

Общая энергетика

Лекции ГТУ ПСУ АЭС ГЭС

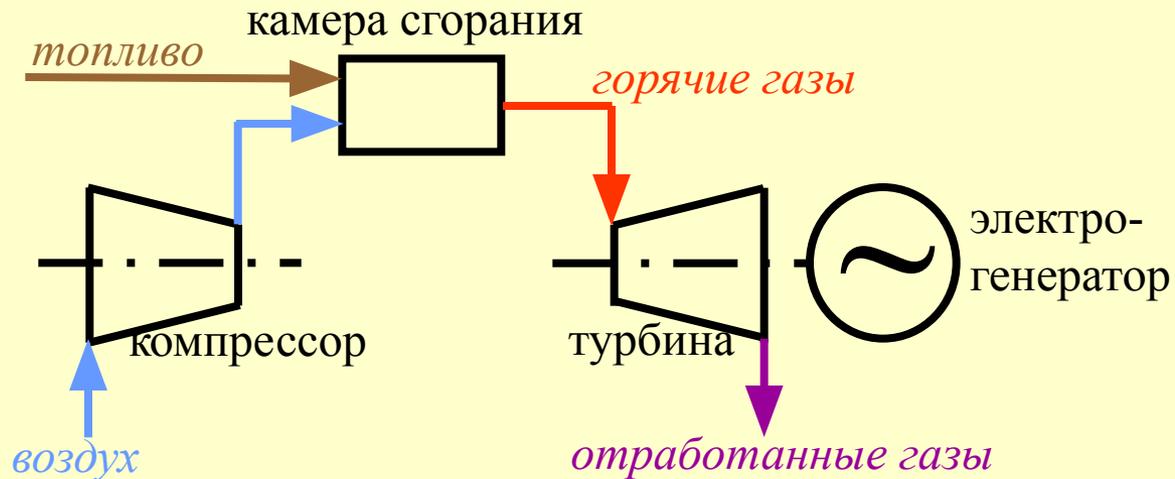
Газотурбинные установки

Газотурбинные установки (ГТУ) предназначены для получения **электроэнергии** при **сжигании топлива**, когда вращение турбины электрогенератора производится **газообразными продуктами сгорания**, а не посредством **водяного пара**.

По конструктивному исполнению и принципу преобразования энергии газовые турбины существенно не отличаются от паровых. Вместо громоздкого парогенератора в ГТУ используется относительно малогабаритная камера сгорания. Топливом служит **мазут** или **природный газ**.

Прошедшие турбину **продукты сгорания** при необходимости могут быть использованы для **нагрева воды** для теплоснабжения.

Устройство ГТУ



Простейшая ГТУ – ГТУ непрерывного сгорания.

Часть мощность, развиваемой турбиной, затрачивается на вращение компрессора (нагнетает воздух в камеру сгорания), а оставшаяся часть (полезная мощность) идет потребителю. Мощность, потребляемая компрессором, велика, и может в 2-3 раза превышать полезную мощность ГТУ. То есть в такой системе КПД невелик.

Старт производится от пускового мотора, с помощью которого производится раскрутка компрессора до запуска турбины.

Цикл ГТУ

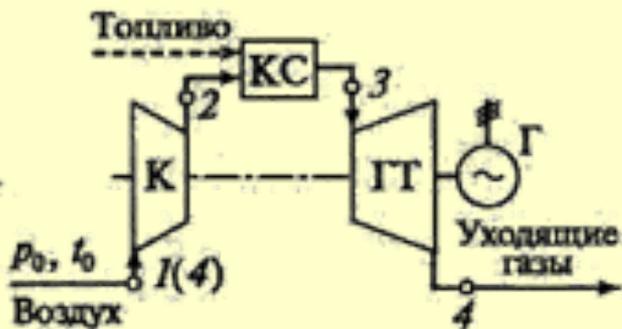
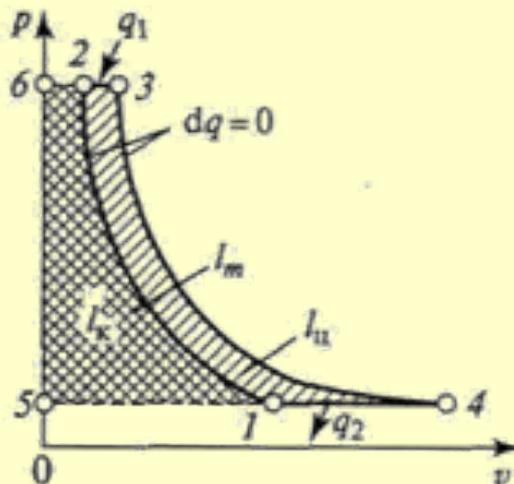


Рис. 2.10. Схема газотурбинной установки (ГТУ)



цикл газотурбинной установки

1—2—3—4

1-2 – адиабатное сжатие компрессором

2-3 -Сгорание топлива изобарным подводом теплоты

3-4 -адиабатное расширение в газовой турбине

4-1 - охлаждение выброшенных в атмосферу продуктов сгорания — изобарный отвод теплоты

Воздушный компрессор К сжимает атмосферный воздух, повышая его давление от p_0 до p_2 и непрерывно подает его в камеру сгорания КС. Туда же специальным насосом непрерывно подается необходимое количество жидкого топлива. Образующиеся в камере продукты сгорания выходят из нее с температурой T_3 и практически с тем же давлением p_2 (если не учитывать сопротивления), что и на выходе из компрессора ($p_2 = p_3$). Следовательно, горение топлива (т. е. подвод теплоты) происходит при постоянном давлении.

В газовой турбине (ГТ) продукты сгорания адиабатно расширяются, в результате чего их температура снижается до T_4 , а давление уменьшается до атмосферного p_0 . Весь перепад давлений $p_3 - p_0$ используется для получения технической работы в турбине l_{mex} . Большая часть этой работы l_k расходуется на привод компрессора, разность $l_{mex} - l_k$ затрачивается на производство электроэнергии в электрическом генераторе (Г) или на другие цели. Эта разность и составляет полезную работу цикла (расход энергии на привод топливного насоса невелик и в первом приближении его можно не учитывать).

Показатели ГТУ

ГТУ позволяют осуществлять работу при резкопеременной нагрузке. Они могут часто останавливаться, быстро запускаться, обеспечивать высокую скорость набора мощности и достаточно экономичную работу в широком диапазоне нагрузки. Используются как собственный источник электроэнергии на предприятиях и в небольших поселках. Стандартный порядок мощности – *100 МВт*.

При полной нагрузке КПД ГТУ составляет *27-28%*. Объем строительно-монтажных работ на газотурбинных электростанциях уменьшается в два раза, так как нет необходимости в сооружении котельного цеха и насосной станции.

Основные потери в ГТУ – потери с отработанными газами (*60-70%*). Они на выходе из турбины имеют температуру *400-450°C*. Поэтому эффективность использования возрастет при использовании ГТУ и для тепловодоснабжения по той же схеме, как и в ТЭЦ.

Парогазовые установки

Парогазовые электростанции – сочетание паровых и газовых турбин. Это объединение позволяет снизить потери тепловой энергии в газовых турбинах или теплоты уходящих газов паровых котлов. Тем самым обеспечивается повышение электрического КПД (до *58%*) по сравнению с отдельно взятыми паротурбинными и газотурбинными установками.

Парогазовые электростанции используют два вида рабочего тела – пар и газ – и относятся к классу бинарных установок.

Применяется **жидкое топливо (мазут)** или **газ (природный)**.

Схема относительно нова, но уже применяется на практике: например, на Сургутской ГРЭС-1 установлена ПГУ мощностью *250 МВт*, включающая паровую турбину К-210-130 (*210 МВт*) и газовую турбину мощностью *40 МВт*.

Как правило, такие системы используются в случае, когда необходимо максимизировать производство электроэнергии.

Принцип работы ПГУ

Устройство состоит из двух блоков:
газотурбинной (*ГТУ*) и паросиловой (*ПС*)
установок. В ГТУ вращение вала газовой
турбины обеспечивается образовавшимися в
результате сжигания топлива газами.

Образовавшиеся в камере сгорания продукты
горения вращают ротор турбины, а та крутит
вал генератора 1 и компрессора,
нагнетающего кислород в камеру сгорания.

Отработавшие в ГТУ, но все еще горячие газы
поступают в котел-утилизатор. Там они
нагревают пар до $t=400^{\circ}\text{C}$ и $P=80 \text{ атм}$,
достаточных для работы паровой турбины, на
валу которой находится генератор 2.



В газотурбинном цикле КПД не превышает 38% . В паросиловом цикле
используется еще около 20% энергии сгоревшего топлива. В сумме КПД всей
установки оказывается около 58% .

Разрабатываются и другие, пока опытные, типы комбинированных ПГУ.

Примеры парогазовых электростанций

Университетский городок UCLA (Лос-Анджелес, США)

Затраты: \$188 млн за 4 года (в конце 1990-х).

Состав: 2×*14.5 МВт* ГТУ; 1×*48 МВт* паровая турбина.

Принцип действия: ГТУ работают на природном газе и биогазе. Выхлоп этих турбин направляется к двум паровым котлам-утилизаторам, которые производят пар *400°C*. Он приводит в движение генератор паровой турбины, а часть этого пара через распределительную сеть направляется к более чем 100 зданиям городка для их отопления и горячего водоснабжения.

Экономия: закупки «внешнего» электричества сократились на 85%. Затраты окупались за 7-8 лет.

Лидская ТЭЦ (Белоруссия)

Газотурбинная установка ГТЭ-25 (на основе авиадвигателя НК-321) мощностью *25 МВт*, КПД не менее *36.4%*, температура на выходе *460°C*. Утилизируемое тепло – на паровую турбину мощностью *40 МВт*. Время останова и запуска установки – около 30 минут.

Северо-Западная ТЭЦ

Северо-Западная ТЭЦ (С.-Петербург, Ольгино) – первая в России ТЭЦ с парогазовым циклом.

Мощность на 2010 год – *900 МВт* (2 блока по *450 МВт*). Средняя выработка в первой половине 2010 г.- ок.*450000 МВт·ч* в месяц.

Оборудование – парогазовый энергоблок ПГУ-450Т (2 газовые турбины ГТЭ-160, по *160 МВт*; и паровая турбина Т-125/150-7.4, на *130 МВт*).

Использование парогазового цикла обеспечило КПД *51.5%*, экономию топлива (=> и снижение выбросов в атмосферу) до *25%*.

Максимальные приземные концентрации вредных веществ от ТЭЦ по всем ингредиентам с учетом фона не превышают 0,5 ПДК.

Потребители – экспорт в энергосистемы Финляндии, а также ЛенЭнерго, Псковская, Новгородская, Мурманская области.

Электростанции с двигателями внутреннего сгорания

Дизельные электростанции (ДЭС) – преобразует механическое вращение вала *двигателя внутреннего сгорания* (дизеля) в электроэнергию, вырабатываемую синхронным или асинхронным *генератором переменного тока*

Это самый распространенный тип локальных источников электроэнергии.

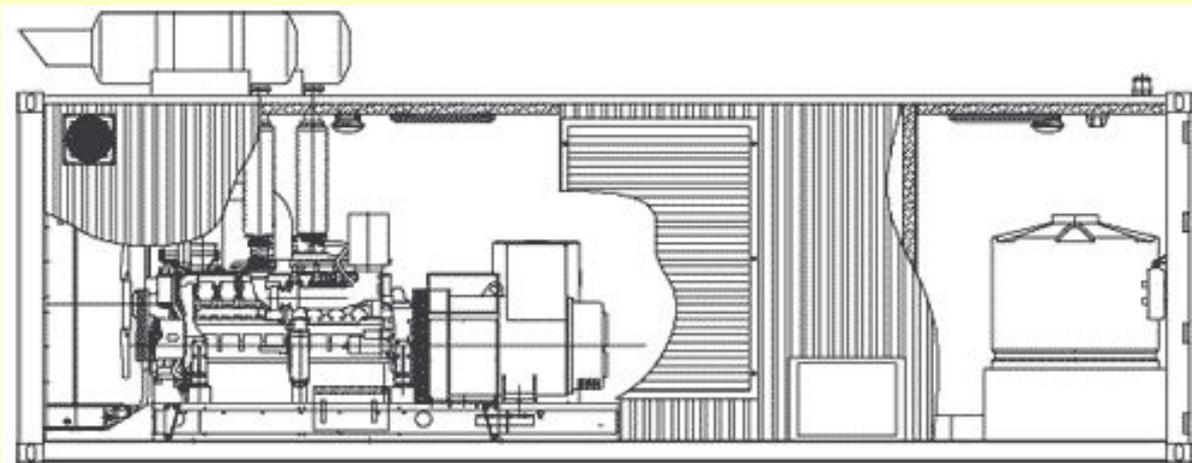
- ✓ ДЭС очень просты в изготовлении и обслуживании.
- ✓ ДЭС мобильны, автономны и потому широко используются в труднодоступных районах, в мобильном вооружении.

Дизель-генераторы используются в качестве резервных источников питания систем собственных нужд АЭС и крупных ТЭС.

Параметры ДЭС



Переносная ДЭС



Контейнерная ДЭС

Современные ДЭС представлены в очень широком диапазоне параметров в зависимости от предполагаемой сферы применения.

Они вырабатывают переменный ток (50 Гц , 1-3 фазы, $220-380 \text{ В}$), мощность составляет $0.5-5000 \text{ кВт}$, удельный расход топлива – $200-500 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$, масса – 20 (переносные)– 1500 (на автошасси)– 5000 (контейнерные) кг .

КПД ДЭС составляет в основном не более $25-30\%$.

Стоимость ДЭС составляет от $\$500$ до $\$1000000$.

Проблемы и перспективы ДЭС

Первоочередные **проблемы** использования ДЭС – **экологические** (выхлоп, утечка топлива и масла).

ДЭС применяются как основной источник энергии в условиях Крайнего Севера ⇒ себестоимость их энергии из-за завозного топлива и невысокого КПД достигает *20 руб/кВт·ч!!! (в 100 раз больше, чем электроэнергия, производимая на ГЭС, в 20 раз больше, чем электроэнергия, производимая на ТЭЦ и КЭС)*

Направления увеличения эффективности эксплуатации

- Использование выхлопов для нагрева воды (теплоснабжение)
- Использование дешевых типов топлива (например, сырая нефть)
- Совместная эксплуатация с нетрадиционными источниками энергии (например, ветроэлектростанции: ДЭС включается во время безветрия)

Влияние ТЭС на экологию

Отрицательное влияние ТЭС на окружающую среду связано: с расходом больших количеств кислорода на горение топлива; с выбросом в атмосферу CO₂, а также с повышением температуры окружающего воздуха. Кроме того, ТЭС, использующие органическое топливо, загрязняют окружающую среду окислами азота, серы, углерода, а также углеводородами.

На долю ТЭС приходится около 14 процентов общего загрязнения атмосферы техническими средствами, что составляет в год:

❖	диоксида серы –	27 млн. тонн
❖	диоксида углерода –	53 млн. тонн
❖	оксида азота –	9 млн. тонн
❖	углеводородов –	12 млн. тонн

CO₂ – столько же, сколько все люди и животные

Особенно опасны канцерогенные окислы азота.

Влияние ТЭС на экологию (продолжение)

В выбросах ТЭС присутствуют и радиоактивные элементы (изотопы углерода C^{14} и пр.) \Rightarrow фон вокруг ТЭС выше, чем вокруг АЭС.

ТЭС на *2400 МВт* при высоте дымовой трубы *180 м* создает концентрацию вредных выбросов в атмосферу, которые на расстоянии *1 км* от нее в 3-12 раз превышают ПДК.

ТЭС, работающие на каменном угле, создают значительные золоотвалы. Для ТЭС мощностью в 1 ГВт они ежегодно занимают площадь *0,5 км²* при высоте в *2 м*. Вообще, ТЭС, работающие на угле, загрязняют окружающую среду больше, чем на других видах топлива («рекорд» – Hazelwood, Австралия, ТЭС на буром угле).

ТЭС оказывают отрицательное воздействие и за счет сброса в водоемы охлаждающей воды, подогретой в конденсаторах. При этом происходит «тепловое загрязнение» водоемов и интенсивное размножение водорослей.

Самые грязные теплоэлектростанции, ТОР 10

(По «эффективности» выброса CO_2 – мегатонн на ТВт·ч)

1.	Hazelwood	Австралия 	1.58
2.	Edwardsport	США 	1.56
3.	Frimmersdorf	Германия 	1.27
4.	HR Milner	Канада 	1.25
5.	CTG Portes Gil	Мексика 	1.18
6.	Belchatow	Польша 	1.09
7.	Prunerov	Чехия 	1.07
8.	Niihamanishi	Япония 	1.02
9.	Cockenzie	Великобритания 	0.99
0.	Porto Tolle	Италия 	0.78

Снижение вредных выбросов на ТЭС

Производится оптимизация условий сгорания топлива для уменьшения удельного расхода топлива и снижения выбросов золы и вредных газов (*предварительная подготовка*: добавка малого количества воды в мазут на 30% снижает образование оксида азота; используются *оптимизированные горелочные устройства*).

Для улавливания летучей золы применяются циклонные сепараторы (центрифуга), фильтры и мокрые золоуловители (разбрызгиватели воды).

Зола в зависимости от вида топлива, метода его сжигания и способа удаления из топки котла может служить ценным сырьем для промышленности строительных материалов.

Применяются каталитические фильтры очистки отработавших газов (как и в автомобилях). Платиновые катализаторы для окисления «недогоревшего» топлива (углеводородов).

Снижение вредных выбросов на ТЭС (2)

ТЭС без выбросов CO₂ – Элсам, Дания (2006, 420 МВт). CO₂ из дыма связывается специальной жидкостью, которая при нагреве до 120°C отдает газ, собираемый в хранилище (исчерпанные газоносные слои). Технология снижает расходы на удаление CO₂ из выбросов с 60 до 30 € за тонну. Стоимость проекта – 16 млн € (пополам ЕС и частные предприятия), из которых 30% - на хранение CO₂. План – получить экономически выгодные технологии к 2020 г., снизить промышленные выбросы CO₂ в ЕС на 30% (т.е. полные выбросы CO₂ в ЕС – на 10%).

Расчеты показывают, что при применении данной технологии стоимость энергии возрастет на 50% (в т.ч. и из-за энергоемкости дополнительных процессов). Но полученный CO₂ можно закачивать в нефтяные скважины, увеличивая выход нефти с 40 до 60%. Тогда стоимость энергии вырастет всего на 30%.

Другой метод – очистка топлива, особенно каменного угля, от вредных примесей (серы, ртути). Основной метод – газификация с целью получения сепарируемых горючих газов и утилизируемых отходов. Также предлагается удаление влаги из угля => более полное сгорание. Разрабатываются в США и Австралии (большая доля использования угля в промышленности), инвестиции \$ 2.5 млрд.

По оценкам, проект станет экономически жизнеспособным не ранее 2025 года. Для заметного снижения выбросов надо инвестировать \$20 млрд в течении 10 лет

Снижение вредных выбросов на ТЭС (3)

Существующий в РФ алгоритм расчета ущерба природе приводит к малым суммам штрафов за выбросы.

Например, ТЭЦ-1 в Красноярске за превышение норм выброса и неоплату нормированных квот выброса была оштрафована на *200000 р.*, что сравнимо с ее доходами за день работы.

(Для сравнения, в Казахстане за превышение норм выброса двух ТЭЦ «Астана-Энерго» был начислен штраф *116 млн. тенге ≈ 25 млн.р.*)

Этого хватает лишь на содержание аппарата природоохранных ведомств и организацию контроля окружающей среды, средств для восполнения нанесенного ущерба нет.

Эксплуатационные затраты существующих установок комплексной химической очистки достигают *10%* от годового дохода предприятия. При этом относительный размер штрафных санкций равен *0.05%*.

Следовательно, сегодня в России у предприятий-загрязнителей полностью **отсутствуют экономические стимулы** к проведению природоохранных мероприятий!

Снижение вредных выбросов на ТЭС (4)

При сотрудничестве СПбГПУ и ЛенЭнерго была создана и испытана на ТЭЦ-15 (Автово) установка глубокой электронно-лучевой очистки (ЭЛО) топочных газов от окислов серы и азота.

Поток дыма обрабатывается пучком электронов, которые выбивают из основных молекул воздуха N_2 , O_2 , H_2O активные радикалы N , O , H , OH , которые доокисляют NO_x и SO_x до кислот HNO_3 и H_2SO_4 . При добавлении аммиака образуются твердые сухие соли аммония, которые легко собираются и используются как удобрение. Очищенный газ (степень очистки - до 98%) - в дымовую трубу.

