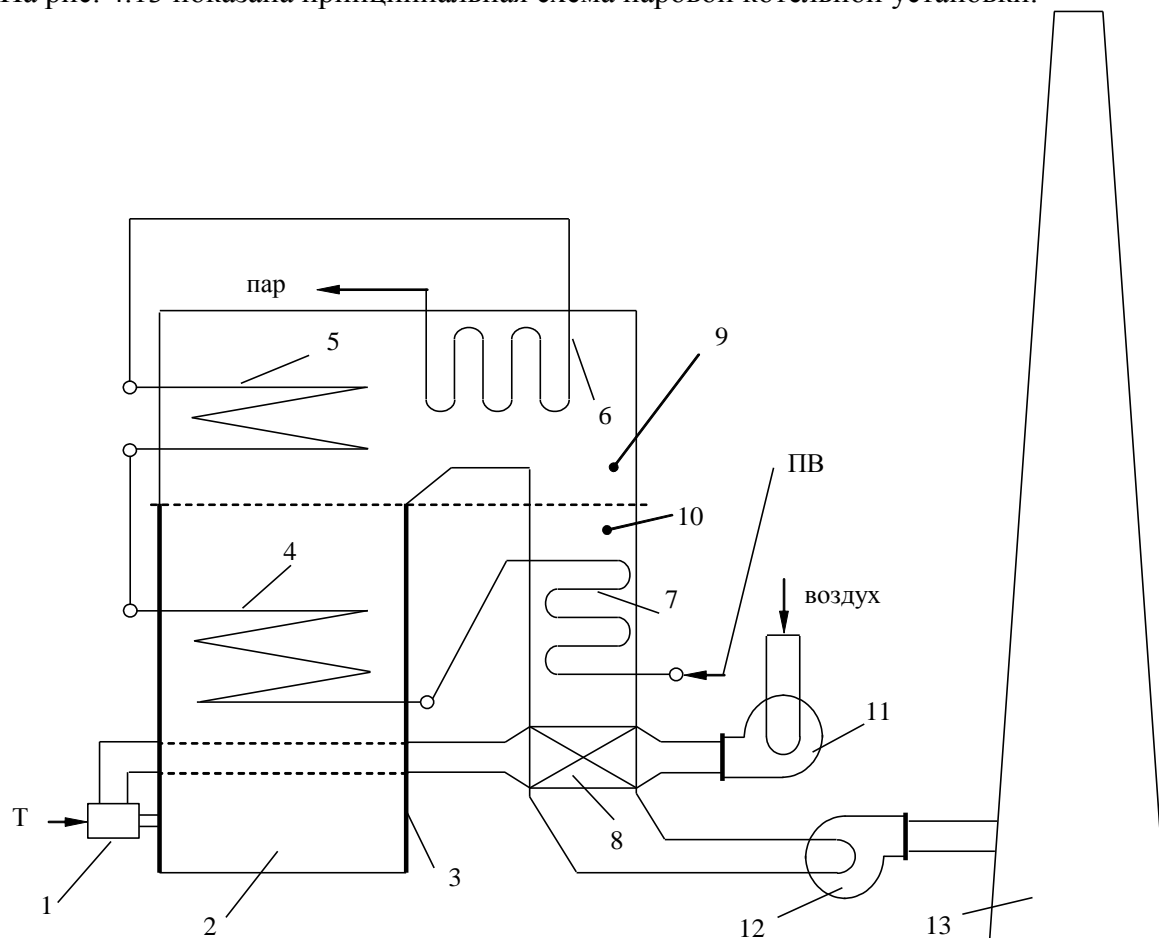
Котел - устройство для получения горячей воды или водяного пара с давлением выше атмосферного за счет теплоты сгорания органического топлива.

Котлы бывают паровые и водогрейные. По назначению они делятся на отопительные, промышленные и энергетические. Пар или вода, получаемые в отопительных котлах, используются для отопления, в промышленных котлах - для промышленных нужд. Котлы также классифицируются по паро- и теплопроизводительности, по параметрам пара и другим признакам.

В качестве топлива в котельных установках используется каменный уголь, газ, мазут.

##### 4.11.1 Принципиальная схема котельной установки

На рис. 4.13 показана принципиальная схема паровой котельной установки.



**Рис.4.13. Принципиальная схема паровой котельной установки**

1 - горелка; 2- топочная камера; 3 - теплоизоляция; 4 - топочный экран; 5 - ширмовой пароперегреватель; 6 - конвективный пароперегреватель; 7 - экономайзер; 8 - воздухоподогреватель; 9 - горизонтальный газоход; 10 - конвективная шахта; 11 - дутьевой вентилятор; 12 - дымосос; 13 - дымовая труба.



В горелку котла 1 подается топливо и подогретый воздух. Воздух подается с помощью дутьевого вентилятора 11. Для устойчивого горения и повышения КПД установки воздух предварительно подогревается в воздухоподогревателе 8 до температуры 200-300 °С.

Поступающая в котел вода, называемая питательной, сначала подогревается в экономайзере 7 и далее поступает топочный экран 4, где происходит процесс парообразования. Сухой насыщенный пар поступает в ширмовый 5 и конвективный 6 пароперегреватели, после чего перегретый пар направляется к потребителю.

Продукты сгорания топлива, пройдя экономайзер 7 и воздухоподогреватель 8, дымососом 12 выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 13.

Паровой котел состоит из топочной камеры 2, в которой происходит сжигание топлива и частичное охлаждение продуктов сгорания за счет теплоотвода к располагаемым в ней поверхностям нагрева, и газоходов, в которых также размещаются поверхности нагрева, воспринимающие теплоту продуктов сгорания топлива. Стены топочной камеры покрыты внутри огнеупорным материалом, а снаружи - тепловой изоляцией 3.

