



Эксплуатация электрооборудования

А.Н. Козлов

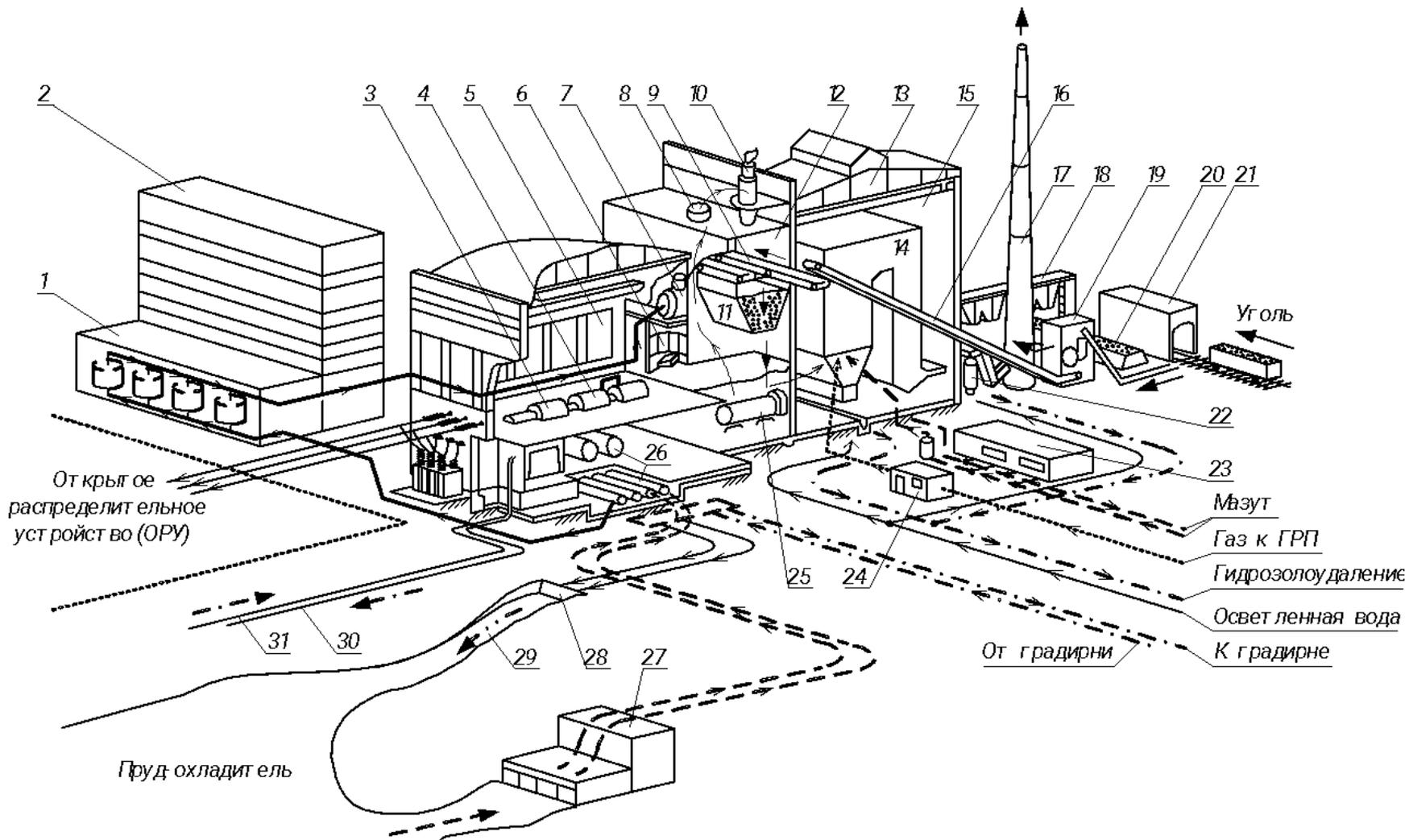
Лекция 2

*Типы электрических станций.
Основное энергетическое
оборудование*

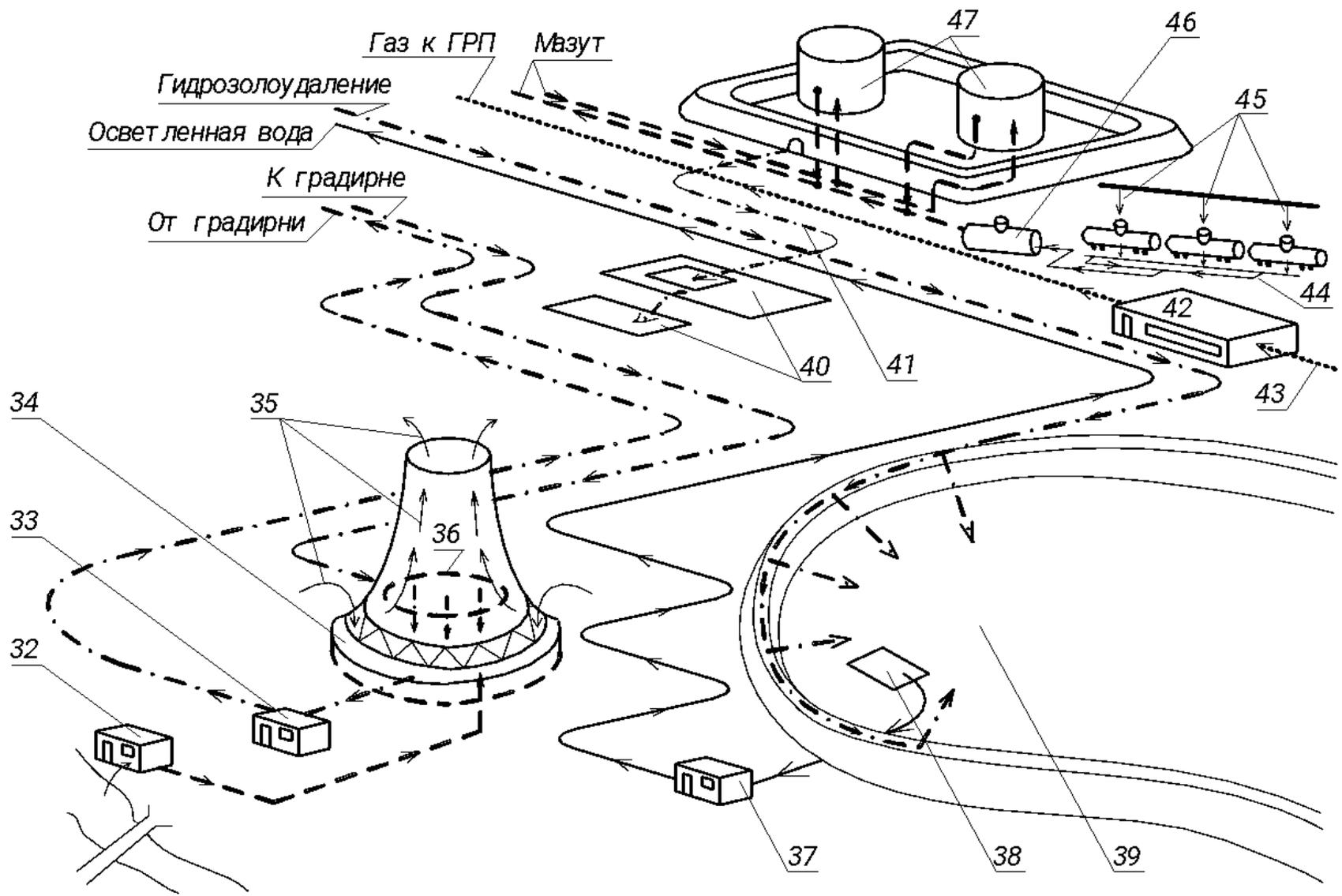
Тепловая электростанция



Принципиальная схема тепловой электростанции



- 1 – Химводоочистка
- 2 – Объединенный вспомогательный корпус
- 3 – Турбогенератор
- 4 – Паровая турбина
- 5 – Турбинный цех
- 6 – Блочный щит управления(БЩУ);
- 7 – Деаэратор;
- 8 – Сепаратор
- 9 – Надбункерные конвейеры
- 10 – Циклон
- 11 – Угольный бункер
- 12 – Надбункерная галерея
- 13 – Главный корпус
- 14 – Котел (парогенератор);
- 15 – Котельный цех
- 16 – Наклонный конвейер
- 17 – Дымовая труба
- 18 – Кран перегружатель угля
- 19 – Дробильный корпус
- 20 – Склад угля
- 21 – Вагонопрокидыватель
- 22 – Золоуловитель
- 23 – Мазутная насосная
- 24 – Газораспределительный пункт(ГРП);
- 25 – Углеразмольная мельница
- 26 – Циркуляционные водоводы
- 27 – Береговая насосная циркуляционного водоснабжения
- 28 – Перепад
- 29 – Открытый канал циркуляционного водоснабжения
- 30 – Пар и горячая (сетевая) вода потребителям тепла;
- 31 – Возврат конденсата от потребителей тепла
- 32 – Насосная подпитки циркуляционной системы
- 33 – Циркуляционная насосная
- 34 – Градирня
- 35 – Охлаждающий воздух
- 36 – Оросительное устройство
- 37 – Насосная осветленной воды
- 38 – Колодец осветленной воды
- 39 – Золошлакоотвал
- 40 – Устройство для очистки замазученных вод
- 41 – Отвод замазученных вод от мест перекачки и хранения мазута
- 42 – Газораспределительная станция(ГРС);
- 43 – Газопровод
- 44 – Мазутослив;
- 45 – Подача пара для разогрева и слива мазута
- 46 – Приемный резервуар для мазута
- 47 – Склад мазута



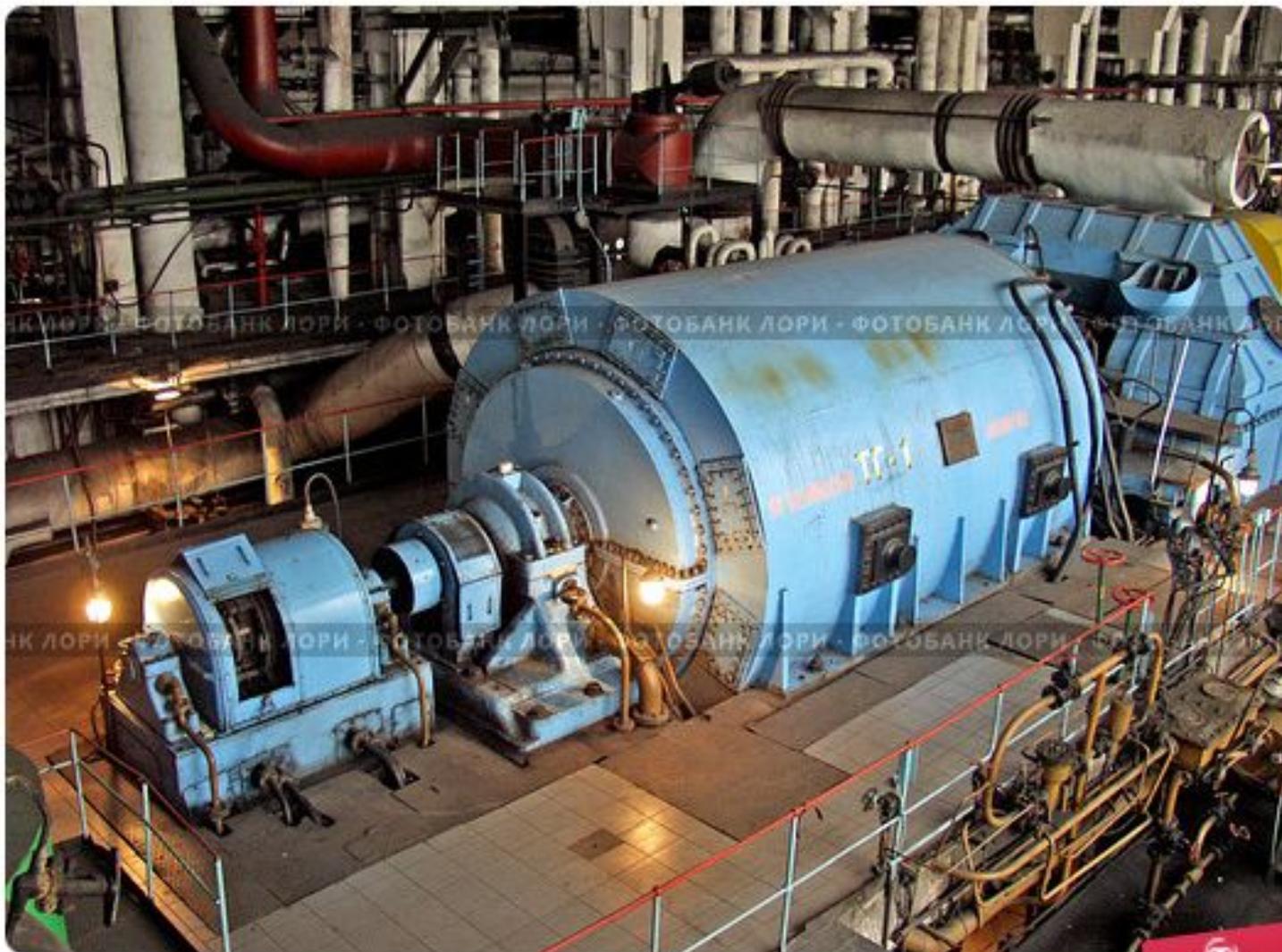
Турбогенератор



Турбина тепловой электростанции
© Мударисов Вадим / Фотобанк Лори



Турбогенератор



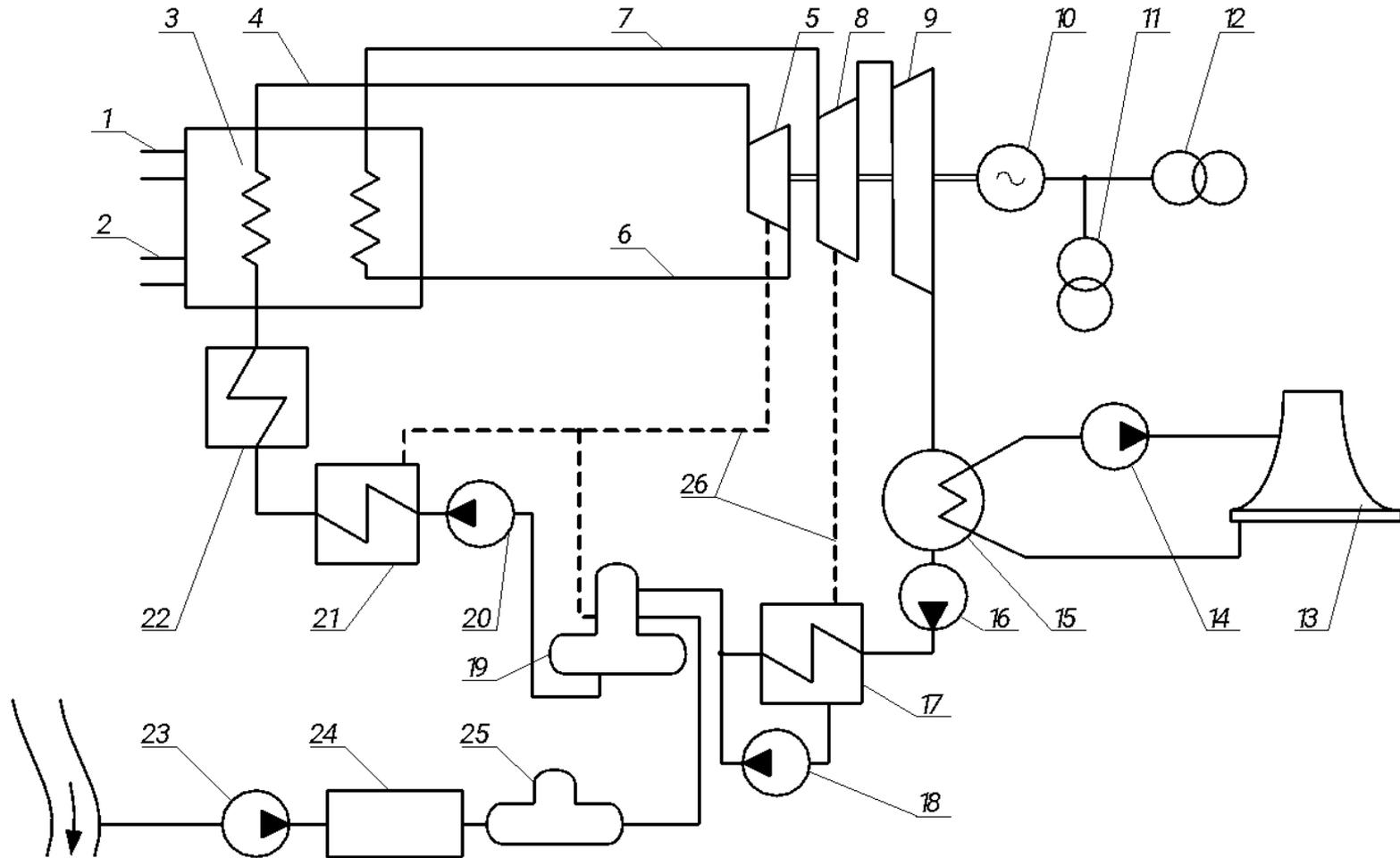
Турбина тепловой электростанции

© Мударисов Вадим / Фотобанк Лори



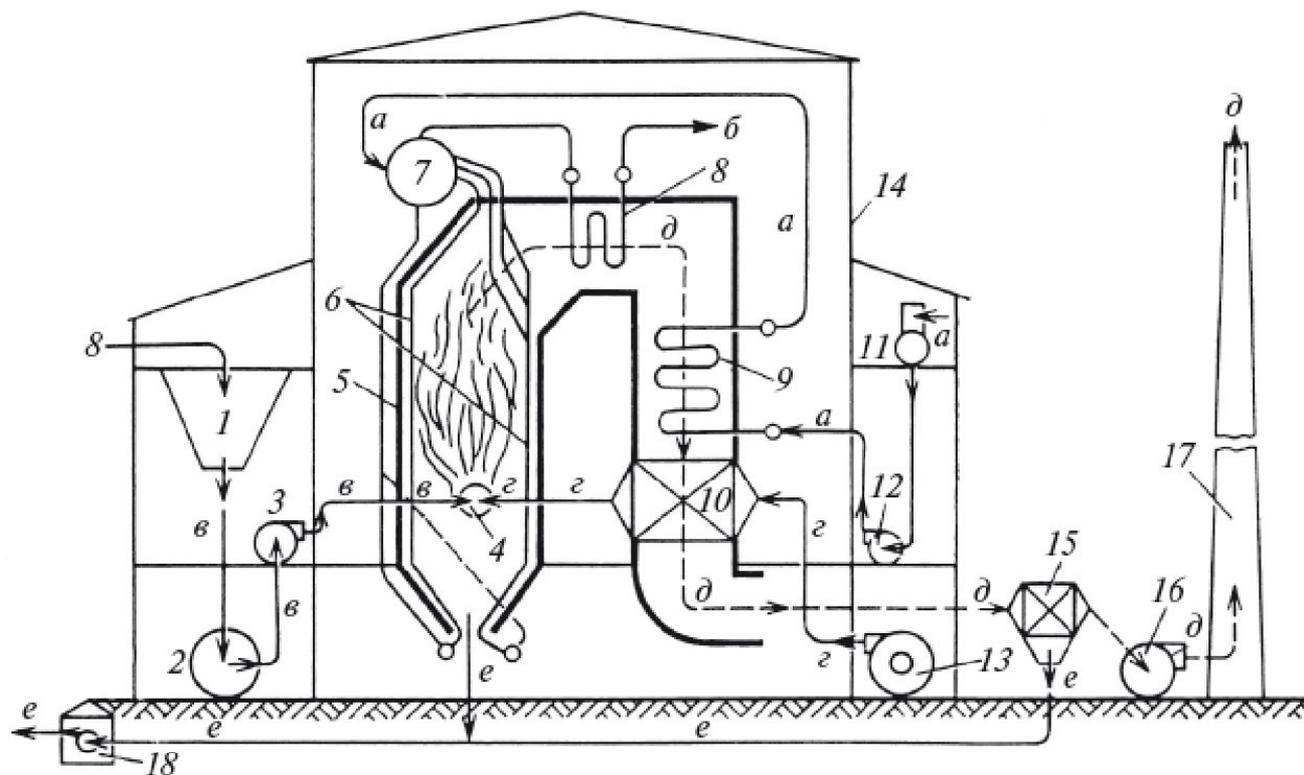
lori.ru/317976

Упрощенная технологическая схема КЭС (ГРЭС)



1 – топливное хозяйство; 2 – газовойдяной тракт; 3 – парогенератор (котел); 4 – паропровод «острого» пара; 5 – цилиндр высокого давления турбины (ЦВД); 6 – «холодная нитка» паропровода промежуточного перегрева; 7 – «горячая нитка» паропровода промежуточного перегрева; 8 – цилиндр среднего давления (ЦСД); 9 – цилиндр низкого давления (ЦНД); 10 – генератор; 11 – трансформатор собственных нужд; 12 – повышающий трансформатор; 13 – градирня (или пруд-охладитель); 14 – циркуляционный насос; 15 – конденсатор; 16 – конденсатный насос; 17 – подогреватель низкого давления; 18 – дренажный насос; 19 – деаэратор; 20 – питательный насос; 21 – подогреватель высокого давления; 22 – экономайзер; 23 – насос технического водоснабжения; 24 – химводоочистка; 25 – деаэратор химочищенной воды; 26 – отбор пара из ступеней турбины на собственные нужды станции.

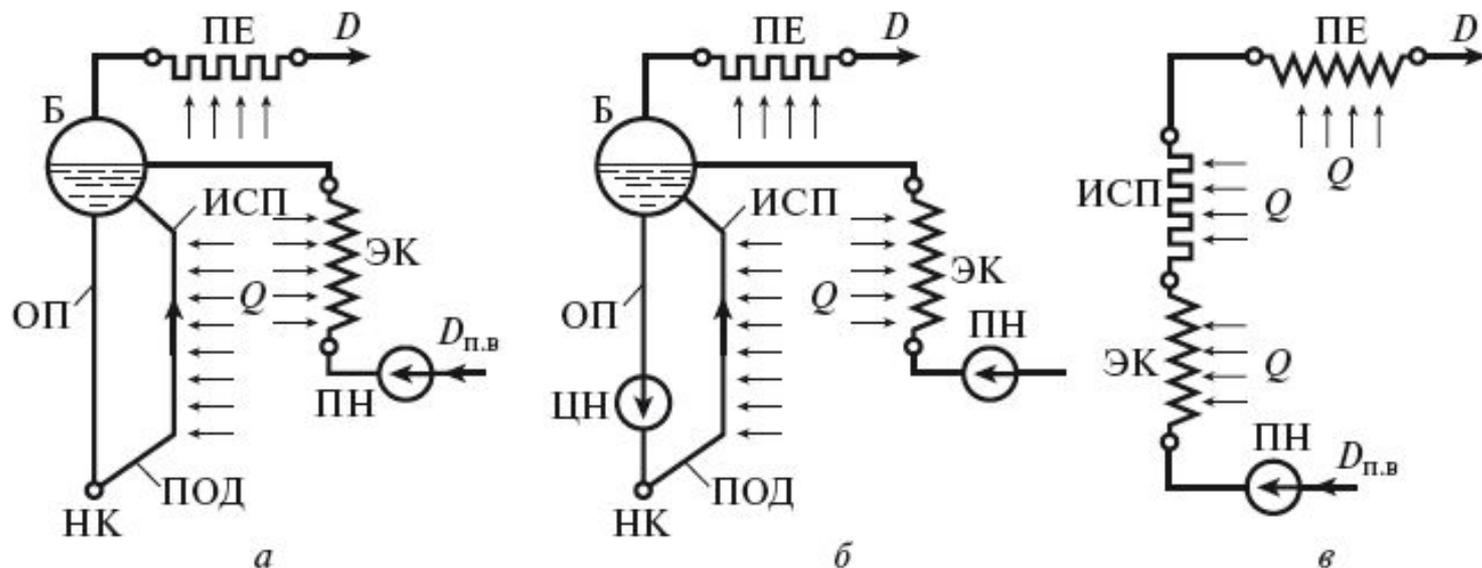
Технологическая схема котельной установки



a — водяной тракт; *б* — перегретый пар; *в* — топливный тракт; *г* — путь движения воздуха; *д* — тракт продуктов сгорания; *е* — путь золы и шлака; 1 — бункер топлива; 2 — углеразмольная мельница; 3 — мельничный вентилятор; 4 — горелка; 5 — контур топки и газоходов котельного агрегата; 6 — экраны топки; 7 — барабан; 8 — пароперегреватель; 9 — водяной экономайзер; 10 — воздухоподогреватель; 11 — бак запаса воды с деаэрационным устройством; 12 — питательный насос; 13 — вентилятор; 14 — контур здания котельной (помещения котельного отделения); 15 — золоулавливающее устройство; 16 — дымосос; 17 — дымовая труба; 18 — насосная для откачки золошлаковой пульпы

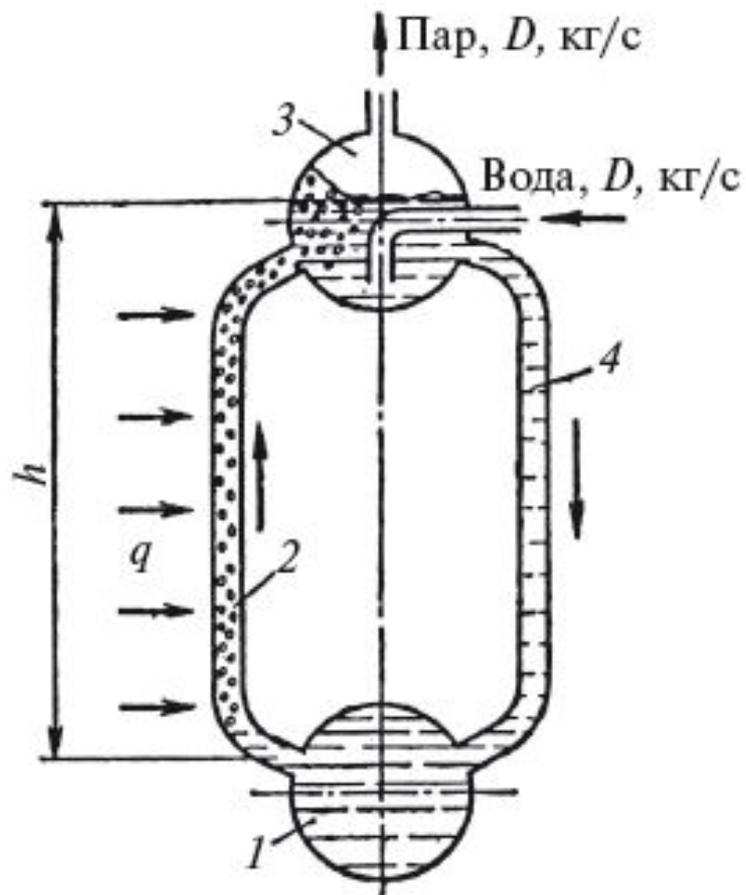
По характеру движения воды, пароводяной смеси и пара паровые котлы разделяются на:

- а) барабанные с естественной циркуляцией
- б) барабанные с многократной принудительной циркуляцией
- в) прямоточные



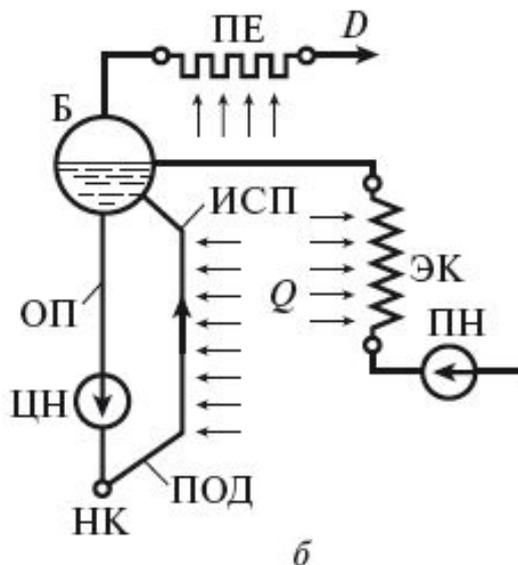
a — естественная циркуляция; *б* — многократная принудительная циркуляция; *в* — прямоточная схема; Б — барабан; ИСП — испарительные поверхности; ПЕ — пароперегреватель; ЭК — водяной экономайзер; D — расход пара; $D_{п.в}$ — расход питательной воды; ПН — питательный насос; ЦН — циркуляционный насос; НК — нижний коллектор; Q — подвод тепла; ОП — опускные трубы; ПОД — подъемные трубы

Схема естественной циркуляции воды в котле



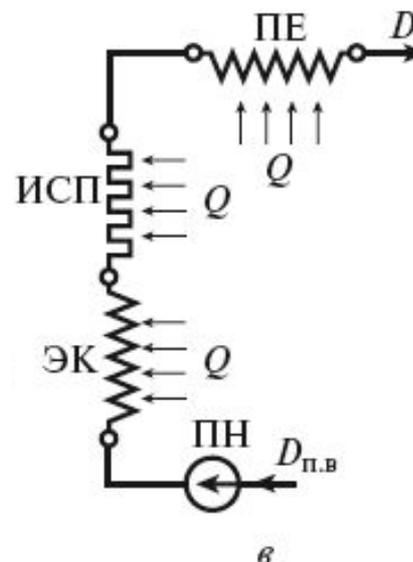
1 — нижний коллектор; 2 — экранные трубы;
3 — барабан котла; 4 — водоопускные трубы

В котлах с принудительной циркуляцией движение воды и пароводяной смеси осуществляется принудительно с помощью циркуляционного насоса ЦН, движущий напор которого рассчитан на преодоление сопротивления всей системы.