	Установка, \$ млн.	Эксплуатация, \$ млн. в год	Доп.доход, \$ млн. в год
Хим. очистка	30	5	?
ЭЛО, импорт	24	4	0.5
ЭЛО, СПб	14	2.5	0.5

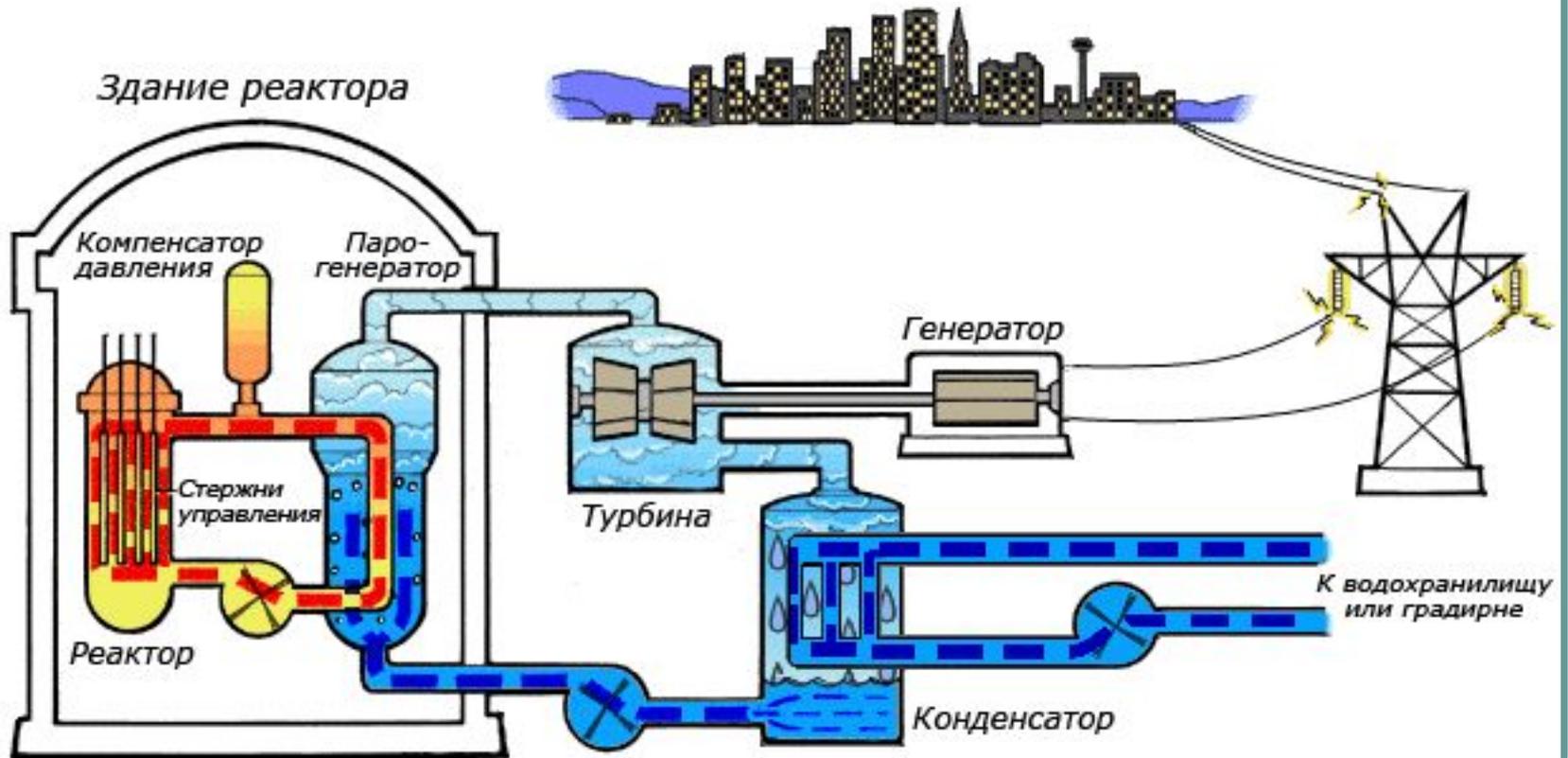
Выигрыш «нашей» схемы – в основном за счет более дешевых и экономичных в эксплуатации ускорителей электронов.

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
 - 2.1. Схема КЭС
 - 2.2. Оборудование КЭС
 - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

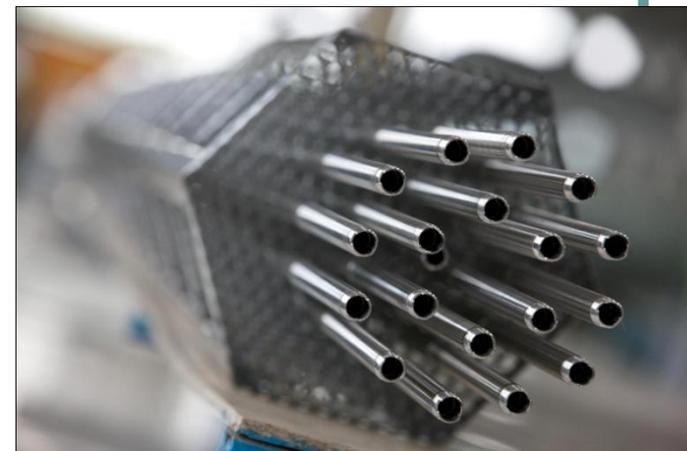
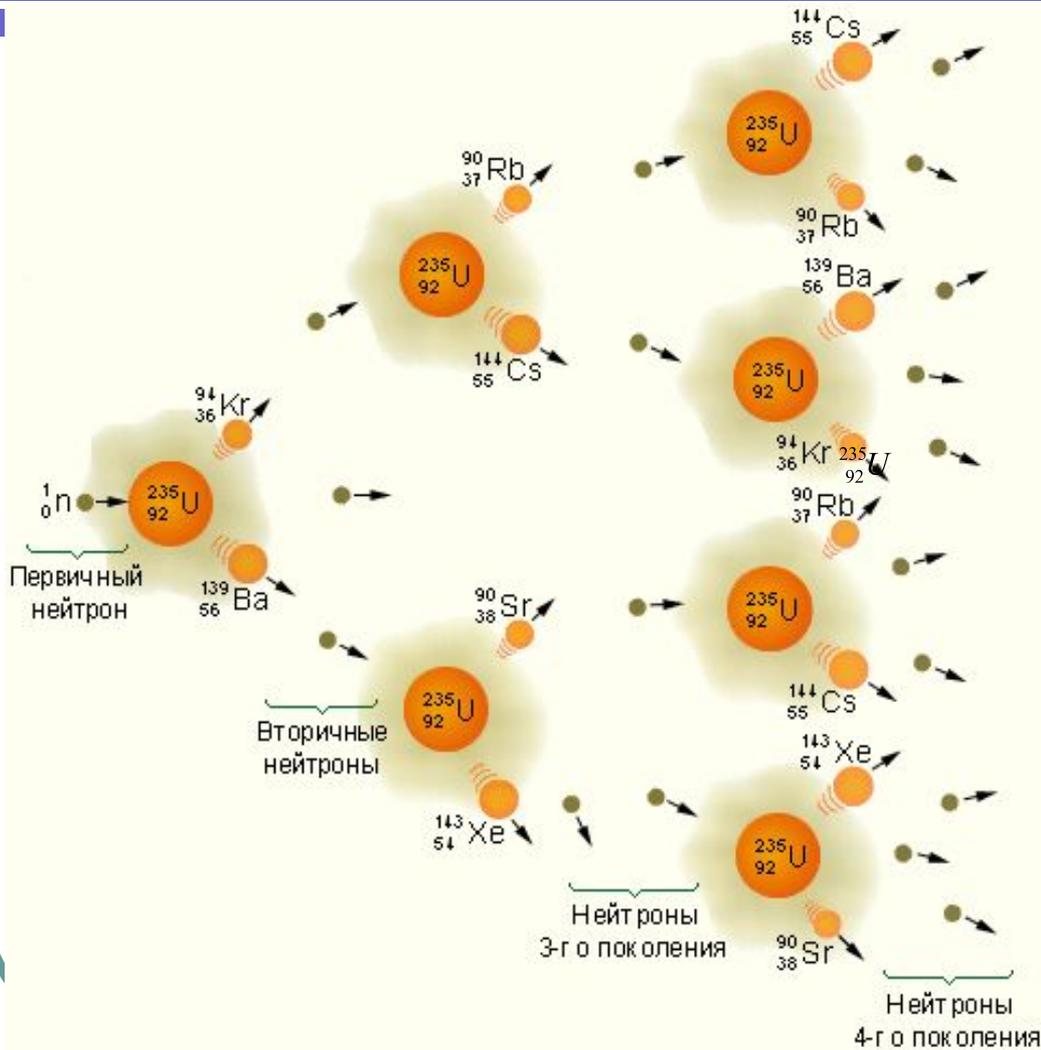
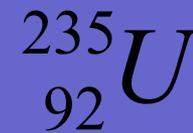
АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

- Обычные ТЭС принципиально отличаются от АЭС только тем, что рабочее тело на них получает теплоту в парогенераторах при сжигании органического топлива (на АЭС - в ядерных реакторах). Для подогревания воды и превращения ее в пар на ТЭС используется теплота, получаемая при сжигании угля, а на АЭС - теплота, получаемая с помощью управляемой ядерной реакции деления.
- На атомных электрических станциях тепловая энергия, которая идет на производство пара, выделяется при делении ядер атомов вещества, это вещество называется ядерным топливом или ядерным горючим. Им служит в основном обогащенный природный уран U^{238} в смеси с ураном U^{235} и иногда торий (Th^{232}). Ядерное топливо выделяет теплоты в миллион раз больше, чем лучшее органическое топливо.

Схема работы АЭС с (ВВЭР)



Ядерная реакция



ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент

Основные элементы ядерного реактора

- 1. *Ядерное топливо* – обычный или обогащенный уран, плутоний
- 2. *Замедлитель нейтронов* – если родившийся при делении ядра нейтрон ничем не затормозить, он не будет захвачен другим ядром рабочего урана U 235. Это графит, тяжелая вода, обычная вода.
- 3. *Отражатель* – это тот же замедлитель, но расположенный вокруг реактора, его атомы отражают нейтроны, стремящиеся покинуть реактор.
- 4. *Регулирующие стержни*. Они изготовлены из материалов, поглощающих нейтроны. Если в реакторе число нейтронов повышается (а это опасно), – стержни опускают в реактор. Если нейтронов слишком мало (падает мощность котла), – стержни поднимают.
- 5. *Теплоноситель* – вода, пар, расплавленные металлы, газы.

Принцип работы атомных электрических станций

- Основным элементом станции - **ядерный реактор**, который 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 тепловой энергии. Поэтому стержни с ядерным топливом называют тепловыделяющими элементами или сокращенно твэлами. Количество твэлов в активной зоне достигает до нескольких
- В активную зону помещают замедлитель нейтронов, через нее также проходит теплоноситель, под которым понимают вещество, служащее для отвода теплоты. В качестве теплоносителя используется обычная вода, тяжелая вода, водяной пар, жидкие металлы, некоторые инертные газы (углекислый газ, гелий). Теплоноситель с помощью принудительной циркуляции омывает в рабочих каналах поверхности твэлов, нагревается и уносит теплоту для дальнейшего использования. Активная зона окружена отражателем, который возвращает в нее вылетающие нейтроны.
- Мощность энергетического реактора определяется возможностями быстрого отвода теплоты из активной зоны.
- Основная часть энергии, выделяющейся при ядерной реакции в твэлах, идет на нагревание ядерного топлива, а небольшая часть - на нагревание замедлителя. Поскольку отвод теплоты происходит за счет конвективного теплообмена, то для повышения его интенсивности следует увеличивать скорость движения теплоносителя. Так, скорость движения воды в активной зоне составляет примерно 3 - 7 м/с, а скорость газов 30 - 80 м/с.
- Управление реактором производится с помощью специальных стержней, поглощающих нейтроны. Стержни вводятся в активную зону и изменяют поток нейтронов, а, следовательно, и интенсивность ядерной реакции

Принцип работы атомных электрических станций

- Общий вид и схемы работы АЭС:
- а – общий вид атомной электростанции: 1 – хранилища топлива;
- 2 – реакторные здания; 3 – машинный зал; 4 – электрическая подстанция;
- 5 – хранилище жидких отходов;

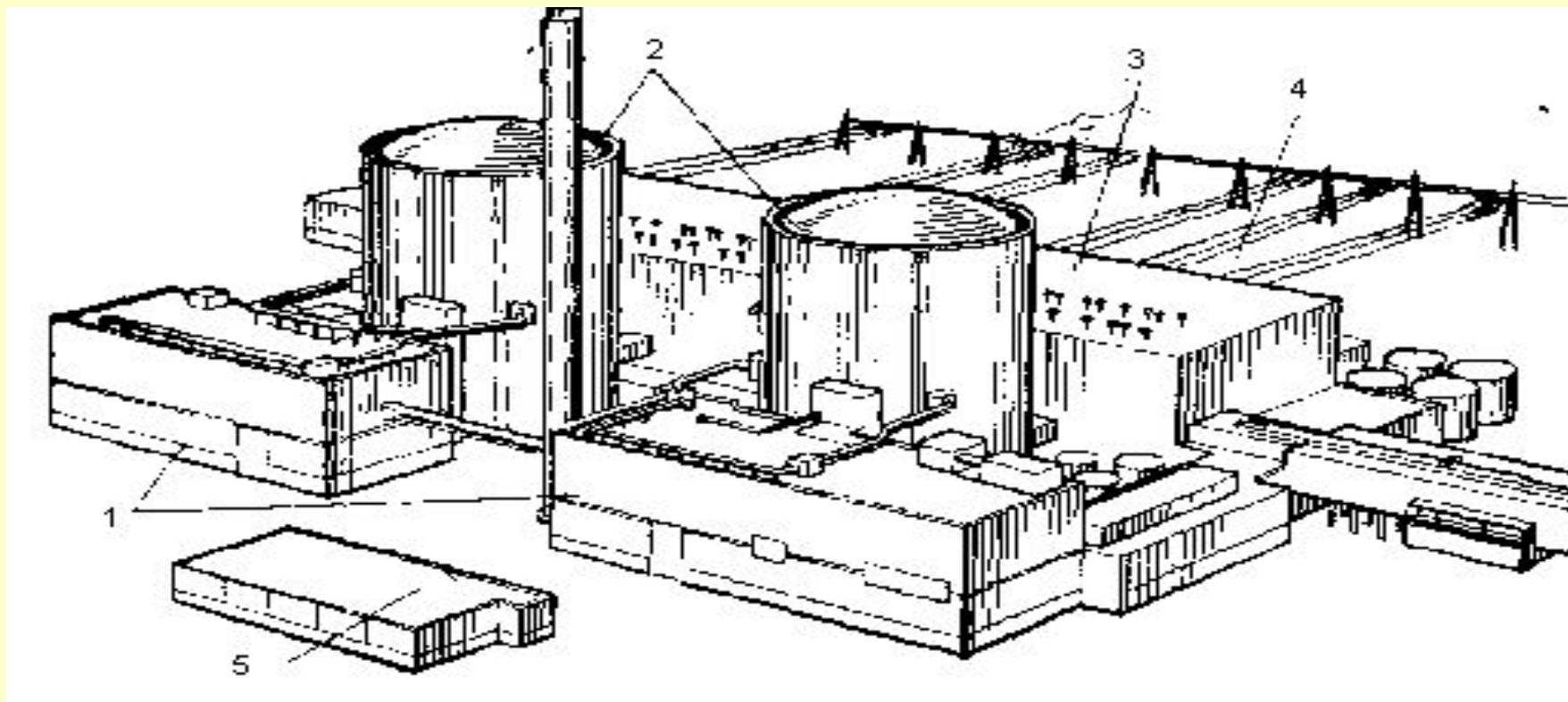
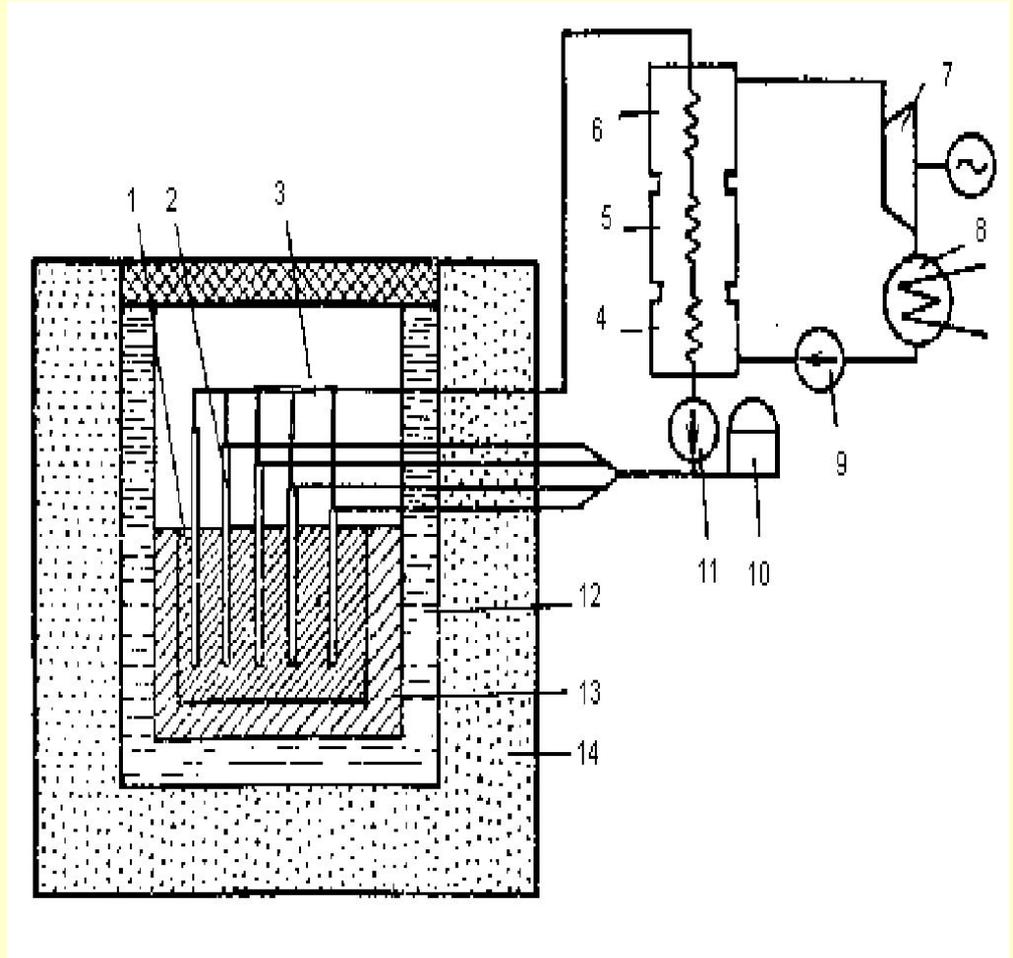


Схема первой АЭС

- Элементы первой АЭС
- 1 – графитовый замедлитель;
- 2 – стержни реактора;
- 3 – кольцевой коллектор;
- 4 – подогреватель;
- 5 – парогенератор;
- 6 – пароперегреватель;
- 7 – турбина;
- 8 – конденсатор;
- 9 – насос второго контура;
- 10 – компенсатор;
- 11 – насос первого контура;
- 12 – стальной кожух;
- 13 – графитовый отражатель;
- 4 – бетонная защита

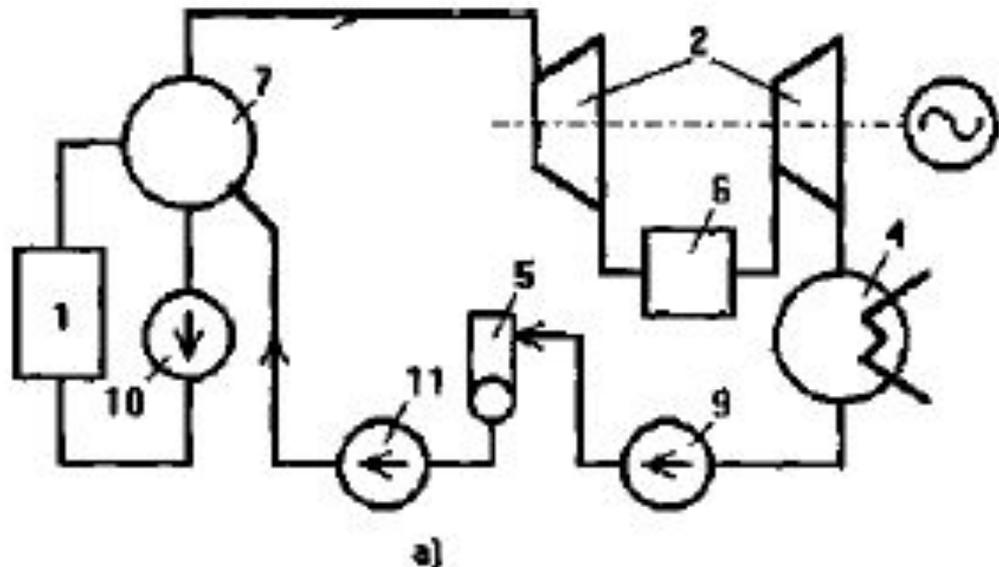


Типы ядерных реакторов

- Теплота, выделяемая в реакторе, может передаваться рабочему телу теплового двигателя (турбины) по одноконтурной, двухконтурной и трехконтурной схемам.
- Каждый контур представляет собой замкнутую систему.
- Схема АЭС, в которой пар, направляемый в турбину, производится реактором, называется **одноконтурной**
- Вода, в особенности содержащая твердые примеси, становится радиоактивной в корпусе реактора. Поэтому в одноконтурных АЭС все оборудование работает в радиационно-активных условиях. Это усложняет его эксплуатацию. Преимуществом таких АЭС является лишь простота конструкции.