Непосредственно у стен по всему внутреннему периметру топочной камеры расположены трубы, которые получая теплоту от топочных газов являются парогенерирующими поверхностями нагрева и называются топочным экраном. Топочные экраны являются радиационными поверхностями нагрева, так как они воспринимают теплоту сгорания топлива преимущественно излучением от факела и от продуктов сгорания. Температура в зоне горения может достигать 1500-1800 °С в зависимости от вида сжигаемого топлива. Средняя температура продуктов сгорания в топочной камере составляет 1300-1400°С.

Топочные газы покидают топочную камеру с температурой 900-1200 °С и поступают в горизонтальный газоход 9, в котором первым по ходу газов располагается пароперегреватель 5, выполненный из трубчатых змеевиков, собранных в плоские пакеты (ширмы). Теплообмен в ширмовых поверхностях нагрева осуществляется одновременно излучением и конвекцией, и поэтому они называются полурadiационными. Пройдя ширмовый пароперегреватель, газы охлаждаются до 800-900°С. В горизонтальном газоходе за ширмовым пароперегревателем располагается конвективный пароперегреватель 6, представляющий собой пакеты труб, расположенных в шахматном порядке. Теплообмен в пароперегревателе 6 и во всех последующих поверхностях нагрева осуществляется конвекцией.

После горизонтального газохода дымовые газы, охлажденные до температуры 500-600 °С, поступают в конвективную шахту 10, в верхней части которой установлен экономайзер 9, осуществляющий подогрев питательной воды. После экономайзера дымовые газы отдают оставшееся тепло в воздухоподогревателе 8, и через дымовую трубу дымососом 12 выбрасываются в атмосферу с температурой 100-150 °С.

#### **4.11.2. Схемы получения пара в котлах**

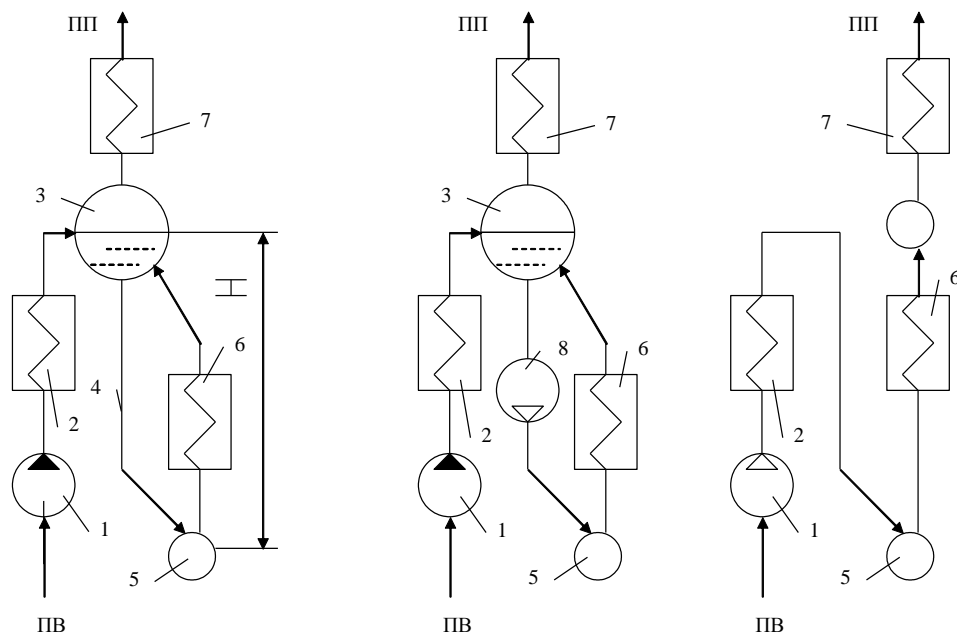
В основу работы парового котла положен принцип непрерывного отвода теплоты, выделившейся при сгорании топлива в топке, к теплоносителю. Передача теплоты от продуктов сгорания топлива к теплоносителю происходит в системе теплообменников трубчатой конструкции, называемых поверхностями нагрева. Для непрерывного отвода теплоты необходимо организовать постоянное движение теплоносителя. Как правило, теплоноситель движется внутри трубок, а продукты сгорания омывают трубки теплообменников снаружи.

Процесс получения перегретого пара состоит из трех этапов:

- 1) подогрева питательной воды до температуры кипения;
- 2) образования насыщенного пара из воды;
- 3) перегрева сухого насыщенного пара до необходимой температуры.

Подогрев воды до температуры кипения происходит в теплообменнике, который называется экономайзером 2, кипение воды и образование пара - в испарительной поверхности нагрева (в парообразующих трубах 6), а перегрев пара - в пароперегревателе 7. Движение теплоносителя в экономайзере и пароперегревателе в паровых котлах всех конструкций организуют одинаково: через экономайзер 2 вода перекачивается насосом 1, называемым питательным, а движение пара через пароперегреватель 7 осуществляется за счет разности давлений пара в котле и у потребителя.

В зависимости от способа организации движения теплоносителя паровые котлы подразделяются на прямоточные, с естественной и принудительной, циркуляцией (рис. 4.14).