В **прямоточных** котлах нет циркуляционного контура, нет многократной циркуляции воды, отсутствует барабан, вода прокачивается питательным насосом ПН через экономайзер ЭК, испарительные поверхности ИСП и пароперегреватель ПЕ, включенные последовательно. Следует отметить, что прямоточные котлы используют воду более высокого качества. Вся вода, поступающая в испарительный тракт ИСП, на выходе из него полностью превращается в пар, т.е. в этом случае кратность циркуляции $K_{ц} = 1$.

Паровой котельный агрегат (парогенератор) характеризуется паропроизводительностью, давлением и температурой производимого пара, а также температурой питательной воды. Эти параметры в России регламентируются.



**Сводная таблица котельных агрегатов, выпускаемых
отечественной промышленностью**

Давление, МПа (ат)	Производительность котла, т/ч	Температура пара, °С	Температура питательной воды, °С	Область применения
0,88 (9)	0,2; 0,4; 0,7; 1,0	Насыщенный	50	Удовлетворение технологических и отопительных нужд небольших промышленных предприятий
1,37 (14)	2,5	Насыщенный	80	Удовлетворение технологических и отопительных нужд более крупных промышленных предприятий
	4; 6,5; 10; 15; 20	Насыщенный или перегретый, 250	100	Квартальные отопительные котельные
2,35 (24)	4; 6,5; 10; 15; 20	Насыщенный или перегретый, 370 и 425	100	Удовлетворение технологических нужд некоторых промышленных предприятий
3,92 (40)	6,5; 10; 15; 20; 25; 35; 50; 75	440	145	Снабжение паром турбин мощностью от 0,75 до 12 МВт на электрических станциях малой мощности
9,80 (100)	60; 90; 120; 160; 220	540	215	Снабжение паром турбин мощностью от 12 до 50 МВт на электрических станциях
13,70 (140)	160; 210; 320; 420; 480	570	230	Снабжение паром турбин мощностью от 50 до 200 МВт на крупных электрических станциях
	320; 500; 640	570/570 (со вторичным перегревом)	230	
25,00 (255)	950; 1 600; 2 500	570/570 (со вторичным перегревом)	260	Снабжение паром турбин мощностью 300, 500 и 800 МВт на крупнейших электрических станциях

Основы теории теплообмена

Обмен тепловой энергией между физическими телами (или системами), вызванный наличием разности температур этих тел (или систем), принято называть **теплообменом**. Такой перенос теплоты в соответствии со вторым законом термодинамики всегда имеет определенное направление — от более нагретых тел (или систем) к менее нагретым.

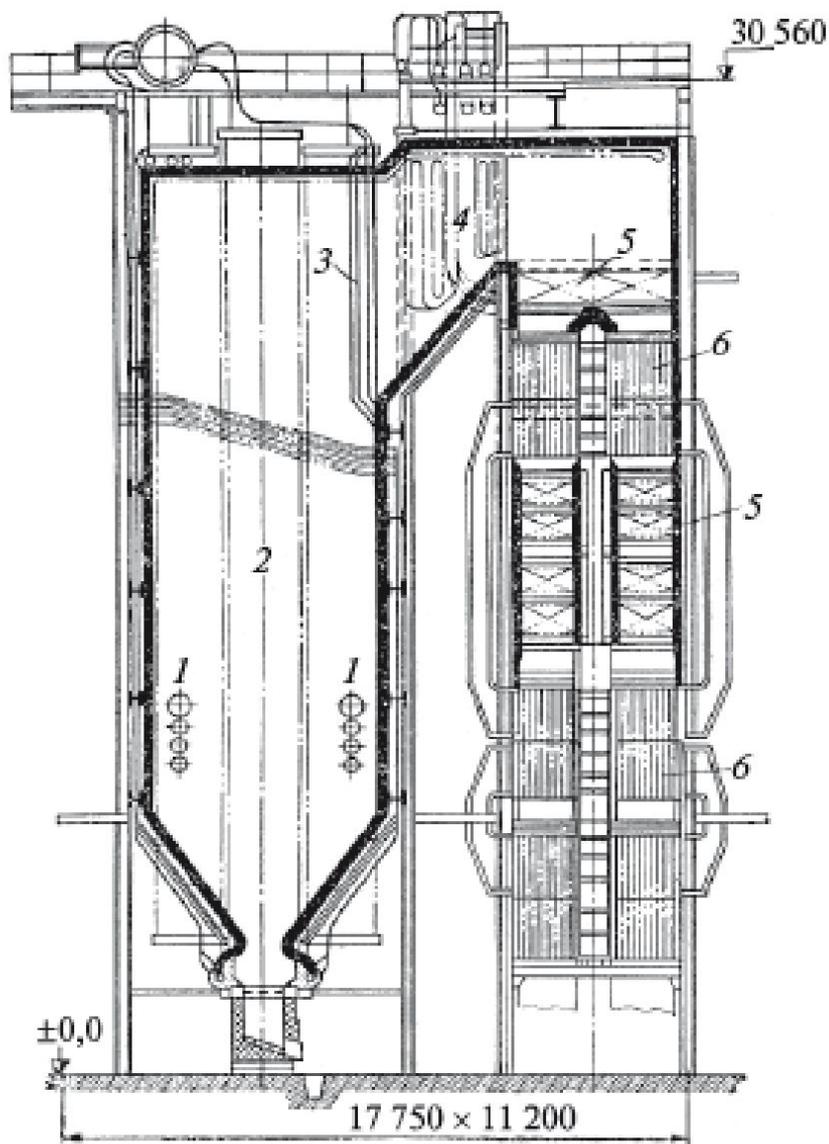
В реальных условиях теплообмен является сложным процессом. Однако ради простоты изучения различают три элементарных вида теплообмена: **теплопроводность** (кондукцию), **конвекцию** и **тепловое излучение**.

При **теплопроводности** перенос теплоты происходит за счет соударений и диффузии частиц тел, а также квантов упругих колебаний их кристаллических решеток — фононов — при макроскопической неподвижности всей массы вещества.

Под **конвекцией тепла** понимают процесс передачи его из одной части пространства в другую перемещающимися макроскопическими объемами жидкости или газа.

При **теплообмене излучением** (называемом также **лучистой**, или **радиационной теплоотдачей**) тела не соприкасаются друг с другом и перенос теплоты между ними при наличии разности температур $T_1 > T_2$ осуществляется с помощью электромагнитной энергии.

**Котельный агрегат паропроизводительностью 220 т/ч;
давление пара 9,8 МПа; температура перегретого пара 540 °С**



Первым ходом является экранированная топка, определившая название типа котельного агрегата. Экранирование топки настолько значительно, что в ней экранными поверхностями передается полностью все тепло, требующееся для превращения в пар воды, поступившей в барабан котла. В результате исчезает необходимость в кипяточных конвективных поверхностях нагрева; конвективными поверхностями нагрева в котельных агрегатах этого типа остаются только пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухоподогреватель. Выйдя из топочной камеры 2, дымовые газы поступают в короткий горизонтальный соединительный газоход, где размещен пароперегреватель 4, отделенный от топочной камеры только небольшим фестом 3. После этого дымовые газы направляются во второй нисходящий газоход, в котором расположены в рассечку водяные экономайзеры 5 и воздухоподогреватели 6. Горелки 1 могут быть как завихряющие с расположением на передней стене или на боковых стенах встречно, так и угловые (как показано на рисунке).

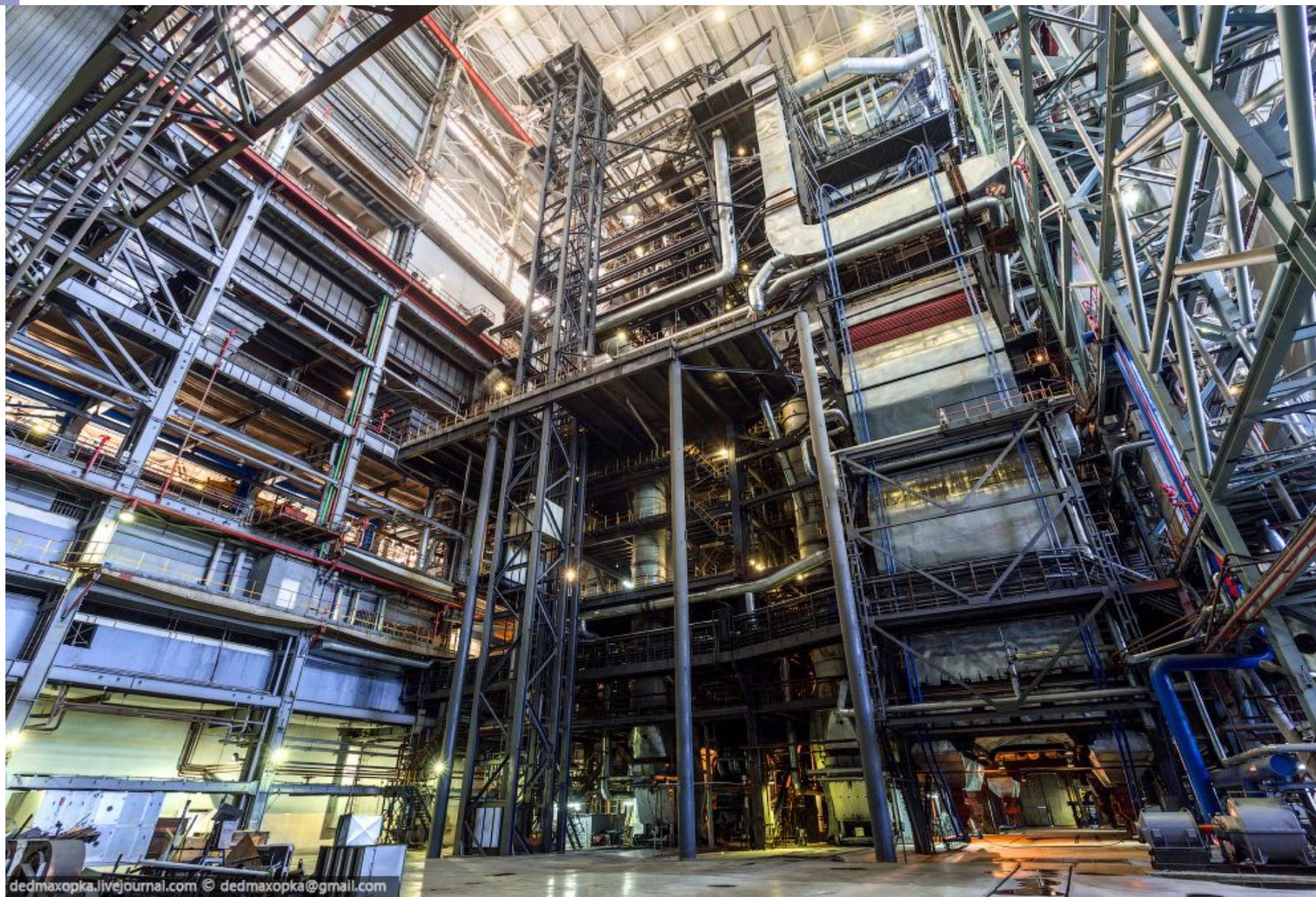
Нижнюю трапециевидную часть топки котельного агрегата называют **холодной воронкой** — в ней охлаждается выпадающий из факела частично спекшийся зольный остаток, который в виде шлака проваливается в специальное приемное устройство.

Газомазутные котлы не имеют холодной воронки.

Газоход, в котором расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, называют **конвективным** (*конвективная шахта*), в нем теплота передается воде и воздуху в основном конвекцией. Поверхности нагрева, встроенные в этот газоход и называемые **хвостовыми**, позволяют снизить температуру продуктов сгорания от 500—700 °С после пароперегревателя почти до 100 °С, т.е. полнее использовать теплоту сжигаемого топлива.

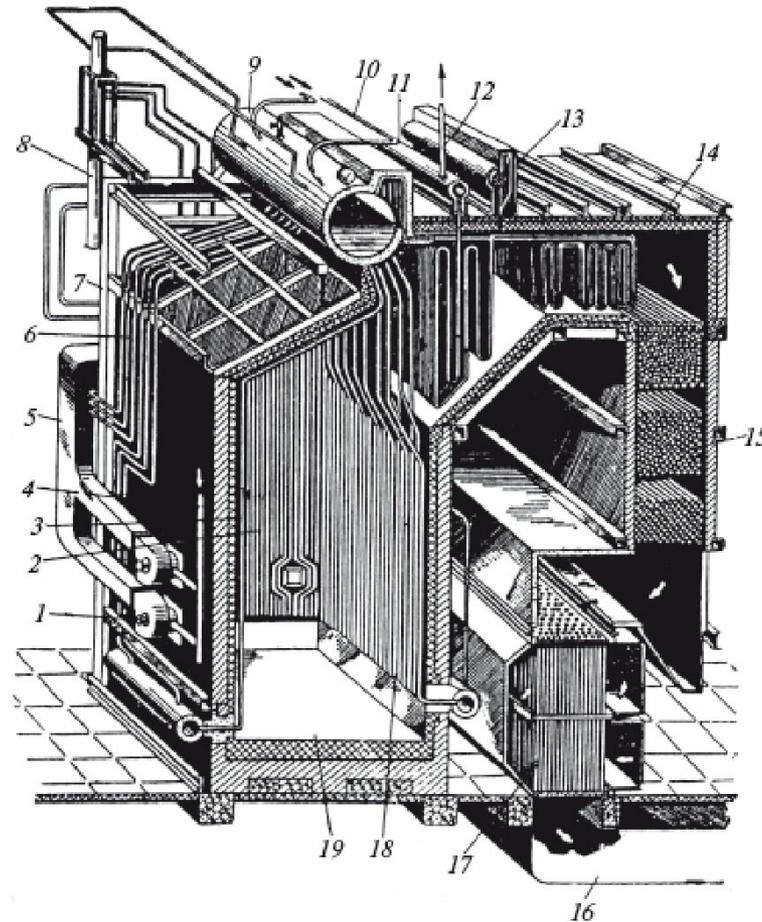
Вся трубная система и барабан котла поддерживаются каркасом, состоящим из колонн и поперечных балок. Топка и газоходы защищены от наружных теплопотерь **обмуровкой** — слоем огнеупорных и изоляционных материалов. С наружной стороны обмуровки стенки котла имеют газоплотную обшивку стальным листом с целью предотвращения присосов в топку избыточного воздуха и выбивания наружу запыленных горячих продуктов сгорания, содержащих токсичные компоненты.





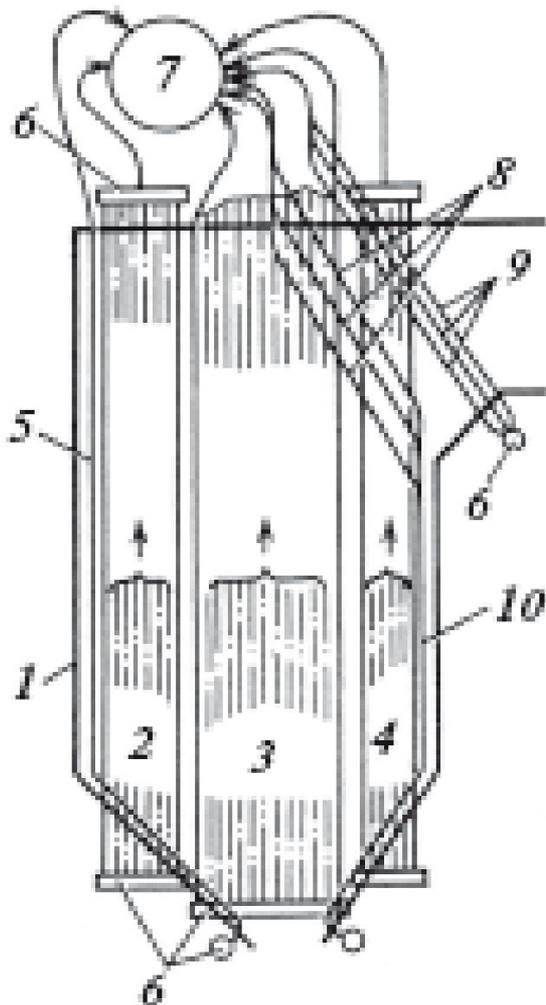


Паровой однокотельный котел БК-35 с газомазутной топкой



1 — газомазутная горелка; 2 — боковой экран; 3 — фронтальный экран; 4 — подвод газа; 5 — воздухопровод; 6 — опускные трубы; 7 — каркас; 8 — выносной циклон; 9 — барабан котла; 10 — подвод воды; 11 — коллектор пароперегревателя; 12 — выход пара; 13 — поверхностный охладитель пара; 14 — пароперегреватель; 15 — змеевиковый экономайзер; 16 — выход дымовых газов; 17 — трубчатый воздухоподогреватель; 18 — задний экран; 19 — топочная камера

Схема расположения испарительных поверхностей барабанного котельного агрегата:



Экраны котлов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением в топке, выполняются из гладких труб (гладкотрубные экраны) с внутренним диаметром 40—60 мм. Экраны представляют собой ряд параллельно включенных вертикальных подъемных труб, соединенных между собой коллекторами. Зазор между трубами обычно составляет 4—6 мм. Некоторые экранные трубы введены непосредственно в барабан и не имеют верхних коллекторов. Каждая панель экранов вместе с опускаемыми трубами, вынесенными за пределы обмуровки топки, образует независимый контур циркуляции.

Трубы заднего экрана в месте выхода продуктов сгорания из топки разводятся в 2—3 ряда. Такая разрядка труб называется **фестонированием**. Она позволяет увеличить сечение для прохода газов, снизить их скорость и предотвращает забивание зазоров между трубами затвердевшими при охлаждении расплавленными частицами золы, выносимыми газами из топки.

1 — контур обмуровки топки; 2, 3, 4 — панели бокового экрана; 5 — фронтальной экран; 6 — коллекторы экранов и конвективного пучка; 7 — барабан; 8 — фестон; 9 — конвективный пучок; 10 — задний экран

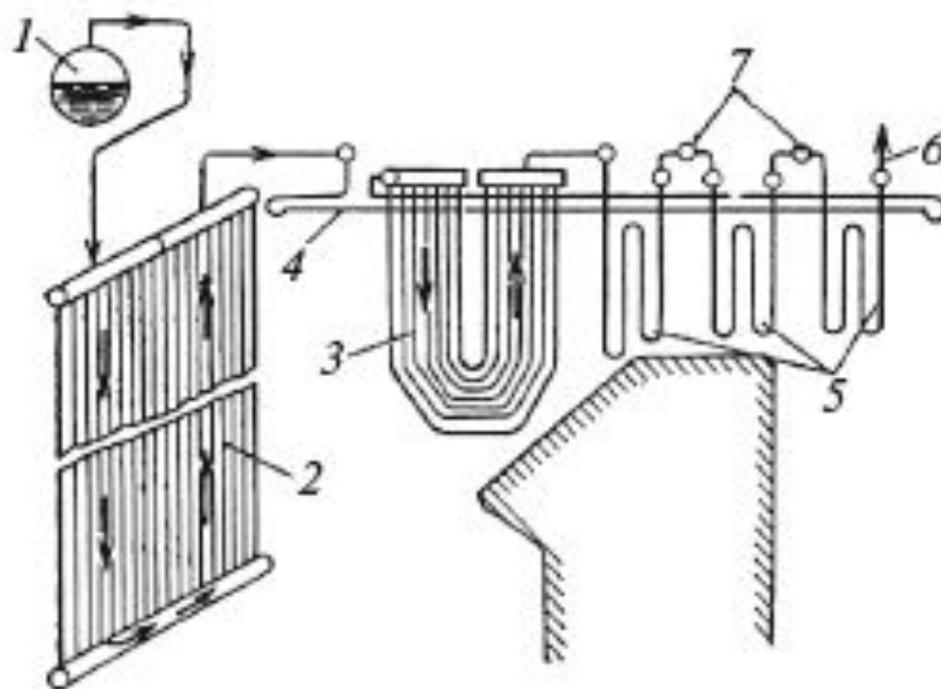


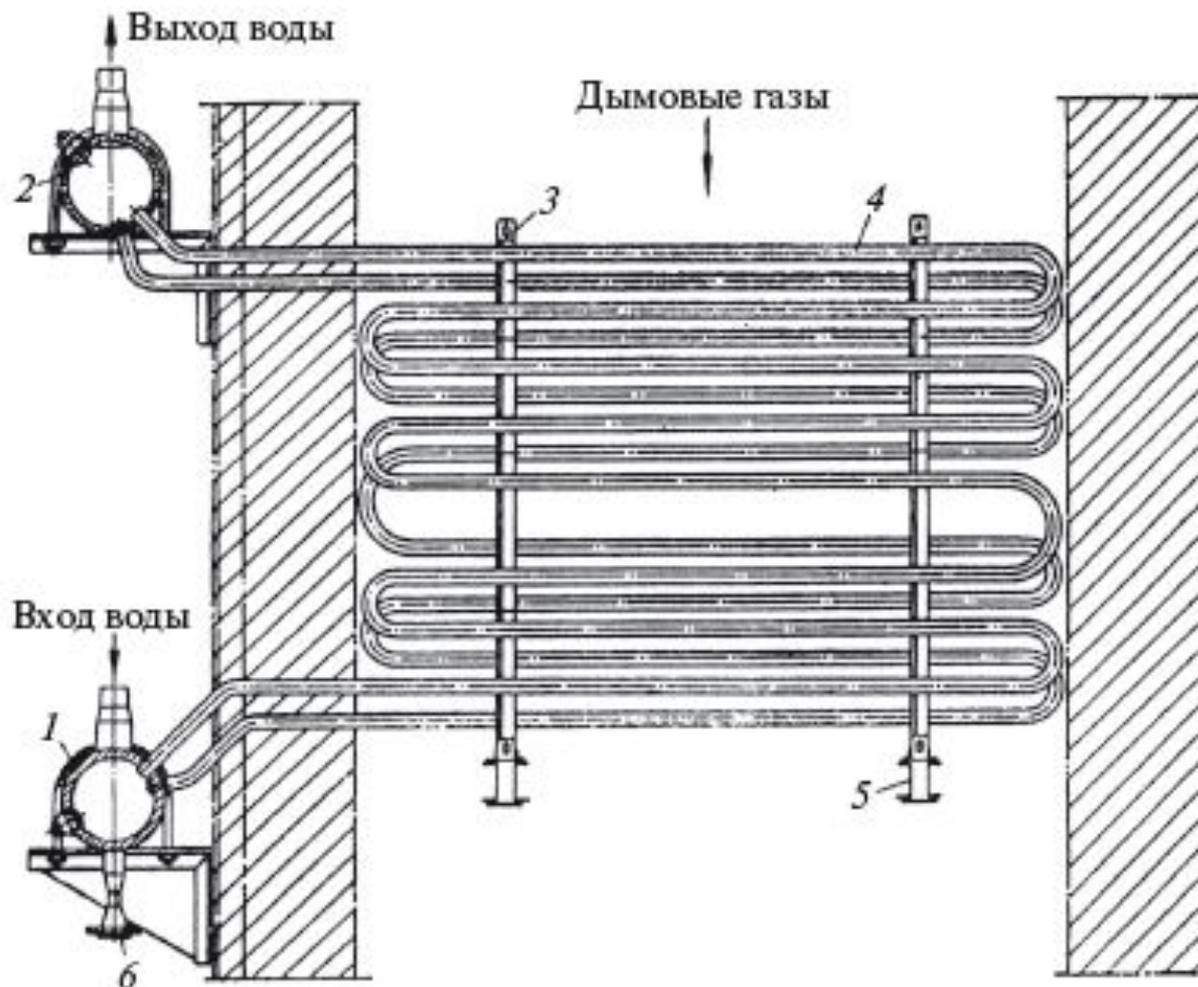
Схема радиационного и конвективного пароперегревателя:
 1 — барабан; 2 — настенный радиационный перегреватель;
 3 — ширмовый полурadiационный перегреватель; 4 — потолочный радиационный перегреватель; 5 — конвективный перегреватель;
 6 — отвод перегретого пара; 7 — регуляторы перегрева пара

Водяной экономайзер как один из основных элементов котельных установок прежде исключительно предназначался для использования тепла отходящих газов, покидающих котлы. В отопительных установках он и в настоящее время исполняет это назначение.