Принципиальные схемы
одноконтурной АЭС:

- 1 – реактор; 2 – турбина;
 – парогенератор;
 4 – конденсатор;
 5 – деаэратор;
 6 – сепаратор;
 7 – паросборник;
 8 – компенсатор объема;
 9 – конденсатный насос;
 10 – циркуляционный насос;



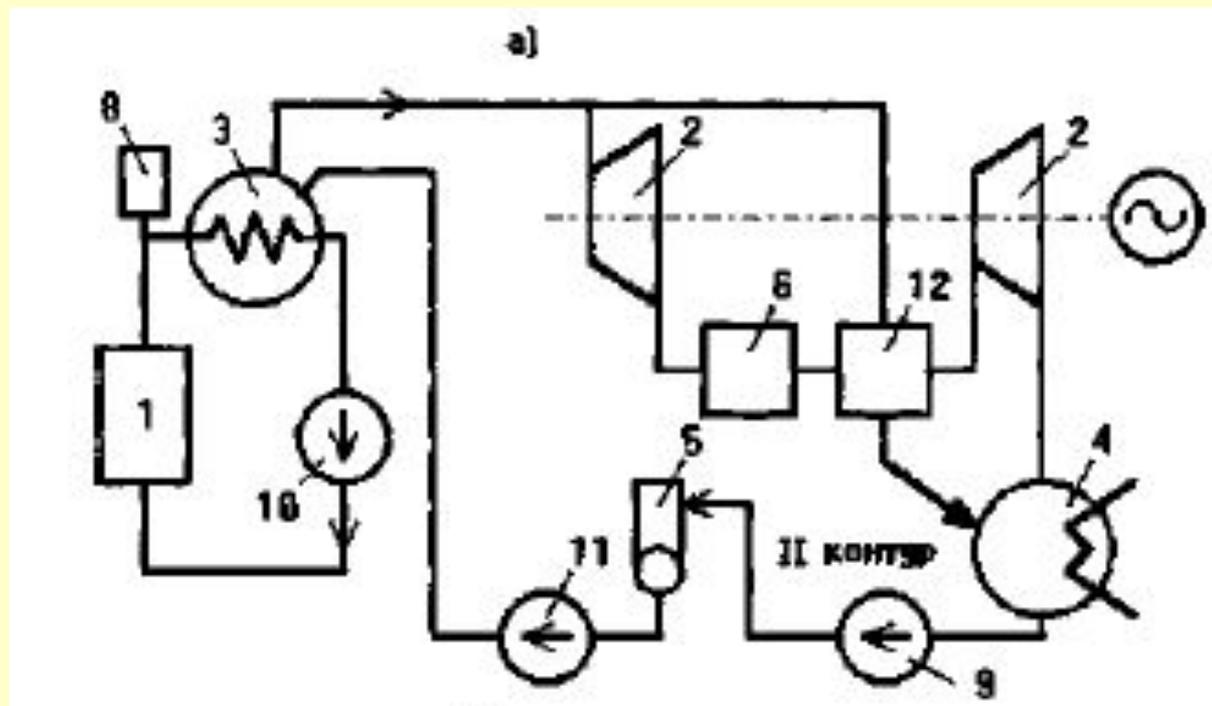
Типы ядерных реакторов

- В двухконтурных АЭС контуры первичного теплоносителя и рабочего тела разделены. Теплоноситель, циркулирующий в первом контуре, является источником теплоты для второго контура. Во втором контуре имеется парогенерирующее устройство, в котором образуется пар для паротурбинной установки. В этом случае рабочее тело обладает гораздо меньшей радиационной активностью, что упрощает эксплуатацию АЭС.
- В первом контуре двухконтурной АЭС поддерживается более высокое давление, чем давление пара во втором контуре, чтобы избежать вскипания воды. Для уменьшения давления в реакторе можно использовать теплоноситель кипящих при высокой температуре жидких металлов или газа..

Принципиальные схемы

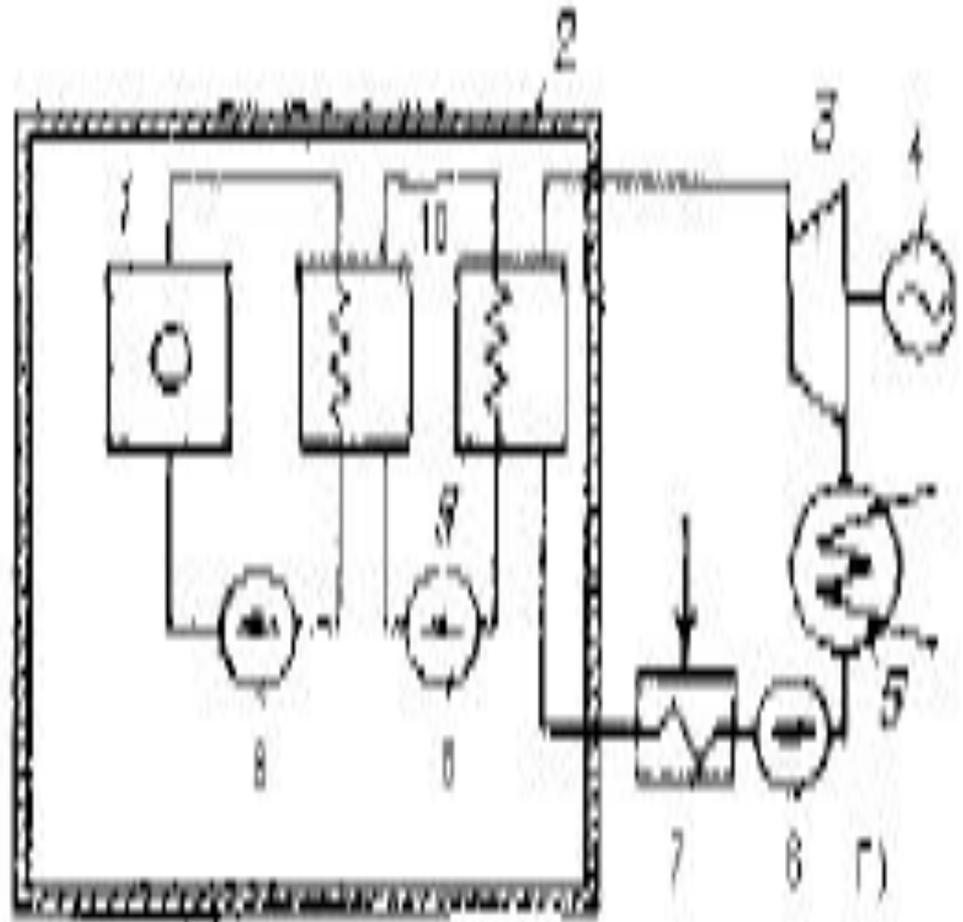
двухконтурной АЭС:

- 1 – реактор;
- 2 – турбина;
- 3 – парогенератор;
- 4 – конденсатор;
- 5 – деаэратор;
- 6 – сепаратор;
- 7 – паросборник;
- 8 – компенсатор объема;
- 9 – конденсатный насос;
- 10 – циркуляционный насос;
- 11 – питательный насос;
- 12 – промежуточный пароперегреватель



Трехконтурная АЭС

- схема работы трехконтурных АЭС; 1 – реактор с первичной биологической защитой;
- 2 – вторичная биологическая защита;
- 3 – турбина;
- 4 – электрический генератор;
- 5 – конденсатор или газоохладитель;
- 6 – насос или компрессор;
- 7 – регенеративный теплообменник;
- 8 – циркуляционный насос;
- 9 – парогенератор;
- 10 – промежуточный теплообменник



Классификация реакторов

- Реакторы делятся по следующим показателям:
 1. назначению: энергетические, исследовательские, экспериментальные;
 2. нейтронно-физическим характеристикам: реакторы на быстрых нейтронах, реакторы на промежуточных нейтронах, реакторы на тепловых нейтронах;
 3. виды ядерного топлива:
 - - природная урановая руда – в ней содержится 0,7% урана U235;
 - - малообогащенный уран – в нем содержится 1-2% U235;
 - - высокообогащенный уран - – в нем содержится более 90 % урана U235.
 4. роду замедлителя: вода, графит, тяжелая вода;
 5. роду теплоносителя: вода, пар, жидкие металлы, газы;
 6. конструктивными особенностям: корпусные, канальные.

Особенности АЭС

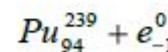
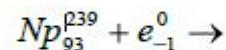
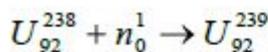
- В ядерном реакторе температура производимого пара существенно ниже, чем в парогенераторе ТЭС на органическом топливе, поскольку в первом применяется теплообменник и турбину вращает пар вторичного контура. В результате термический КПД АЭС только 30 %, в то время как для электростанций на угле, нефти или газе он достигает 40 %. А это означает, что при одинаковом производстве электроэнергии на АЭС образуется примерно в полтора раза больше сбросной теплоты, чем на электростанции на органическом топливе. Потенциально опасные отходы производства образуются на электростанциях обоих типов (ТЭС и АЭС). На АЭС – это отходы с высоким уровнем радиоактивности, значительная часть которых имеет длительное время полураспада.
- Так как для существующих АЭС характерен низкий перегрев то пар поступает в турбину насыщенным, поэтому при достижении предельной влажности (по условиям эрозийного износа лопаток 8-12%) он выводится из промежуточных ступеней турбины и пропускается через сепаратор для отделения влаги, а затем через пароперегреватель. Затем пар снова поступает в последующие ступени турбины
- Единичные мощности энергоблоков достигают 1000 МВт и более. Себе-стоимость производимой на АЭС энергии сопоставима с себестоимостью электроэнергии, отпускаемой с ТЭС.

РЕАКТОРЫ-РАЗМНОЖИТЕЛИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

- Природный уран состоит из смеси двух изотопов. Один из изотопов урана имеет атомный вес 235, а второй - атомный вес 238, причем изотоп урана с атомным весом 238 ($U\ 238$) очень широко распространен в природе. Природная урановая руда на 99,3% состоит из изотопов урана с атомным весом 238, и лишь 0,7% приходится на изотоп урана с атомным весом 235. Ядра $U\ 238$ делятся от нейтронов очень высоких энергий (быстрых нейтронов). Но количество нейтронов, полученных в результате деления, невелико – что не вызывает цепную реакцию этого изотопа. А для деления $U235$ нужны медленные нейтроны.
- Изотоп урана $U\ 235$ – является единственным встречающимся в природе делящимся изотопом и относится к невозобновимым ресурсам. Этот изотоп не образуется в природе, и если его запасы использовать в реакторах, он исчезнет навсегда. А изотоп урана $U\ 238$ является «бездельником» в обычных реакторах. Необходимо было создать такую технологию, чтобы использовать изотоп $U\ 238$, встречающийся в природе в гораздо больших количествах. Этот изотоп не поддерживает цепную реакцию, но может быть преобразован в элемент, который такую реакцию поддерживает.
- У ученых родилась блестящая идея – окружить урановые блоки слоем урана $U\ 238$. Нейтроны, которые не были захвачены в рабочем уране, будут захвачены этим слоем.

РЕАКТОРЫ-РАЗМНОЖИТЕЛИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

- Ядро урана U^{238} , захватившее нейтрон, преобразуется в ядро нептуния, которое, в свою очередь, дает очень важный элемент – плутоний. Ядра плутония распадаются так же легко, как ядра урана U^{235} .



- Подобно урану U^{238} ведут себя ядра тория. После захвата нейтрона ядро тория превращается в изотоп урана U^{233} , который, подобно плутонию, способен делиться.

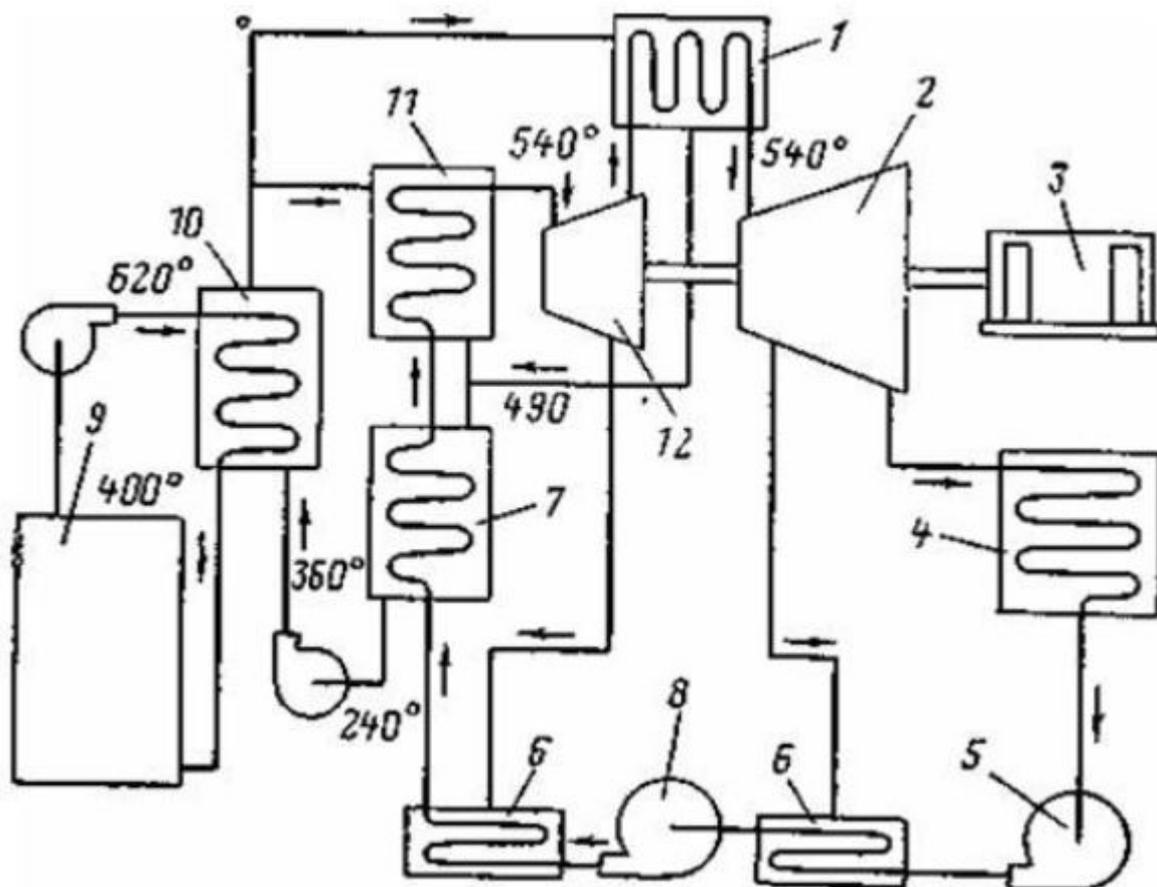


РЕАКТОРЫ-РАЗМНОЖИТЕЛИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

- Этот процесс представляет собой расширенное воспроизводство ядерного горючего (в печке горят дрова, но их количество не уменьшается, а даже становится больше).
- На смену утраченным выгоревшим ядрам урана $U\ 235$ появляются новые столь же полезные ядра плутония или урана $U\ 233$.
- Таким образом, ядерное топливо воспроизводится таким же или более быстрым темпом, чем оно расходуется. При этом более распространенный изо-топ урана $U\ 238$ превращается в делящийся материал, что существенно увеличивает ресурсную базу ядерной энергетики.
- В реакторе–размножителе на быстрых нейтронах в качестве теплоносителя нельзя использовать воду, так как замедление нейтронов здесь нежелательно. Вместо нее в современных конструкциях в качестве теплоносителя используется жидкий натрий.

Принципиальная схема реактора-размножителя на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем:

- 1 – сепаратор перегреватель;
- 2 – турбина низкого давления;
- 3 – генератор;
- 4 – конденсатор;
- 5 – конденсационный насос;
- 6 – регенеративные теплообменники;
- 7 – испаритель;
- 8 – питательный насос;
- 9 – реактор;
- 10 – промежуточный теплообменник;
- 11 – пароперегреватель;
- 12 – турбина высокого давления



Биологическая защита

- Биологическая защита выполняет функции изоляции реактора от окружающего пространства, т. е. от проникновения за пределы реактора мощных потоков нейтронов, α -, β -, γ -лучей и осколков деления. Защита реактора выполняется в виде толстого слоя (до нескольких метров) бетона с внутренними каналами, по которым циркулирует вода или воздух для отвода теплоты. Количество этой теплоты равно 3 - 5 % от всей выделенной в реакторе энергии.
- Защита должна ограничивать уровни излучений до значений, не превышающих допустимых доз как при работе реактора, так и при его останове.
- Биологическая защита, в первую очередь, предназначена для создания безопасных условий работы обслуживающего персонала. Поэтому все излучающие устройства (первый контур) помещаются внутри защитной оболочки.

Типы реакторов

- Самый распространенный тип реакторов – ВВЭР -(корпусных водоводяной энергетический реактор)

Кроме в (ВВЭР) используются созданные нашими учеными каналные реакторы типа РБМК и реакторы-размножители на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем типа БН.

Основные преимущества атомной энергетики:

- 1) АЭС почти не зависят от месторасположения источников сырья вследствие компактности ядерного топлива и легкой его транспортировки. Однако для охлаждения АЭС необходим мощный источник воды (морской или пресной);
- 2) сооружение мощных энергетических блоков имеет благоприятные перспективы, так как один реактор может дать электрическую мощность около 2 ГВт;
- 3) малый расход горючего не требует загрузки транспорта;
- 4) АЭС практически не загрязняют окружающую среду.

Достоинства атомных станций

- Достоинства атомных станций:
- Сравнительный объем топлива, используемого за год одним реактором типа ВВЭР-1000 Небольшой объём используемого топлива и возможность его повторного использования после переработки (для сравнения, ежедневно одна только Троицкая ГРЭС мощностью 2000 МВт сжигает за сутки два железнодорожных состава угля);
- Высокая мощность: 1000—1600 МВт на энергоблок;
- Низкая себестоимость энергии, особенно тепловой.
- Возможность размещения в регионах, расположенных вдали от крупных водоэнергетических ресурсов, крупных месторождений угля, в местах, где ограничены возможности для использования солнечной или ветряной электроэнергетики.
- При работе АЭС в атмосферу выбрасывается некоторое количество ионизированного газа, однако обычная тепловая электростанция вместе с дымом выводит еще большее количество радиационных выбросов, из-за естественного содержания радиоактивных элементов в каменном угле.

Недостатки атомных станций

- Облучённое топливо опасно, требует сложных и дорогих мер по переработке и хранению;
- Нежелателен режим работы с переменной мощностью для реакторов, работающих на тепловых нейтронах;
- С точки зрения статистики и страхования крупные аварии крайне маловероятны, однако последствия такого инцидента крайне тяжёлые;
- Большие капитальные вложения, как удельные, на 1 МВт установленной мощности для блоков мощностью менее 700—800 МВт, так и общие, необходимые для постройки станции, её инфраструктуры, а также в случае возможной ликвидации.

АЭС России

- Первая советская АЭС была построена в 1954 году в городе Обнинске. Это двухконтурная АЭС. В реактор погружено 128 семиметровых стержней с графитовым замедлителем. Масса ядерного топлива составляет 550 кг.
- На начало 1991г. в стране действовало 15 АЭС с 47 энергоблоками. На промышленных АЭС в основном установлены энергетические ядерные реакторы с водой под давлением корпусного типа (ВВЭР– 600 и ВВЭР- 1000) и каналные водографитовые реакторы РБМК-1000 и РБМК-1500, суммарная установленная мощность которых приведена ниже:

Тип реактора	Число	Мощность, МВт
• ВВЭР-1000	16	16000
• ВВЭР-440	8	3212
• ВВЭР-365	1	365
• РБМК-1000	14	14000
• РБМК-1500	2	3000
• АМБ-200	1	160
• ЭГЦ-6	4	48
• БН-600	1	600

Действующие АЭС России

- Балаковская
- Белоярская
- Билибинская
- Волгодонская
- Калининская
- Кольская
- Курская
- Ленинградская
- Нововоронежская
- Смоленская

Крупнейшие АЭС России

- Ленинградская (мощность
4000 МВт)



- Калининская (мощность
3000 МВт)

- Курская (мощность 4000 МВт)



Смоленская (мощность 3000 МВт)

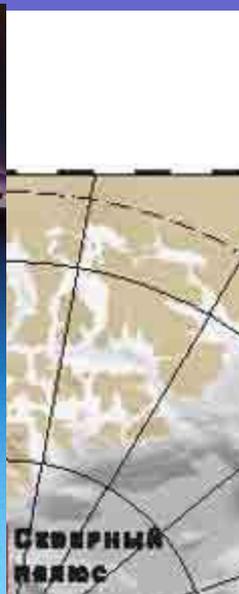
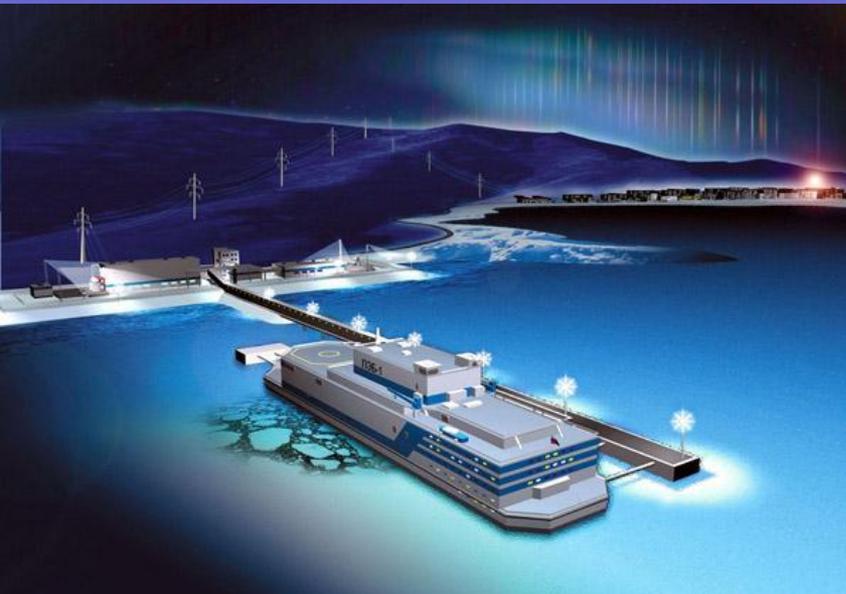
Проектируемые атомные станции

- Нижегородская
- Плавучая
- Калининградская
- Северская
- Тверская

БИЛИБИНСКАЯ АТОМНАЯ ТЕПЛО-ЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ. Магаданская область. Машинный зал



География планируемого размещения ПАТЭС в России



Использование энергии водных ресурсов

«Хотя в мире нет предмета, который был бы слабее и нежнее воды, но она может разрушить самый твердый предмет»

древнекитайский философ Лао-цзы (IV–III вв. до н. э.)