**Рис.4.14. Основные схемы получения пара в котлах:**

*а - с естественной циркуляцией; б - с принудительной циркуляцией; в - прямоточные;*

*ПВ - питательная вода; ПП - перегретый пар*

*1 - питательный насос; 2 - экономайзер; 3 - барабан котла; 4 - необогреваемые трубы; 5 - коллектор; 6 - обогреваемые трубы; 7 - пароперегреватель; 8 - циркуляционный насос.*

Котел с естественной циркуляцией (рис.4.18, а) состоит из системы обогреваемых 6 и необогреваемых 4 труб, объединенных сверху барабаном 3, а внизу коллектором 5, представляющих собой замкнутый контур, который принято называть циркуляционным. Этот контур заполнен до уровня, расположенного на 15-20 см ниже диаметральной плоскости барабана котла, водой, которую называют котловой. Объем барабана, заполненного водой, называют водяным, а занятый паром - паровым. Поверхность, разделяющую водяной и паровой объемы, называют зеркалом испарения. При подводе теплоты к обогреваемым трубам вода в них закипает, и они заполняются пароводяной смесью, имеющей плотность  $p_{см}$ . Необогреваемые трубы всегда заполнены, некипящей водой с плотностью  $p_v$ . Нижняя точка контура подвержена со стороны необогреваемых труб давлению столба жидкости  $H p_v$ , а со стороны обогреваемых труб - давлению пароводяной смеси  $H p_{см}$  ( $H$  - высота контура). Вследствие того, что  $p_v > p_{см}$ , в циркуляционном контуре возникает разность давлений  $\Delta P_{дв} = H(p_v - p_{см})$ , которая вызывает движение воды в нем и называется движущим напором естественной циркуляции.

В паровых котлах с принудительной циркуляцией движение воды организуется принудительно с помощью циркуляционного насоса 8. Этим обеспечивается увеличение производительности котлов.

Характерной особенностью котлов с естественной и принудительной циркуляцией является наличие барабана, в котором происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Такие котлы называются барабанными. Однако при большом давлении разделение на пар и воду невозможно, поэтому котлы с барабанами применяются для производства пара низких и средних давлений (до 14 МПа).

Пар высокого давления (свыше 14 МПа) получают в так называемых прямоточных котлах (рис.4.18,в). Особенностью таких котлов является отсутствие замкнутого контура циркуляции в парообразующей зоне, а также барабана. Весь пароводяной тракт прямоточного котла представляет собой разомкнутую гидравлическую систему, состоящую из последовательно соединенных экономайзерной, парообразующей и перегревательной зон. Рабочее тело проходит через все поверхности нагрева однократно.

При отсутствии необходимости в паре в котельных применяются водогрейные котлы, которые также подразделяются на котлы с естественной и принудительной циркуляцией и прямоточные.

#### 4.11.3. Тепловой баланс и КПД котла

Экономичность работы котлов определяется степенью совершенства организации процесса горения топлива и передачи теплоты от продуктов сгорания теплоносителю. Количество теплоты, которое может выделиться при полном сжигании 1 кг или 1 м<sup>3</sup> топлива, называют располагаемой теплотой  $Q_p^p$ . В ориентировочных расчетах принимают  $Q_p^p = Q_n^p$ . Количество теплоты, которое воспринимается в котле теплоносителем, в расчете на 1 кг или 1 м<sup>3</sup> сжигаемого топлива называют полезно используемой теплотой  $Q_1$ .

Для полезно используемая теплота определяется выражением:

$$Q_1 = \frac{G \cdot (h_{пп(гв)} - h_{пв})}{B},$$

где  $G$  - расход теплоносителя, кг/с;  $h_{пп(гв)}$ ,  $h_{пв}$  - энтальпия перегретого пара (горячей воды) и питательной воды, кДж/кг;  $B$  - расход топлива, кг/с или м<sup>3</sup>/с.

Для установившегося режима работы котла уравнение теплового баланса сжигаемого топлива имеет следующий вид:

$$Q_p^p = Q_1 + \sum Q_n,$$

или в процентах от  $Q_p^p$

$$100 = q_1 + \sum q_n$$

где  $\sum Q_n$  - энергетические потери в котле, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>,  $\sum q_n = \sum Q_n / Q_p^p$  - удельные энергетические потери.

Потери в котле складываются из следующих составляющих:

$$\sum q_{пот} = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6,$$

где  $q_2$  - потери тепла с уходящими газами;  $q_3$  - потери тепла с химическим недожогом топлива;  $q_4$  - потери тепла с механическим недожогом топлива;  $q_5$  - потери в окружающую среду;  $q_6$  - потери с теплотой шлаков.

КПД котла подразделяется на КПД брутто и КПД нетто. КПД брутто:

$$\eta_k^{бр} = \frac{Q_1}{Q_p^p}$$

КПД нетто учитывает также расход теплоты на собственные нужды котла:

$$\eta_k^n = \eta_k^{бр} - \Delta \eta_k^{сн}$$

где  $\Delta \eta_k^{сн}$  - доля затрат энергии на собственные нужды котла ( $\Delta \eta_k^{сн} = 2-5\%$ )

#### 4.11.4. Система водоподготовки котельных установок

Надежная работа поверхностей нагрева котла в значительной степени зависит от качества воды, из которой вырабатывается пар. Питательная вода, подаваемая в котлы, включает конденсат отработавшего пара, добавочную воду (природную воду, восполняющую потери пара) и воду в пароводяном тракте установки.

Исходная природная вода, из которой приготавливается добавочная вода для котлов, содержит примеси в растворенном виде и в виде механически взвешенных частиц. При парообразовании некоторые соли и перешедшие в воду продукты коррозии конструкционных материалов оседают на внутренних поверхностях нагрева котла в виде плотной, трудно отделимой накипи. Накипь уменьшает коэффициент теплопередачи и суживает проходные сечения в трубах, что приводит к снижению экономичности и производительности установок, а в отдельных случаях к аварийному разрушению металла в связи с его пережогом.

Другая часть примесей выпадает в объеме котловой воды в виде мелкодисперсных взвешенных частиц, составляющих подвижный осадок, который называется шламом. Третья часть

примесей при определенных условиях может оседать в оборудовании потребителя, что снижает его экономичность и мощность, а также может привести к авариям.

Растворенные в воде коррозионно-активные газы (кислород и углекислый газ) вызывают коррозию поверхностей нагрева котлов, теплообменников и трубопроводов.