В энергетических установках по мере повышения давления пара все более увеличивается значение водяного экономайзера. Экономайзер в энергетических котлах является составной частью котла, заменяя собой его последние газоходы.

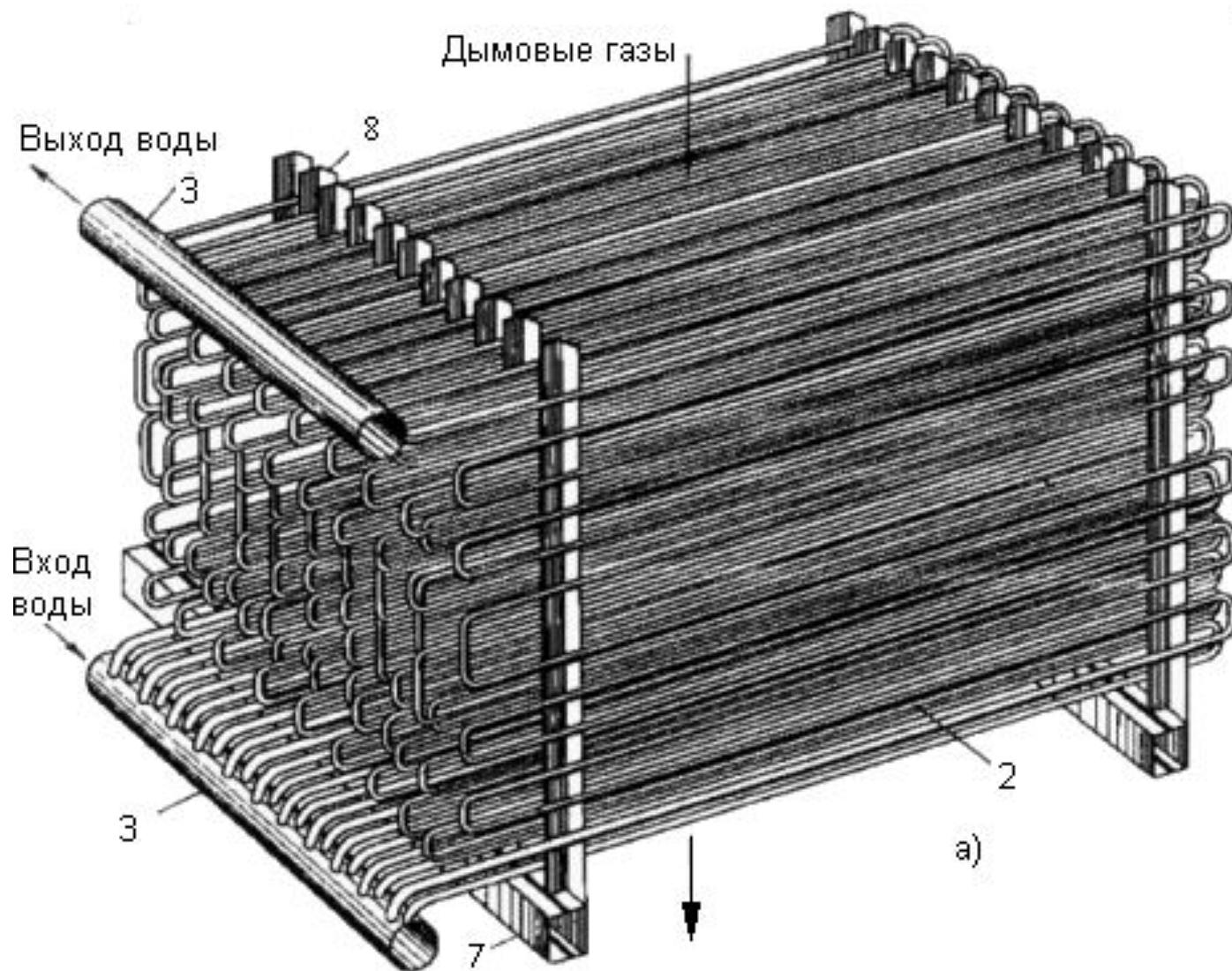
В паровом котле температура воды всюду одна и та же, соответствующая давлению пара в котле. В экономайзере же, наоборот, температура воды всюду разная, так как вода в нем постепенно подогревается.

При работе водяного экономайзера гидравлическое сопротивление его может быть значительным, так как движение в нем нагреваемой среды обеспечивается не за счет естественной циркуляции. Поэтому поверхность нагрева может быть выполнена из труб малого диаметра, что повышает коэффициент теплопередачи.

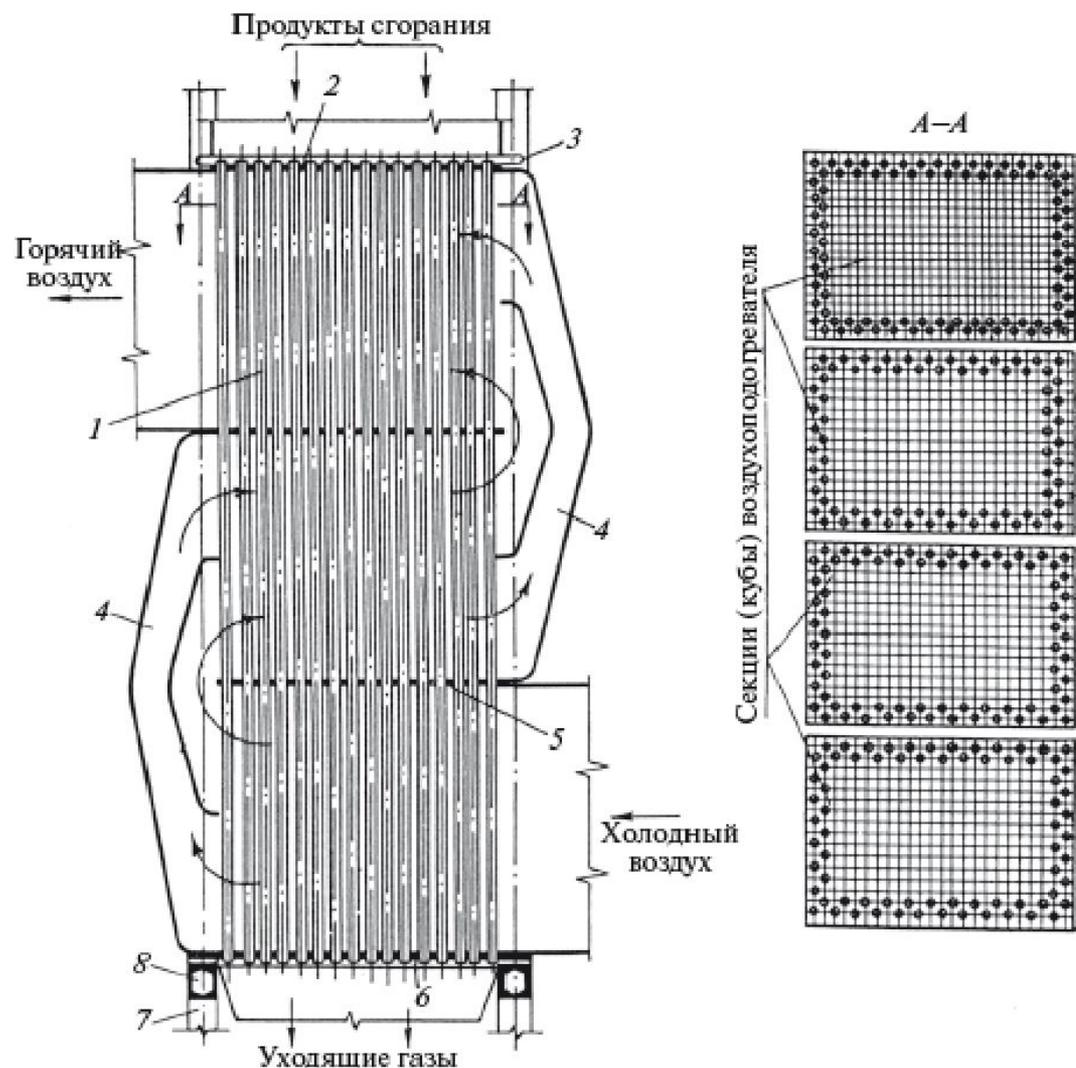


Стальной змеевиковый экономайзер:

- 1 — нижний коллектор (вход воды); 2 — верхний коллектор (выход воды); 3 — опорная стойка; 4 — змеевики;
5 — опорные балки (охлаждаемые); 6 — спуск воды



**Общий вид пакета водяного экономайзера:
2 - трубные змеевики; 3 - коллектор; 7 - опорная балка; 8 - опорные стойки.**

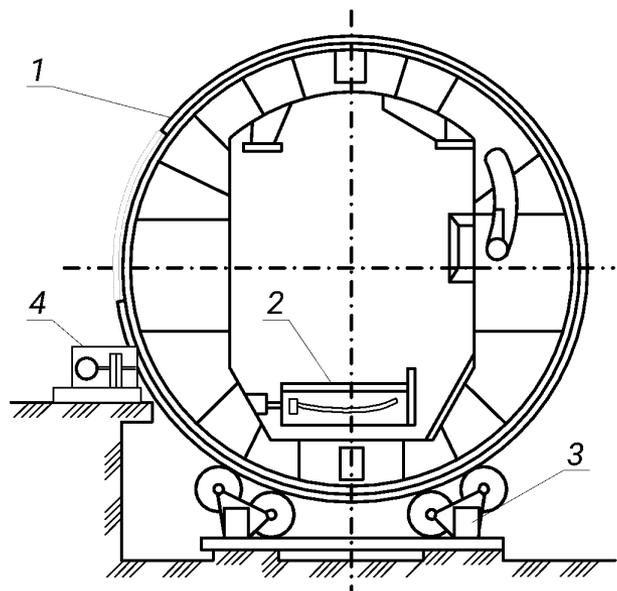


Трубчатый воздухоподогреватель:
 1 — стальные трубы 40x1,5 мм; 2, 6 — верхняя и нижняя трубные
 доски толщиной 20—25 мм; 3 — компенсатор тепловых
 расширений; 4 — воздухоперепускной короб; 5 — промежуточная
 трубная доска; 7, 8 — опорные рама и колонны

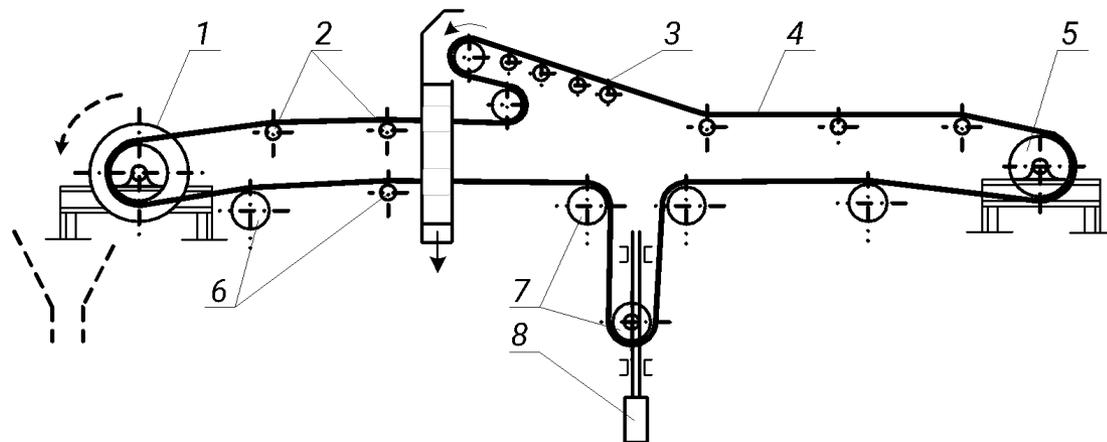
Воздухоподогреватели устанавливаются с целью подогрева воздуха, направляемого затем в топку для повышения эффективности горения топлив и в углеразмольные устройства, за счет использования тепла уходящих газов.

Температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не менее чем на 10—15 °С выше точки росы дымовых газов во избежание коррозии холодного конца воздухоподогревателя в результате конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах (при их соприкосновении с относительно холодными стенками воздухоподогревателя), а также забивания при этом проходных каналов для газов налипающей на влажные стенки золой. Эти условия можно соблюсти двумя путями: либо повышением температуры уходящих газов и потерей тепла, что экономически невыгодно, либо установкой специальных устройств для подогрева воздуха перед его поступлением в воздухоподогреватель. Для этого применяются специальные калориферы, в которых воздух подогревается отборным паром от турбин или отработавшим паром от питательных насосов. В некоторых случаях подогрев воздуха осуществляется путем рециркуляции, т.е. часть нагретого в воздухоподогревателе воздуха возвращается через всасывающий патрубок к дутьевому вентилятору и смешивается с холодным воздухом.

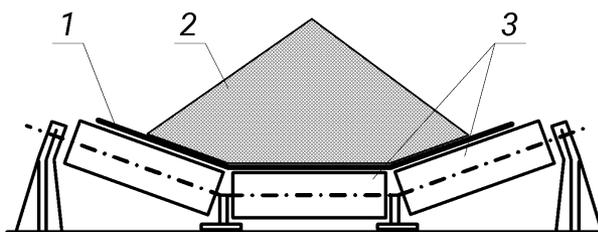
Механизмы собственных нужд топливного цикла



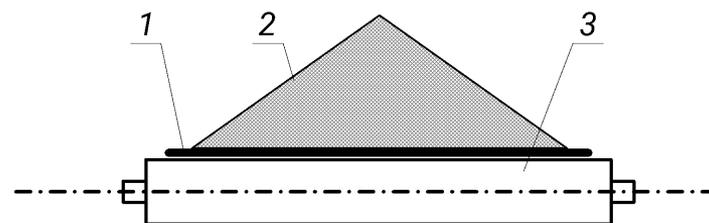
Вагоноопрокидыватель



Конвейер (транспортер)



а)



б)

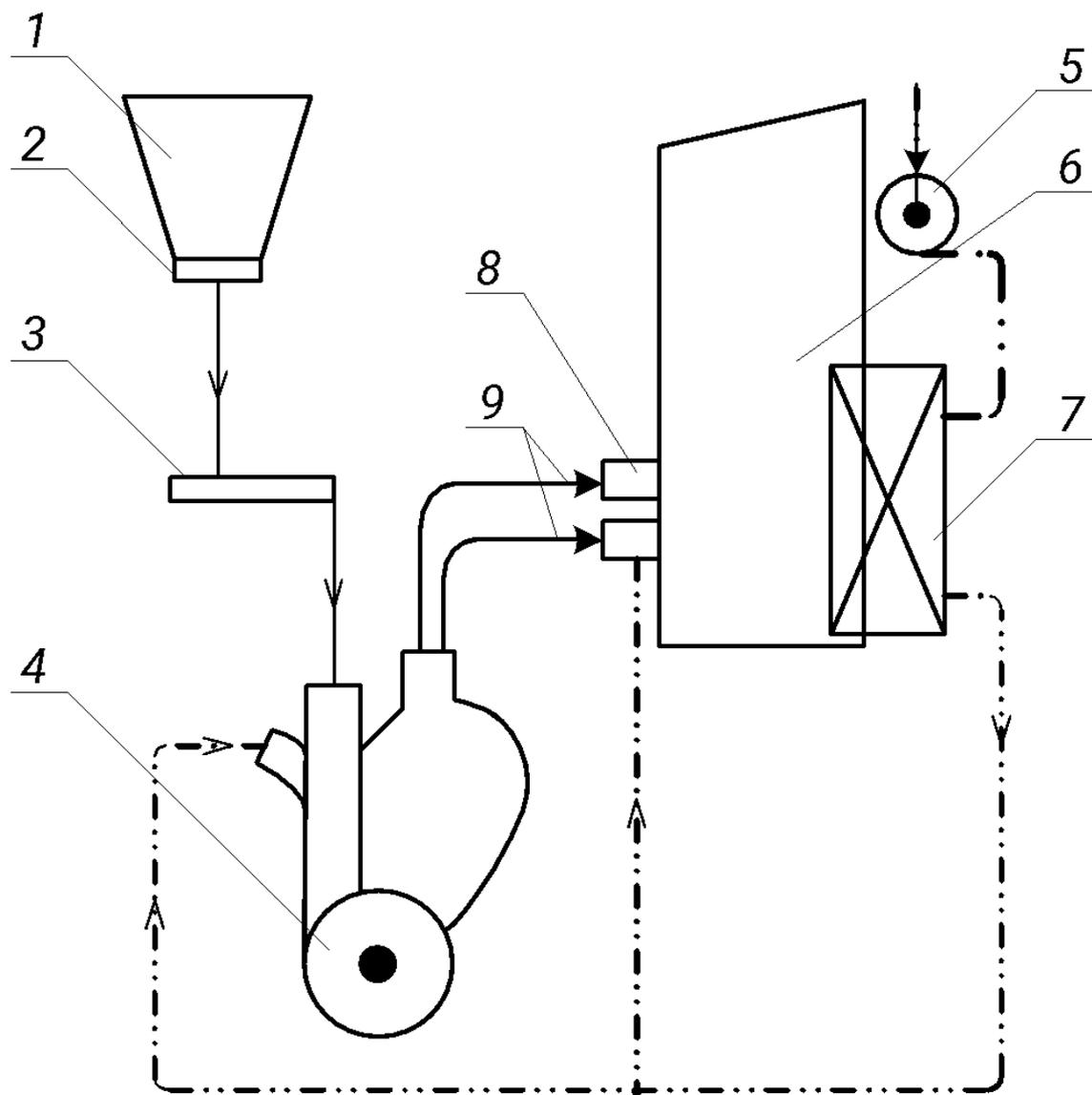
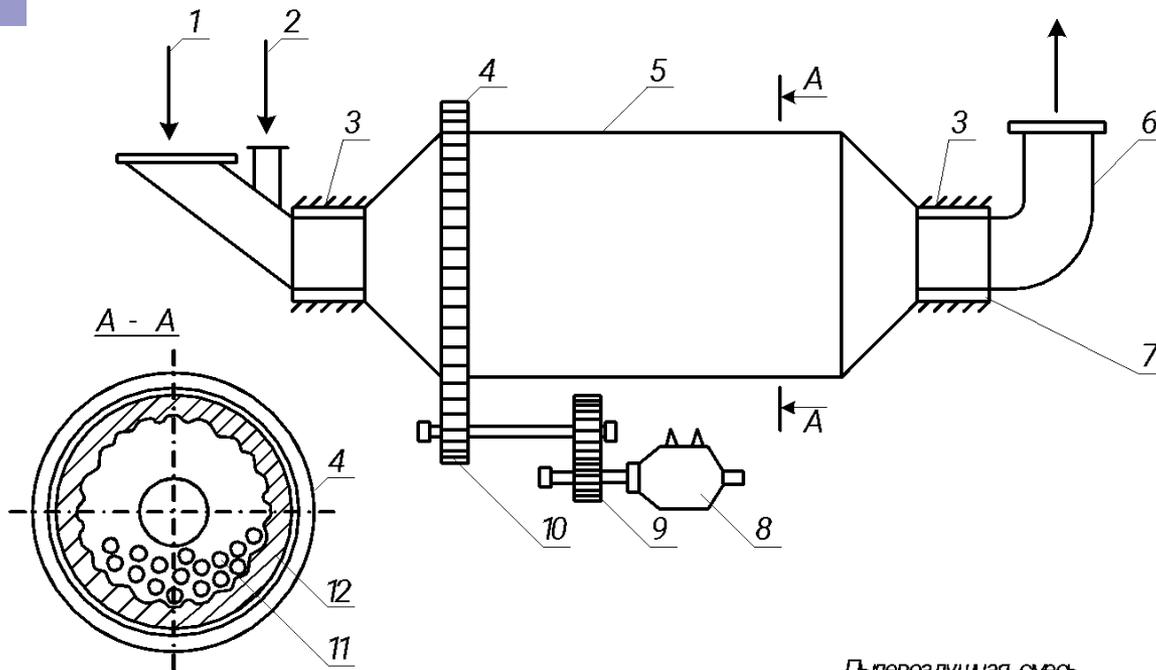


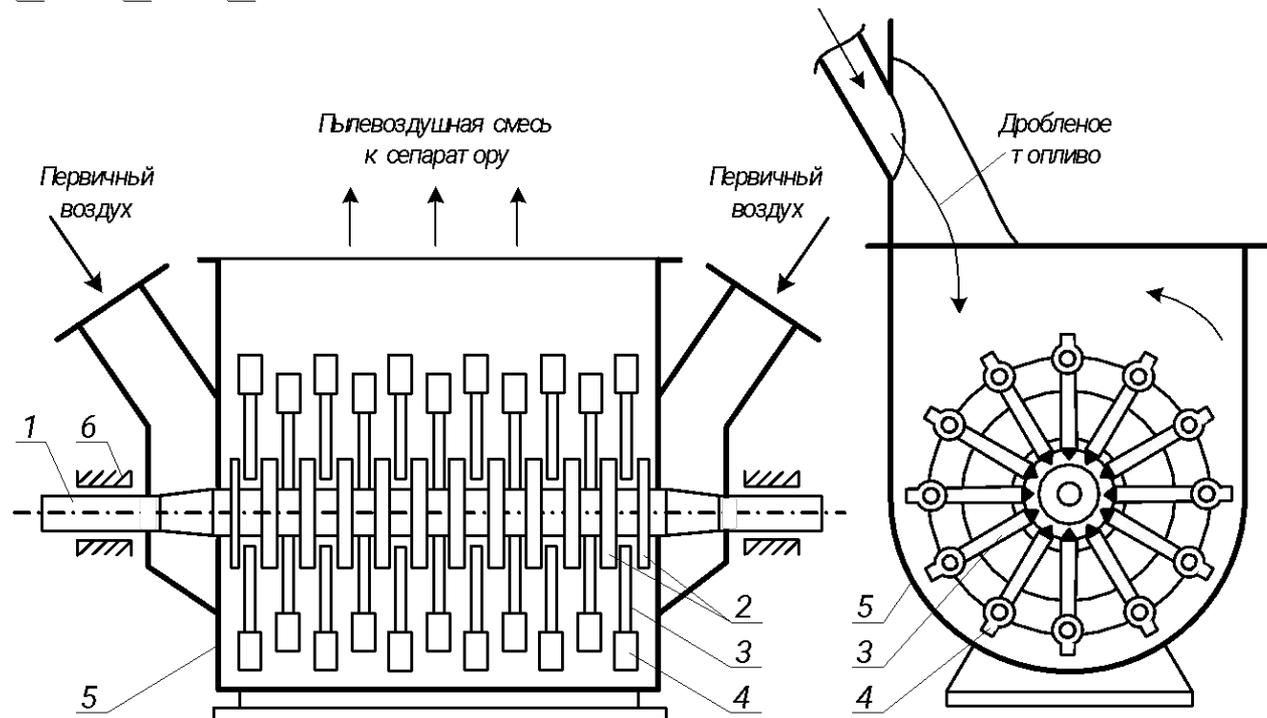
Схема
пылеприготовления с
непосредственным
вдуванием угольной пыли
в топку:

- 1 – бункер сырого топлива;
- 2 – отсекающий шибер;
- 3 – питатель сырого топлива;
- 4 – мельница;
- 5 – дутьевой вентилятор;
- 6 – котел; 7 – воздухоподогреватель;
- 8 – горелка;
- 9 – пылепроводы.



**Шаровая
барabanная
мельница**

**Молотковая
мельница**



Тягодутьевые устройства котельного агрегата

Для того чтобы в топке котельного агрегата могло происходить горение топлива, в нее необходимо **подавать** воздух. Для удаления же из топки газообразных продуктов сгорания и обеспечения их прохождения через всю систему поверхностей нагрева котельного агрегата должна быть создана **тяга**.

В настоящее время различают четыре схемы подачи воздуха и отвода продуктов сгорания в котельных установках, а именно:

а) с естественной тягой, создаваемой дымовой трубой, и естественным засасыванием воздуха в топку в результате разрежения в ней, создаваемого тягой трубы;

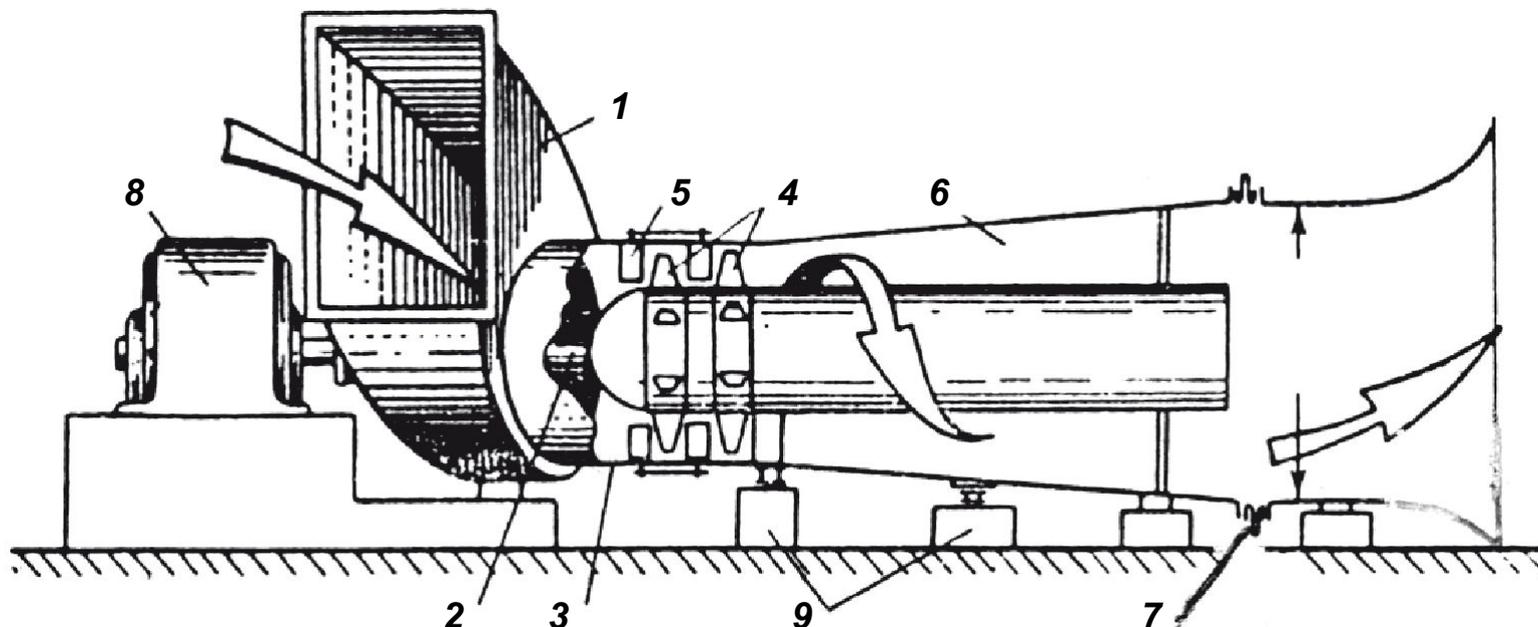
б) с искусственной тягой, создаваемой дымососом, и засасыванием воздуха в топку в результате разрежения, создаваемого дымососом;

в) с искусственной тягой, создаваемой дымососом, и принудительной подачей воздуха в топку дутьевым вентилятором;

г) с наддувом, при котором вся котельная установка герметизируется и ставится под некоторое, создаваемое дутьевым вентилятором избыточное давление, которого хватает на преодоление всех сопротивлений воздушного и газового трактов, что снимает необходимость установки дымососа.