1. Водные ресурсы

Запасы воды в гидросфере

Составляющие гидросферы	Объем воды, тыс. км³	% общего объема
Мировой океан	1370323,2	93,96
Подземные воды	60000	4,12
В том числе активного водообмена	4000	0,27
Ледники	24000	1,65
Озера	280	0,019
Почвенная влага	85	0,006
Пары атмосферы	14	0,001
Речные воды	1,2	0,0001
Итого в запасы воды в гидросфере	1454193	100

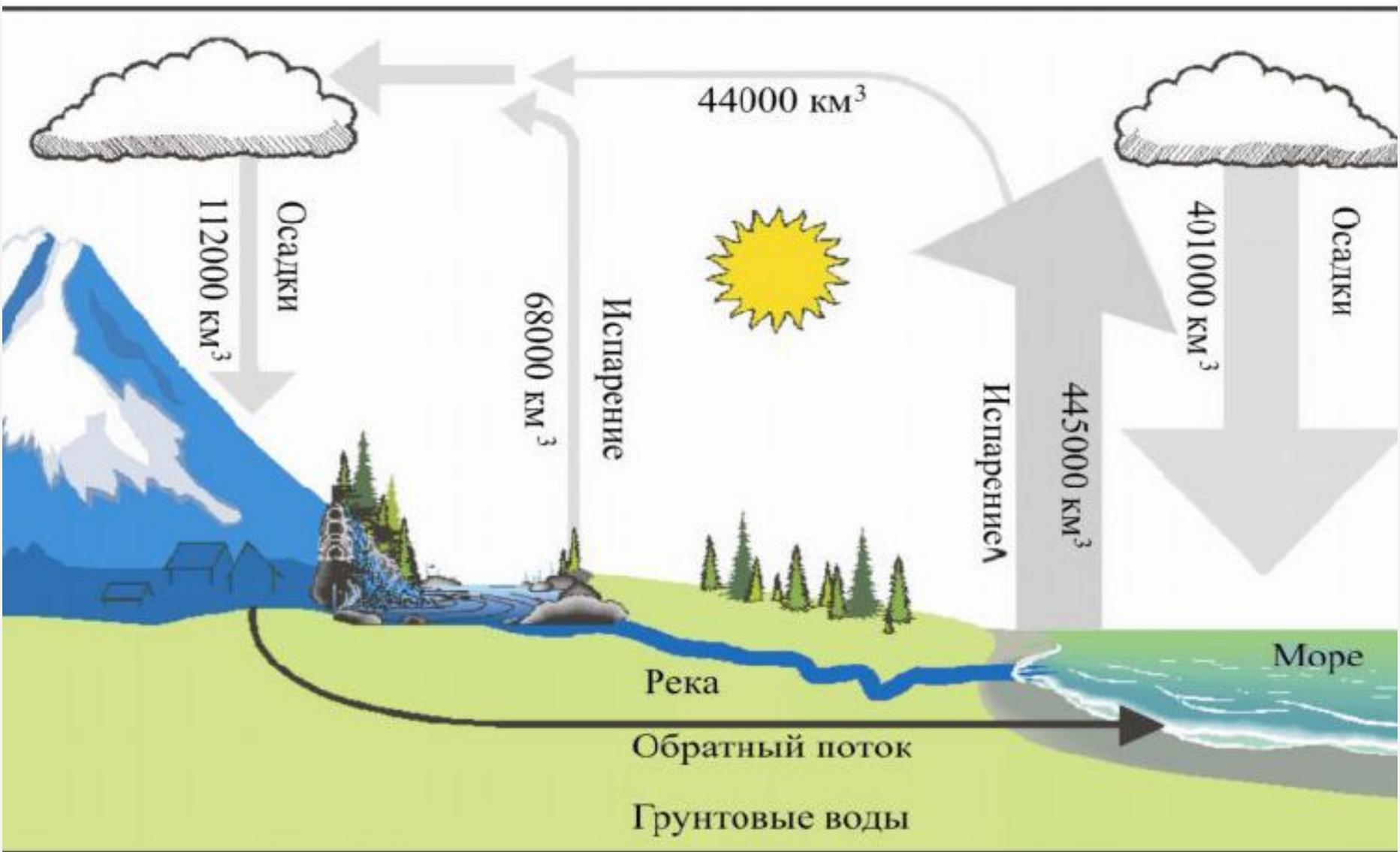


Рис. Круговорот воды в природе

Доля выработки электроэнергии за счет ГЭУ

Страна	Парагвай	Норвегия	КР	Бразилия	Венесуэла	Канада	Швейцария	Швеция	Россия	КНР	США
%	99,9	98,9	90	83,3	66,8	58,3	53,9	42,2	18,8	15,8	6,5

Гидроэнергетические ресурсы речного стока

Гидравлическая энергия рек представляет собой работу, которую совершает текущая в них вода.

Силой, осуществляющей работу водного потока, является собственный вес воды.

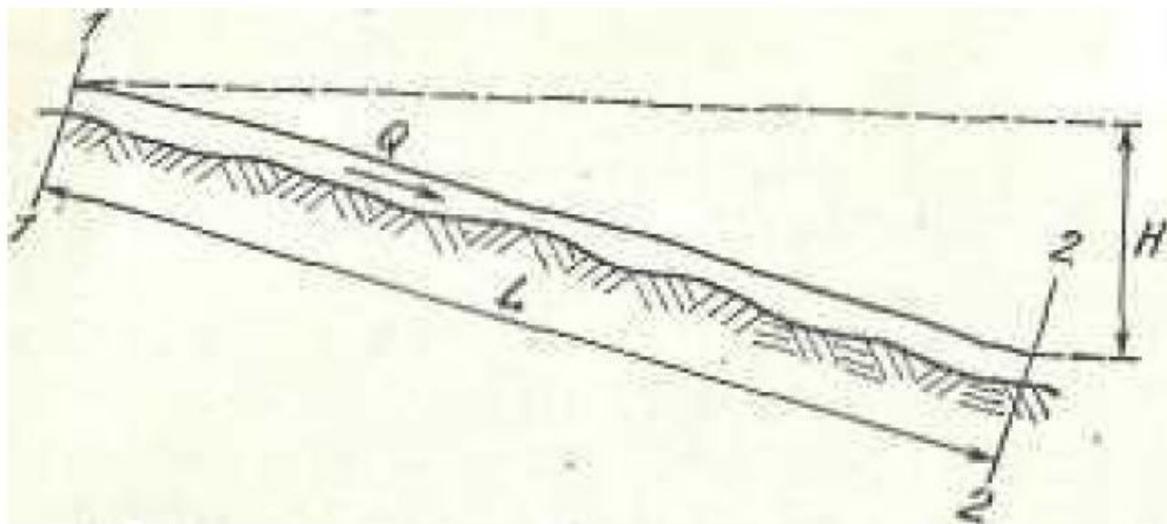


Рис. Схематический продольный профиль участка реки

$$N_{\text{вод}} = g_3 \cdot Q \cdot H \cdot \rho_{\text{воды}} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \rho_{\text{воды}},$$

Q - расход воды через турбину, м³/с;

H - падение участка водотока (напор), м;

$\rho_{\text{воды}}$ - плотность воды

$g_3 = 9,81$ - ускорение свободного падения, м/с²;

Энергия морей и океанов

Энергия Мирового океана включает в себя энергию ветровых волн, океанических течений, приливов, прибоев, градиентов солености и теплоты.

Приливная энергия:

Средняя потенциальная мощность за приливной период:

$$N_{\text{прил}} = \frac{\rho_{\text{воды}} \cdot g_3 \cdot H^2 \cdot A}{2 \cdot \tau},$$

где H - высота прилива, м; A - площадь бассейна, м²; τ - период естественного прилива (для полусуточного составляет 12 ч. 25 мин.), с;

Энергия волн морей и океанов.

Полная энергия волны складывается из потенциальной и кинетической энергий:

$$E = E_n + E_k = \frac{\rho_{\text{воды}} \cdot g_3 \cdot H^2 \cdot \lambda \cdot b}{8},$$

где H - высота волны, м; λ - длина волны, м;
 b - ширина фронта волны, м;

- Энергия морских течений
- Тепловая энергия океана

Для преобразования энергии волн в электрическую энергию используются семь волновых эффектов:

- Периодическое изменение уровня воды в точке относительно стабилизированного тела;
- Разность фаз колебаний уровня воды в пространственно разнесенных точках;
- Разность фаз колебаний гидростатического давления в пространственно разнесенных точках;
- Разность фаз колебаний суммарного давления воды в пространственно разнесенных точках;
- Наклоны волновой поверхности;
- Концентрация волновой энергии по фронту или по глубине;
- Комбинации различных эффектов.

2. Гидроэнергетические установки и их ТИПЫ

- Гидроэнергетические установки (ГЭУ) - это совокупность компонентов, связанных между собой и служащих для преобразования энергии (кинетической и потенциальной) в электрическую или наоборот.
- В зависимости от преобразования и использования гидравлической энергии различают следующие основные типы ГЭУ:
 - *гидроэлектростанции (ГЭС)*
 - *насосные станции (НС)*
 - *гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)*
 - *приливные электростанции (ПЭС)*
 - *волновые гидроэлектростанции (ВГЭС)*
 - *малые гидроэлектростанции (МГЭС)*

Гидроэлектрическая станция (ГЭС) –

гидроэнергетическая установка, включающая в себя плотину, которая перегораживает реку и создает подъем уровня воды, и здание станции, в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы и другое электрическое и механическое оборудование.



Мощность $N_{гэс}$ (Вт) гидроэлектростанции:

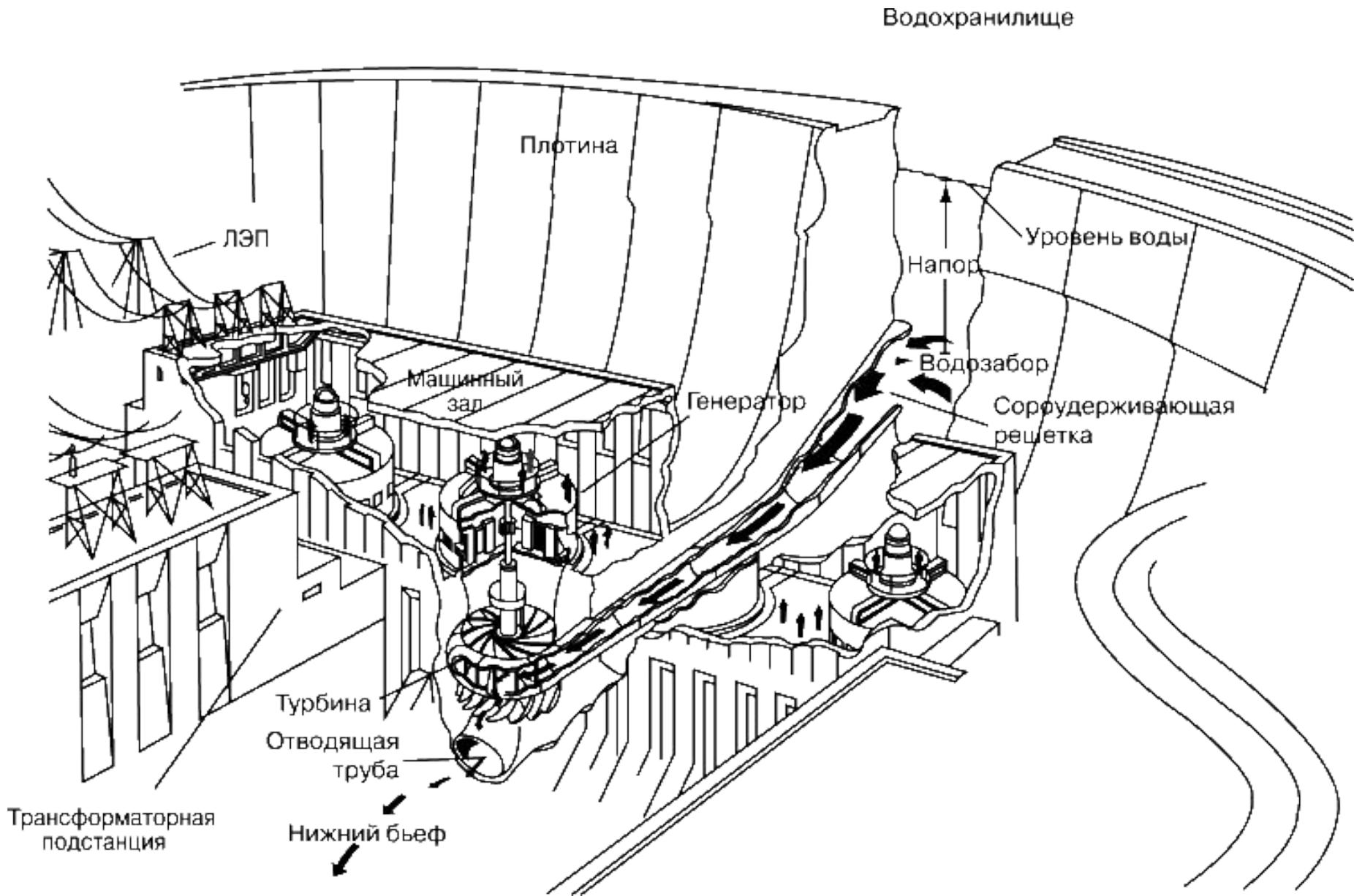
$$N_{гэс} = g_3 \cdot Q_{гэс} \cdot H_{гэс} \cdot \rho_{воды} \cdot \eta_{гэс},$$

где $Q_{гэс}$ - расход воды через турбину, м³/с;

$H_{гэс}$ - напор, разница уровней верхнего и нижнего бьефом, м;

$\eta_{гэс}$ - общий КПД гидроэлектростанции.

Схема ГЭС



<https://www.youtube.com/watch?v=De47OX2oSF08>
элементарно о гэс

<https://www.youtube.com/watch?v=uPjJ Cmzm7w>
Как работает гэс

Принцип работы

Общий принцип работы:

ГЭС преобразуют кинетическую энергию падающей воды в механическую энергию вращения турбины, а турбина приводит во вращение электромашинный генератор тока.

Необходимый напор воды образуется посредством строительства **плотины**, и как следствие концентрации реки в определенном месте, или деривацией — естественным током воды.

Цепь гидротехнических сооружений обеспечивает необходимый напор воды, поступающей на лопасти **гидротурбины**, которая приводит в действие генераторы, вырабатывающие электроэнергию.

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

Крупнейшие по мощности ГЭС мира

	Название	Страна	Река	Год постройки	Общая мощность, тыс. МВт	Максимальная выработка электроэнергии, млрд кВт·ч
1	Санься («Три ущелья»)	Китай	Янцзы	2003	18,3 (октябрь 2008 г.)	80,8
2	Итайпу	Бразилия/ Парагвай	Парана	1984	14	94,7
3	Гури (Симон Боливар)	Венесуэла	Карони	1978	10,2	46
4	Тукуруи	Бразилия	Токантинс	1984	8,4	21
5	Саяно-Шушенская	Россия	Енисей	1978	6,4	26,8
6	Красноярская	Россия	Енисей	1967	6	20,4
7	Гран-Кули	США	Колумбия	1942	6*	
8	Робер-Бурасса	Канада	Ла-Гранд	1979	5,6	...
9	Чёрчилл-Фолс	Канада	Чёрчилл	1971	5,4	35
10	Лонгтан	Китай	Хуншуйхэ	2009	4,9	18,7
11	Братская	Россия	Ангара	1961	4,5	22,6

* По некоторым оценкам 6,8 тыс. МВт.

Крупнейшие гидроэлектростанции России:

По состоянию на 2010 год в России имеется 15 действующих, достраиваемых и находящихся в замороженном строительстве гидравлических электростанций свыше 1000 МВт и около сотни гидроэлектростанций меньшей мощности.

Наименование	Мощность, ГВт	Ср.год. выработка, млрд кВт-ч	Расположение
Саяно-Шушенская ГЭС	0,00 (6,40)*	23,50	р. Енисей, г. Саяногорск
Красноярская ГЭС	6,00	20,40	р. Енисей, г. Дивногорск
Братская ГЭС	4,52	22,60	р. Ангара, г. Братск
Усть-Илимская ГЭС	3,84	21,70	р. Ангара, г. Усть-Илимск
Богучанская ГЭС	3,00	17,60	р. Ангара, г. Кодинск
Волжская ГЭС	2,55	12,30	р. Волга, г. Волжский
Жигулёвская ГЭС	2,32	10,50	р. Волга, г. Жигулевск
Бурейская ГЭС	1,98	7,10	р. Бурей, пос. Талакан
Чебоксарская ГЭС	1,40	3,31	р. Волга, г. Новочебоксарск
Саратовская ГЭС	1,27	5,35	р. Волга, г. Балаково
Зейская ГЭС	1,33	4,91	р. Зея, г. Зея
Нижекамская ГЭС	1,25	2,67	р. Кама, г. Набережные Челны
Загорская ГАЭС	1,20	1,95	р. Кунья, пос. Богородское
Воткинская ГЭС	1,02	2,60	р. Кама, г. Чайковский
Чиркейская ГЭС	1,00	2,47	р. Сулак

Крупнейшие гидроэлектростанции России



Кликните для получения дополнительной информации

Установленная мощность

● 1 ГВт



● 7 ГВт



По состоянию на 2009 г., в России 15 действующих и достраиваемых ГЭС мощностью свыше 1000 МВт и более сотни гидроэлектростанций меньшей мощности

По способу создания напора ГЭС различают три основные схемы: плотинная, деривационная и плотинно-деривационная <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/section-2/2-4>

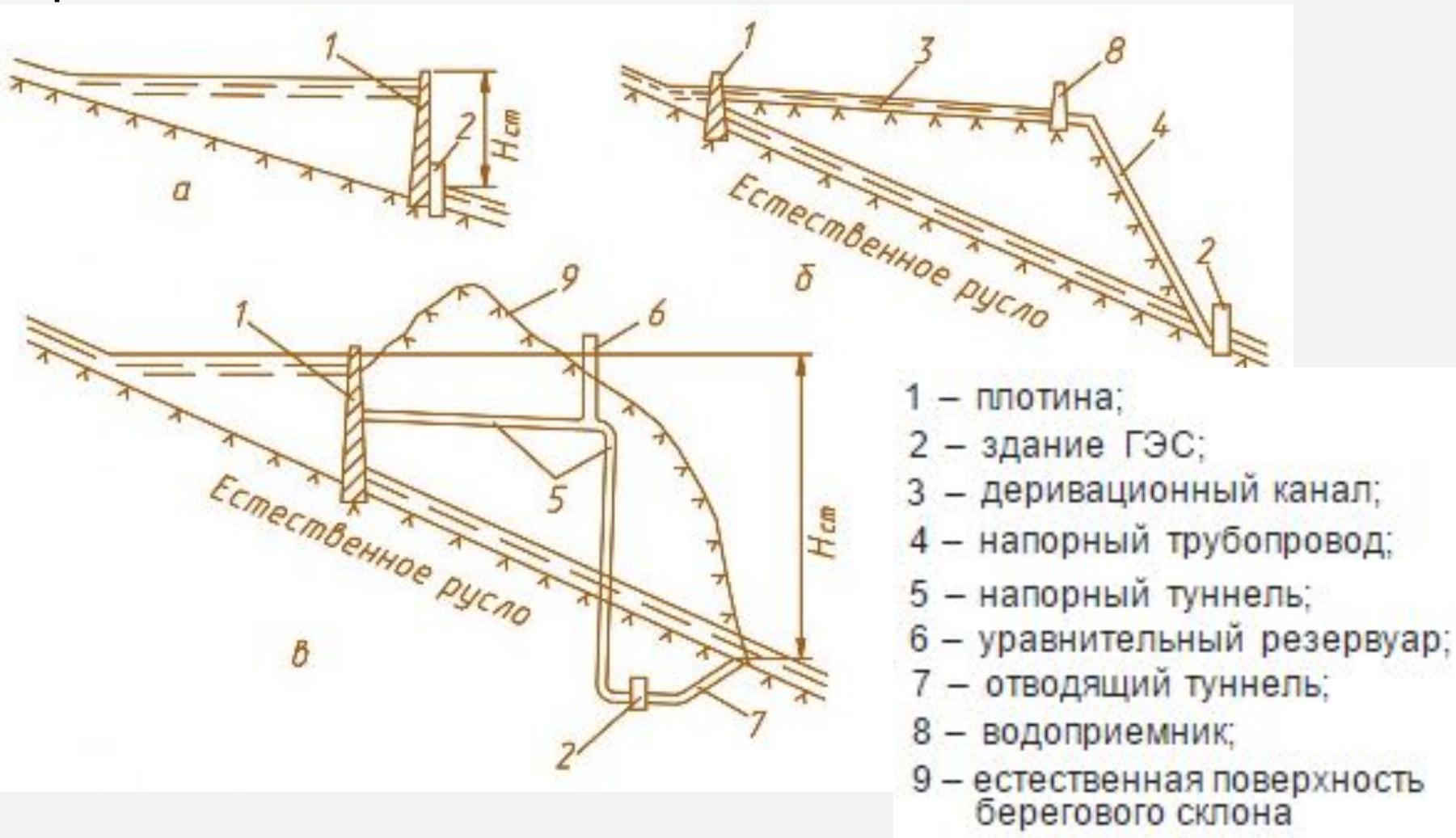


Рис. Принципиальные схемы ГЭС: а) плотинная; б) деривационная; в) комбинированная



Плотина Дворжак, в 219 метров высотой– третья самая высокая плотина в США и самая высокая прямоосная дамба в Западном полушарии.