Поддержание определенного водного режима котла осуществляется с помощью специальных методов обработки исходной природной воды, а также путем ввода в пароводяной тракт реагентов, предупреждающих накипеобразование, коррозию и обеспечивающих необходимую чистоту получаемого пара.

Процесс освобождения воды от механических примесей и содержащихся в ней солей и агрессивных газов называют водоподготовкой. Процессы водоподготовки включают осветление, умягчение (обессоливание) и деаэрацию воды.

В большинстве случаев водоподготовка начинается с осветления воды в отстойниках или фильтрах для удаления из нее грубодисперсных примесей.

Для умягчения вода пропускается через фильтры с химическими реагентами, которые вступая в реакцию с растворенными в воде солями снижают ее жесткость.

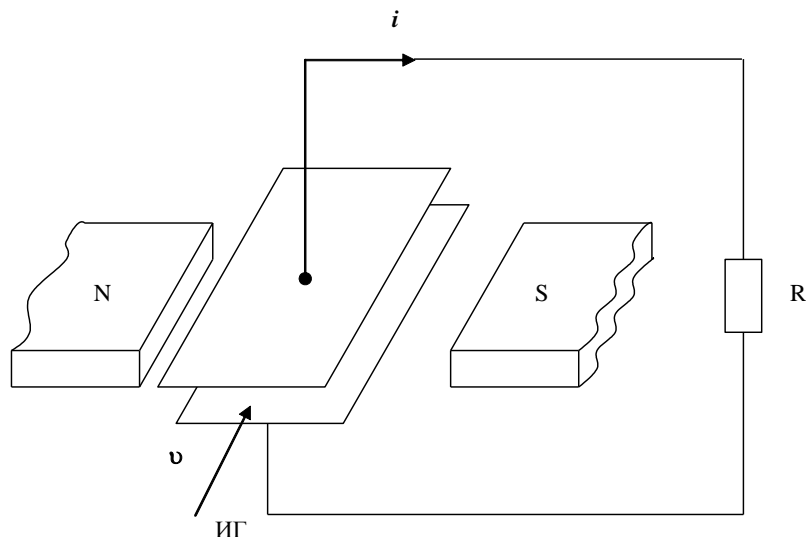
Деаэрацией называется процесс удаления из воды растворенных газов. Деаэрация осуществляется в специальных установках, называемых деаэраторами. Деаэрация воды основана на повышении ее температуры до кипения, при котором происходит выделение газов из воды. Кипение воды в деаэраторе может быть достигнуто за счет снижения давления над поверхностью воды ниже атмосферного для самовскипания воды (вакуумная деаэрация) или за счет нагрева воды паром при атмосферном давлении (атмосферная деаэрация).



## 5.2. Магнитогидродинамическое преобразование энергии (МГД-генераторы)

В МГД-генераторах происходит прямое преобразование тепловой энергии в электрическую.

Принцип работы МГД-генератора основан на законе Фарадея, согласно которому в проводнике, движущемся в магнитном поле, индуцируется ЭДС. ЭДС индуцируется в любом проводнике - твердом, жидком или газообразном. Область науки, изучающая взаимодействие между магнитным полем и токопроводящими жидкостями или газами, называется магнитогидродинамикой.

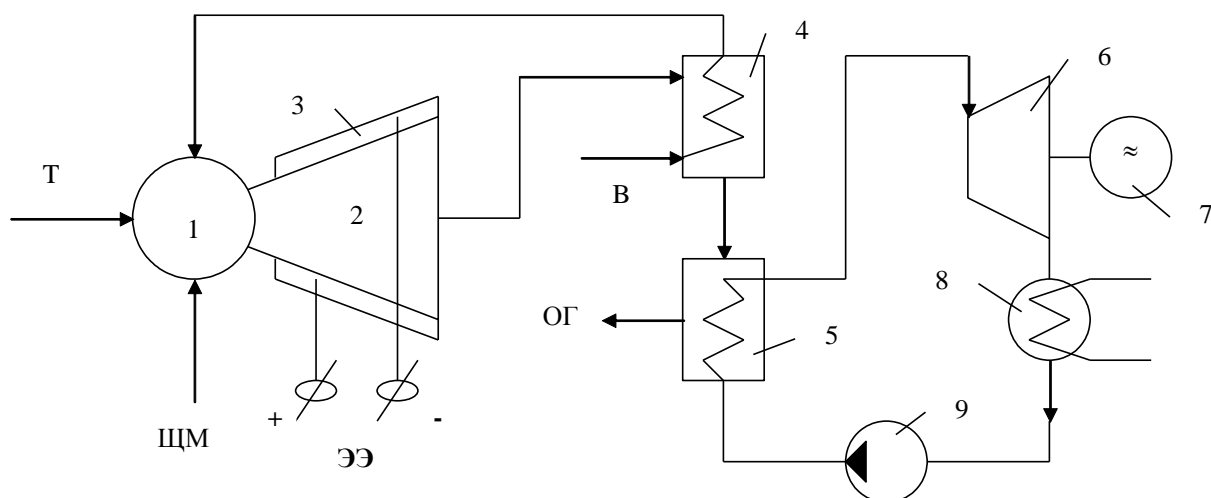


**Рис.5.2. Схема работы МГД-генератора**

На рис.5.2 приведена схема, поясняющая принцип работы МГД-генератора. Между металлическими пластинами, расположенными в сильном магнитном поле, пропускается струя ионизированного газа ИГ, обладающего кинетической энергией направленного движения частиц. При этом в соответствии с законом электромагнитной индукции появляется ЭДС, вызывающая протекание электрического тока между электродами внутри канала генератора и во внешней цепи.

Ионизированный газ представляет собой низкотемпературную плазму (температура 3000°C), состоящую из свободных атомов ионов и электронов, благодаря чему обеспечивается ее достаточно высокая электропроводность.