Дымовая труба во всех случаях искусственной тяги или работы под наддувом сохраняется, но при этом основным назначением трубы становится вывод дымовых газов в более высокие слои атмосферы для улучшения условий рассеяния их в пространстве.

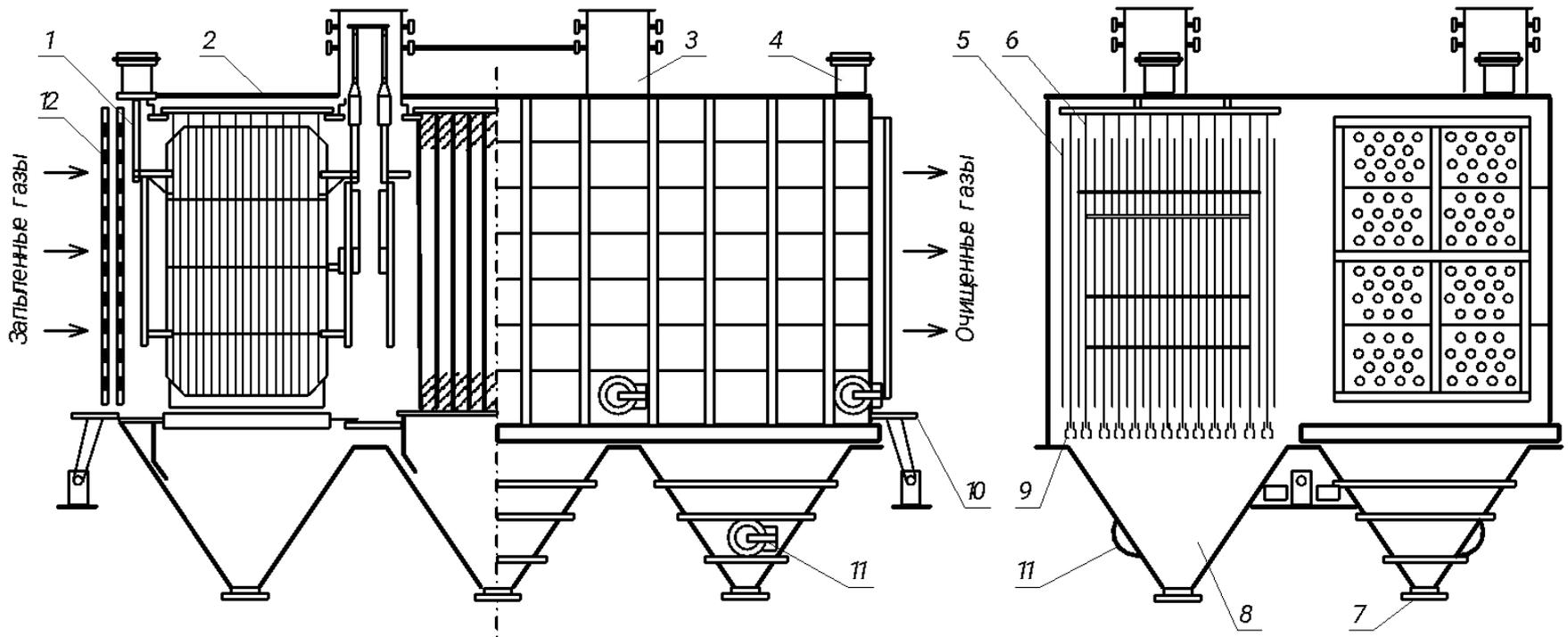
Устройство дымососа осевого типа



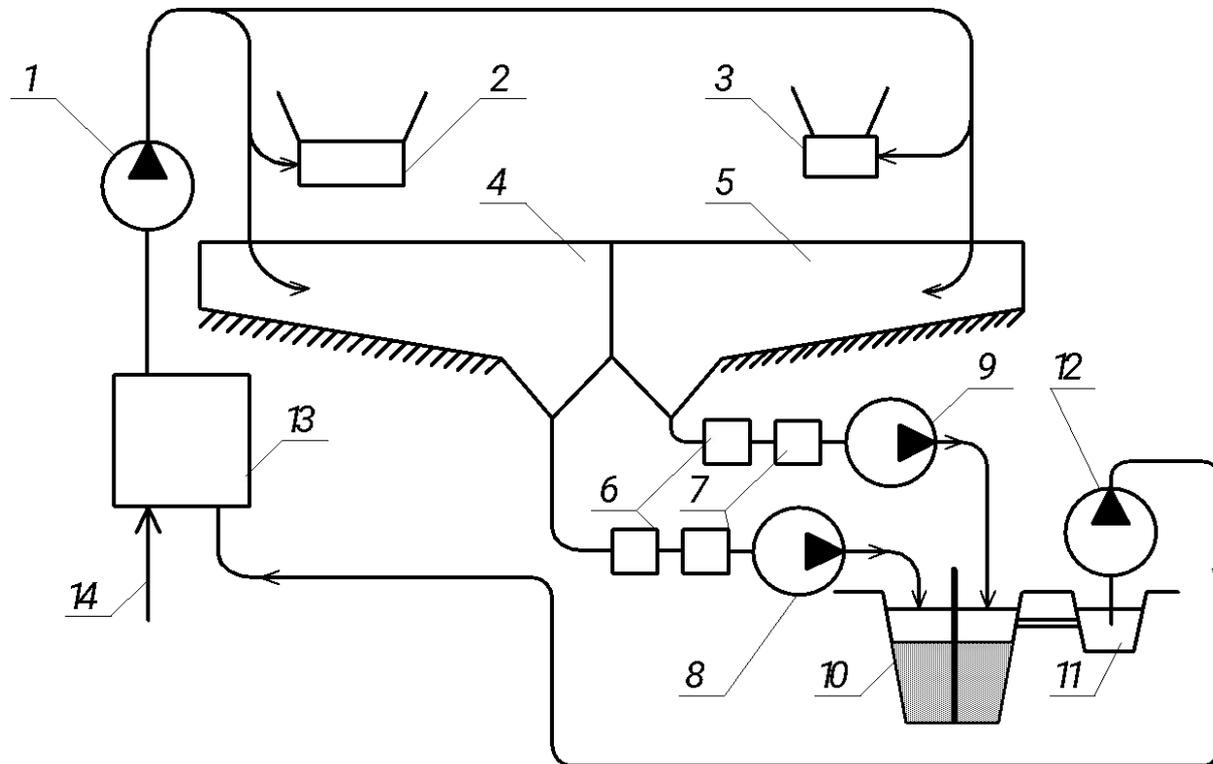
1 — всасывающий патрубок; 2 — вал; 3 — корпус; 4 — рабочее колесо с лопатками;
5 — направляющий аппарат; 6 — диффузор; 7 — компенсатор; 8 — электродвигатель;
9 — опоры

Дымососы размещают за котельным агрегатом; причем в котельных установках, предназначенных для сжигания твердого топлива, дымососы устанавливают после золоудаления, чтобы уменьшить количество летучей золы, проходящей через дымосос и тем самым снизить истирание золой крыльчатки дымососа.

Электрофильтр



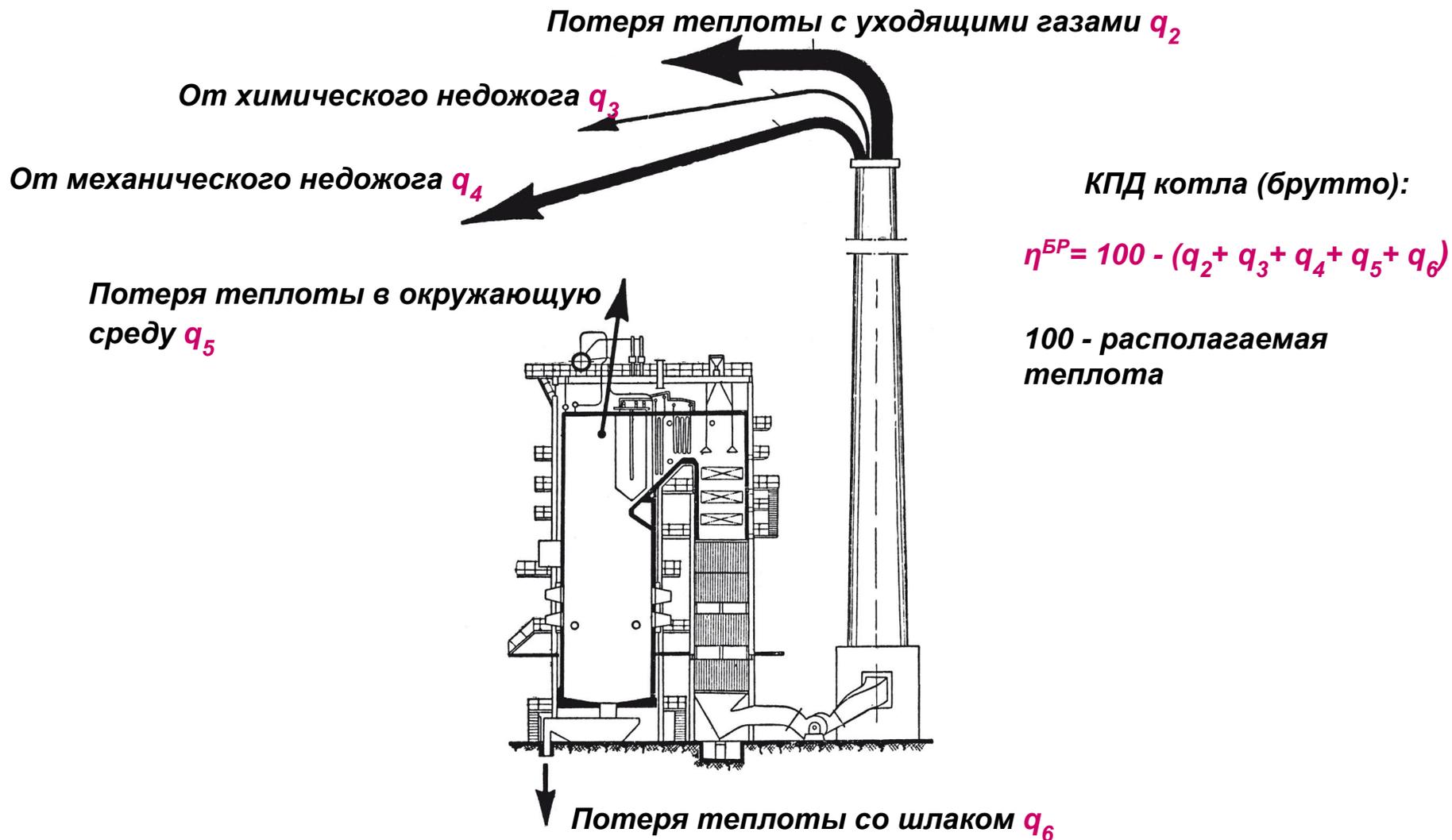
1 – тяга подвески и встряхивания коронирующих электродов; 2 – корпус; 3 – большая изоляторная коробка; 4 – малая изоляторная коробка; 5 – коронирующие электроды; 6 – осадительные электроды; 7 – устье бункера; 8 – пылевой бункер; 9 – тяга встряхивания осадительных электродов; 10 – встряхивающее устройство осадительных электродов; 11 – люк; 12 – плоские газораспределительные решетки.



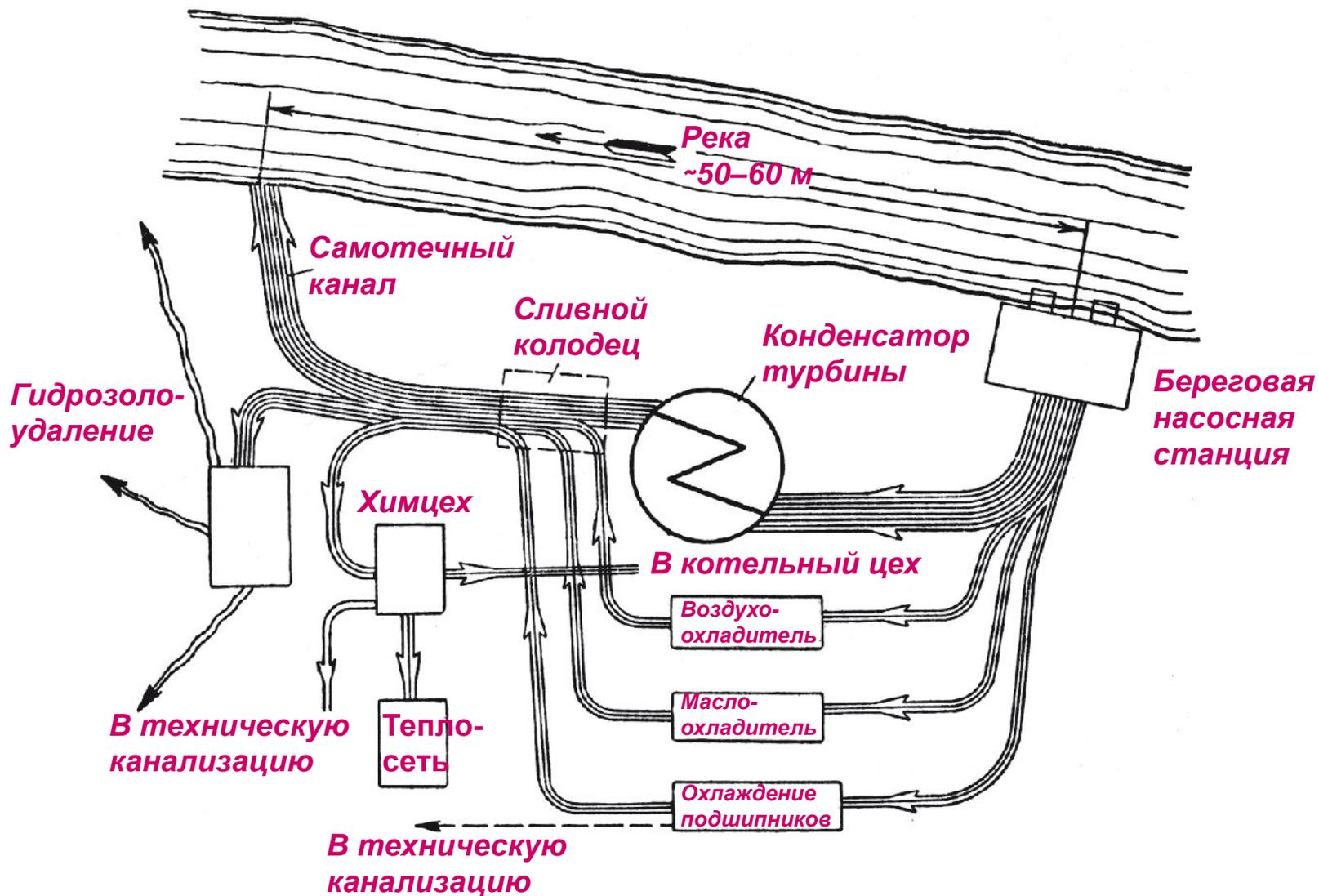
**Система золоудаления с раздельным гидротранспортом
шлака багерными насосами и золы шламовыми насосами:**

- 1 – насос смывной воды; 2 – устройство для удаления образовавшегося в топке шлака; 3 – золосмывной аппарат; 4 – шлаковый канал; 5 – зольный канал; 6 – дробилка; 7 – металлоулавливатель; 8 – багерный насос; 9 – шламовый насос; 10 – золошлакоотвал; 11 – бассейн осветленной воды; 12 – насос осветленной воды; 13 – резервуар осветленной воды; 14 – подпитка.**

Основные потери теплоты котельного агрегата (парогенератора)



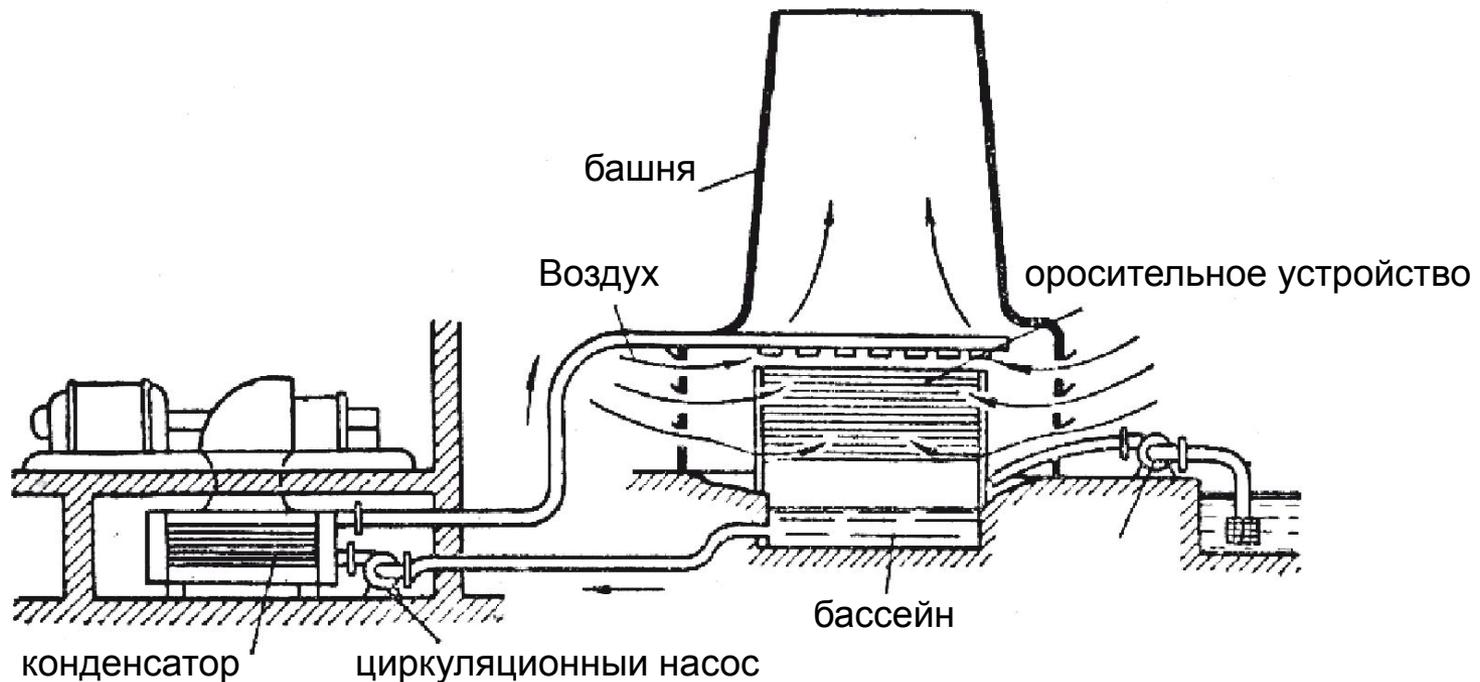
Принципиальная схема прямооточного водоснабжения электростанции



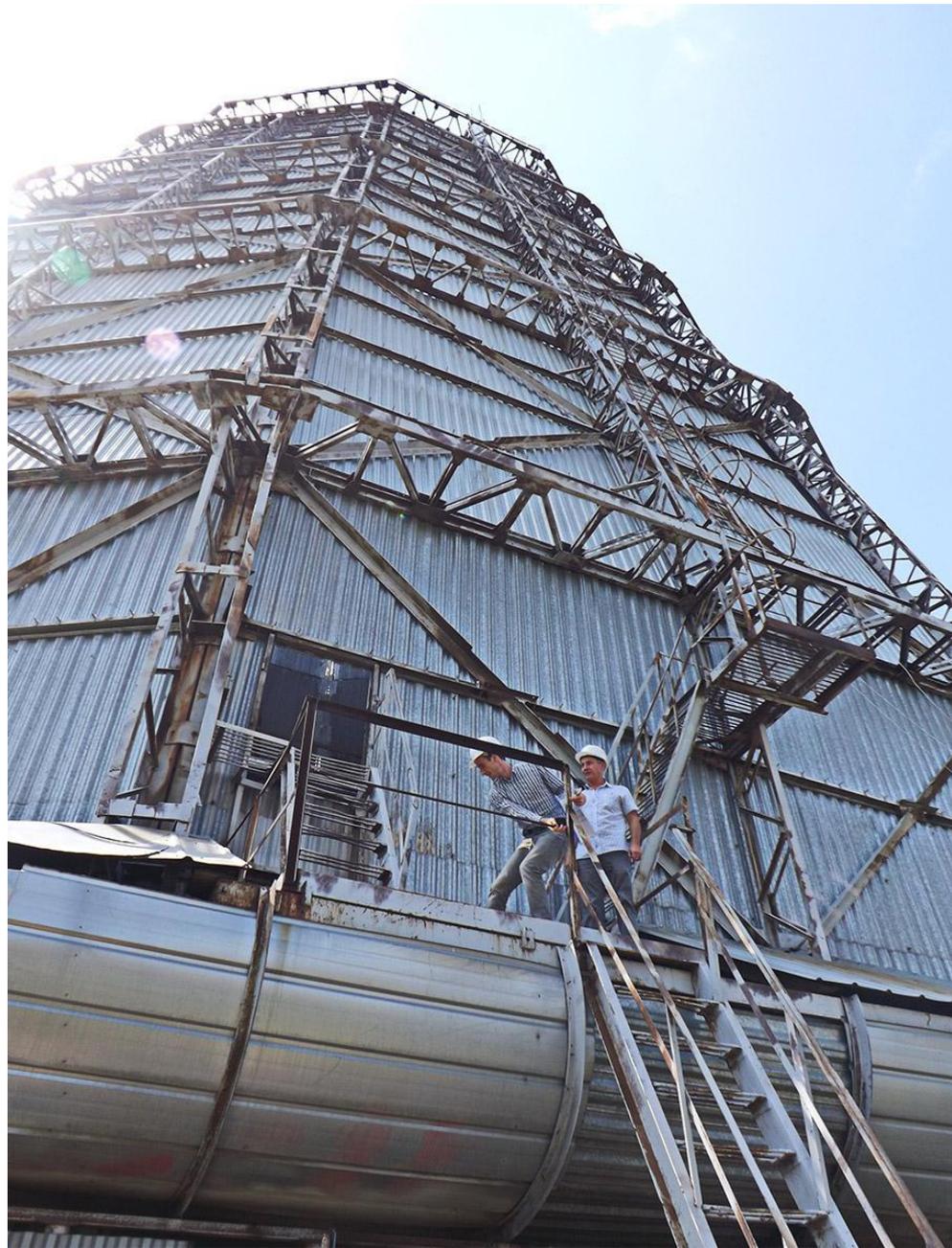
Относительные расходы воды на различные нужды конденсационной паротурбинной электростанции

Назначение воды	Относительный расход воды, %
Охлаждение конденсаторов турбин	100
Охлаждение масла и воздуха:	
для крупных турбоустановок	3—7
для малых турбоустановок	6—15
Охлаждение подшипников вспомогательного оборудования электростанции	0,6—1,0
Восполнение потерь конденсата и питательной воды на станции	0,06—0,12
Хозяйственно-питьевые нужды	0,03—0,05
Гидрозолоудаление (в зависимости от зольности топлива и системы золоудаления)	2—5
На восполнение потерь воды в системах оборотного водоснабжения (испарение, механический унос, продувка, фильтрация)	4—7

Схема градирни с естественной циркуляцией



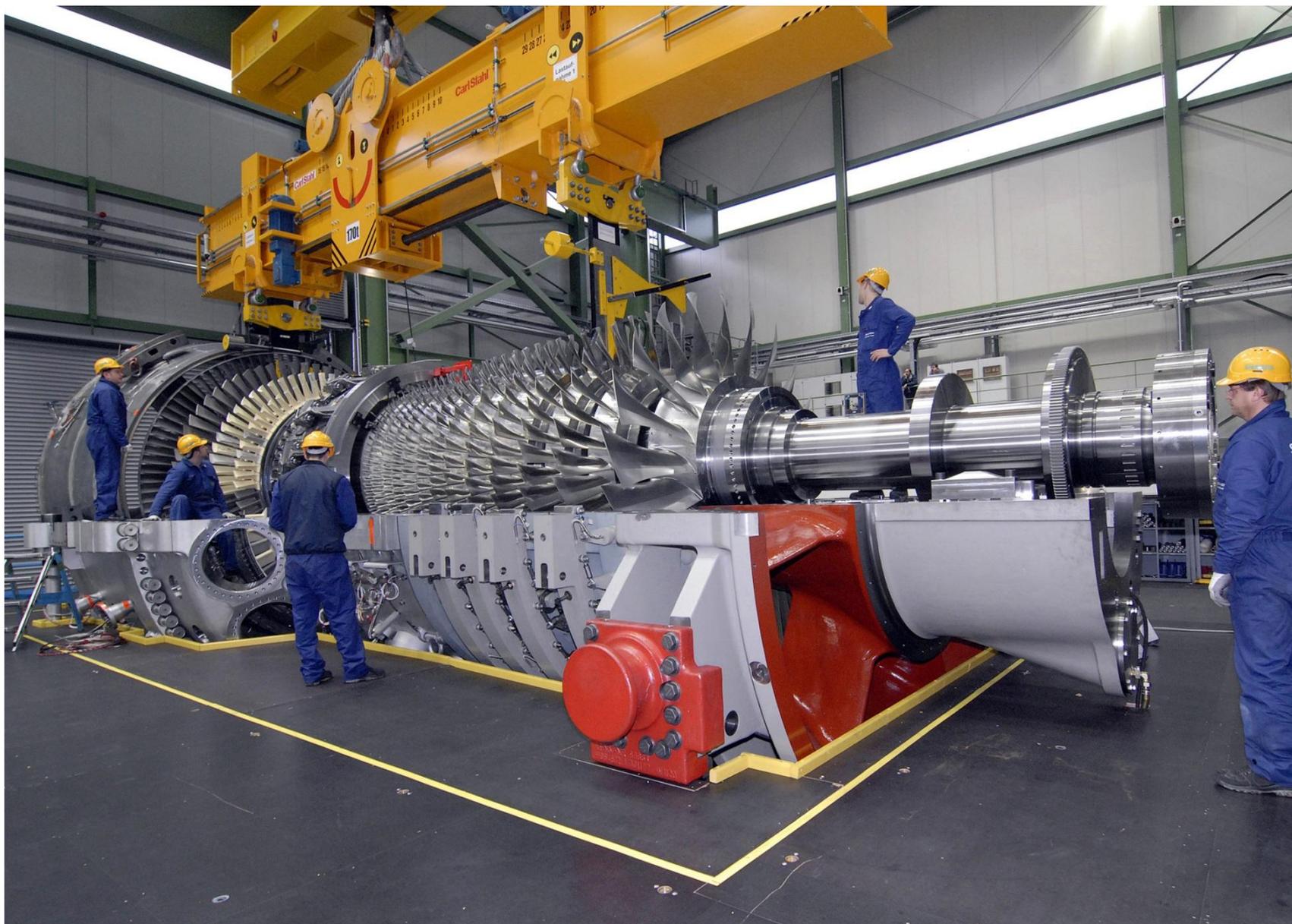
Наиболее распространенным устройством для охлаждения циркуляционной воды являются градирни. Для теплосиловых установок малой мощности ввиду простоты и дешевизны применяют открытые градирни, состоящие из системы деревянных стоек и горизонтальных планок, омываемых со всех сторон воздухом. Вода, поступающая сверху, проходит по планкам, разбрызгивается и охлаждается воздухом. Иногда вверху градирни устраиваются разбрызгивающие сопла. Для крупных теплосиловых установок применяются закрытые градирни, называемые также башенными охладителями. Они строятся с естественной и принудительной циркуляцией воздуха.