Теребля-Рикская ГЭС (за зданием ГЭС виден «выходной портал» туннеля и металлический водовод длиной 350 м)

Насосная станция – гидроэнергетическая установка, предназначенная для перекачки воды с низких отметок на высокие и для перемещения воды в удаленные пункты.

Потребляет электрическую энергию, которая преобразуется в полезную для перекачки воды.

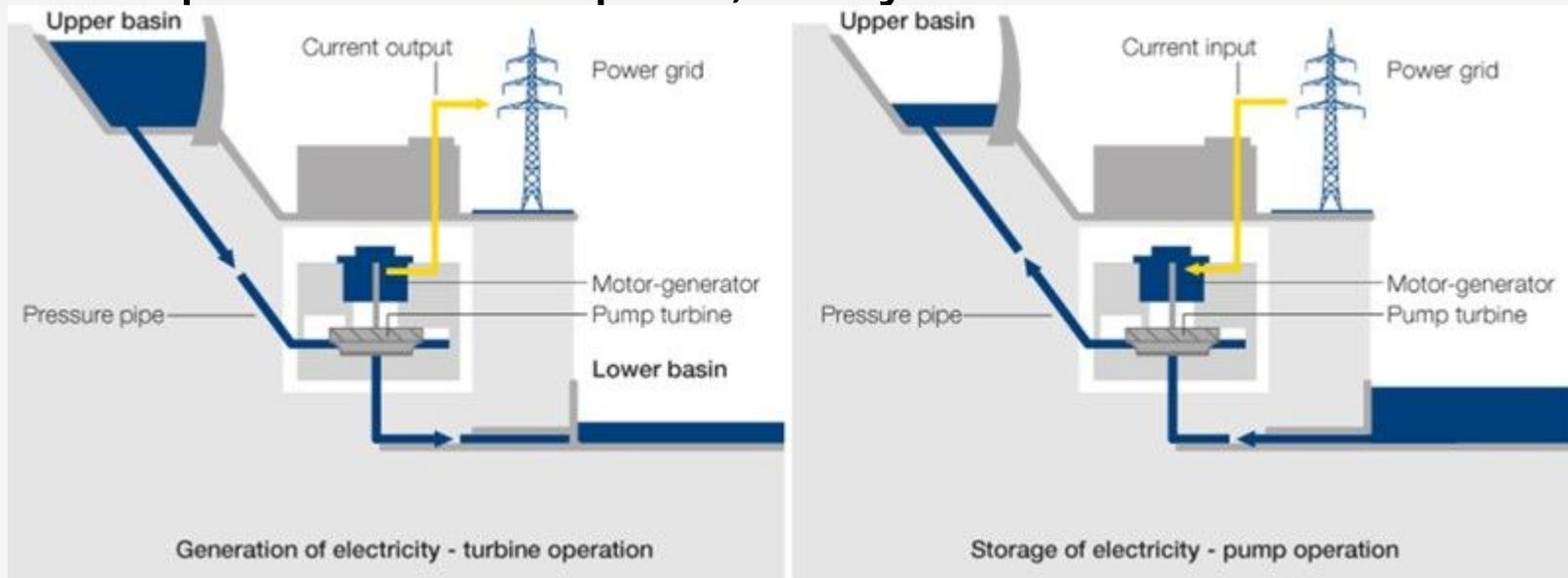
гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) –

гидроэнергетическая установка, совмещающая работу гидроэлектростанции и насосной станции

В часы пониженных нагрузок энергосистемы – режим насосной станции (потребляет электроэнергию)

В пики энергопотребления - режим ГЭС (вырабатывает электроэнергию)

Вследствие потерь ГАЭС отдает в систему около 70-75% электрической энергии, получаемой ею из системы.



Задача

¶

Определить мощность, вырабатываемую генераторами деривационной ГЭС (рис. 1) при условии, что глубина потока и ширина в безнапорном участке водовода одинаковы, по заданным параметрам. ¶

Q_H (м³/с) -- расход воды; ¶

Z_1 (м) -- уровень напорного бассейна относительно уровня моря; ¶

Z_2 (м) -- уровень воды в отводящем канале относительно уровня моря; ¶

L (м) -- длина безнапорного участка; ¶

V_6 (м/с) -- скорость воды на безнапорном участке; ¶

V_5 (м/с) -- скорость воды на напорном участке; ¶

α (град.) -- наклон на напорном участке; ¶

d (м) -- диаметр трубы напорного трубопровода; ¶

η_m -- КПД турбин; ¶

η_g -- КПД генераторов. ¶

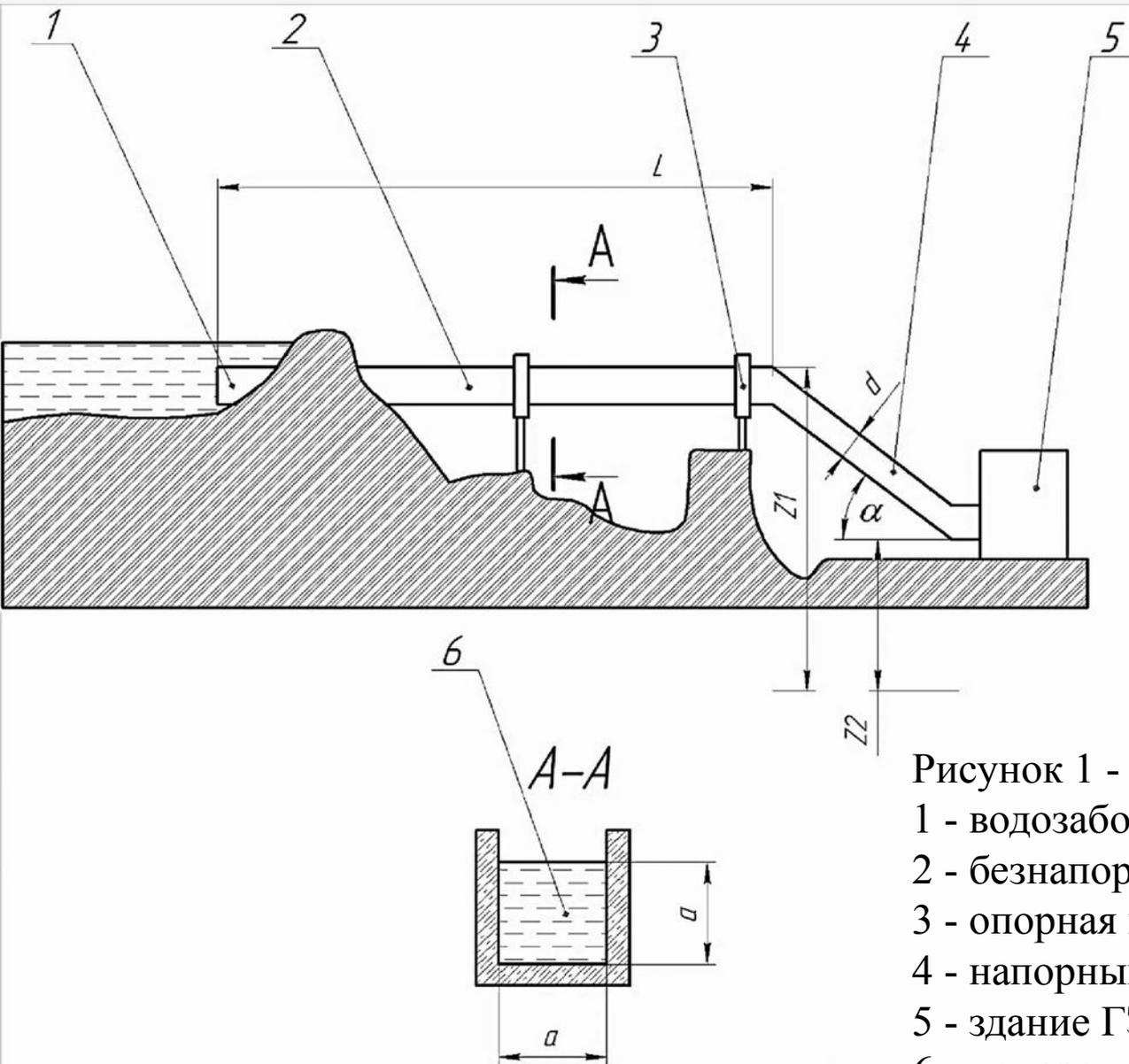


Рисунок 1 - Схема деривационной ГЭС

- 1 - водозаборное устройство;
- 2 - безнапорный участок водовода (лоток);
- 3 - опорная конструкция водовода;
- 4 - напорный участок водовода;
- 5 - здание ГЭС;
- 6 - поперечное сечение безнапорного участка водовода

Исходные данные для расчета

№ варианта	Q_H (м ³ /с)	z_1 (м)	z_2 (м)	L (м)	V_6 (м/с)	V_h (м/с)	α (град)	d (м)	η_m (о.е.)	η_r (о.е.)
1	0,91	34,00	54,00	108,00	0,16	1,60	34,00	0,85	0,80	0,89
2	0,91	98,00	143,00	58,00	0,52	2,40	23,00	0,69	0,80	0,81
3	0,48	3,00	60,00	74,00	0,72	2,30	75,00	0,52	0,88	0,83
4	0,88	9,00	89,00	99,00	0,20	2,30	23,00	0,70	0,90	0,88
5	0,65	0,00	63,00	68,00	0,68	2,70	40,00	0,55	0,85	0,89
6	0,13	75,00	78,00	115,00	0,16	2,10	24,00	0,28	0,87	0,88
7	0,54	84,00	182,00	17,00	0,32	2,50	65,00	0,52	0,81	0,83
8	0,68	72,00	173,00	61,00	0,72	1,90	51,00	0,68	0,87	0,89
9	0,71	4,00	39,00	53,00	0,60	2,20	76,00	0,64	0,83	0,89
10	0,97	22,00	117,00	54,00	0,28	0,40	22,00	1,76	0,88	0,83
11	0,08	74,00	170,00	8,00	0,36	1,50	47,00	0,26	0,83	0,83
12	0,62	86,00	147,00	19,00	0,32	1,10	31,00	0,85	0,81	0,84
13	0,18	8,00	79,00	68,00	0,68	2,90	56,00	0,28	0,83	0,83
14	0,52	95,00	161,00	66,00	0,28	2,70	23,00	0,50	0,90	0,85
15	0,26	36,00	97,00	117,00	0,68	2,10	23,00	0,40	0,83	0,83
16	0,14	32,00	119,00	70,00	0,52	3,20	62,00	0,24	0,90	0,80
17	0,79	77,00	134,00	109,00	0,64	2,80	56,00	0,60	0,88	0,82
18	0,83	90,00	154,00	15,00	0,56	1,90	18,00	0,75	0,87	0,83
19	0,76	18,00	46,00	15,00	0,40	3,00	35,00	0,57	0,88	0,88
20	0,74	18,00	55,00	82,00	0,80	2,80	45,00	0,58	0,86	0,85

Порядок расчёта

Площадь живого сечения лотка на безнапорном участке (рис. -1): ¶

Сторона смоченной поверхности (рис. -1): ¶

$$a = \sqrt{S} \quad \uparrow$$

Смоченный периметр: ¶

$$\chi = 3a \quad \uparrow$$

Гидравлический радиус безнапорного участка водовода: ¶

$$R = \frac{S}{\chi} \quad \uparrow$$

Для определения потерь на трение на безнапорном участке

определяется коэффициент Шези: $C = R \cdot \frac{0,15}{n} \quad \uparrow$

где n -- коэффициент шероховатости, который для бетонных лотков можно принять из диапазона 0,012-0,014. ¶

Необходимый уклон на безнапорном участке определяют по формуле

$$\text{Шези: } i = \frac{V_B^2}{C^2 R} \quad \uparrow$$

Порядок расчёта

Потери напора на напорном участке водовода: ¶

$$\Delta h_{\text{н}} = i \cdot L, \quad \text{¶}$$

где L — длина безнапорного участка водовода. ¶

Длина напорного участка водовода: $\dots L_{\text{н}} = (Z_2 - Z_1) / \cos \alpha$ ¶

Потери напора на напорном участке водовода: ¶

$$\dots \Delta h_{\text{н}} = (0,83 \cdot \lambda \cdot L_{\text{н}} \cdot Q_{\text{н}}^2) / d^5, \quad \text{¶}$$

где λ — коэффициент трения воды о стенки труб, принимается равным 0,02-0,03; ¶

$Q_{\text{н}}$ — действительный расход на напорном участке без учёта потерь на испарение воды на участке деривации; ¶

d — диаметр трубопровода. ¶

Порядок расчёта

Мощность потока воды на уровне Z_2 без учёта потерь напора на закруглениях водовода: ¶

$$P_{\text{в}} = Q_{\text{в}} \cdot \rho \cdot g \cdot (Z_1 - Z_2 - \Delta h_{\text{б}} - \Delta h_{\text{н}}), \quad \text{¶}$$

где g — ускорение свободного падения; ¶

$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды. ¶

Механическая мощность на валу турбины: ¶

$$P_{\text{мех}} = P_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{т}} \quad \text{¶}$$

Электрическая мощность генераторов деривационной ГЭС: ¶

$$P_{\text{эл}} = P_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{г}} \quad \text{¶}$$

Задача 2 дз

Считается, что действительный КПД η океанической ТЭС, использующей температурный перепад поверхностных и глубинных вод $(T_1 - T_2) = \Delta T$ и работающей по циклу Ренкина, вдвое меньше термического КПД установки, работающей по циклу Карно, η^k . Оценить возможную величину действительного КПД ОТЭС, рабочим телом которой является аммиак, если температура воды на поверхности океана t_1 , °С, а температура воды на глубине океана t_2 , °С. Какой расход теплой воды V , т/ч потребуется для ОТЭС мощностью N МВт?

Считать, что плотность воды $\rho = 1 \cdot 10^3$ кг/м³, а удельная массовая теплоемкость $C_d = 4,2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К).

Величины и единицы их измерения	Численные значения величин, выбираемые по последней цифре шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
N, MBm	20	14	11	15	16	15	14	13	12	21
$t_1, ^\circ C$	30	30	28	28	26	26	24	23	21	20
$t_2, ^\circ C$	3	6	3	5	6	5	6	5	6	5

Величины и единицы их измерения	Численные значения величин, выбираемые по последней цифре шифра									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
N, MBm	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
$t_1, ^\circ C$	30	30	28	28	26	26	24	23	21	20
$t_2, ^\circ C$	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5

МУ по решению задачи 2

Вторая задача посвящена перспективам использования перепада температур поверхностных и глубинных вод океана для получения электроэнергии на ОТЭС, работающей по известному циклу Ренкина. В качестве рабочего тела предполагается использование легкокипящих веществ (аммиак, фреон). Вследствие небольших перепадов температур ($\Delta T = 15-26$ °C) термический КПД установки, работающей по циклу Карно, составляет всего 5-9%. Реальный КПД установки, работающей по циклу Ренкина, будет вдвое меньше [л. 6, гл. 2]. В результате для получения доли относительно небольших мощностей на ОТЭС требуются большие расходы "теплой" и "холодной" воды и, следовательно, огромные диаметры подводных и отводящих трубопроводов.

Если считать теплообменники (испаритель и конденсатор) идеальными, то тепловую мощность, полученную от теплой воды Q_0 (Вт) можно представить как

$$Q_0 = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot \Delta T, \quad (2.1)$$

где ρ - плотность морской воды, кг/м³;

C_p - массовая теплоемкость морской воды, Дж/(кг · К);

V - объемный расход воды, м³/с;

$\Delta T = T_1 - T_2$ - разность температур поверхностных и глубинных вод (температурный перепад цикла) в °C или К.

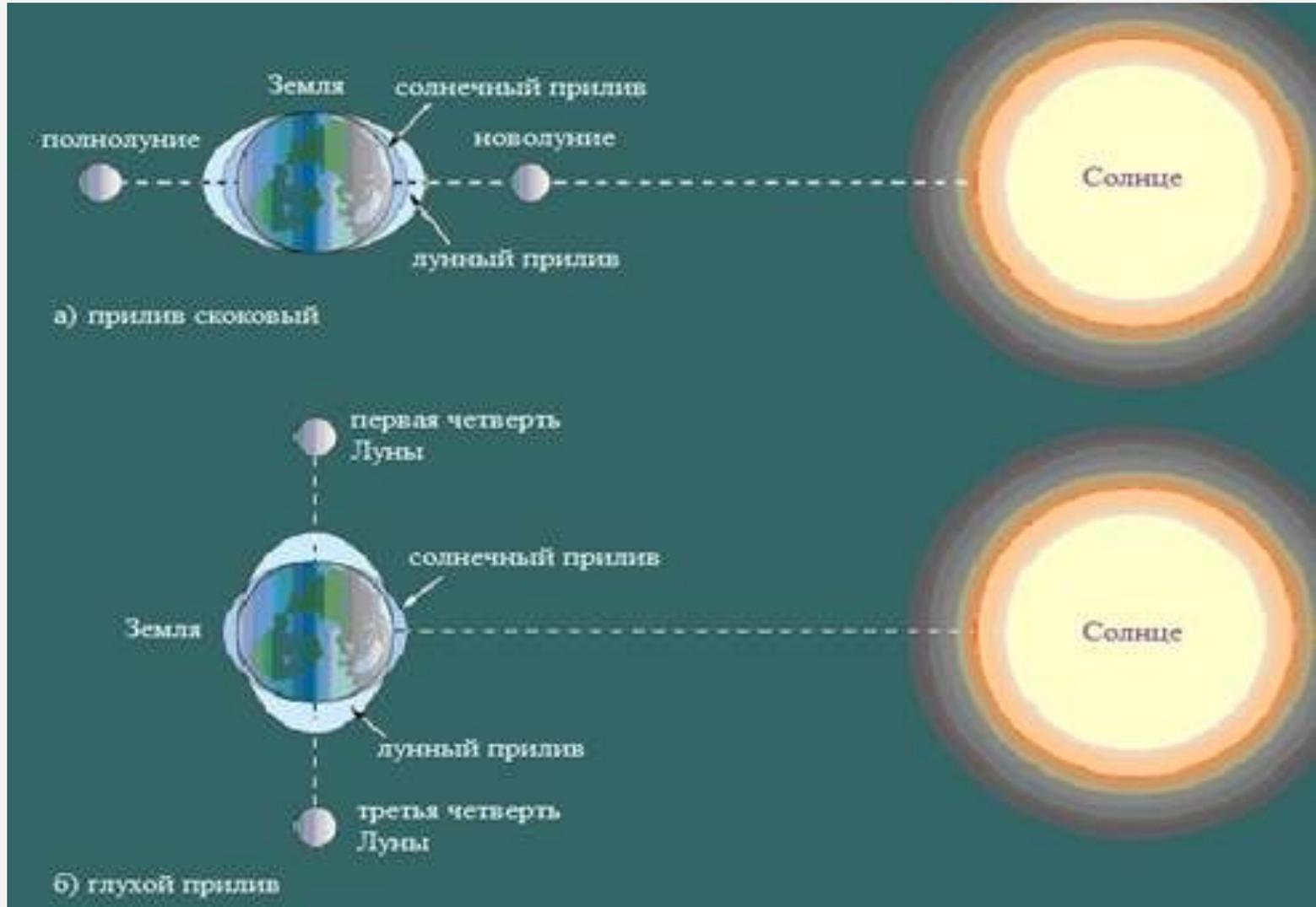
В идеальном теоретическом цикле Карно механическая мощность N_0 (Вт) может быть определена как

$$N_0 = \eta_c^k \cdot Q_0, \quad (2.2)$$

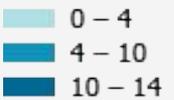
или с учетом (2.1) и выражения для термического КПД цикла Карно η_c^k :

$$N_0 = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot (\Delta T)^2 / T_1. \quad (2.3)$$

Приливные электростанции (ПЭС) – используют приливные колебания уровня моря, которые обычно происходят два раза в сутки.