Температура газов на выходе МГД-генераторов составляет около 2000°C. Поэтому целесообразно использовать МГД-генератор совместно с паросиловой установкой (рис.5.3).



**Рис.5.3. Принципиальная схема МГД-генератора с паросиловой установкой:**

1 - камера сгорания; 2 - МГД-генератор; 3 - обмотки электромагнита; 4 - теплообменник; 5 - парогенератор; 6 - турбина; 7 - генератор; 8 - конденсатор; 9 - насос; ОГ - отработанные газы; ЩМ - щелочные металлы; ЭЭ - электроэнергия

В камере сгорания 1 производится сжигание органического топлива, получаемые при этом продукты в плазменном состоянии направляются в расширяющийся канал МГД-генератора 2. Сильное магнитное поле создается мощными электромагнитами 3. Средняя температура газа в канале генератора должна быть не ниже 2500 °С, а в камере сгорания 3000 °С. Тепло отработанных в МГД-генераторе газов, имеющих температуру около 2000 °С, используется в теплообменнике 4 для подогрева воздуха, подаваемого в камеру сгорания топлива, затем газы подаются в парогенератор 5 для получения пара.

Использование МГД-генератор совместно с паросиловой установкой позволяет повысить КПД преобразования тепловой энергии в электрическую до уровня 55-60%.

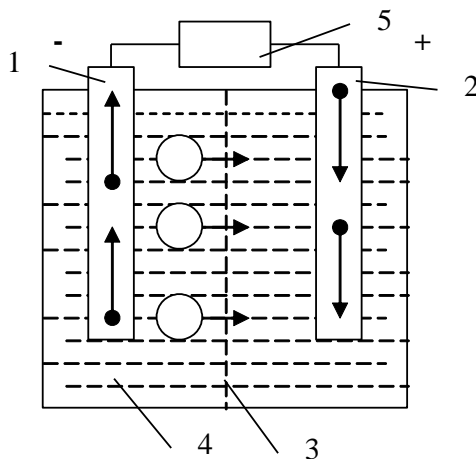
Трудности использования МГД-генераторов:

1. При высокой температуре плазмы не удается сохранить прочность камеры сгорания, каналов и сопла, по которым происходит движение газового потока.

2. Для работы МГД-генератора необходимо создавать сильное магнитное поле, которое может быть получено пропусканием токов большой величины по обмоткам электромагнитов. Во избежание сильного нагрева обмоток и потерь энергии в них сопротивление обмоток должно быть по возможности наименьшим. Поэтому в качестве таких проводников целесообразно использовать сверхпроводящие материалы.

### 5.3. Электрохимические методы преобразования энергии

В электрохимических генераторах (электрохимических элементах) происходит прямое преобразование химической энергии в электрическую.



**Рис.5.4. Устройство электрохимического элемента:**

1 - анод; 2 – катод; 3 - пористая мембрана; 4 – электролит; 5 – нагрузка

В электрохимическом элементе (рис.5.9) на одном из электродов 1 (аноде) вещество, служащее топливом, отдает электроны, а на втором электроде 2 (катоде) происходит восстановление (поглощение) электронов веществом - окислителем. Между электродами находится электролит 4, обеспечивающий перемещение ионов от одного электрода к другому. Перенос электронов между электродами осуществляется по внешней цепи.

Электрохимические элементы подразделяются на восстанавливаемые и невозстанавливаемые. В невозстанавливаемых элементах происходят необратимые химические реакции, и при полном использовании активного вещества анода элемент подлежит утилизации. В восстанавливаемых элементах (аккумуляторах) протекающие химические реакции обратимы. После использования вещества анода аккумулятор подлежит восстановлению, при котором направление реакций меняет знак. Процесс восстановления аккумуляторов называют зарядкой. Источником электронов для восстановления вещества анода при зарядке аккумулятора является внешняя сеть.

Достоинства электрохимических элементов:

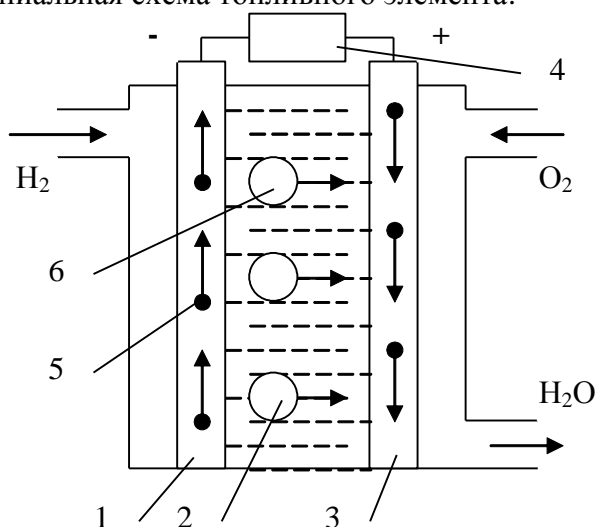
1. Компактность
2. Автономность
3. Простота в эксплуатации
4. Высокая надежность

Недостатки:

1. Высокая удельная стоимость получаемой электроэнергии

### Топливные элементы

Топливный элемент является разновидностью электрохимического элемента. Топливный элемент отличается от выше рассмотренных электрохимических элементов тем, что активные вещества к нему подаются извне, а электроды в электрохимических превращениях не участвуют. На рис.5.10 приведена принципиальная схема топливного элемента.



**Рис. 5.10. Схема водородно - кислородного топливного элемента:**

*1 - анод; 2 - электролит; 3 – катод; 4 - нагрузка; 5 - электроны; 6 - ионы*

Электроды в топливном элементе выполнены пористыми. На аноде происходит переход положительных ионов водорода в электролит. Оставшиеся электроны создают отрицательный потенциал и по внешней цепи перемещаются к катоду. Атомы кислорода, находящиеся на катоде, присоединяют к себе электроны, образуя отрицательные ионы, которые, присоединяя из воды атомы водорода, переходят в раствор в виде ионов  $OH^-$ . Ионы  $OH^-$ , соединяясь с ионами водорода, образуют воду. Таким образом, при непрерывном подводе водорода и кислорода происходит непрерывная реакция окисления топлива ионами с одновременным образованием тока во внешней цепи.