Паровые турбины



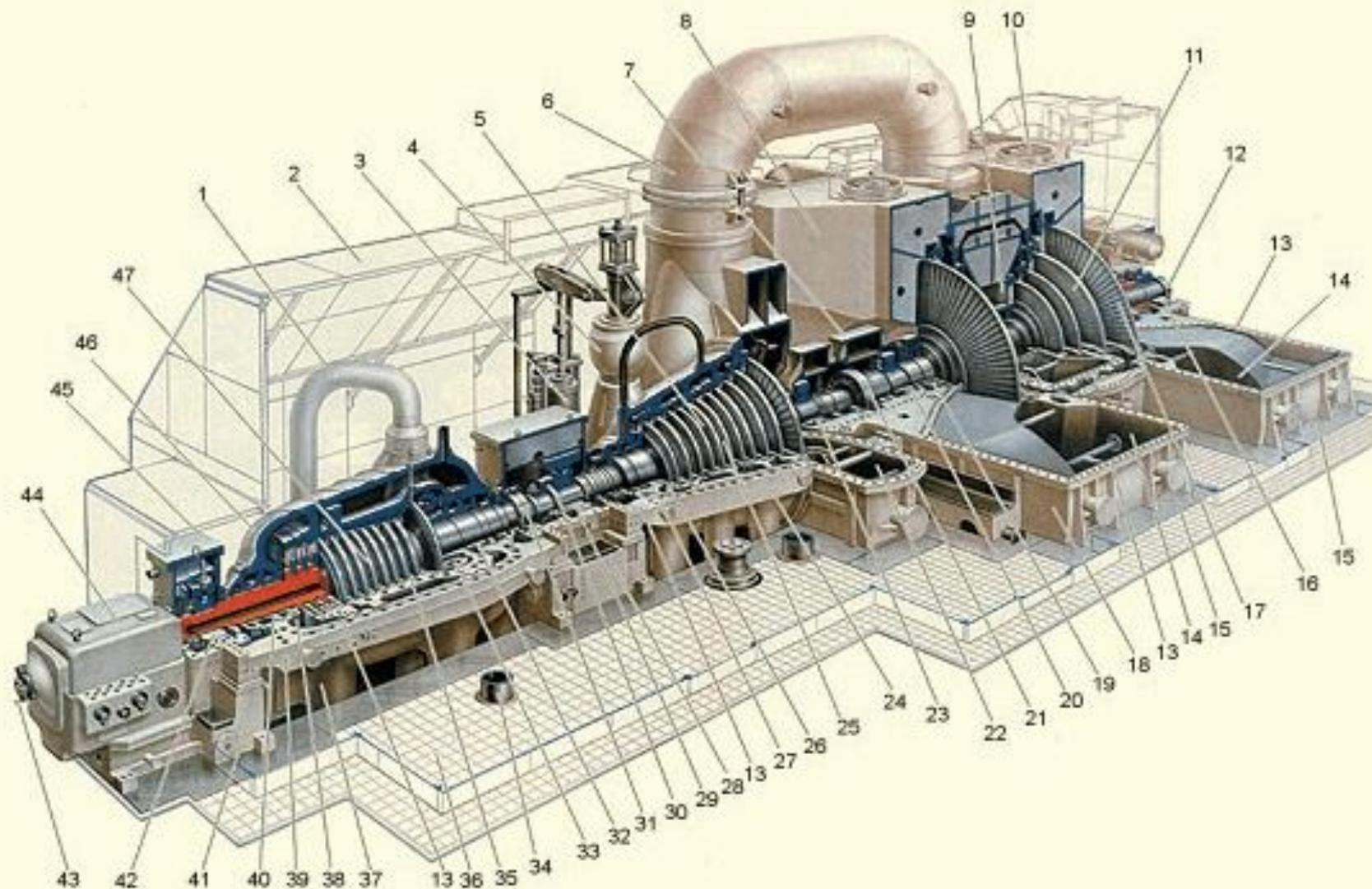


Рис. 6.1. Конструкция типичной паровой турбины

Цепочка из собранных отдельных роторов цилиндров, генератора и возбуждителя называется валопроводом. Его длина при большом числе цилиндров (а самое большое их число в современных турбинах — 5) может достигать 80 м.

Валопровод вращается во вкладышах 42, 29, 23, 20 и т.д. опорных подшипников скольжения на тонкой масляной пленке и не касается металлической части вкладышей подшипников. Как правило, каждый из роторов размещают на двух опорных подшипниках. Иногда между роторами ЦВД и ЦСД устанавливают только один общий для них опорный подшипник. Расширяющийся в турбине пар заставляет вращаться каждый из роторов, возникающие на них мощности складываются и достигают на полумуфте 12 максимального значения.

К каждому из роторов приложено осевое усилие. Они суммируются, и их результирующая осевая сила передается с гребня 30 на упорные сегменты, установленные в корпусе упорного подшипника.

Каждый из роторов помещают в корпус цилиндра (см., например, поз. 24). При больших давлениях (а в современных турбинах оно может достигать 30 МПа \approx 300 ат) корпус цилиндра (обычно ЦВД) выполняют двухстенным (из внутреннего 35 и внешнего 46 корпусов). Это уменьшает разность давлений на каждый из корпусов, позволяет сделать его стенки более тонкими, облегчает затяжку фланцевых соединений и позволяет турбине при необходимости быстро изменять свою мощность.

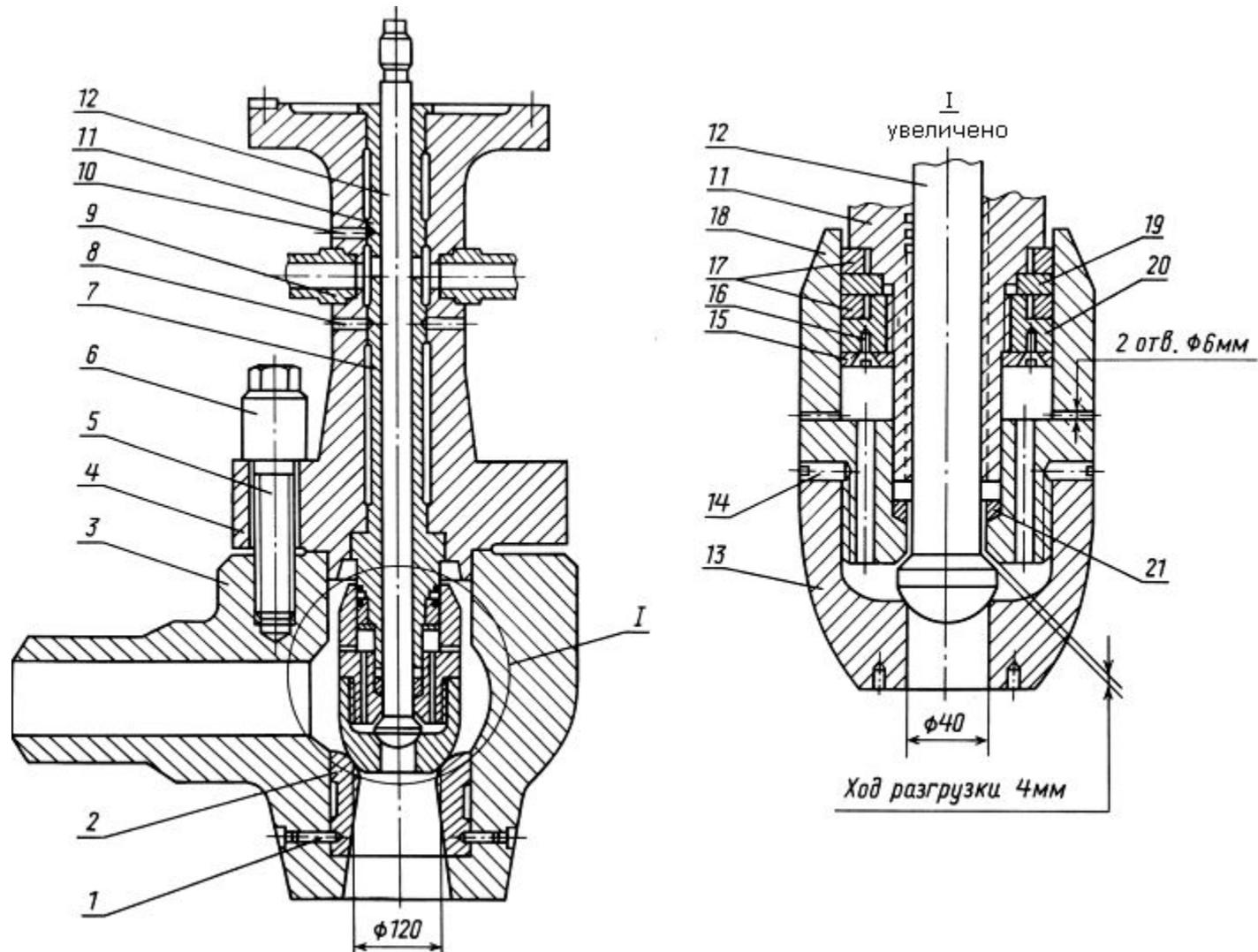
Все корпуса в обязательном порядке имеют горизонтальные разъемы 13, необходимые для установки роторов внутри цилиндров при монтаже, а также для легкого доступа внутрь цилиндров при ревизиях и ремонтах. При монтаже турбины все плоскости разъемов нижних половин корпусов устанавливают специальным образом (для простоты можно считать, что все плоскости разъема совмещают в одной горизонтальной плоскости). При последующем монтаже ось валопровода помещают в эту плоскость разъема, что обеспечивает центровку — ось валопровода будет точно совпадать с осью кольцевых расточек корпусов. Этим будут исключены задевания ротора о статор, которые могут привести к тяжелой аварии. 45

Пар внутри турбины имеет высокую температуру, а ротор вращается во вкладышах на масляной пленке, температура масла которой как по соображениям пожаробезопасности, так и необходимости иметь определенные смазочные свойства, не должна превышать 100 °С (а температура подаваемого и отводимого масла должна быть еще ниже). Поэтому вкладыши подшипников выносят из корпусов цилиндров и размещают их в специальных строениях — опорах (см. поз. 45, 28, 7). Таким образом, вращающиеся концы каждого из роторов соответствующего цилиндра необходимо вывести из невращающегося статора, причем так, чтобы с одной стороны исключить какие-либо (даже малейшие) задевания ротора о статор, а с другой — не допустить значительную утечку пара из цилиндра в зазор между ротором и статором, так как это снижает мощность и экономичность турбины. Поэтому каждый из цилиндров снабжают концевыми уплотнениями (см. поз. 40, 32, 19) специальной конструкции.

Турбина устанавливается в главном корпусе ТЭС на верхней фундаментной плите 36. В плите выполняются прямоугольные окна по числу цилиндров, в которых размещаются нижние части корпусов цилиндров, а также осуществляется вывод трубопроводов, питающих регенеративные подогреватели, паропроводы свежего и вторично перегретого пара, переходный патрубок к конденсатору.

При работе турбины пар из котла по одному или нескольким паропроводам (это зависит от мощности турбины) поступает сначала к главной паровой задвижке, затем к **стопорному** (одному или нескольким) и, наконец, к **регулирующим** клапанам (чаще всего — 4). От регулирующих клапанов (на рис не показаны) пар по перепускным трубам 1 (на рис. их четыре: две из них присоединены к крышке 46 внешнего корпуса ЦВД, а две других подводят пар в нижние половины корпуса) подается в паровпускную камеру 33 внутреннего корпуса ЦВД. Из этой полости пар попадает в проточную часть турбины и, расширяясь, движется к выходной камере ЦВД 38. В этой камере в нижней половине корпуса ЦВД имеются два выходных патрубка 37. К ним приварены паропроводы, направляющие пар в котел для промежуточного перегрева.

Регулирующий клапан паровой турбины



По виду энергии, получаемой от паровой турбины, их делят на конденсационные и теплофикационные

В **конденсационных** турбинах (типа **К**) пар из последней ступени отводится в конденсатор, они не имеют регулируемых отборов пара, хотя, как правило, имеют много нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды, а иногда и для внешних тепловых потребителей. Главное назначение конденсационных турбин — обеспечивать производство электроэнергии, поэтому они являются основными агрегатами мощных ТЭС и АЭС. Мощность самых крупных конденсационных турбоагрегатов достигает 1000—1500 МВт.

Теплофикационные турбины имеют один или несколько регулируемых отборов пара, в которых поддерживается заданное давление. Они предназначены для выработки тепловой и электрической энергии, и мощность самой крупной из них составляет 250 МВт. Теплофикационная турбина может выполняться с конденсацией пара и без нее. В первом случае она может иметь отопительные отборы пара (турбины типа **Т**) для нагрева сетевой воды для обогрева зданий, предприятий и т.д., или производственный отбор пара (турбины типа **П**) для технологических нужд промышленных предприятий, или тот и другой отборы (турбины типа **ПТ** и **ПР**). Во втором случае турбина носит название турбины с противодавлением (турбины типа **Р**). В ней пар из последней ступени направляется не в конденсатор, а обычно производственному потребителю. Таким образом, главным назначением турбины с противодавлением является производство пара заданного давления (в пределах 0,3—3 МПа). Турбина с противодавлением может также иметь и регулируемый теплофикационный или промышленный отбор пара, и тогда она относится к типу **ТР** или **ПР**.

По используемым начальным параметрам пара паровые турбины можно разделить на турбины докритического и сверхкритического начального давления, перегретого и насыщенного пара, без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара

Как уже известно критическое давление для пара составляет примерно 22 МПа, поэтому все турбины, начальное давление пара перед которыми меньше этого значения, относятся к паровым турбинам докритического начального давления. В России стандартное докритическое давление для паровых турбин выбрано равным 130 ат (12,8 МПа), кроме того, имеется определенный процент турбин на начальное давление 90 ат (8,8 МПа). На докритические параметры выполняются все паровые турбины для АЭС и ТЭЦ (кроме теплофикационной турбины мощностью 250 МВт), а также турбины мощностью менее 300 МВт для ТЭС. Докритическое начальное давление зарубежных паровых турбин обычно составляет 16—17 МПа, а максимальная единичная мощность достигает 600—700 МВт.

Все мощные конденсационные энергоблоки (300, 500, 800, 1200 МВт), а также теплофикационный энергоблок мощностью 250 МВт выполняют на сверхкритические параметры пара (СКД) — 240 ат (23,5 МПа) и 540 °С. Переход от докритических параметров пара к СКД позволяет экономить 3—4 % топлива.

Все турбины ТЭС и ТЭЦ работают перегретым паром, а АЭС — насыщенным (с небольшой степенью влажности).

Все мощные конденсационные турбины на докритические и сверхкритические параметры пара выполняют с промежуточным перегревом. Из теплофикационных турбин только турбина ЛМЗ на докритические параметры мощностью 180 МВт и турбина ТМЗ на СКД мощностью 250 МВт имеют промежуточный перегрев. Устаревшие конденсационные турбины мощностью 100 МВт и менее и многочисленные теплофикационные паровые турбины вплоть до мощности 185 МВт строятся без промперегрева.

Примеры обозначений турбин

Турбина К-210-12,8-3 — типа К, номинальной мощностью 210 МВт с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа (130 кгс/см²), третьей модификации.

Трубина П-6-3,4/0,5 — типа П, номинальной мощностью 6 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 3,4 МПа и абсолютным давлением отбираемого пара 0,5 МПа.

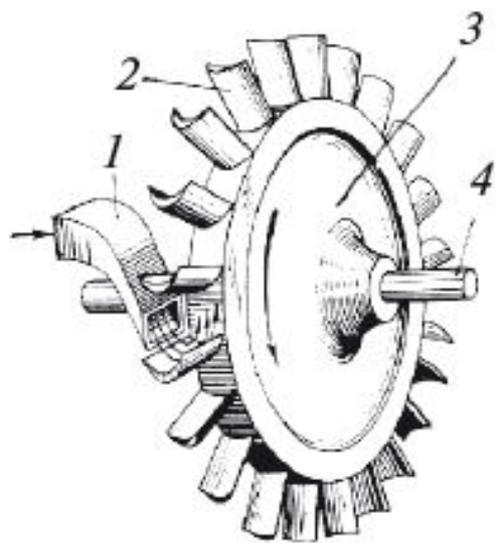
Турбина Т-110/120-12,8 — типа Т, номинальной мощностью 110 МВт и максимальной мощностью 120 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа.

Турбина ПТ-25/30-8,8/1 — типа ПТ, номинальной мощностью 25 МВт и максимальной мощностью 30 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 8,8 МПа (90 ат) и абсолютным давлением отбираемого пара 1 МПа.

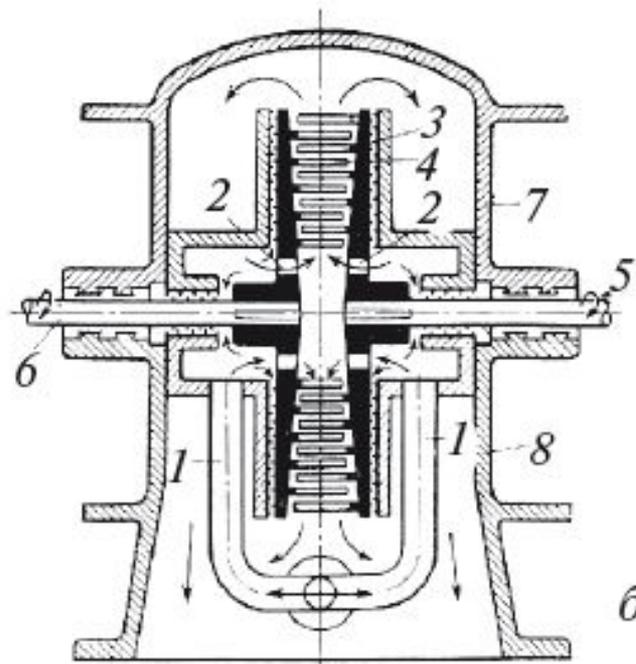
Турбина Р-100/105-12,8/1,45 — типа Р, номинальной мощностью 100 МВт максимальной мощностью 105 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа и абсолютным противодавлением 1,45 МПа.

Турбина ПР-12/15-8,8/1,45/0,7 — типа ПР, номинальной мощностью 12 МВт и максимальной мощностью 15 МВт, с начальным абсолютным давлением 8,8 МПа, давлением в отборе 1,45 МПа и противодавлением 0,7 МПа.

По направлению потока пара различают осевые, или аксиальные, турбины, в которых поток направлен вдоль оси ротора, и радиальные, в которых поток направлен от центра к периферии ротора



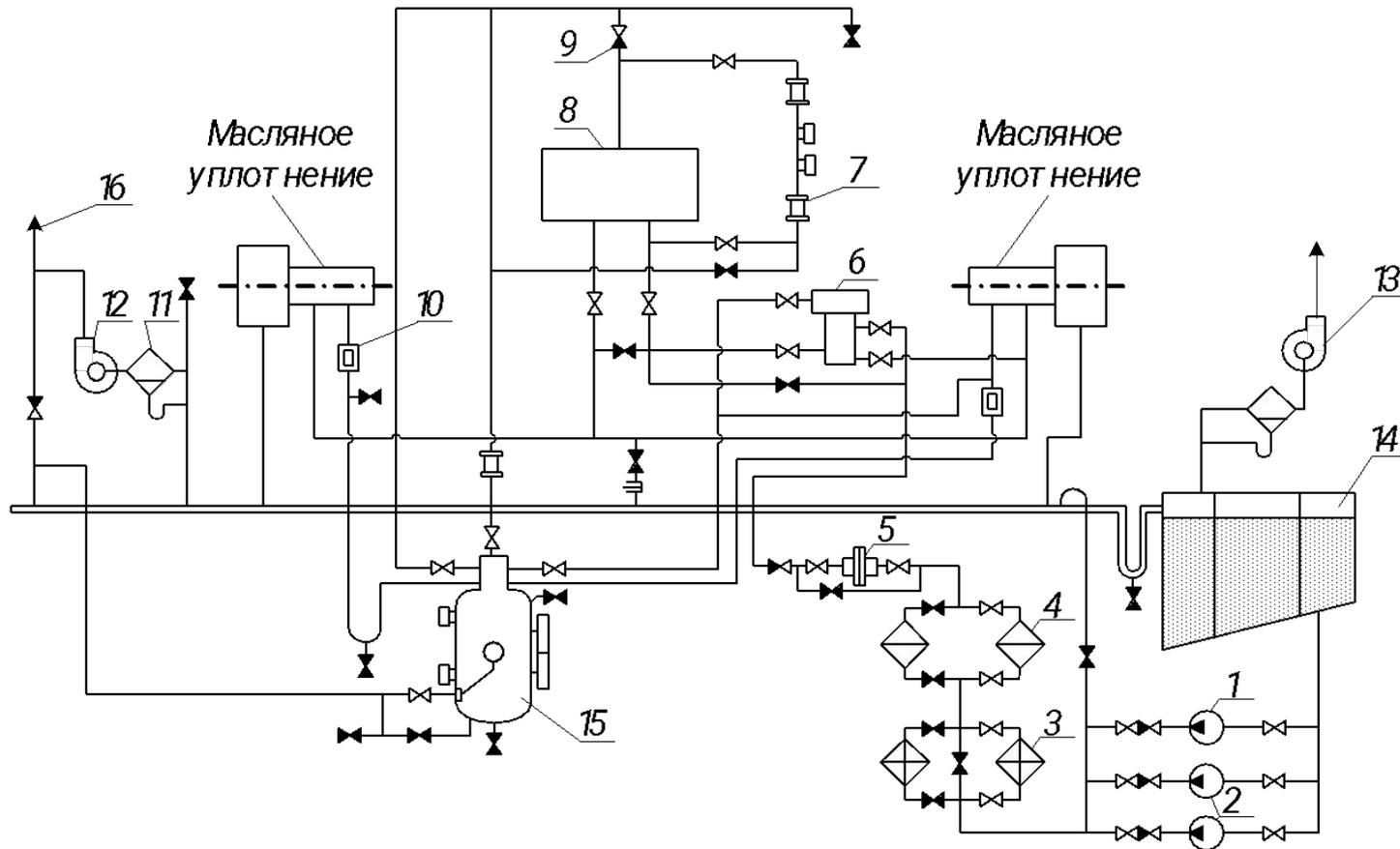
a



б

- а — турбина аксиальная: 1 — сопло; 2 — лопатки; 3 — диск; 4 — вал;**
б — турбина радиального типа: 1 — подвод пара; 2 — диски; 3, 4 — рабочие лопатки; 5, 6 — валы; 7, 8 — корпус

Схема маслоснабжения уплотнений вала кольцевого типа турбогенераторов мощностью 60 – 300 МВт:



- 1 – маслонасос с приводом постоянного тока; 2 – маслонасос с приводом переменного тока;
 3 – маслоохладитель; 4 – масляный фильтр; 5 – магнитный фильтр; 6 – регулятор давления;
 7 – смотровое окно; 8 – демпферный бак; 9 – противосифонный клапан;
 10 – маслоконтрольный патрубок; 11 – маслоуловитель; 12 – эксгаустер сливного коллектора;
 13 – эксгаустер маслобака; 14 – маслобак турбины; 15 – гидравлический затвор;

Атомные электрические станции (АЭС)





АЭС не имеют выбросов дымовых газов и не имеют отходов в виде золы и шлаков. Однако удельные тепловыделения в охлаждающую воду у АЭС больше, чем у ТЭС, вследствие большего удельного расхода пара, а следовательно, и больших удельных расходов охлаждающей воды. Поэтому на большинстве новых АЭС предусматривается установка градирен, в которых теплота от охлаждающей воды отводится в атмосферу.

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

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

Освобождение ядерной энергии стало возможным после открытия в 1932 г. нейтрона Дж. Чадвиком (Англия) на основе экспериментов Бете и Беккера (Германия, 1930 г.), Ирен и Фредерика Жолио-Кюри (Франция, 1932 г.).