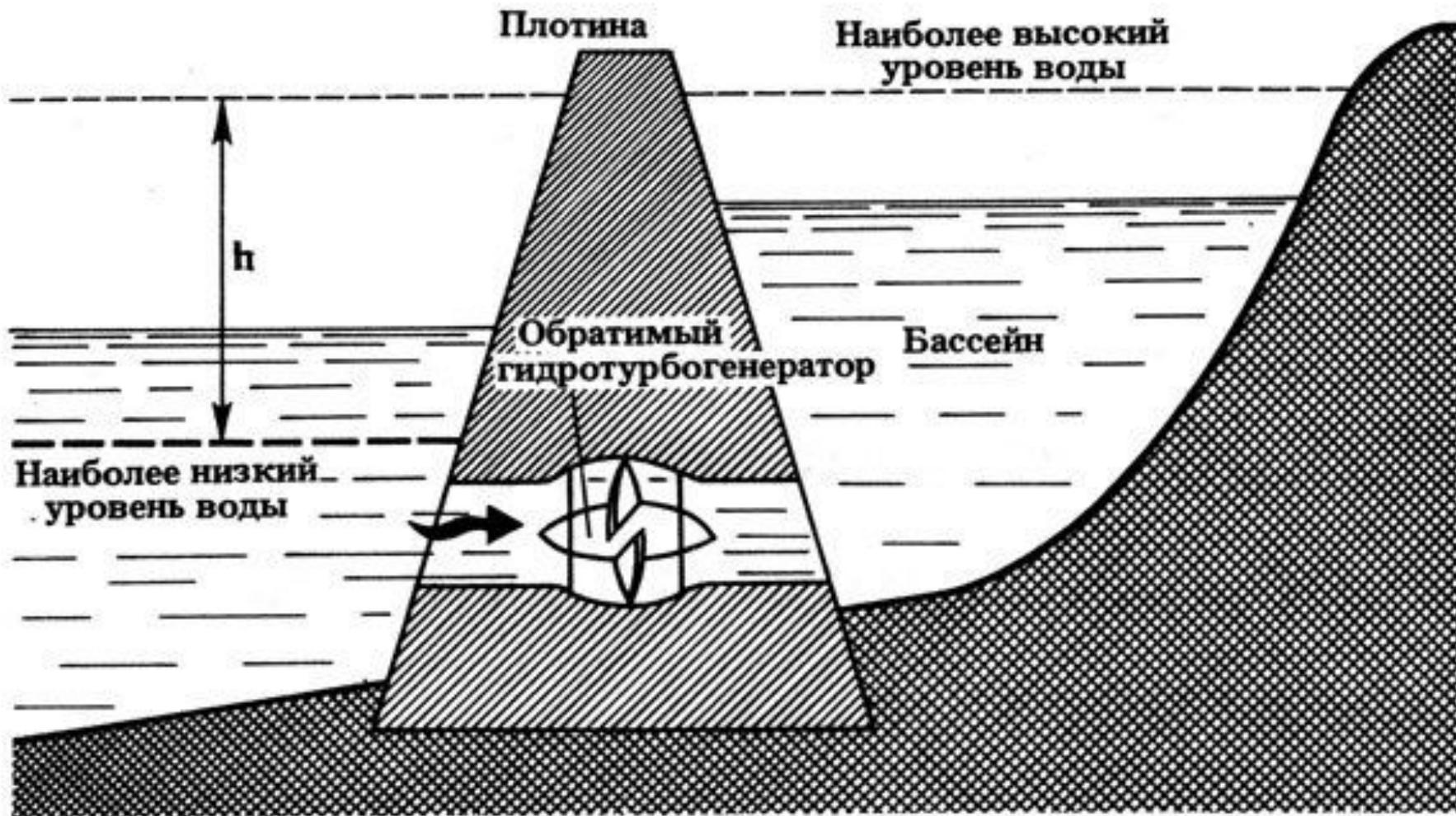


Максимальный прилив, м

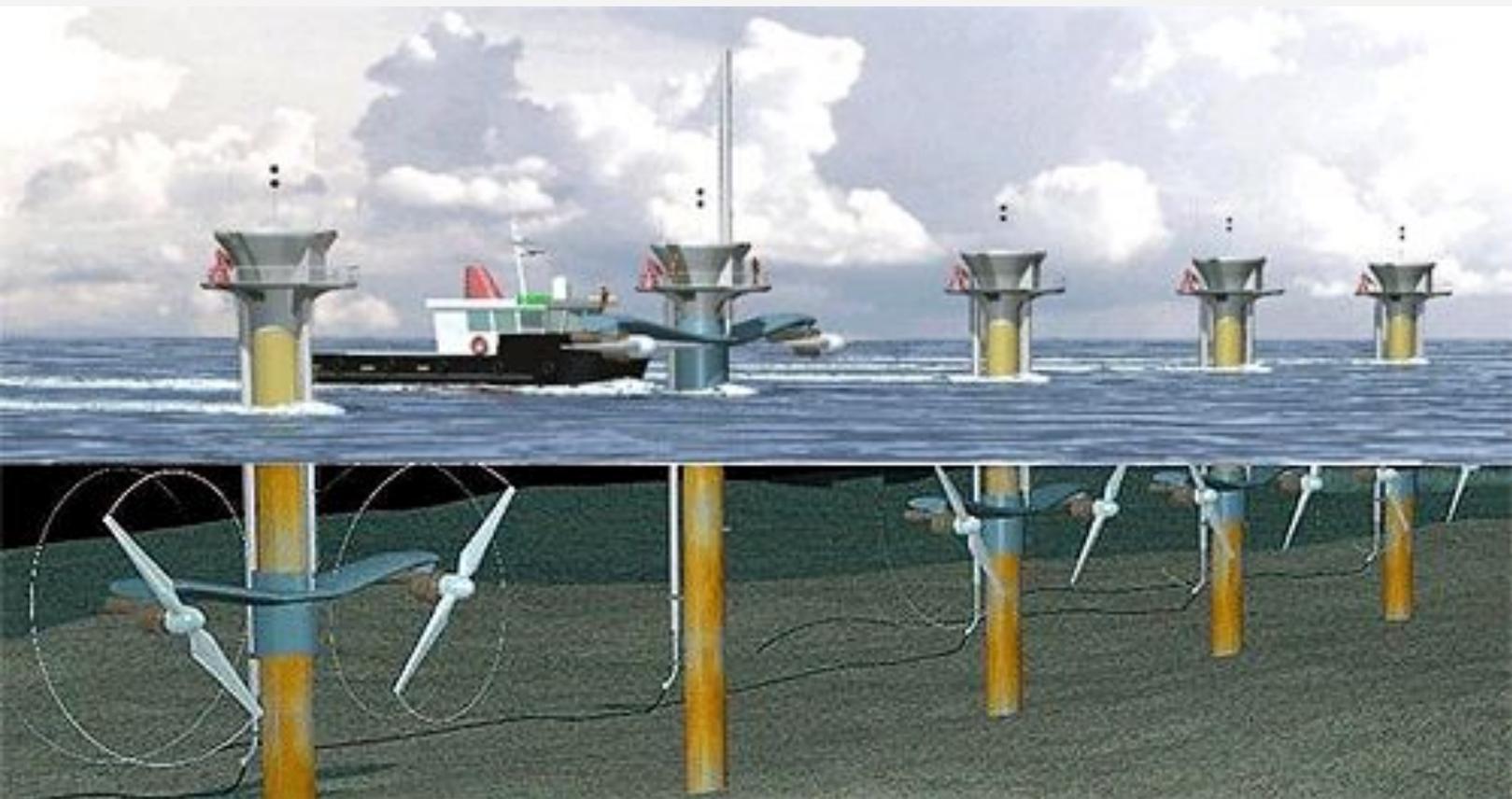


В России, определена целесообразность строительства в XXI веке семи ПЭС в створах Баренцева, Белого и Охотского морей:

- Кислогубская
- Малая Мезенская
- Северная (проект)
- Мезенская (проект)
- Пенжинская (южный створ) (проект)
- Пенжинская (северный створ) (проект)
- Тугурская (проект)



Приливной потенциал бассейна: $W_{\text{пот}} = 1,97 \times 10^6 \times H_{\text{ср}}^2 \times A$,
 где $H_{\text{ср}}$ - средняя величина приливной волны,
 A - площадь бассейна



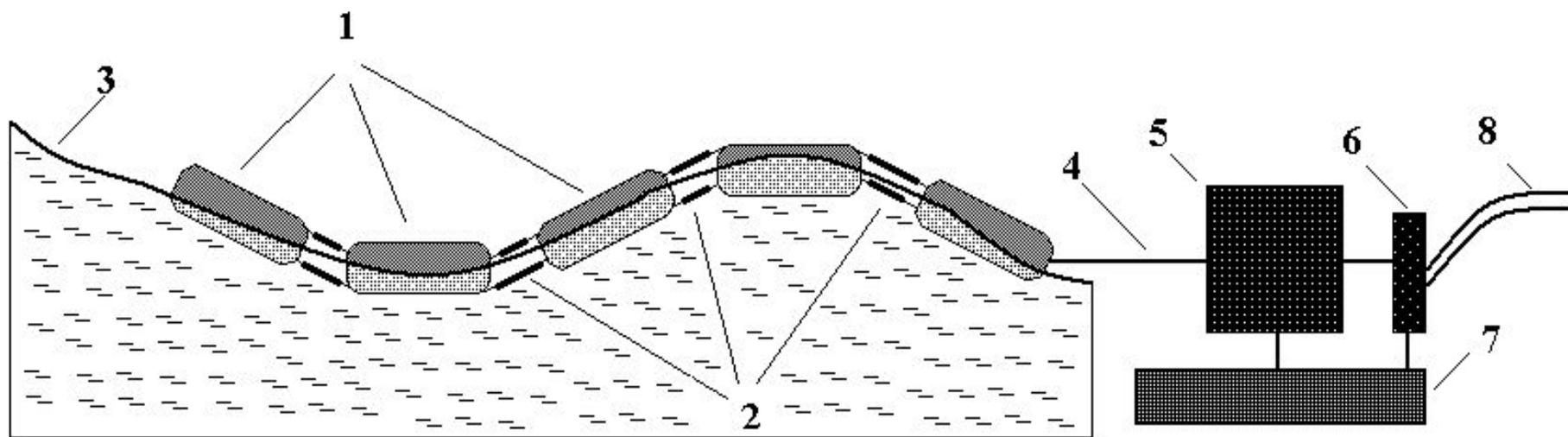
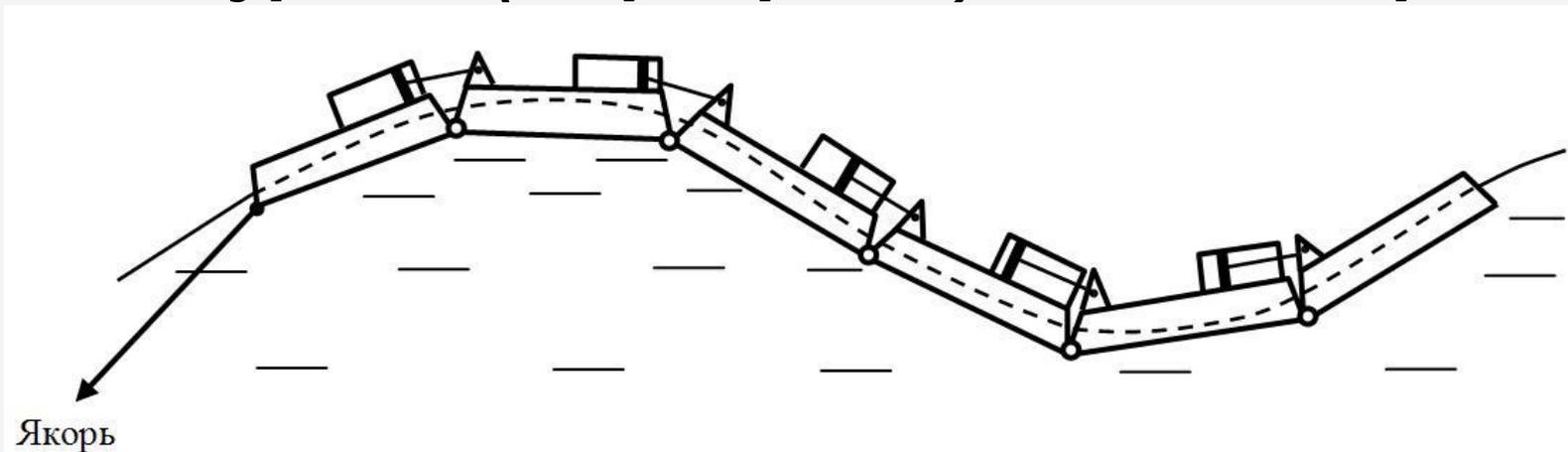
с 1968 года действует экспериментальная приливная электростанция в Кислой губе на побережье Баренцева моря, мощность 1,7 МВт, высота приливов - 5 метров, диаметр рабочего колеса 5 м



Волновая гидроэлектростанция (ВГЭС) -
электростанция, расположенная в водной среде, целью
которой является
получение электроэнергии из кинетической энергии волн.

- Сегодня в волновых электростанциях для преобразования энергии волн используются преобразователи, отслеживающие профиль волны, применяющие колебания водного столба, а также подводные устройства.

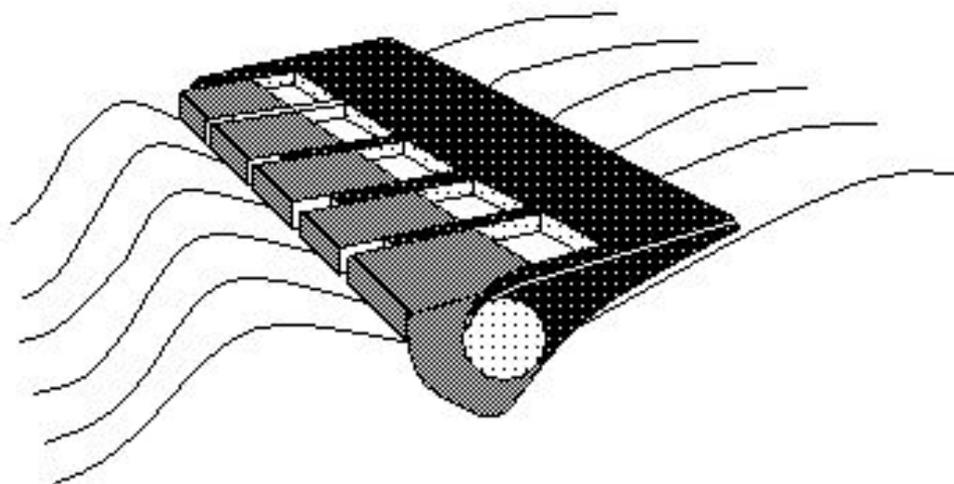
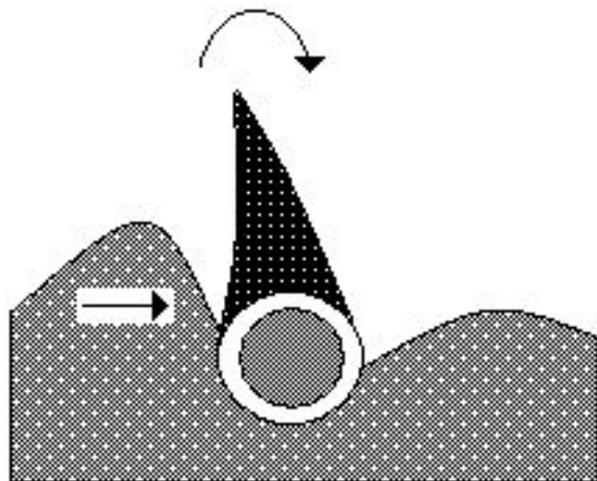
контурный (шарнирный) плот Кокерелля



1 – плавающие поплавковые преобразователи; 2 – гидравлические поршни; 3 – поверхность волны; 4 – гидромагистраль; 5 – главный корпус; 6 – контрольно распределительное устройство; 7 – аккумулирующее устройство; 8 – отвод к потребителю.



утка солтера (колеблющееся крыло)



Значительные недостатки «уток Солтера»:

Необходимость передачи медленного движения колебательной формы на привод генератора;

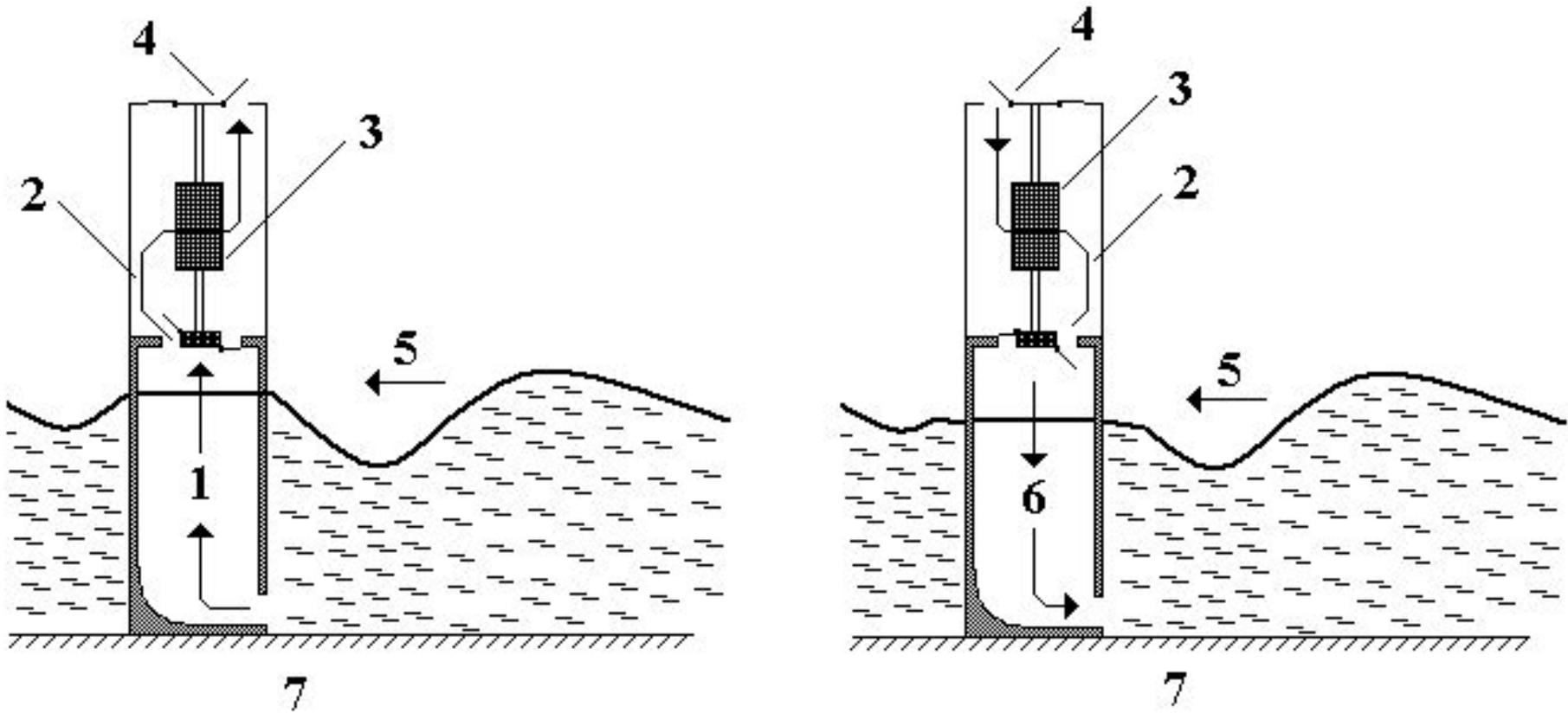
Необходимость снятия мощности с устройства большой протяженности, плавающего на значительной глубине;

Вследствие повышенной чувствительности системы к направлению волн необходимо отслеживать изменение их направления для получения достаточного КПД преобразования;

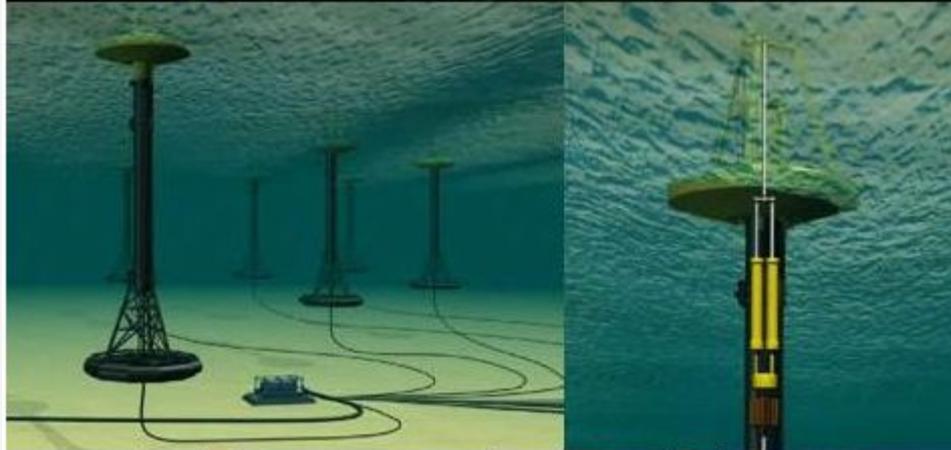
Большие нагрузки от ударов максимальных волн;

Сложность при монтаже и сборке из-за сложной формы «утки».

буй масуды



- 1 – волновой подъем уровня; 2 –воздушный поток;
3 –турбина; 4 –система впуска и выпуска воздуха;
5 – направление волны; 6 –опускание волнового уровня;
7 – морское дно.