Достоинства электрохимических элементов:

1. Высокий КПД (до 80%)
2. Бесшумность
3. Отсутствие вредных отходов

Недостатки:

1. Высокая стоимость эксплуатации, связанная с использованием водорода в качестве топлива.

В настоящее время изыскиваются возможности применения других видов топлива, в первую очередь природного газа.



## 5.4. Методы преобразования солнечной энергии в электрическую и тепловую

### 5.4.1. Преобразование солнечной энергии в электрическую

Принципиально возможно 2 способа преобразования электрической энергии в тепловую:

- Непосредственное преобразование
- Преобразование в паросиловом цикле

Непосредственное преобразование энергии солнечного излучения в электроэнергию осуществляется фотоэлектрическим методом.

Свет представляет собой электромагнитные волны. Энергия этих волн сконцентрирована в форме пучков, которые называются фотонами. У некоторых металлов при попадании света на поверхность наблюдается эмиссия электронов с поверхности. Число этих электронов пропорционально интенсивности падающего излучения, а максимальная энергия - частоте излучения. При столкновении с электронами фотоны передают им свою энергию. Чем больше фотонов, тем больше эмиссия электронов, при этом различным длинам волн излучения соответствуют различные энергии электронов.

Фотоны, соответствующие области спектра с самыми короткими длинами волн (менее 0,4 мкм), обладают наибольшей энергией. Эта область спектра называется ультрафиолетовой. Область спектра с большими длинами волн (более 0,8 мкм) называют инфракрасной.

Основное направление развития фотоэлектрических систем преобразования энергии - разработка систем, имеющих низкую себестоимость и воспринимающих энергию солнечного излучения в максимально широком спектральном диапазоне - от ультрафиолетовой до инфракрасной области.

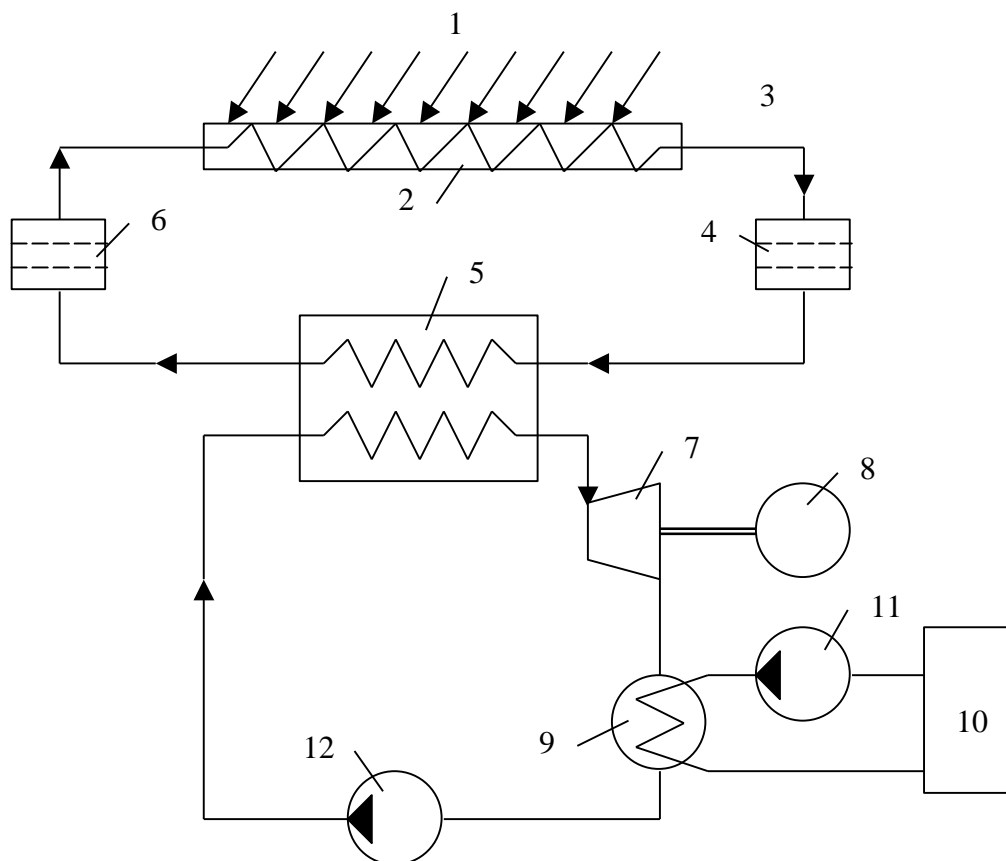
Далеко не все вещества обладают светочувствительностью, только немногие из них могут использоваться в качестве фотоэлектрических преобразователей. Светочувствительность веществ обусловлена рядом особенностей их микроструктуры. Практическое использование фотоэффекта для получения электроэнергии стало возможным в связи с развитием физики полупроводников. При соприкосновении полупроводников с электронной (n - типа) и дырочной (p - типа) проводимостями на границе образуется контактная разность потенциалов вследствие диффузии электронов. Если полупроводник с дырочной проводимостью освещается, то его электроны, поглощая кванты света, переходят на полупроводник с электронной проводимостью. В замкнутой цепи при этом образуется электрический ток.

В настоящее время наиболее совершенными являются кремниевые фотоэлементы, на которые действуют как направленные солнечные лучи, так и рассеянный свет. КПД кремниевых фотоэлементов повышается с понижением температуры, т.е. они могут одинаково успешно работать и зимой, и летом.