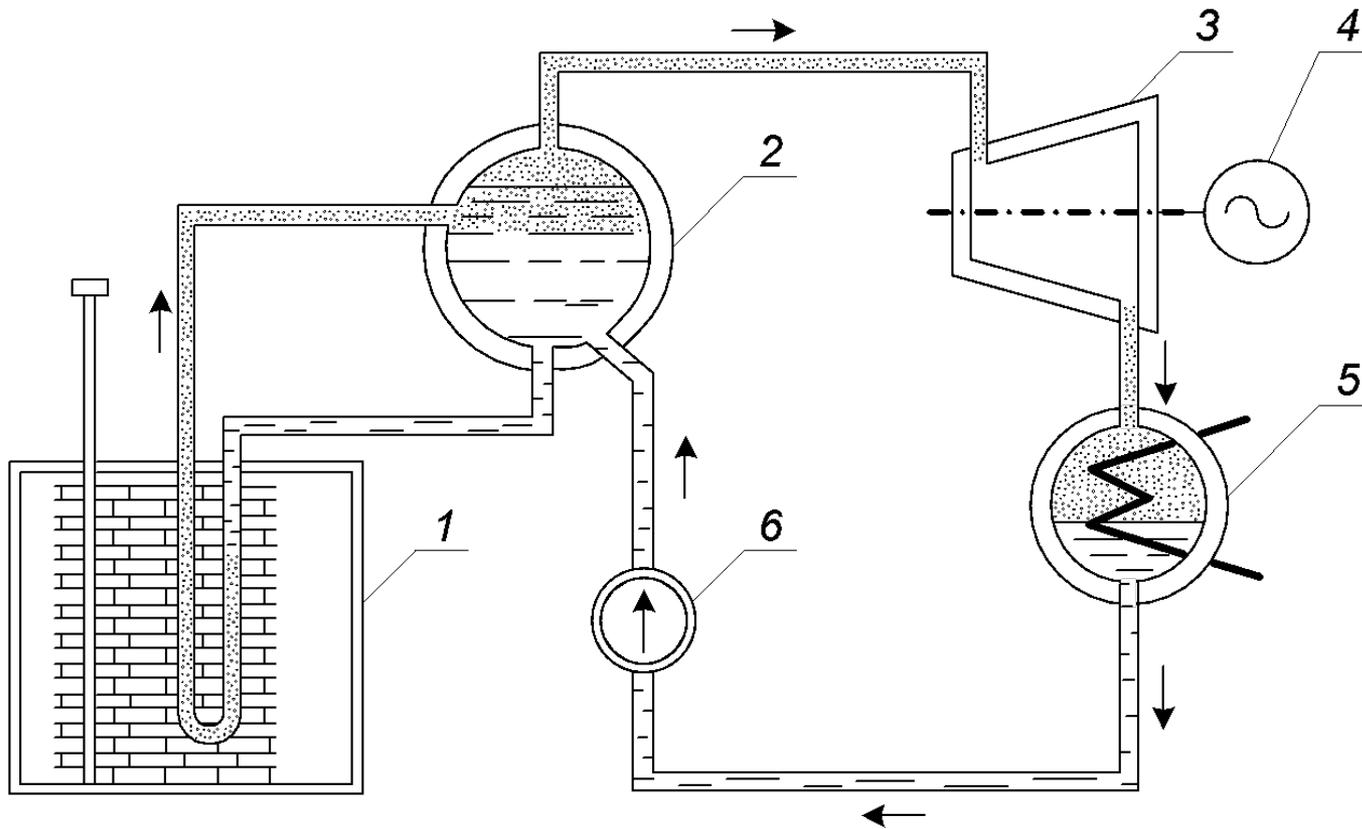
Не обладая зарядом, нейтрон оказался идеальным снарядом для деления ядер, открытым О. Ханом и Ф. Штрассманом (Германия, 1939 г.). По скоростям движения различают: медленные (тепловые) нейтроны, энергия которых $E_n = 0,03 \dots 0,5$ эВ (скорость несколько тысяч метров в секунду, температура комнатная и несколько выше),

промежуточные — $E_n = 1 \dots 10^3$ эВ

и быстрые — $E_n = 10^5$ эВ и более.

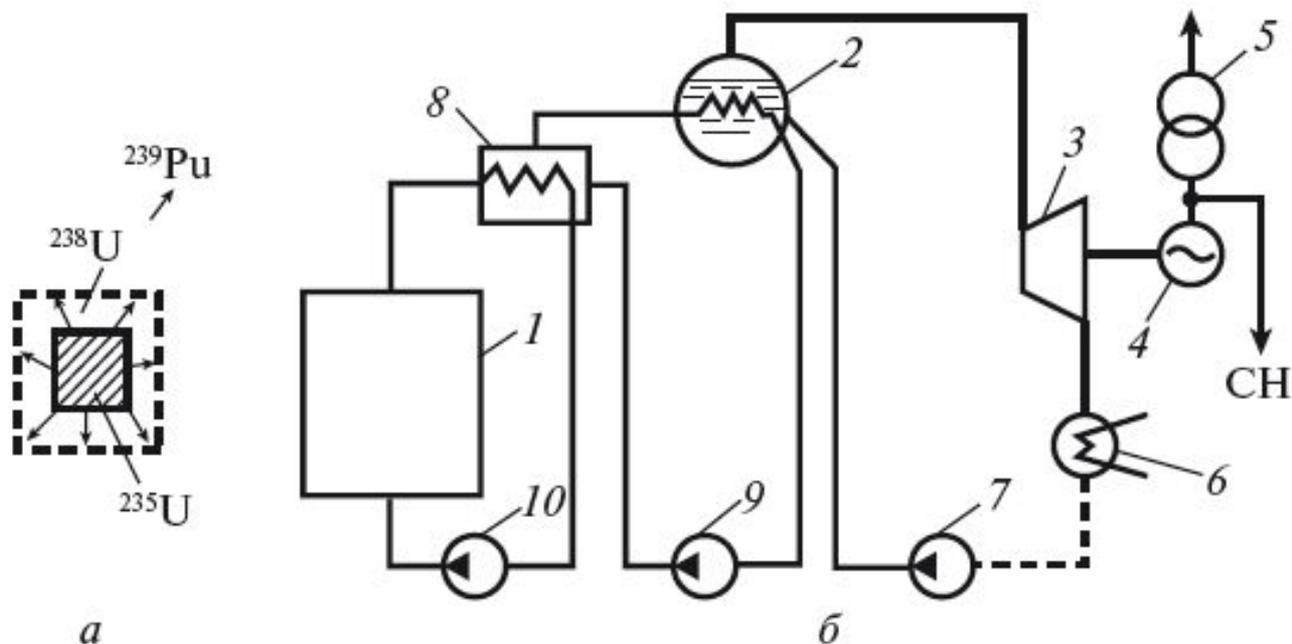
Если нейтрон с кинетической энергией W_k захватывается делющимся ядром, то образующееся промежуточное ядро приобретает энергию возбуждения $W_{\text{возб}}$, равную сумме кинетической энергии и энергии связи поглощенного нейтрона в промежуточном ядре. Если $W_{\text{возб}} > E_a$, то ядро делится, если, напротив, $W_{\text{возб}} < E_a$, то энергия возбуждения передается какой-либо частице, испускаемой ядром. Так как энергия связи существенно зависит от того, является ли число нейтронов в ядре $N = A - Z$ четным или нечетным, Бору удалось вывести правило (*правило Бора*), согласно которому *ядра с нечетным числом нейтронов (большое $W_{\text{возб}}$) в основном делятся тепловыми нейтронами*, тогда как *ядра с четным числом нейтронов (малое $W_{\text{возб}}$) делятся только под действием быстрых нейтронов*.

**Схема одноконтурной АЭС с водографитовым реактором
(турбина условно показана одноступенчатой):**



1 – реактор; 2 – барабан-сепаратор; 3 – паровая турбина;
4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – питательный насос.

Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа БН



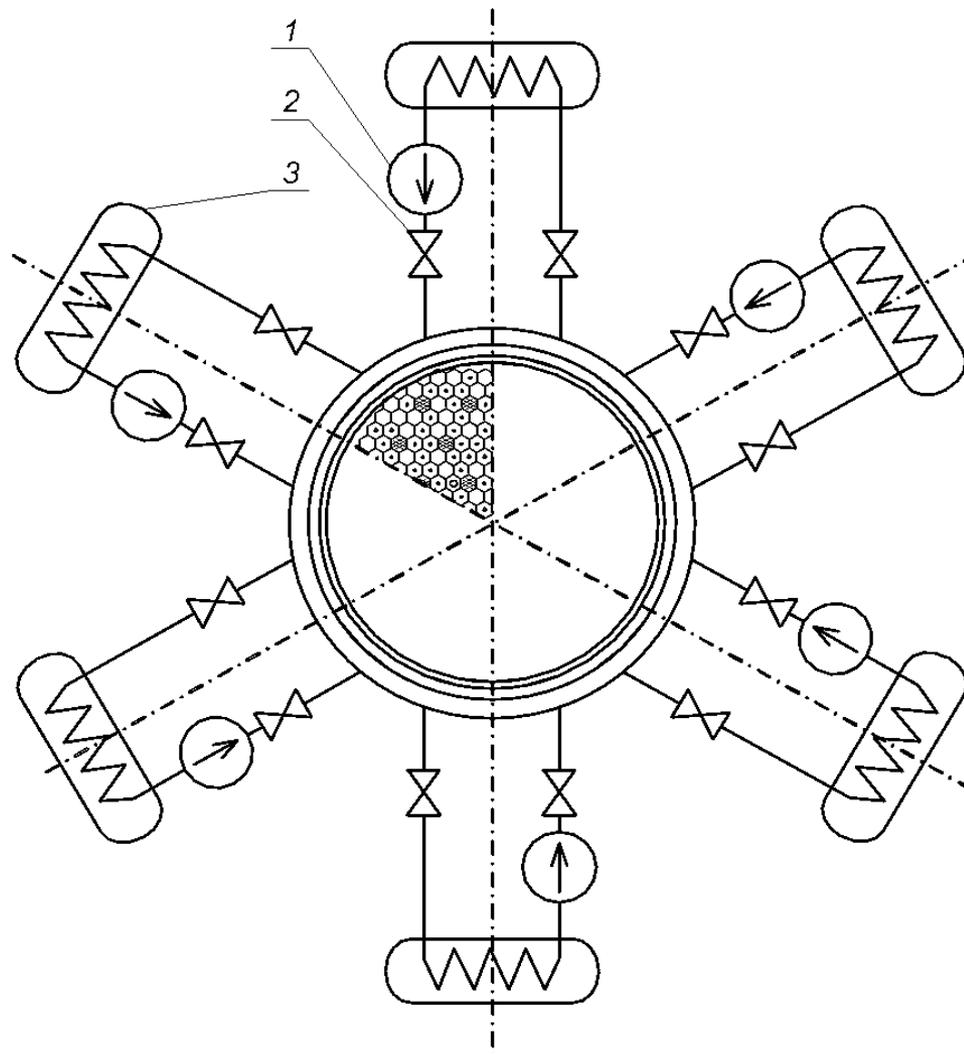
а — принцип выполнения активной зоны реактора; *б* — технологическая схема:
1—7 — аналогичны указанным на рис. 4.20; 8 — теплообменник натриевых контуров; 9 — насос нерадиоактивного натрия; 10 — насос радиоактивного натрия

Схема АЭС с реактором БН трехконтурная, в двух из них используется жидкий натрий (в контуре реактора и промежуточном). Жидкий натрий бурно реагирует с водой и водяным паром. Поэтому, чтобы избежать при авариях контакта радиоактивного натрия первого контура с водой или водяным паром, выполняют второй (промежуточный) контур, теплоносителем в котором является нерадиоактивный натрий. Рабочим телом третьего контура являются вода и водяной пар. В настоящее время в эксплуатации находится ряд энергоблоков типа БН, из них наиболее крупный БН-600.

Схема циркуляционных
петель реактора
ВВЭР-440 и заполнение
активной зоны:

1 – главный
циркуляционный насос;
2 – запорные задвижки;
3 – парогенератор
(теплообменник).

АРК – система
автоматического
регулирования,
аварийной защиты и
компенсации изменения
реактивности;



- - рабочая кассета;
- ⊙ - рабочая кассета с каналом термоконтроля;
- ⊗ - кассета АРК;
- ⊠ - рабочая кассета с каналом замера нейтронного потока.

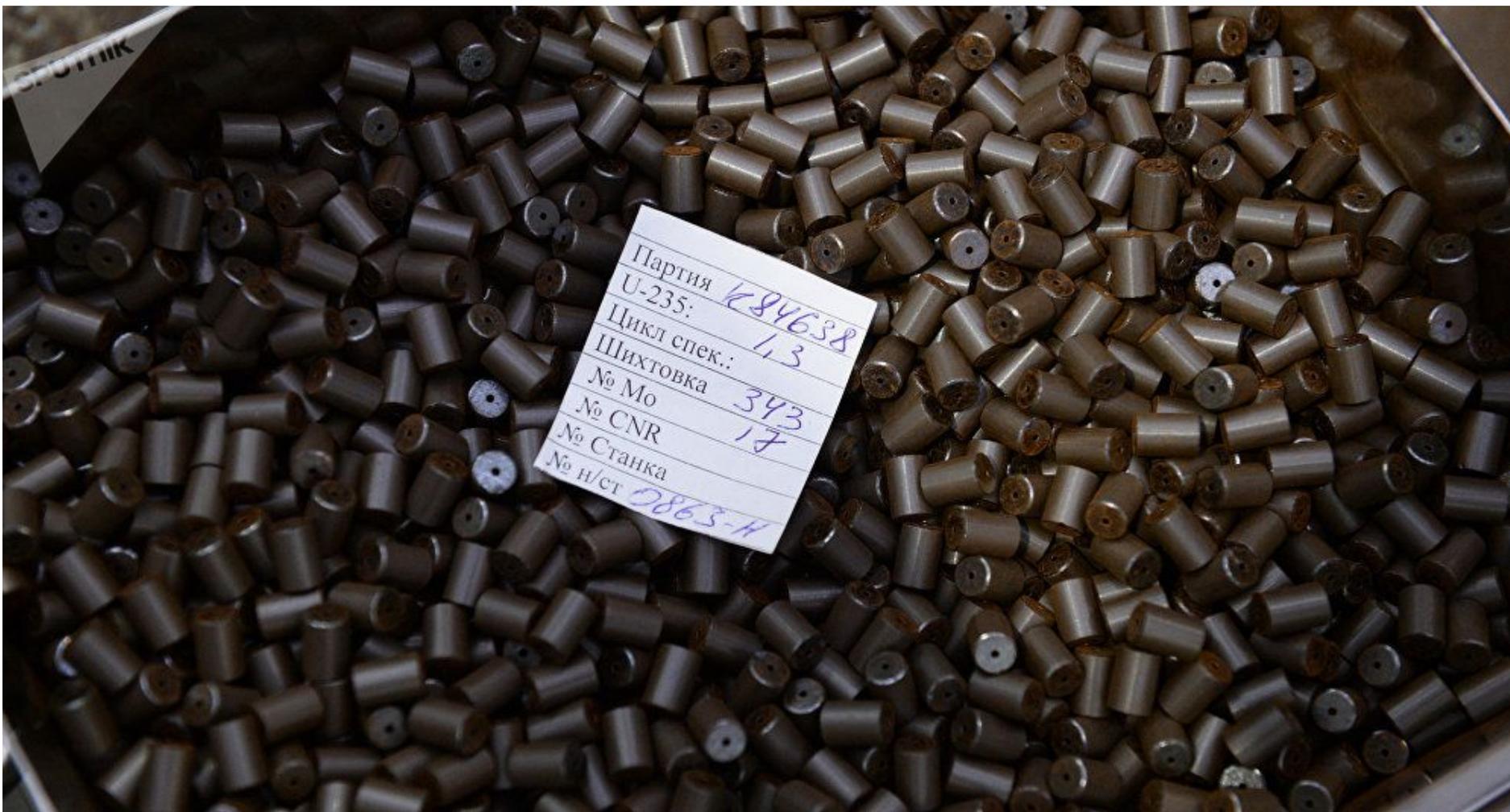
Корпус реактора имеет шесть входных и шесть выходных патрубков для приварки циркуляционных водоводов. Изготавливается корпус из высокопрочной хромомолибденованадиевой стали ТС-48; высота корпуса – 11,8 м, диаметр 3,84 м. В активной зоне находятся **349** шестигранных сборок-кассет, содержащих тепловыделяющие элементы ТВЭЛ. Из этого количества **312** кассет – рабочие, а **37 имеют возвратно-поступательное движение от механизмов системы управления и защиты и выполняют функции автоматического регулирования, аварийной защиты и компенсации изменения реактивности (АРК)**. В каждой из кассет со стенками толщиной 2 мм находятся 126 цилиндрических **ТВЭЛ** с наружным диаметром оболочки **9,1**мм и с толщиной оболочки **0,6** мм. ТВЭЛ заполнены внутри **таблетками из обогащенной двуокиси урана**.

Реактор монтируется в бетонной шахте, обеспечивающей биологическую защиту от радиоактивных излучений активной зоны. Вокруг реактора в районе его активной зоны устанавливается наполненный водой кольцевой бак.

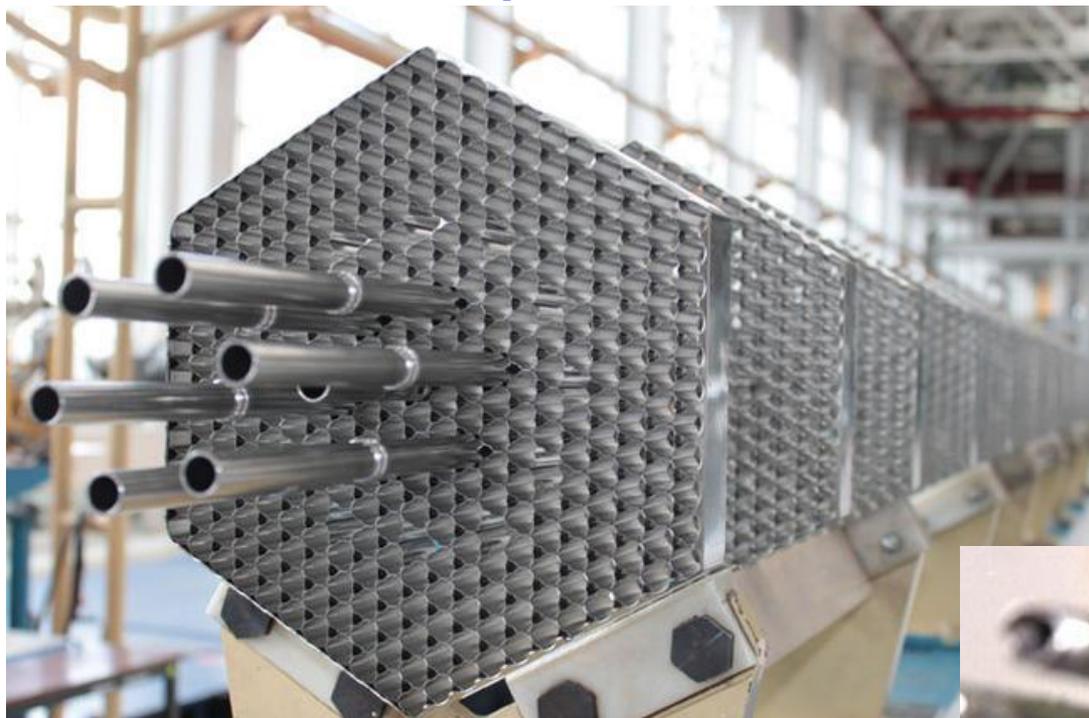
Корпуса ТВЭЛ



«Таблетки» двуокиси урана



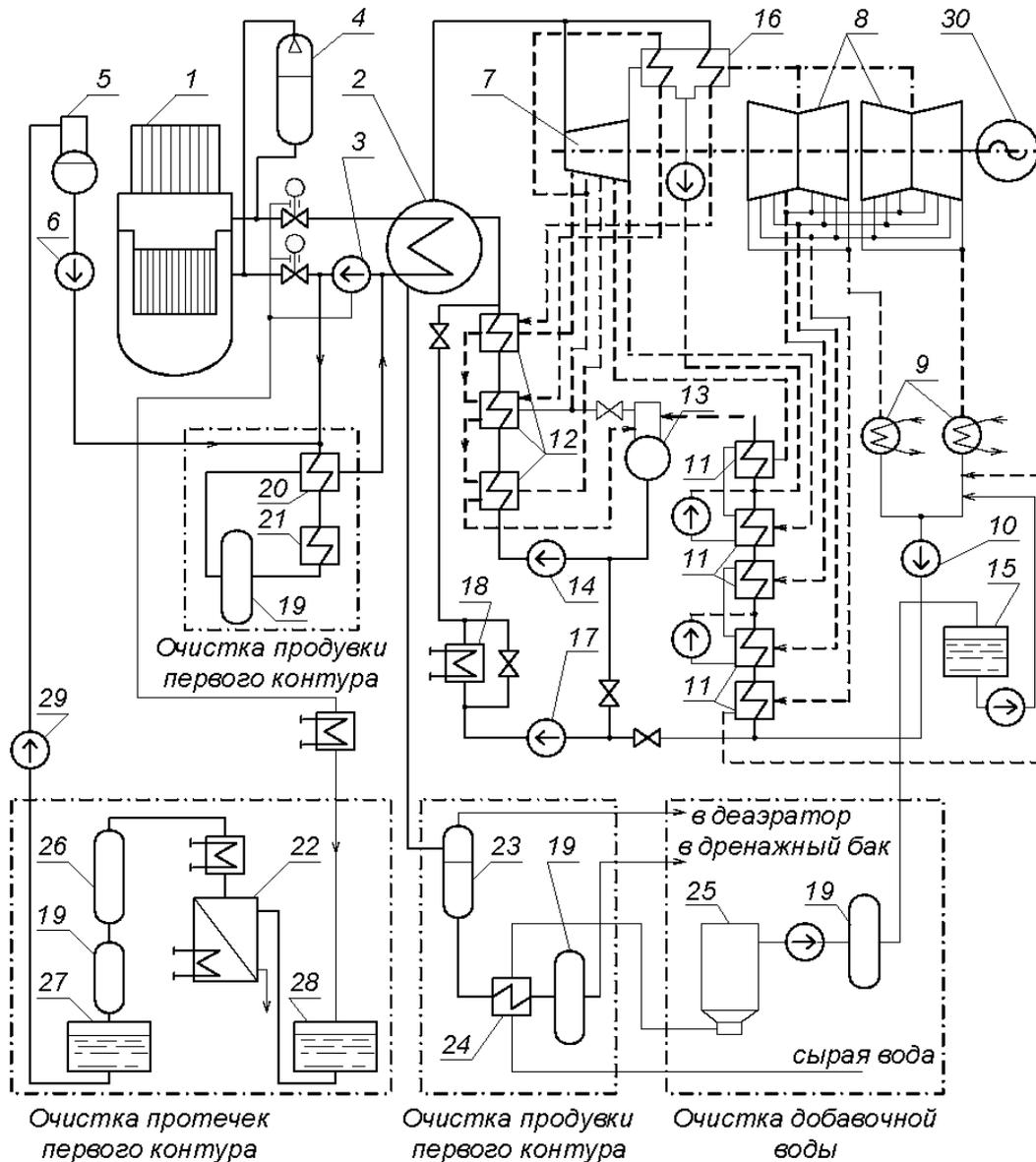
Каркас кассеты



Каркас загружен ТВЭЛами

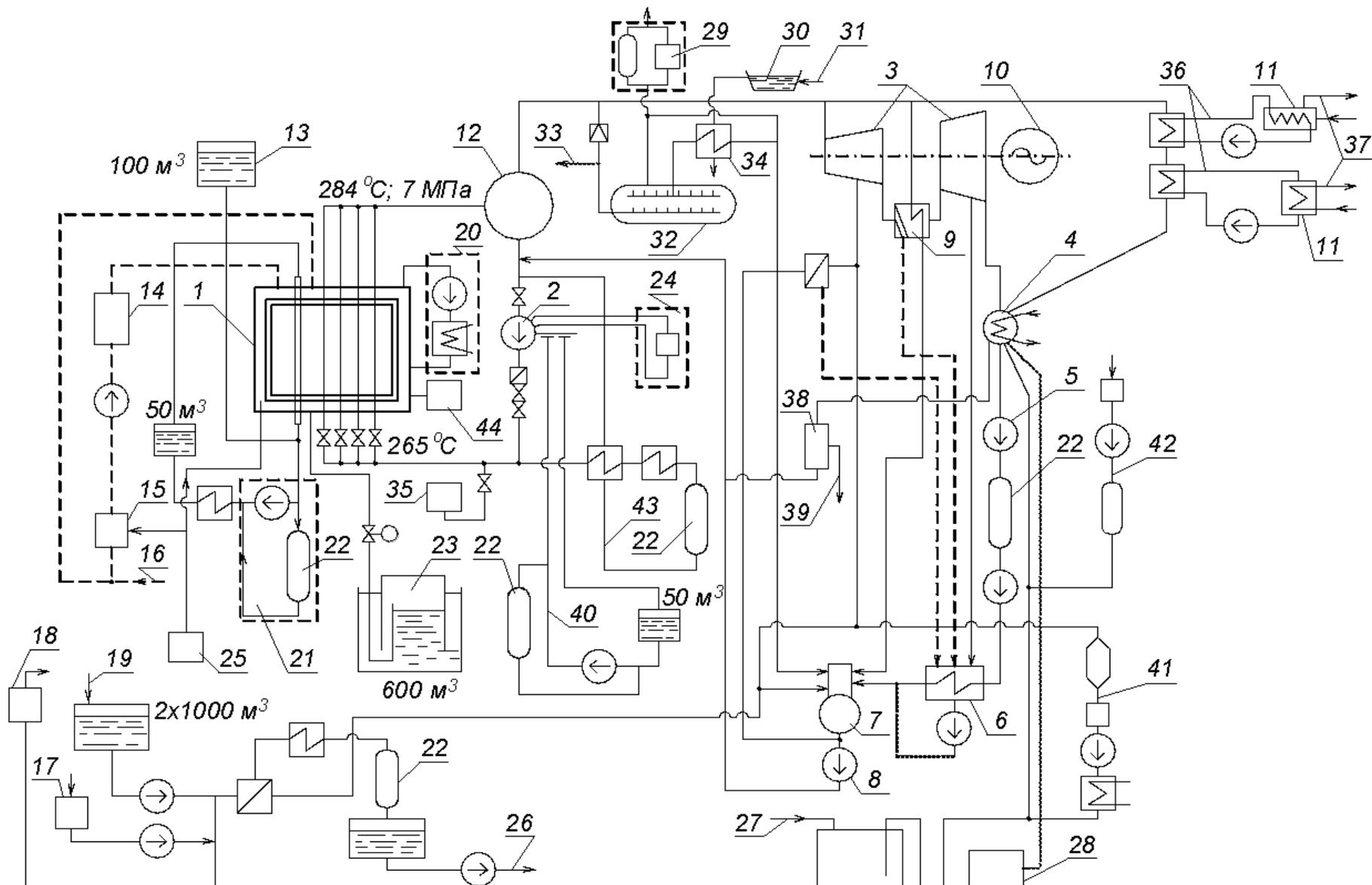


Тепловая схема АЭС с реактором ВВЭР-440:



- 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – главный циркуляционный насос; 4 – компенсатор объема; 5 – деаэратор подпитки; 6 – подпиточный насос; 7 – паровая турбина (ЦВД); 8 – паровая турбина (ЦНД); 9 – конденсатор; 10 – конденсатный насос; 11 – подогреватель низкого давления; 12 – подогреватель высокого давления; 13 – деаэратор; 14 – питательный насос; 15 – дренажный бак; 16 – пароперегреватель-сепаратор; 17 – аварийный питательный насос; 18 – теплообменник разогрева (расхолаживания); 19 – фильтровальные установки; 20 – регенеративный теплообменник продувки; 21 – доохладитель продувки; 22 – выпарной аппарат; 23 – расширитель продувки; 24 – подогреватель сырой воды; 25 – отстойник; 26 – деаэратор; 27 – бак «чистого» конденсата; 28 – бак «грязного» конденсата; 29 – насос «чистого» конденсата; 30 – генератор.