Грейферный ковш

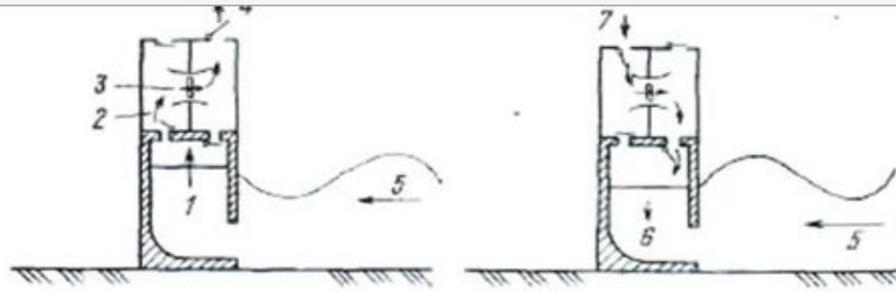
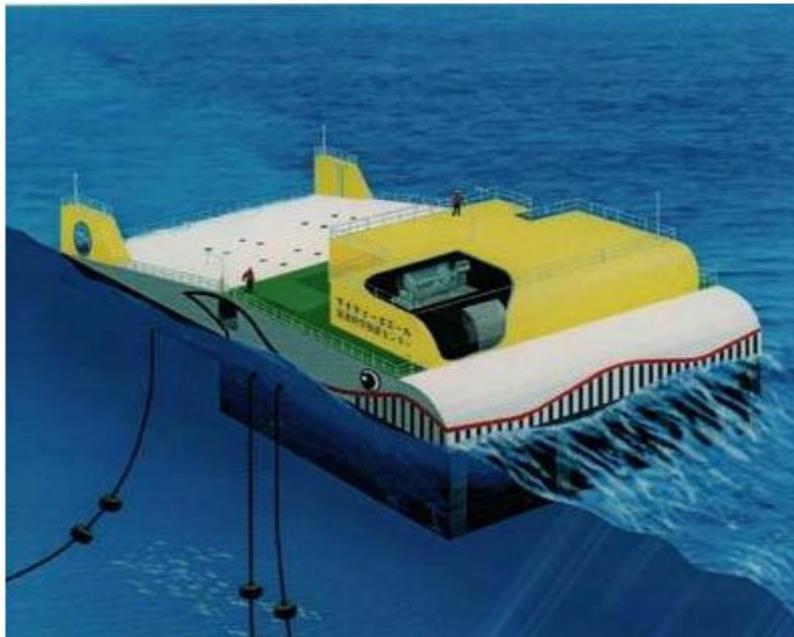


Рис.9.

В июле 1998 года Центр морской науки и технологии Японии начал работу по проекту самой большой в мире морской силовой установки, полноразмерный прототип которой был протестирован в 2000 году. Это плавучее устройство получило название "Могучий Кит" (рис.10.). Установка длиной 50 м и шириной 30 м использует волны Тихого океана для привода трёх воздушных турбин (одна номинальной мощностью 50 кВт + 10 кВт и две по 30 кВт), установленных на бортовой платформе.



Энергия морских течений.

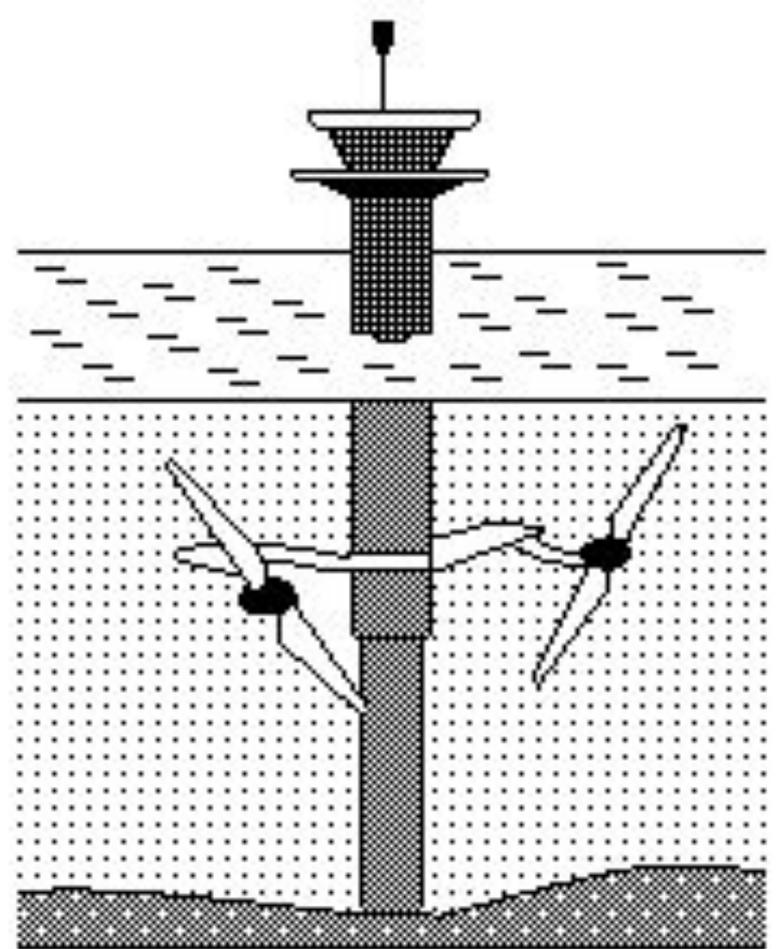
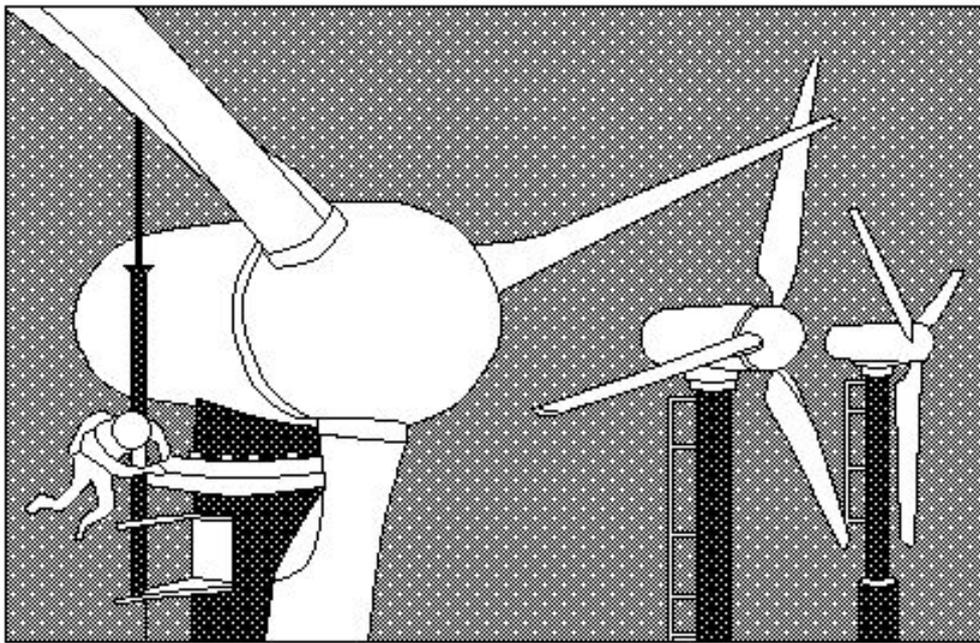
- Морское течение – Гольфстрим. Ширина течения - 60 км, глубина до 800 м, а поперечное сечение 28 км^2 .

Энергию E , которую несет такой поток воды со скоростью $0,9 \text{ м/с}$, можно выразить при помощи выражения:

$$E = \frac{1}{2} mv^2 = \frac{1}{2} \rho S v^3$$

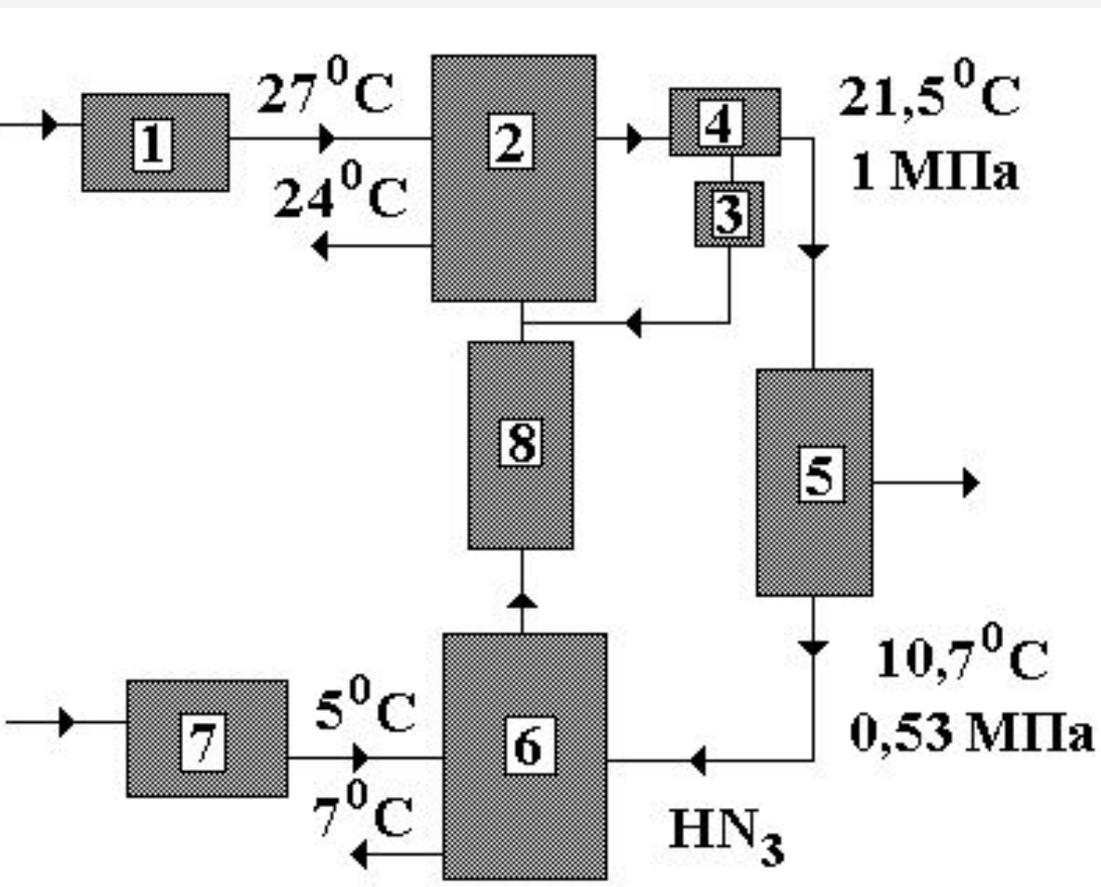
m – масса воды; ρ – плотность воды; где: m – масса воды (кг), ρ – плотность воды (кг/м³), S – площадь поперечного сечения сечения (м²), v – скорость течения.

Подставив, выражение для энергии, соответствующие величины, получим: $E=50.103 \text{ МВт}$.



Тепловая энергия океана

Технология преобразования тепловой энергии океана (ОТЕС) в электрическую использует разницу температур в воде на поверхности океана и глубоких слоях воды для производства электроэнергии.



- 1 – насос теплой воды;
- 2 – испаритель;
- 3 – насос осушителя парообразного рабочего тела;
- 4 – осушитель;
- 5 – турбина с электрогенератором;
- 6 – конденсатор;
- 7 – насос для забора холодной воды;
- 8 – насос для подачи рабочего тела.

Малые ГЭС (МГЭС)

По существующей классификации к малым относятся ГЭС мощностью до 10-15 МВт, в том числе

- малые ГЭС - от 1 до 10 МВт.
- мини-ГЭС - от 0,1 до 1 МВт.
- микро-ГЭС - мощностью до 0,1 МВт.

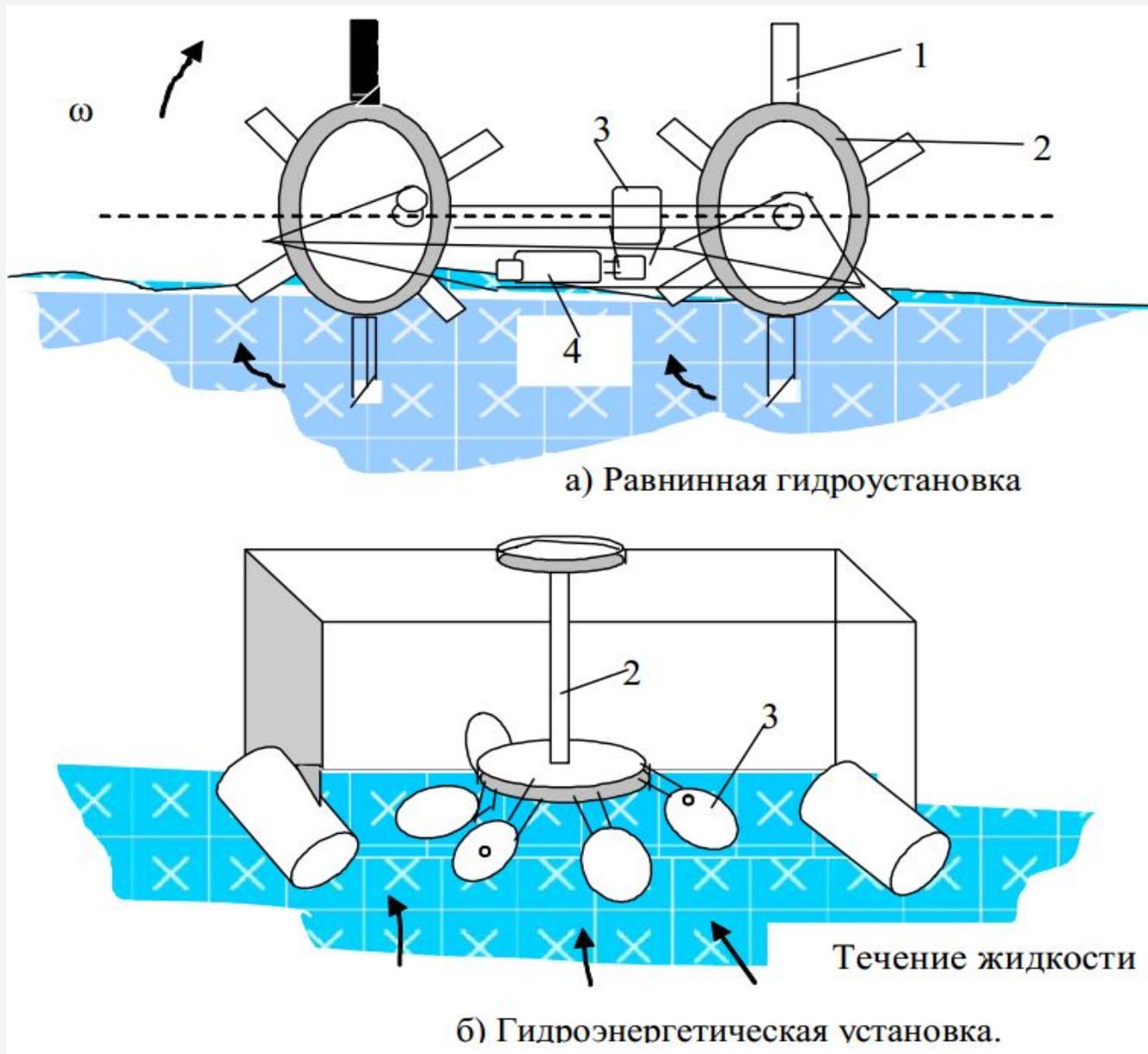
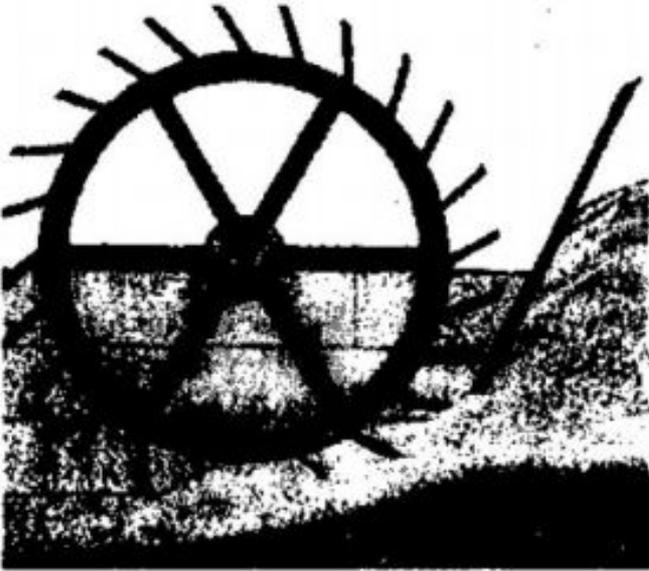


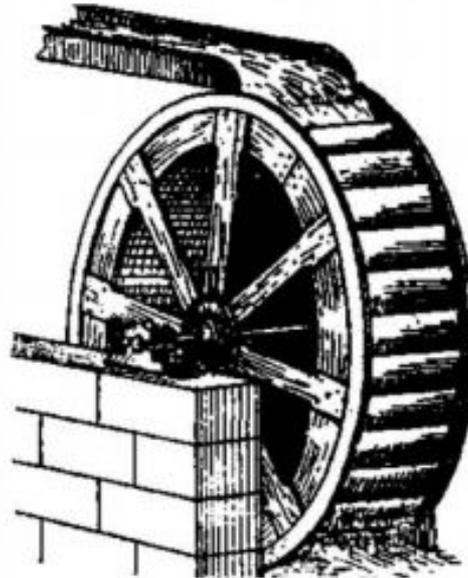
Рис. Конструкции использующие энергию малых водотоков