Недостатком полупроводниковых фотоэлементов является низкий КПД, который находится в пределах 10-15%.

Высокая стоимость получения чистого кремния и низкий КПД полупроводниковых фотоэлементов ограничивает область их применения (в основном они применяются в широких масштабах на космических аппаратах). По мере снижения стоимости фотоэлектрические системы получают большее распространение. Современный технический уровень фотоэлектрических систем уже делает экономически целесообразным их применение в тропических странах, где недостаточно развиты электрические сети, и имеется высокая интенсивность солнечного излучения.

Наряду с системами прямого преобразования солнечной энергии в электрическую, применяются так называемые солнечные электростанции, работающие по паросиловому циклу. Схема такой установки приведена на рис. 5.11.



**Рис.5.11. Схема солнечной электростанции с паросиловым циклом**

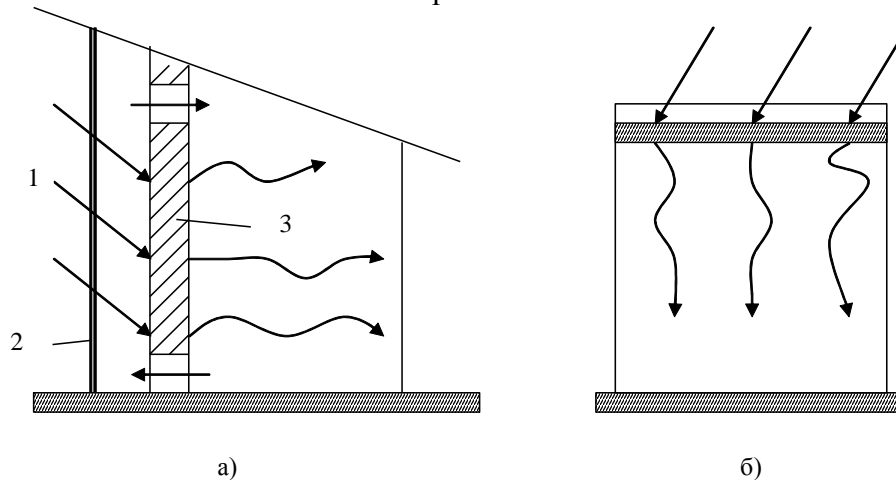
*1 - солнечный свет; 2 – гелиостаты; 3 - перенос тепла рабочей жидкости; 4 - резервуар для рабочей горячей жидкости; 5 - теплообменник; 6 - резервуар для отработавшей рабочей жидкости; 7- турбина; 8 - генератор; 9 - конденсатор; 10 - градирня; 11,12 – насосы*

*Электростанция, работающая по данному циклу, мощностью 10 МВт, построена в США в 1981 г. Станция имеет центральный приемник солнечных лучей, установленным на колонне высотой 122 м. Солнечную энергию фокусируют на приемнике 3000 гелиостатов (следающих зеркал), общей площадью 525 га. В приемнике, представляющем собой паровой котел, вырабатывается пар, подаваемый в паросиловую установку, расположенную у основания колонны. Станция работает на мощности, близкой к номинальной, в течение 10-12 часов в сутки. Тепловая аккумулирующая емкость хранит тепло для работы в ночное время.*

### 5.4.2. Преобразование солнечной энергии в тепловую

В настоящее время большое развитие получают установки солнечного теплоснабжения для отопления и горячего водоснабжения жилых домов и общественных зданий. Системы солнечного теплоснабжения (гелиоустановки) можно разделить на пассивные и активные.

Самыми простыми и дешевыми являются пассивные системы, которые для сбора и распределения солнечной энергии используют архитектурные и строительные элементы здания и не требуют дополнительного оборудования. На рис.5.12 приведены примеры построения пассивных систем использования солнечной энергии.



**Рис.5.12. Примеры пассивных систем использования солнечной энергии:**

а - теплоаккумулирующая стена; б - теплоаккумулирующая кровля.

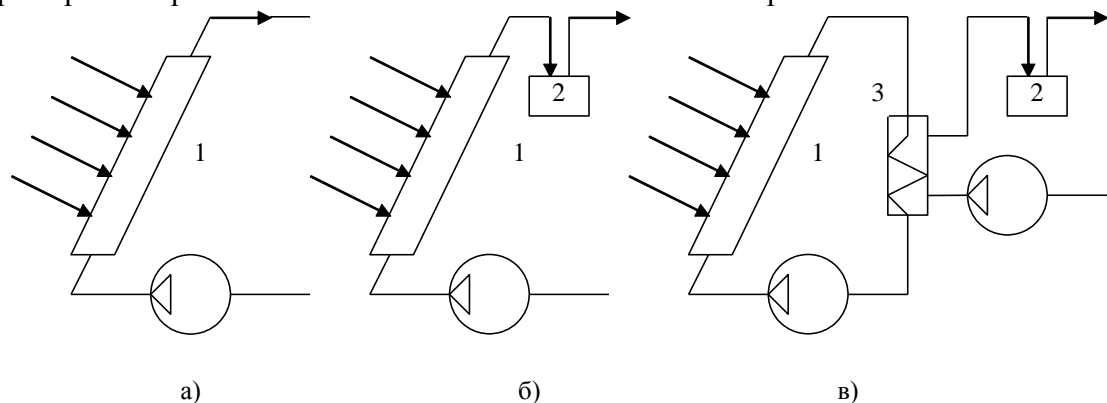
1 - солнечная энергия; 2 - прозрачная стена; 3 - зачерненная стена здания.

Несмотря на некоторые преимущества пассивных систем, в основном используются активные системы со специально установленным оборудованием для сбора, хранения и распространения солнечной радиации, так как эти системы позволяют улучшить архитектуру здания, повысить эффективность использования солнечной энергии, а также обеспечивают большие возможности регулирования тепловой нагрузки и расширяют область применения.