Технологическая схема АЭС на насыщенном паре (реактор РБМК)



- 1 – реактор;
- 2 – главный циркуляционный насос (ГЦН);
- 3 – паровая турбина (цилиндры высокого и низкого давления);
- 4 – конденсатор;
- 5 – конденсатный насос;
- 6 – подогреватель низкого давления;
- 7 – деаэратор;
- 8 – питательный насос;
- 9 – пароперегреватель-сепаратор;
- 10 – генератор;
- 11 – подогреватели сетевой воды;
- 12 – барабан-сепаратор;
- 13 – бак системы охлаждения СУЗ;
- 14 – система контроля влажности кладки реактора;
- 15 – установка для очистки гелия;
- 16 – гелий для подпитки из баллонов;
- 17 – очистка трапных вод;
- 18 – система охлаждения бассейнов выдержки ТВЭЛ;
- 19 – опорожнение контура и бассейнов;
- 20 – установка охлаждения схемы боковых биологических защит;
- 21 – байпасная очистка воды системы охлаждения СУЗ (40 т/ч);
- 22 – фильтры;
- 23 – газгольдер;
- 24 – маслосистема ГЦН;
- 25 – азотная установка;
- 26 – на заполнение контура и дезактивацию;
- 27 – добавка химически очищенной воды;
- 28 – газоочистка;
- 29 – установка подавления активности газов (УПАК);
- 30 – напорный аварийный бассейн циркуляционной воды;
- 31 – от циркуляционного насоса;
- 32 – барботер;
- 33 – в бассейн-барботер под реакторным блоком;
- 34 – технологический конденсатор;
- 35 – бак системы аварийного расхолаживания реактора (САОР);
- 36 – промежуточные контуры теплофикации;
- 37 – к тепловым потребителям;
- 38 – система эжекторов турбин;
- 39 – в спецвентиляцию;
- 40 – схема уплотнения ГЦН;
- 41 – дренажная система машинного зала;
- 42 – установка очистки организованных (контролируемых) протечек;
- 43 – система обеспечения питательной воды (СОПВ);
- 44 – система аварийного газоснабжения (АГС).

Для чего на АЭС нужна высокая труба, почему из нее никогда не идет дым?

Во всех помещениях энергоблоков организована вентиляция, чтобы обеспечить постоянную смену воздуха и создать безопасные условия для работы персонала. Также в эту трубу сбрасываются газы из технологических газовых систем.

Откроем «страшную» тайну – в эту же трубу сбрасываются и радиоактивные газы. И вот здесь становятся важными два момента:

**труба – высокая,
газы – радиоактивные.**

Особенность радиоактивных изотопов в том, что они распадаются и превращаются в нерадиоактивные, а значит, безопасные. При деятельности АЭС образуется ряд короткоживущих радиоактивных изотопов в газовой фазе. Радиоактивные газы перед сбросом в атмосферу выдерживаются в специальных емкостях – газгольдерах, пока их активность не снизится за счет распада до определенного уровня. Высокая труба позволяет дополнительно рассеять радиоактивные изотопы в атмосфере – с тем, чтобы они успели распасться до того, как достигнут поверхности земли.

ГЭС и ГАЭС

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

Теоретические гидроэнергетические ресурсы подсчитываются в предположении, что весь сток будет использован для выработки электроэнергии без потерь при преобразовании гидравлической энергии в электрическую. Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в $35 \cdot 10^3$ млрд кВт·ч в год, потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд кВт·ч.

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

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

Технические ресурсы характеризуют возможность получения энергии на современном этапе.

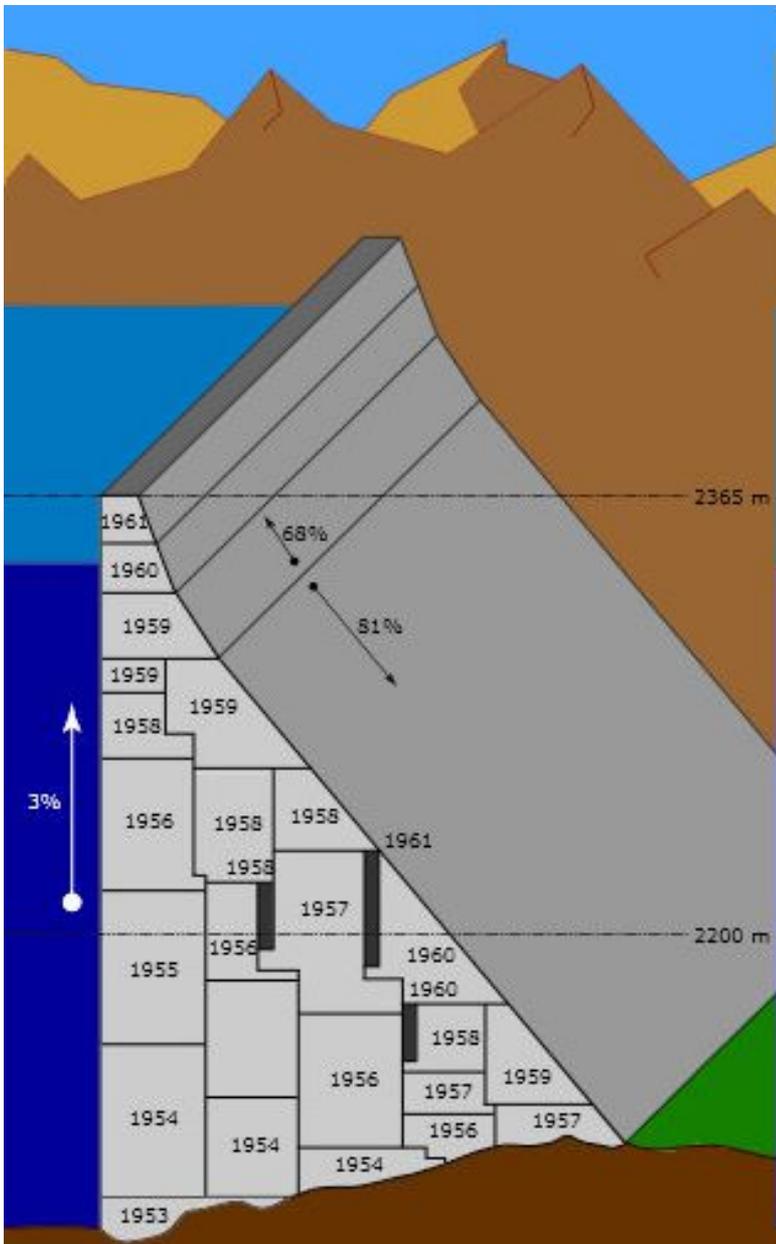
Технические гидроэнергетические ресурсы России составляют 1670 млрд кВт·ч в год, в том числе по малым ГЭС — 382 млрд кВт·ч в год.

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

**Плотина «Гранд Диксенс», Швейцария – 285 м.,
скальное основание, гравитационная бетонная плотина**



Схема плотины Гранд Диксенс.

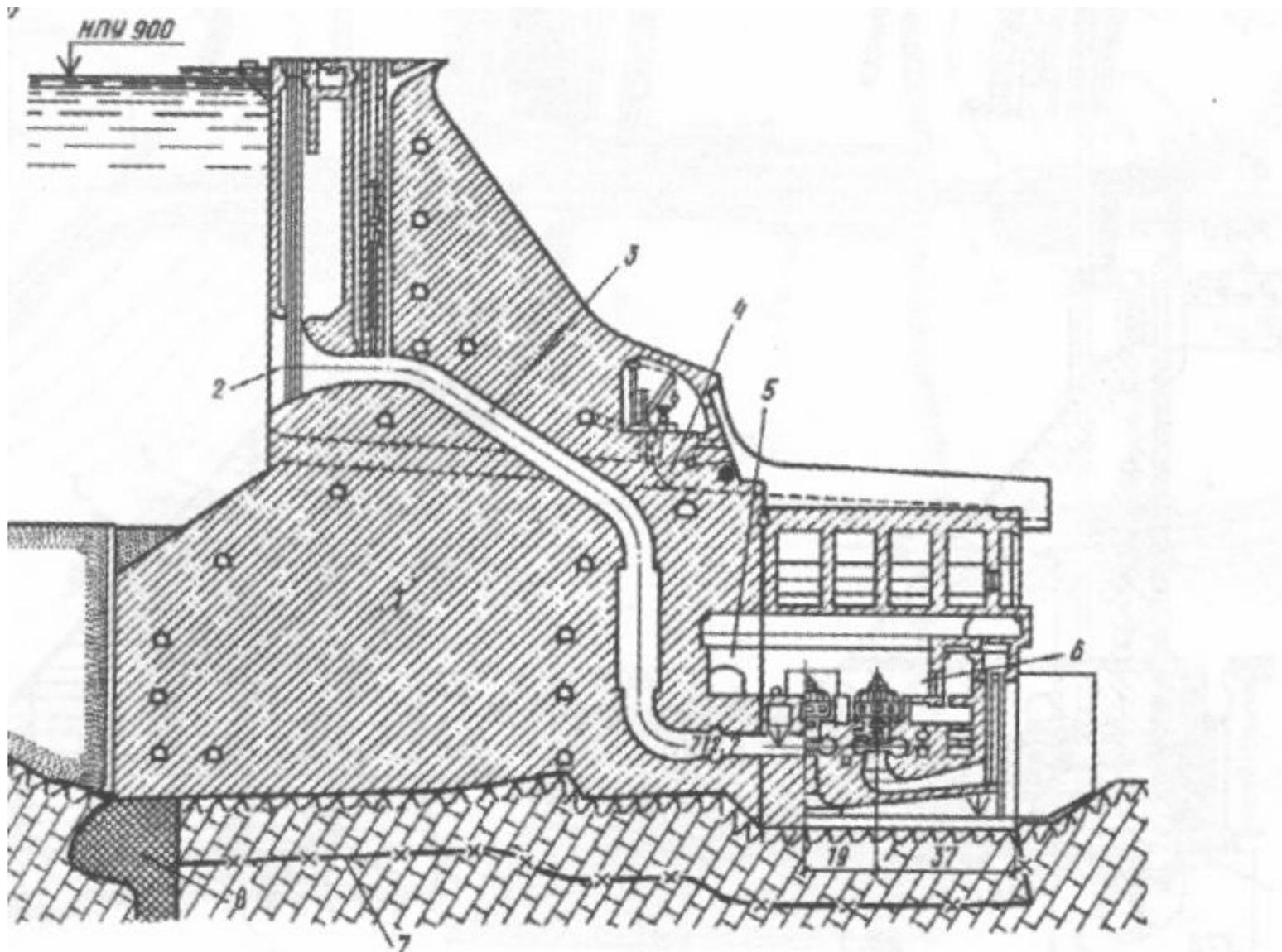


Идеальная форма гравитационной бетонной плотины – треугольник (та же Гранд Диксенс в профиле представляет собой почти идеальный треугольник). На практике профиль плотины зачастую отходит от этого идеального варианта, адаптируясь к особенностям конкретного створа. Например, плотина Токтогульской ГЭС в Киргизии сильно отходит от треугольной формы, что связано с необходимостью максимально уменьшить нагрузку на берега, сложенные слабыми породами.

**Токтогульская ГЭС, Киргизстан.
скальное основание, но берега сложены слабыми породами,
гравитационная бетонная плотина**



Схема плотины Токтогульской ГЭС.



**Приплотинная ГЭС (Бурейская ГЭС,
плотина – гравитационная, бетонная, из малоцементного укатанного бетона)**



Приплотинная ГЭС (Зейская ГЭС, плотина - контрфорсная)



Нижне-Бурейская ГЭС - средненапорная русловая гидроэлектростанцией (здание ГЭС входит в состав напорного фронта).



Водосбросные плотины на скальных основаниях входят в состав практически всех равнинных гидроузлов на многоводных реках. Их основные плотины – земляные, но сбрасывать излишки воды через них нельзя, размывает. Поэтому, строятся специальные водосбросные бетонные плотины, в ряде случаев весьма внушительных размеров, высотой до 40-50 м. Особенностью плотин этого типа является «распластаный» профиль, с развитыми противофильтрационными устройствами. В целях экономии бетона, плотины часто облегчают устройством внутренних полостей либо совмещением водосбросной плотины со зданием ГЭС.

Плотина Усть-Среднеканской ГЭС



Водосбросная плотина Жигулевской ГЭС



Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС



1. Правобережная глухая часть плотины
2. Водосбросная часть
3. Водобойный колодец
4. Станционная плотина
5. Левобережная глухая часть

6. Крепление потенциально неустойчивых береговых массивов
7. Машинный зал

Строящийся береговой водосброс:

8. Безнапорные туннели
9. Сопрягающий участок

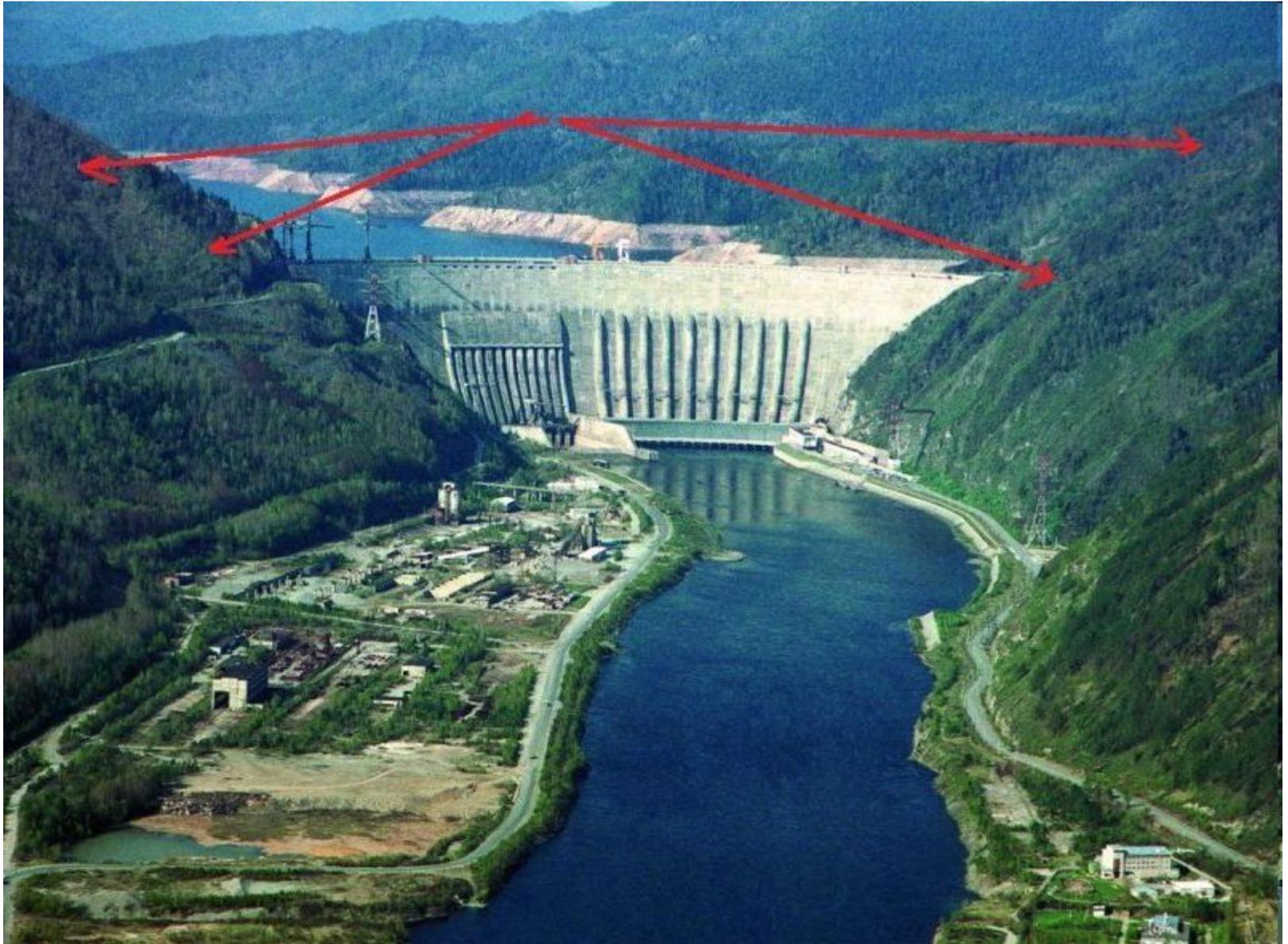


Плотина: бетонная арочно-гравитационная высотой 245, длиной 1066, шириной в основании 110, по гребню — 25 метров. Включает левобережную глухую часть длиной 246,1, станционную часть длиной 331,8, водосбросную часть длиной 189,6 и правобережную глухую часть длиной 298,5 метра. Для ее сооружения потребовалось 9 075 000 кубометров бетона.

В конце 1978 года на недостроенной плотине, при отсутствии каких-либо средств сброса воды в случае непредвиденных обстоятельств, был в срочном порядке (чтобы успеть к 6 декабря, дню рождения Брежнева) сдан в эксплуатацию первый гидроэнергетический агрегат. Брызгалов, ненавидевший, как всякий настоящий инженер, штурмовщину, по этому поводу пишет: «Предполагалось, что к пуску агрегата в 1978 г. будет уложено в плотину 1592 тыс. куб. м, фактически уложили 1200 тыс. куб. м». В результате к половодью 1979 года (самому большому за все время эксплуатации плотины) станция оказалась не готова. Паводок просто перехлестнул через край плотины, и 23 мая 1979 года первый агрегат и машинный зал были затоплены.

Следующая крупная авария случилась через шесть лет, и связана она с ошибками при проектировании водосбросной системы СШГЭС. Эта система зимой, когда воды мало, не работает — вся вода поступает на турбины через 10 водоводов станционной части плотины. Но в другие сезоны их пропускной способности не хватает, поэтому открывают задвижки 11 колодцев водосбросной части. Через них вода попадает на общий лоток, по форме напоминающий трамплин, и далее в так называемый водобойный колодец, расположенный у основания плотины. Нагрузки колодец, особенно во время паводка, должен выдерживать чудовищные — как если бы в него с 250-метровой высоты каждую секунду падал стандартный панельный дом. И когда в 1985-м случилось большое половодье, вода разрушила до 80% дна колодца: бетонные плиты двухметровой толщины поток выбрасывал, как пенопластовые кубики, а крепящие их к скальному основанию анкерные болты диаметром 50 миллиметров рвал, как нитки. Такая же авария, но несколько меньшего масштаба повторилась в 1988 году.





СШ ГЭС с отводным каналом берегового водосброса на правом берегу Енисея.

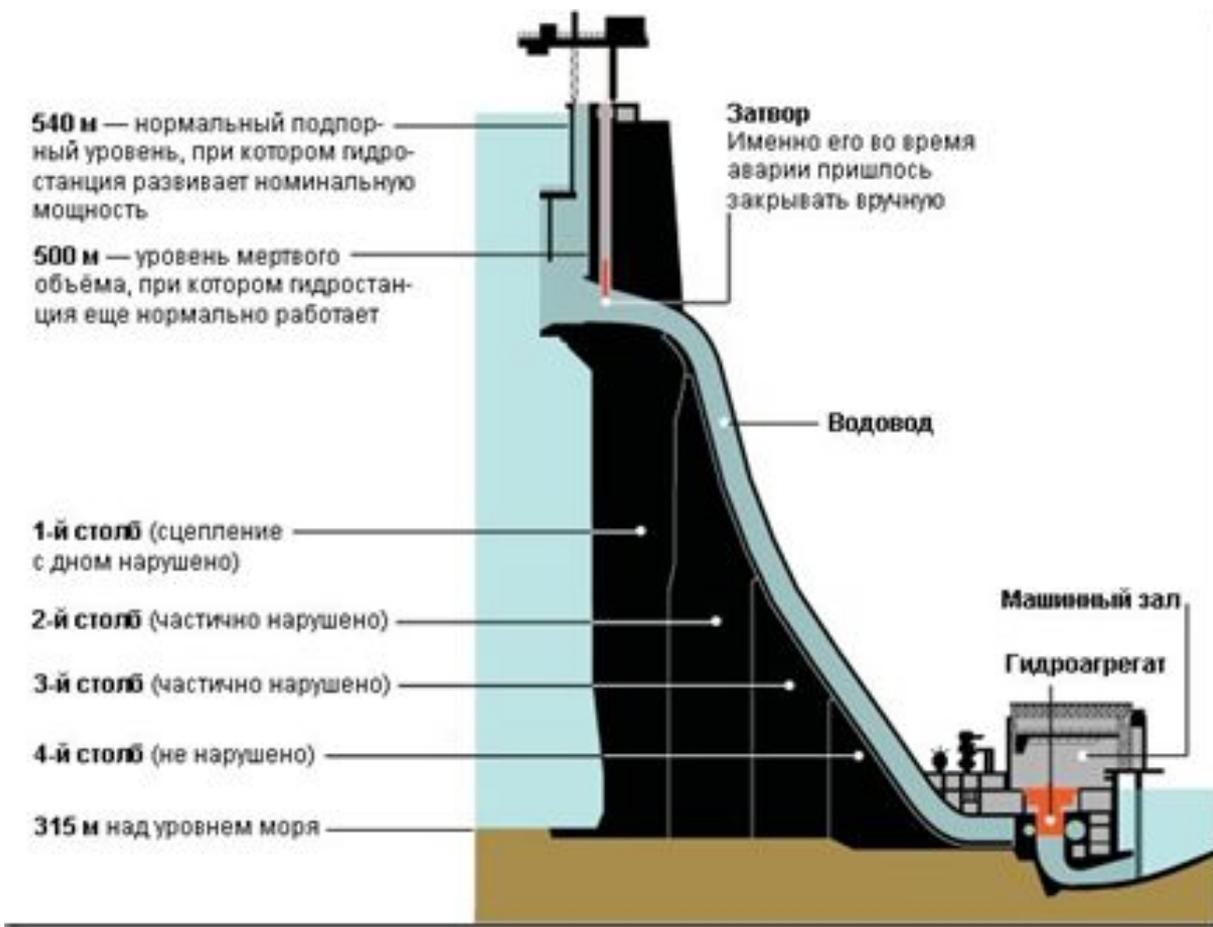




Вопрос о строительстве дополнительного берегового водосброса, **не предусмотренного проектом**, обсуждался давно, но начало работ все время откладывалось. Главным образом, из-за непомерной стоимости объекта — 5,5 миллиарда рублей, что превышает годовую выручку от эксплуатации СШГЭС, составившую в самом урожайном 2006 году 3,9 миллиарда, и равно приблизительно трети стоимости всей станции. Но в 2005 году строительство началось, и первую очередь с пропускной способностью 4000 м³/с планируют завершить к июню 2010 года, то есть к периоду максимального заполнения водохранилища. Учитывая, что сброс воды через водоводы турбин после аварии стал невозможен, это более чем своевременно. Иными словами, проблема сброса к лету 2010 года так или иначе будет решена, а вот состояние самой плотины вызывает большую тревогу.

Еще в 1980-е годы в теле плотины появились глубокие трещины, некоторые от берега до берега, ее основание отошло от дна русла (специалисты это называют «раскрытием стыка плотина — скальное основание»). И, что самое неприятное, обнаружились явные признаки того, что доктор технических наук Владимир Тетельмин называет «сползанием плотины вниз».

Трещины, ответственные за просачивание воды через плотину (это называется фильтрацией), которое достигало в отдельные периоды 500 литров в секунду и приводило к размыванию бетона, возникли не только из-за ошибок проектировщиков, но и вследствие нарушения технологии строительства. Брызгалов отмечает в своей книге, что «бетонирование четвертого (низового) столба было выполнено с опозданием, длительное время напор воспринимался более тонкой, недостроенной по профилю плотиной». К середине 1990-х с трещинами худо-бедно научились справляться с помощью французской фирмы Soltanche Bachy, разработавшей технологию заливки полостей полимерным составом, но сам процесс не прекратился: «В русловых секциях, — пишет Тетельмин, — раскрытие заинъектированных трещин увеличивается. Выполненная цементация обжала дефектную зону первого столба, заполнила пустоты и трещины, но не остановила процесс трещинообразования».



Главное же — не получается восстановить прочность сцепления плотины с основанием. Не вдаваясь в подробности, отметим, что плотина в настоящее время «держится» за дно максимум третью своего основания. Фактически она перестала быть арочно-гравитационной и сделалась чисто арочной, то есть «висит», опираясь о берега. При этом плотина качается, то есть при повышении уровня водохранилища наклоняется вниз по течению, а при снижении — отрабатывает назад. Но не до конца, а каждый год, как утверждает Тетельмин, «на 1–2 мм все более сползает в сторону нижнего бьефа».

Это смещение, измеренное по гребню плотины, к настоящему времени составило на отдельных участках 100 миллиметров и более. Беда в том, что в разных секциях оно разное, из-за чего в теле плотины, по словам того же Тетельмина, возникли «чудовищные внутренние напряжения».

Четыре главных порока плотины СШГЭС



Во время большого паводка вода может перелиться через гребень плотины



Из-за несоблюдения технологии строителями сцепление плотины с основанием частично нарушилось



В теле плотины возникают внутренние напряжения, идет процесс трещинообразования



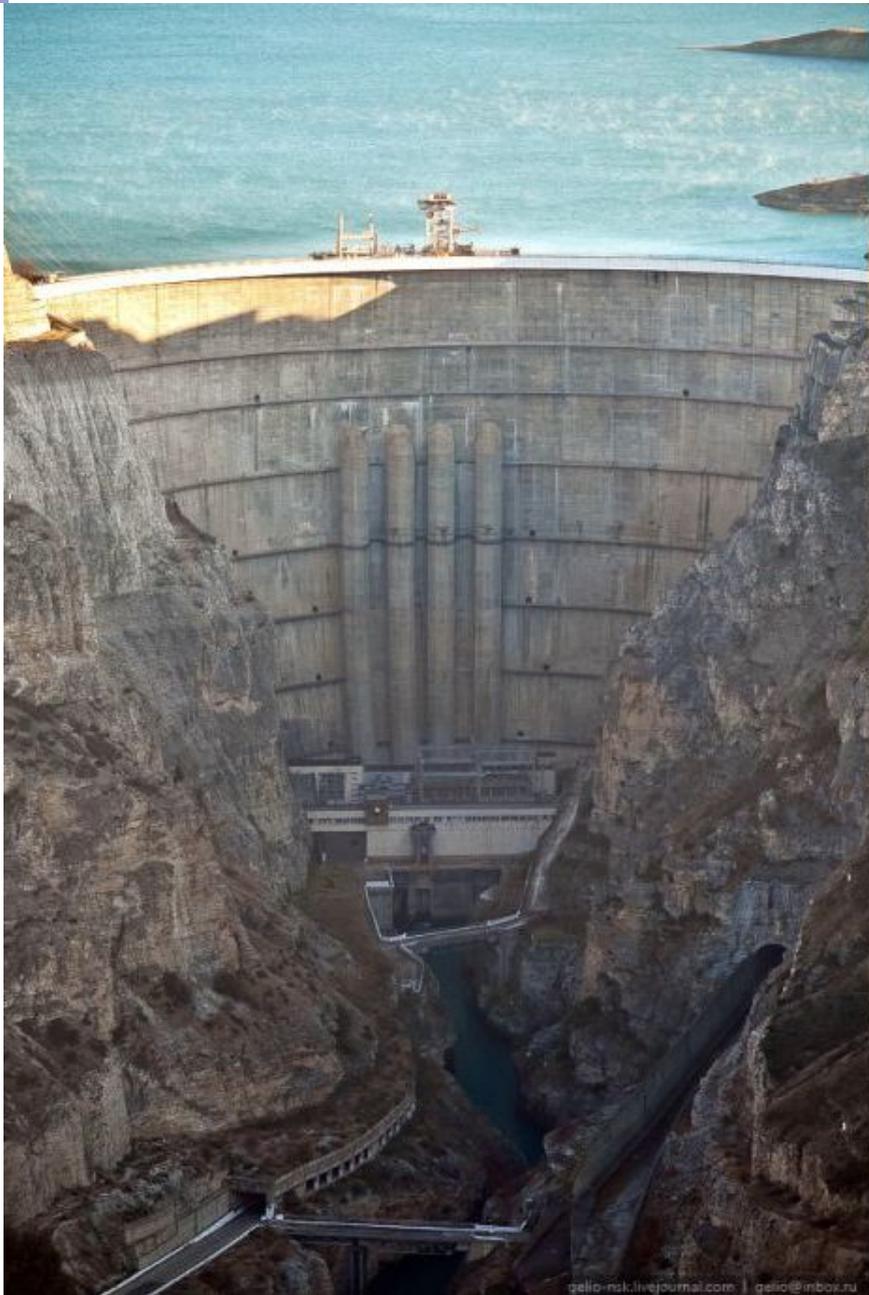
Плотина медленно деформирует земную кору, последствия чего непредсказуемы

Ясно, что станцию закрывать никто не будет. Как не велики разрушения, в течение полугода можно будет запустить три из десяти гидрогенераторов. К лету, после введения в строй берегового водосброса, снизится нагрузка на плотину. Полное восстановление станции потребует нескольких лет и более 40 миллиардов рублей (которые, по крайней мере частично, компенсирует население, вынужденное платить за электричество по повышенным тарифам), но спуск плотины и демонтаж станции с последующей рекультивацией земель едва ли выльется в меньшие затраты. К тому же образовавшийся дефицит электроэнергии (до аварии СШГЭС обеспечивала более 10% потребности предприятий Сибири) придется покрывать за счет угольных электростанций, а это значит, что ежегодно придется сжигать лишние 6,5 миллиона тонн угля со всеми вытекающими последствиями для экологии. Достаточно сказать, что одной ртути будет поступать в окружающую среду в год около тонны: такое количество способно отравить объем в три Саяно-Шушенских водохранилища.