Гелиоустановки имеют следующую классификацию:

1. по назначению: системы горячего водоснабжения, системы отопления, комбинированные установки;
2. по виду используемого теплоносителя: жидкостные, воздушные;
3. по продолжительности работы: круглогодичные, сезонные;
4. по техническому исполнению схемы: одноконтурные, двухконтурные, многоконтурные.

Примеры построения активных гелиосистем показаны на рис. 5.13.



**Рис.5.13. Схемы прямоточных гелиосистем:**

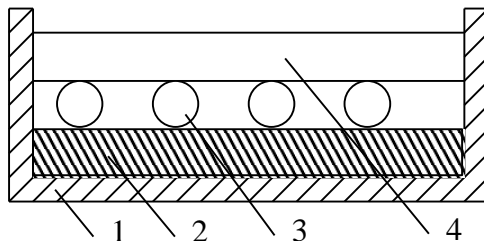
1 - солнечный коллектор; 2 - аккумулятор тепла; 3 - теплообменник

Теплоноситель подается в солнечные коллекторы или в теплообменник гелиоконтура, где он нагревается и поступает либо непосредственно к потребителю, либо в бак-аккумулятор.

Основным элементом гелиоустановок являются солнечные коллекторы, которые могут быть двух типов: фокусирующие и плоские.

Фокусирующие коллекторы позволяют обеспечить нагрев теплоносителя до сравнительно высоких температур (400-600 К). Основной их недостаток заключается в том, что в них воспринимается только прямая составляющая солнечной радиации, хотя диффузная составляющая может достигать до 40% суммарной радиации, особенно в северных широтах. Фокусирующие коллекторы применяются в солнечных электростанциях.

В системах теплоснабжения наибольшее распространение получили плоские коллекторы (рис.5.14).



**Рис.5.14. Поперечный разрез плоского солнечного коллектора:**

*1 - корпус; 2 - изоляция; 3 - поглощающая поверхность; 4 - прозрачное покрытие*

Плоский коллектор имеет следующие элементы:

- 1) прозрачное покрытие из одного или нескольких слоев стекла или другого прозрачного материала
- 2) поглощающую поверхность с каналами для прохода теплоносителя и оребрением различной формы
- 3) изоляцию для уменьшения тепловых потерь
- 4) корпус.

Принцип действия плоского коллектора следующий. Большая часть солнечной радиации, падающей на коллектор, поглощается поверхностью. Часть поглощенной энергии передается теплоносителю, циркулирующему через коллектор, а часть теряется в результате теплообмена с окружающей средой через прозрачное покрытие и стенки корпуса. В качестве поглощающей поверхности может быть использован лист из металла (сталь, алюминий, медь) или другого материала с каналами для прохода теплоносителя. Поглощающую поверхность зачерняют для повышения поглощающей способности.

## **5.5. Ветроэнергетические установки**

Ветроагрегат, предназначенный для производства электроэнергии, преобразует энергию воздушного потока во вращательное движение вала ротора генератора.

Скорость ветра непрерывно меняется, что приводит к соответствующим колебаниям механической мощности на валу ветрогенератора, и, соответственно, колебаниям электрической мощности, выдаваемой в сеть.

Мощность ветрогенератора пропорциональна диаметру ветроколеса в квадрате и скорости потока ветра в кубе.

При конструировании, ветродвигателя обычно ставится задача получить агрегат, который может работать при больших скоростях ветра и одновременно обеспечивать высокий КПД преобразования. Выполнение последнего условия зависит от двух факторов: формы лопастей и быстротходности. У ветрогенераторов с горизонтальной осью, параллельной потоку, в зависимости от рабочих параметров и условий работы обычно имеются либо две, либо три лопасти. Двухлопастное колесо обеспечивает большую экономичность, чем трехлопастное, однако в ряде случаев оно подвержено значительным вибрационным нагрузкам, отсутствующим в трехлопастном ветроколесе.

При изменении скорости ветра происходят колебания электрической мощности, создаваемой ветроагрегатом: Эти колебания приводят к изменениям активной и реактивной мощности, напряжения и силы тока. Воздействие колебаний выходной мощности можно сгладить аккумулированием энергии.

Существует несколько путей использования энергии ветра для осуществления электроснабжения потребителей:

1. Режим экономии топлива. Этот метод заключается в непосредственной подаче электроэнергии от ветроустановки в электрическую систему. Во время ее работы экономится топливо. Метод не требует аккумулирования энергии, и его можно применять во всех сетях.

2. Режим непрерывной выработки электроэнергии. При таком режиме электроэнергия от ветроустановки сперва поступает в аккумулирующую систему, а оттуда в электрическую сеть.

3. Режим параллельной работы ветроустановок с ГЭС и ГАЭС также позволяет экономить топливо.

Разработкой ветроустановок занимаются многие страны. Крупные ветроустановки в большинстве стран строятся с горизонтальным валом, имеющим диаметр до 100 м. Наиболее крупные ветроустановки работают в Германии (3000 кВт), Швеции (3000 кВт), Великобритании (3700 кВт), США (2500, 3000 кВт).

В РФ в настоящее время разрабатываются небольшие ветроэнергетические установки мощностью от 1 до 250 кВт.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соснина Е.Н. Общая энергетика. Комплекс учебно-методических материалов / НГТУ, Н.Новгород, 2008.
2. Энергетические ресурсы и установки: Учебное пособие / Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б. - НГТУ, 1996. - 294 с.
3. Быстрицкий, Г.Ф. Общая энергетика: Учеб. пособие для сред. проф. образования: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Г.Ф. Быстрицкий. - М.: Издательский центр "Академия", 2005. - 208 с.
4. Энергетические установки: учеб. для вузов по спец. "Электроснабжение". - М.: Высш. шк., 1991. - 336 с. ил.