И все же большинство специалистов сходятся в том, что если за состоянием плотины непрерывно следить, ее можно эксплуатировать еще долго. Но один мониторинг полной гарантии все же дать не может. «Выход-то всегда был: просто понизить уровень водохранилища», — замечает Стафиевский. По этому пути пошли в 1997 году. Тогда было принято решение опустить максимальный рабочий уровень на один метр по сравнению с проектным, в результате чего ожидалось значительное снижение интенсивности необратимых процессов в теле плотины и в окружающих массивах. Но этого не случилось. Теперь Тетельмин предлагает пожертвовать частью мощности ГЭС и уже радикально, на 10 метров понизить максимально допустимый уровень водохранилища. Тогда плотину можно будет безопасно эксплуатировать еще 100 лет. Но все, скорее всего, упрется в обычную человеческую жадность — ведь снижение уровня означает и снижение вырабатываемой мощности, и всегда найдутся специалисты, готовые подписать что угодно ради сиюминутной выгоды, своей или государственной — неважно.

Чиркейская гидроэлектростанция расположена на реке Сулак в Республике Дагестан. Это самая крупная ГЭС на Северном Кавказе и **одна из самых высоких арочных плотин в России**. Она построена в узком Чиркейском ущелье глубиной более 200 м, шириной в нижней части 12-15 м, по верху - 300 м. Плотина имеет максимальную высоту 232,5 м, длину по оси гребня 338 м. Входит в Сулакский каскад ГЭС. Установленная мощность ГЭС - 1000 МВт.





ГЭС-7 ХЕВАСКОСКИ (Карелия)

ГЭС **руслового** типа.

Пристанционное водохранилище обеспечивает суточное и ограниченное недельное регулирование стока.

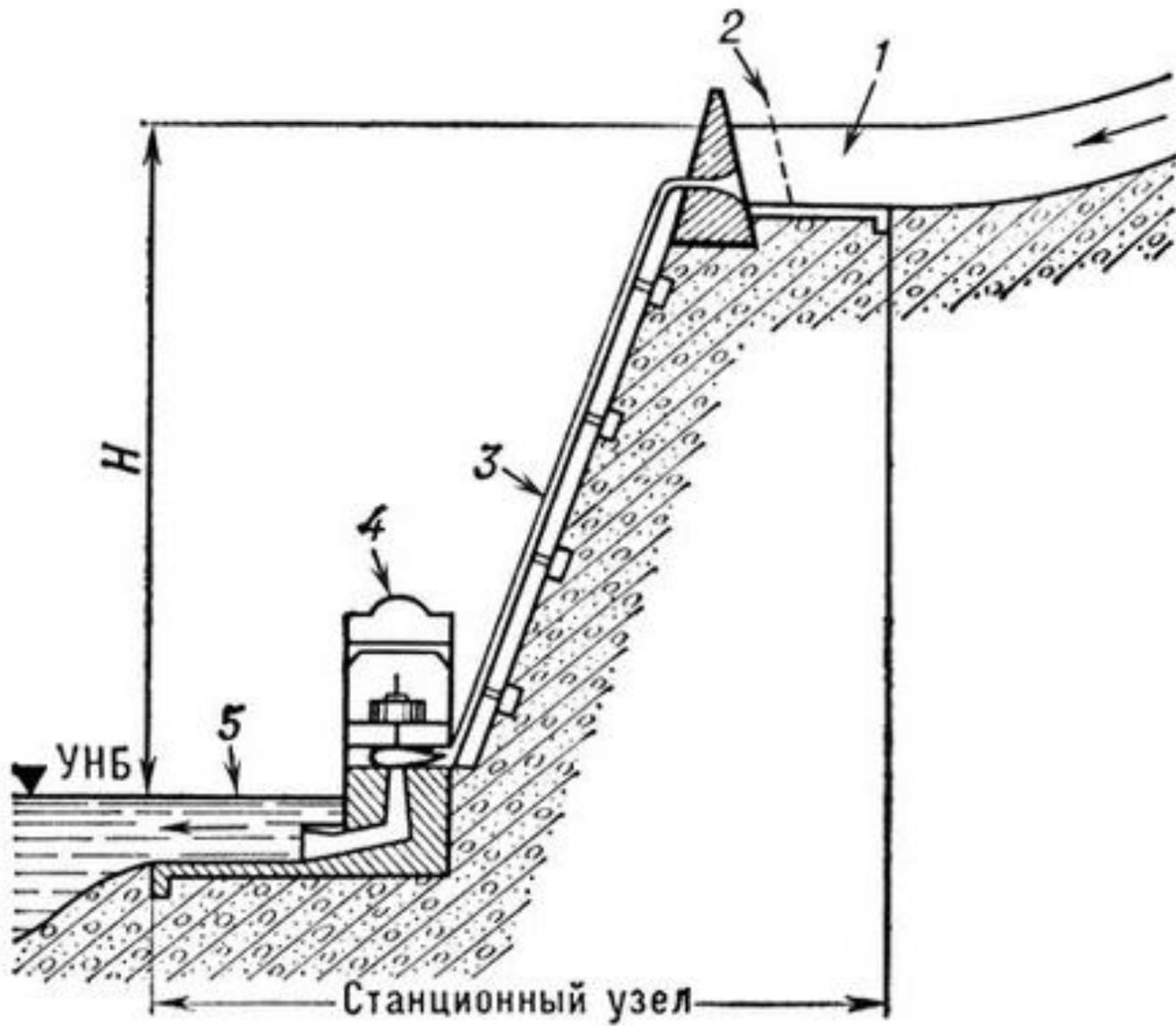
Напор – 16,85 м. 2 генератора по 29.4 МВА.



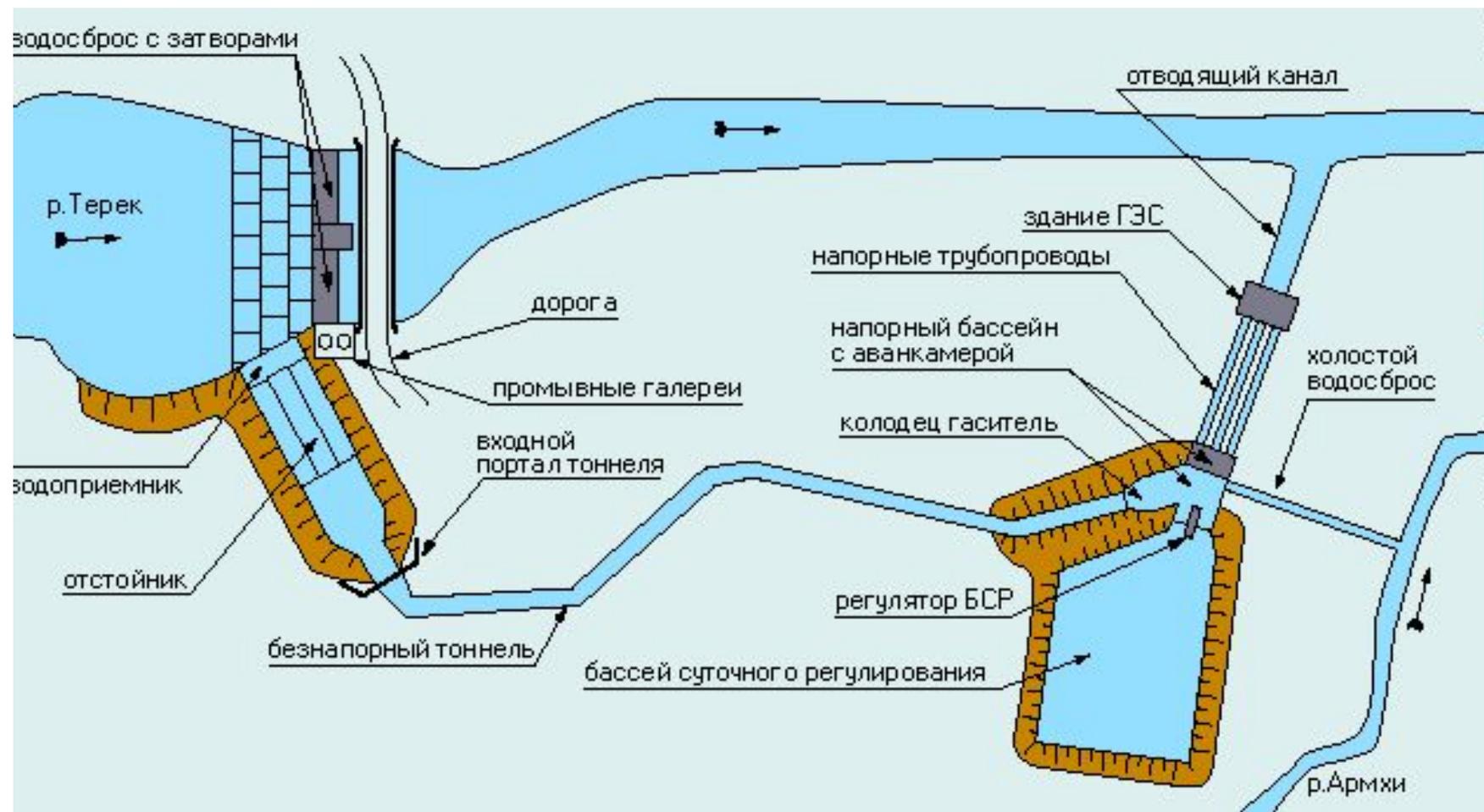
Деривационная ГЭС - Баксанская ГЭС (Кабардино-Балкария)



Головной узел Баксанской ГЭС служит для забора воды в деривацию, очистки её от наносов, а также для сброса излишков воды в период паводков и санитарного попуска в остальное время года в нижний бьеф.

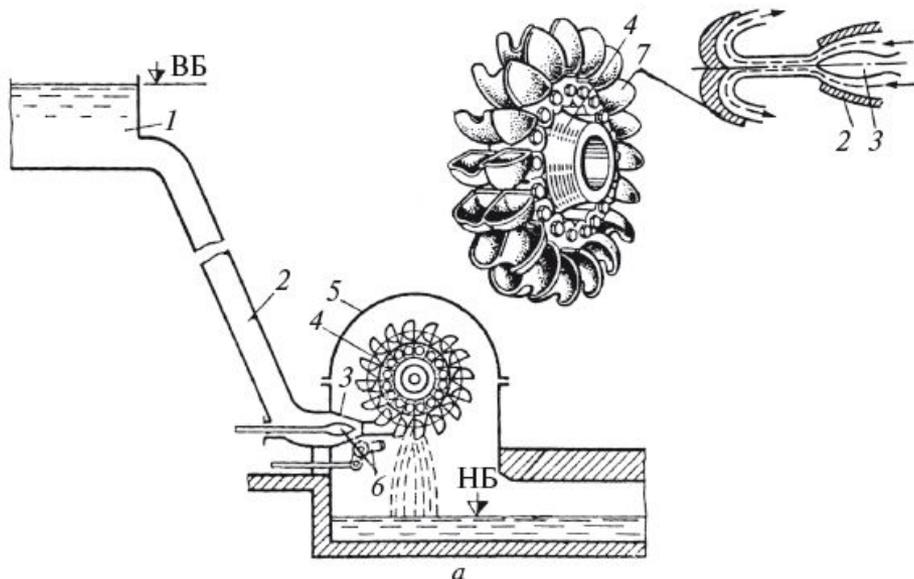


Эзминская ГЭС (Северная Осетия)





Гидротурбины



а — принцип работы и общий вид ковшовой турбины:
1 — бассейн верхнего уровня (бьефа);
2 — турбинный трубопровод;
3 — сопло; **4** — рабочее колесо; **5** — кожух;
6 — регулировочная игла;
7 — лопасти (ковши);

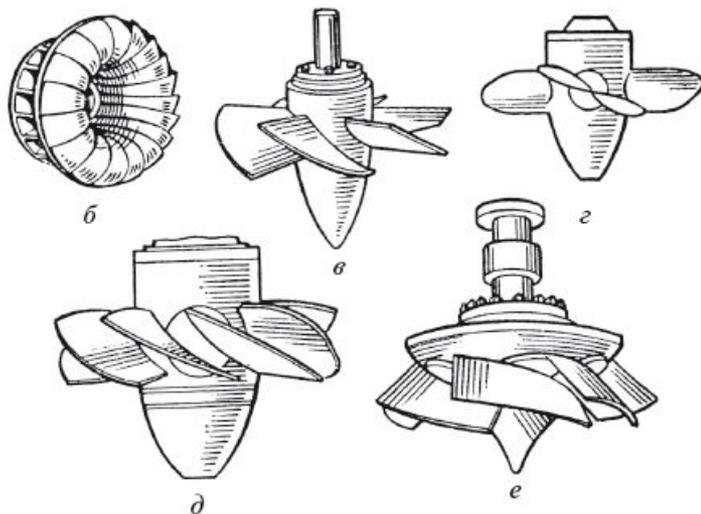
б — радиально-осевое;

в — пропеллерное;

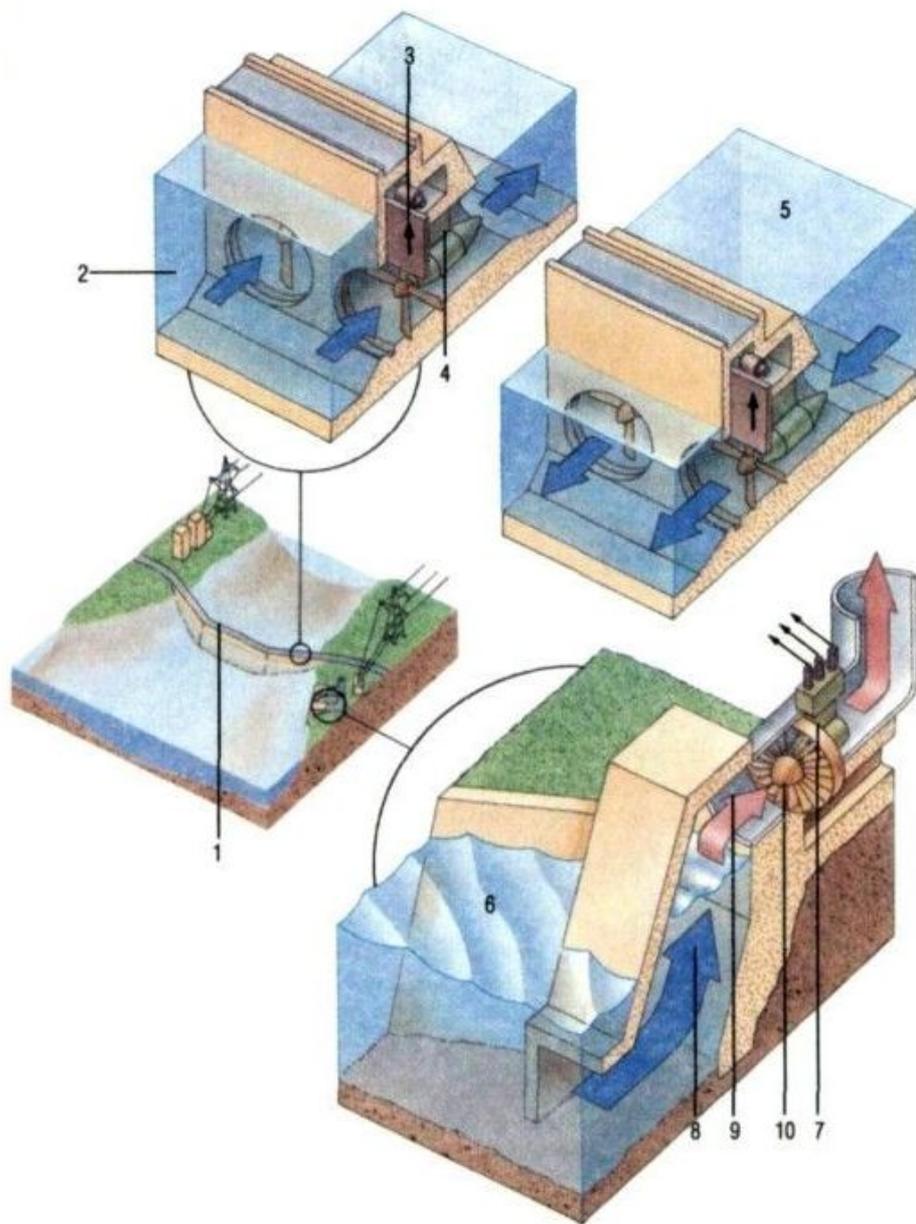
г — поворотнo-лопастное;

д — двухперовое;

е — диагональное



Приливная электростанция (ПЭС)



Электростанция, работающая на приливной энергии, использует плотину (1), перегораживающую эстуарий или залив. В плотину встроены турбины. Их вращает поток воды в обоих направлениях. Когда прилив поднимается, затворы в плотине остаются закрытыми, пока вода со стороны моря не превысит уровень (2). Тогда затворы открываются (3), и вливающийся приливной поток вращает турбины (4). Когда наступает отлив, процесс повторяется, но теперь затворы закрыты, пока вода в море не спадет ниже уровня, оставшегося в эстуарии (5). Второй способ укрощения энергии моря — электростанции, работающие на энергии волн (6). Ключевое различие в том, что турбину (7) вращает воздух, а не вода. Когда волна (смотри рисунки: Волна;) ударяется в берег, сила воды (8) выталкивает воздух (9) через лопасти турбины (10). Когда уровень воды спадает, воздух засасывается обратно, и снова вращает лопасти. 101

Ветроэнергетика и солнечная энергетика

Энергия ветра на земном шаре оценивается в 175 тыс.— 219 тыс.ТВт·ч в год, при этом развиваемая им мощность достигает $(20—25) \cdot 10^9$ кВт. Это примерно в 2,7 раза больше суммарного расхода энергии на планете. Считают, однако, что полезно может быть использовано только 5% от этой величины; в настоящее же время используется значительно меньше.

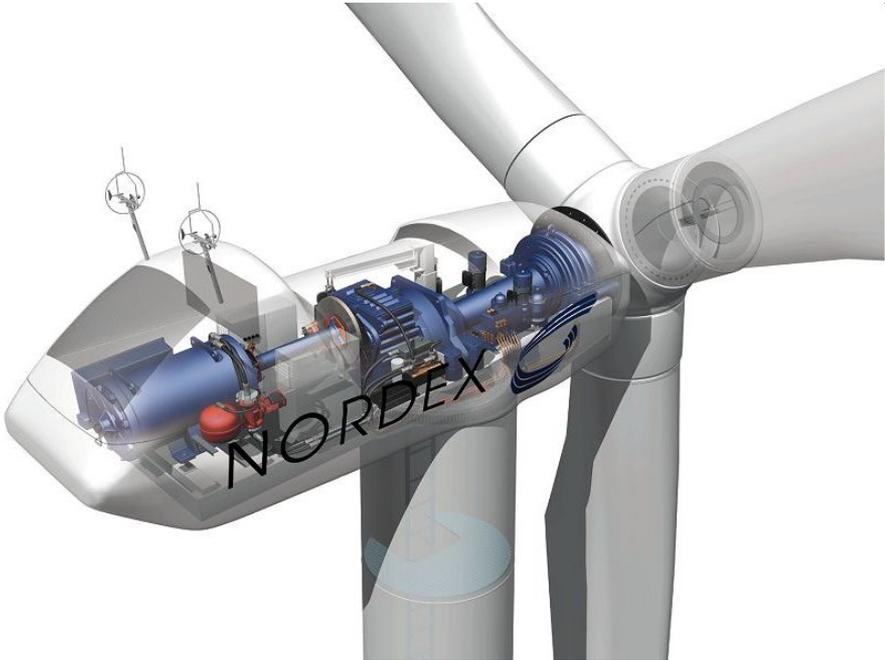
В настоящее время ветроэнергетика — одна из самых бурно развивающихся отраслей мировой электроэнергетики. В 60—70-е гг. XX в. большинство эксплуатируемых в Европе ВЭУ имело мощность до 20 кВт, затем — от 100 до 250 кВт; средняя мощность ВЭУ, выпущенных в 2002 г. в Германии, составила 1100 кВт. Тенденция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

Современные мощные ВЭУ более экономичны, стоимость 1 кВт установленной мощности таких установок ниже. Ветроколесо мощных ВЭУ находится на большой высоте, где скорость ветра выше.

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

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

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



Офшорная ВЭС в Дании (Vindeby)

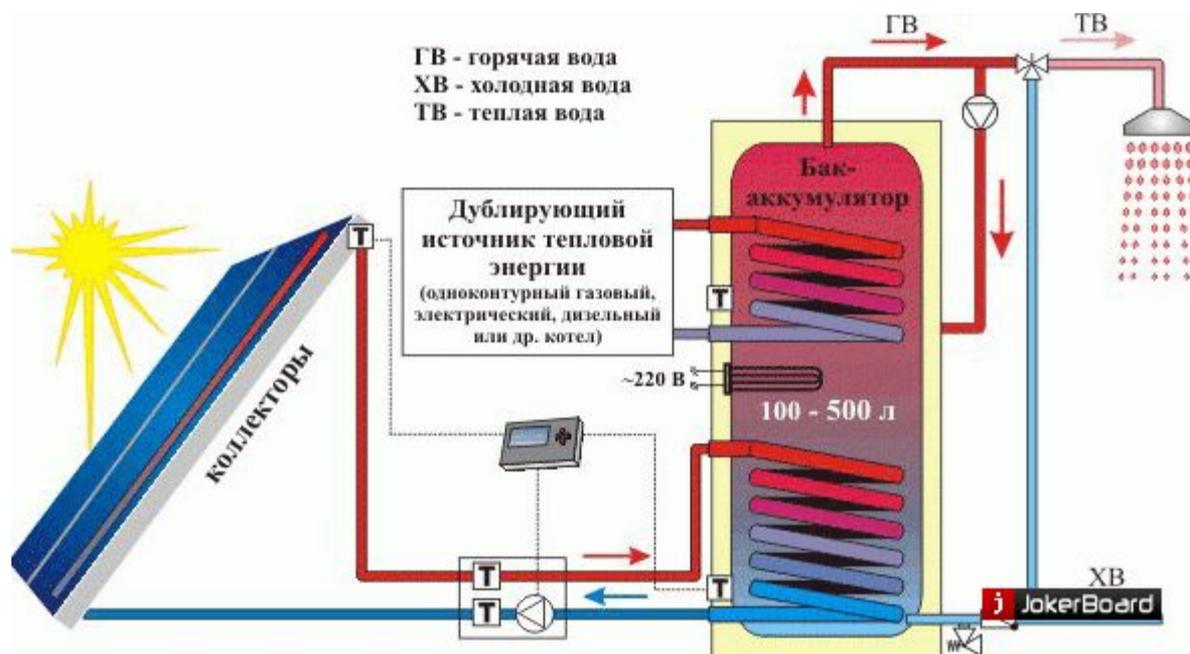


Шум в основном производят вращающиеся лопасти и работающие механические части ВЭУ, в первую очередь коробки передач. Из-за того, что шум, по существу, является признаком неэффективности, а также из-за многих жалоб, производители ветротурбин уделили этому вопросу первостепенное значение. В результате - за последние пять лет им удалось значительно понизить уровень шума, производимый работающими ВЭУ. Критическим считается уровень шума в 40 децибел, но если рассматривать шум как помеху для сна, то, естественно, этот уровень должен быть ниже. Допустимый уровень обычно достигается на расстоянии около 250 м от установленной ВЭУ. Тем не менее, вопрос отношения к шуму является и чисто психологическим; владелец машины, возможно, воспринимает шум, производимый работающим агрегатом как признак процветания, в то время как его соседи могут быть раздражены вторжением в "их пространство". Уровень шума от работы офшорной ВЭС на ближайшем к станции острове Туна составляет 15 децибел (тише, чем человеческий шепот), на территории Ютландии шума не слышно совсем.

Турбулентный след больших массивов ветротурбин



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





Солнечные фотоэлектрические установки (СФЭУ)

Наибольшее распространение получили СФЭУ на основе кремния трех видов: монокристаллического, поликристаллического и аморфного. В промышленном

производстве находятся СФЭУ со следующими КПД:

- 1) монокристаллический — 15—16% (до 24% на опытных образцах);
- 2) поликристаллический — 12—13% (до 16% на опытных образцах);
- 3) аморфный — 8—10% (до 14% на опытных образцах).

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

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





**Самое большое в мире здание
на солнечной энергии, город
Дэчжоу, провинция Шандун в
северо-западном Китае.**



**Площадь 75 000 квадратных
метров - здание спользуется
под различные мероприятия:
выставки, научные
исследования, есть
гостиница. Все здание
полностью обеспечивается
солнечной энергией.**