<https://www.youtube.com/watch?v=6lXliOjof6o>

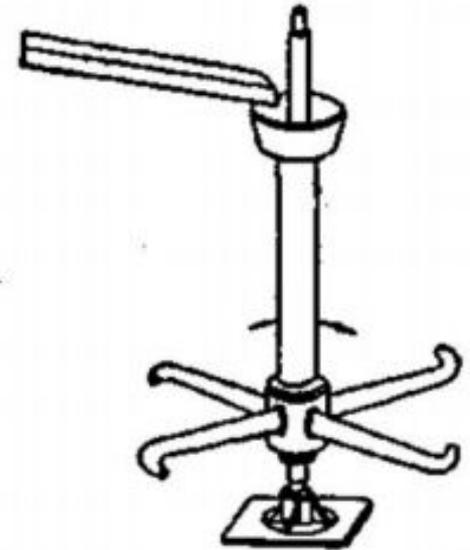
3. От водяного колеса к турбине



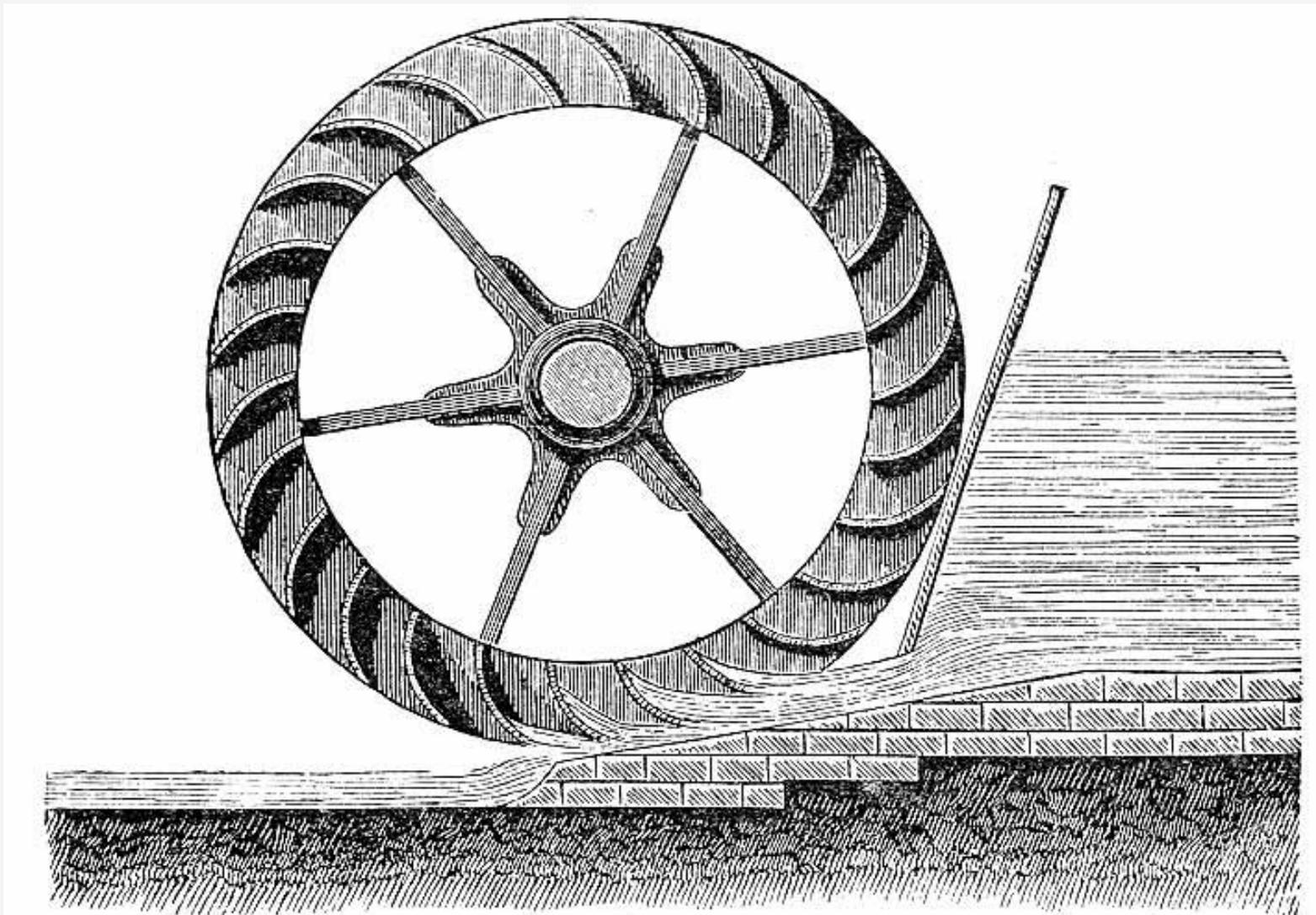
Нижнебойное (подливное)
водяное колесо



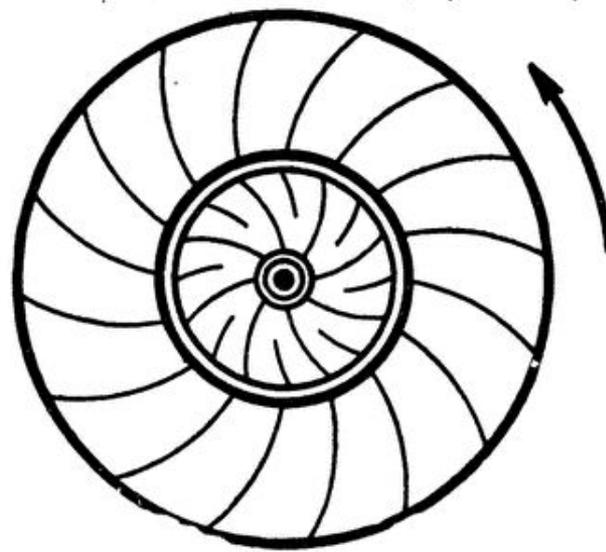
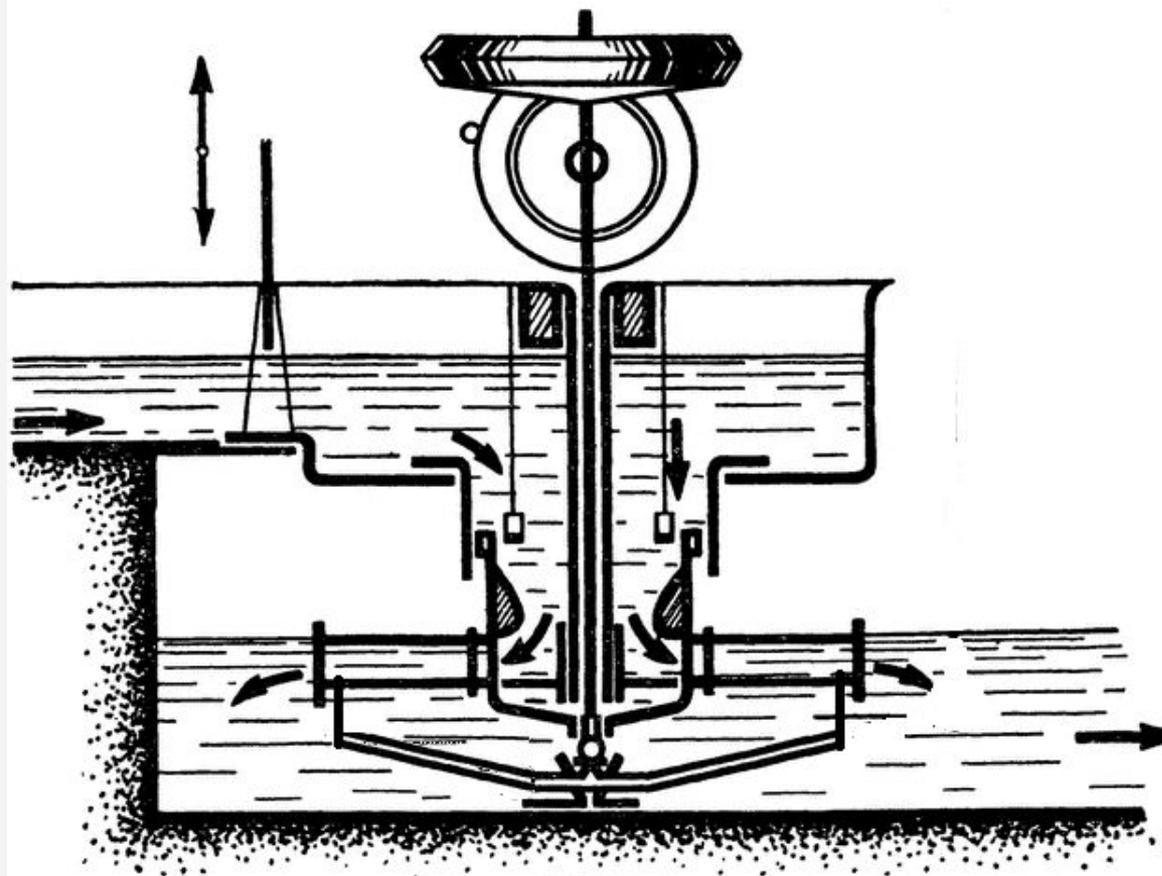
Верхнебойное (наливное)
водяное колесо



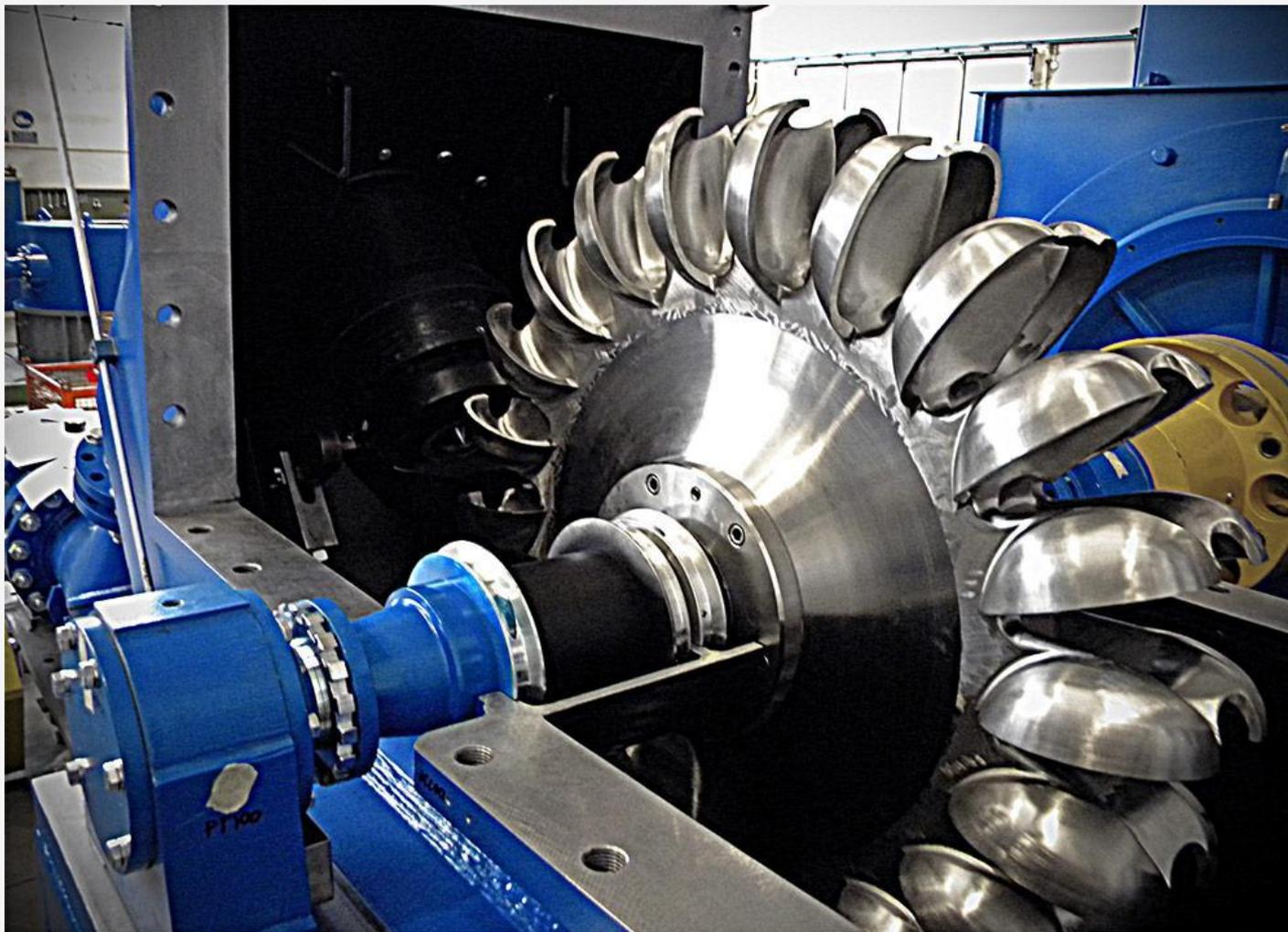
Колесо Сегнера с четырьмя
водоотводными трубками



Подливное колесо Понселе



Турбина Фурнейрона,
1832 г.



Турбина Пельтона, 1884 г.

4. КОМПОНЕНТЫ

гидроэлектростанций

Гидротурбина – предназначена для преобразования механической энергии, протекающей через нее воды в полезную энергию на вращающемся валу.

По действию воды на рабочее колесо, гидравлические турбины можно разделить на два вида:

- активные (**водоструйные**)
- реактивные (работающие с **избытком давления**)

Активные используют только кинетическую энергию потока

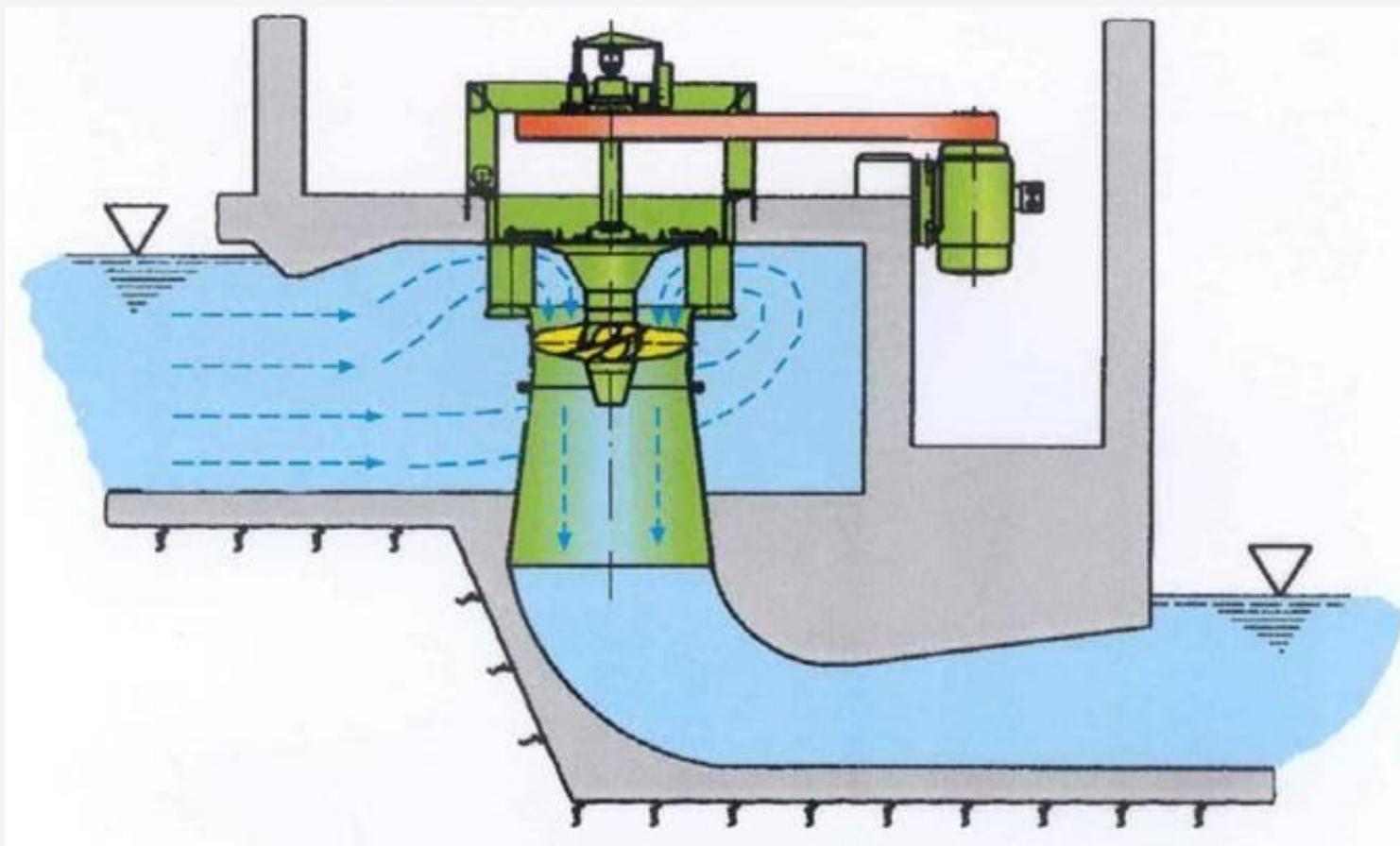
Реактивные используют главным образом потенциальную энергию потока.

Рабочее колесо реактивной турбины в отличие от активной полностью находится в воде, т.е. поток воды поступает одновременно на все лопасти колеса

Классификация гидротурбин

Тип гидротурбин		Диапазон напоров Н, м	Максимальная мощность, МВт	Диаметр турбины, м
Реактивные	Поворотно-лопастные	2 -90	До 250	10
	Пропеллерные	1,5 - 80	До 150	9
	Диагональные	30 –200	До 700	7,5
	Радиально-осевые	30 -650	До 700	7,5
Активные	Ковшовые	300 - 1700	До 250	6
	Наклонно-струйные	30 – 400	До 5	-
	Двукратные	10 - 100	До 0,15	-

- Осевые турбины – поток воды подводится к колесу и отводится от него по цилиндрическим поверхностям, параллельным оси турбины



- Радиально –осевые турбины – поток подводится к рабочему колесу по радиальным к оси турбины поверхностям, а отводится параллельно оси турбины
- Диагональные турбины – поток подводится к рабочему колесу и отводится от него по конусным поверхностям, образующим с осью турбины некоторый угол

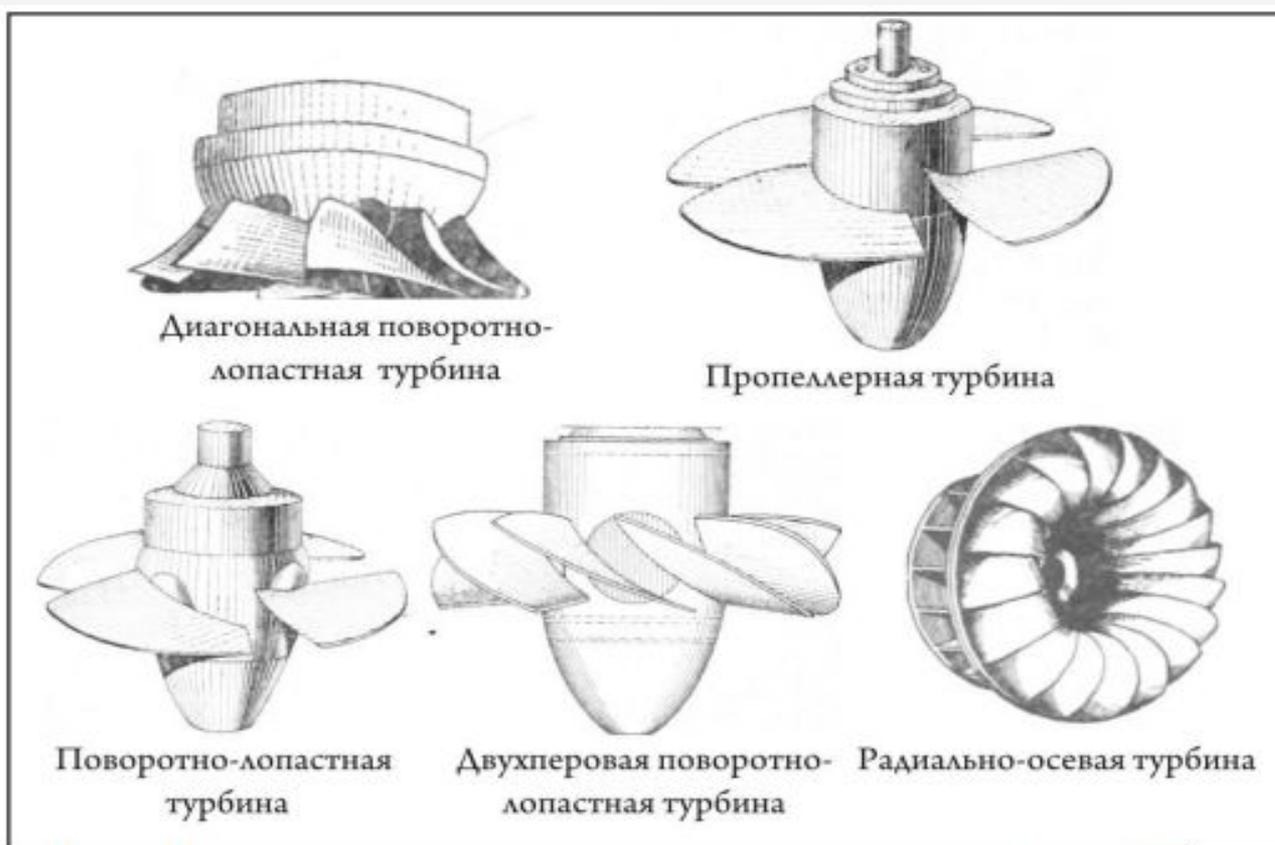


Рис. Рабочие колеса реактивных турбин

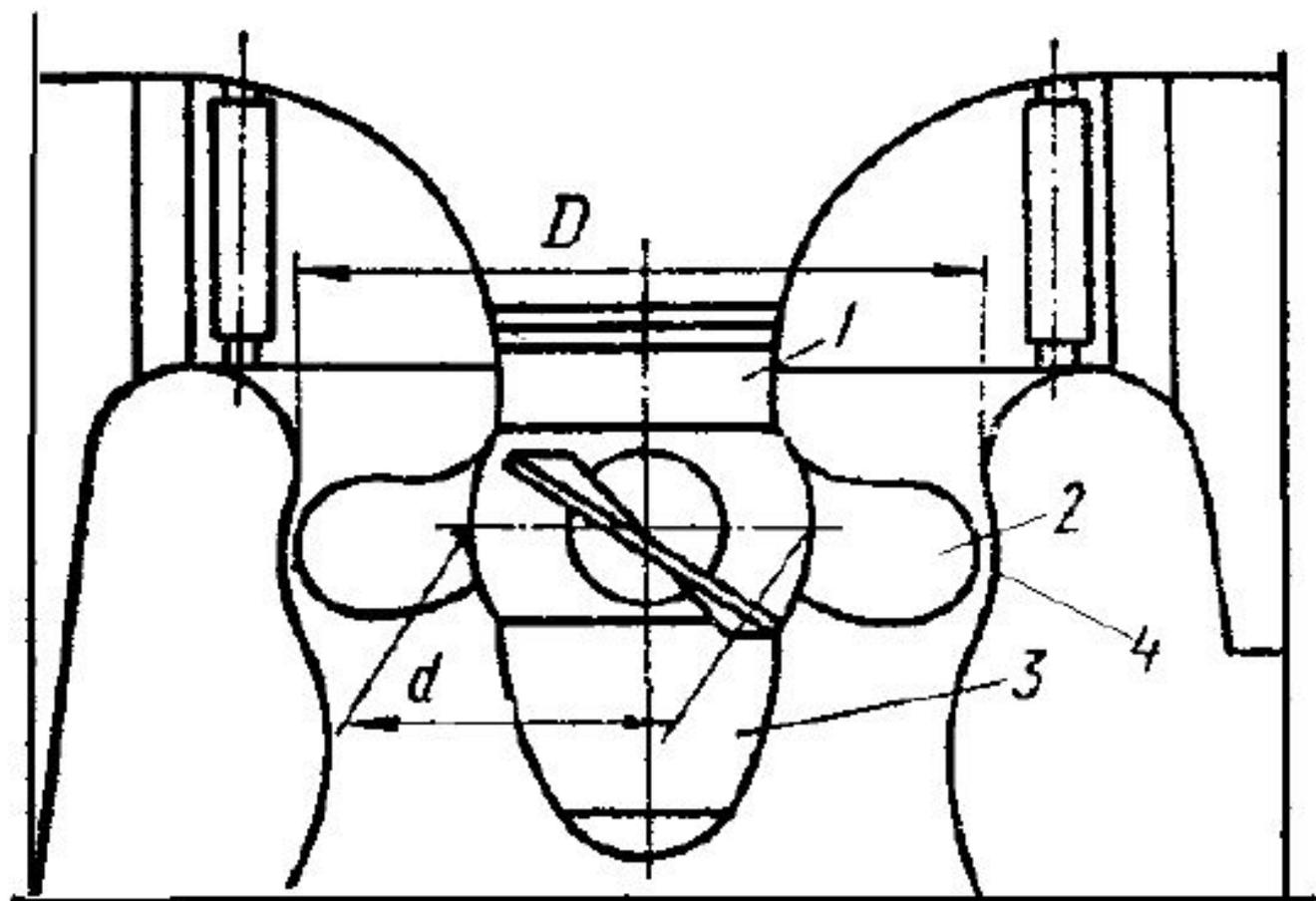


Рисунок 10.8. Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины

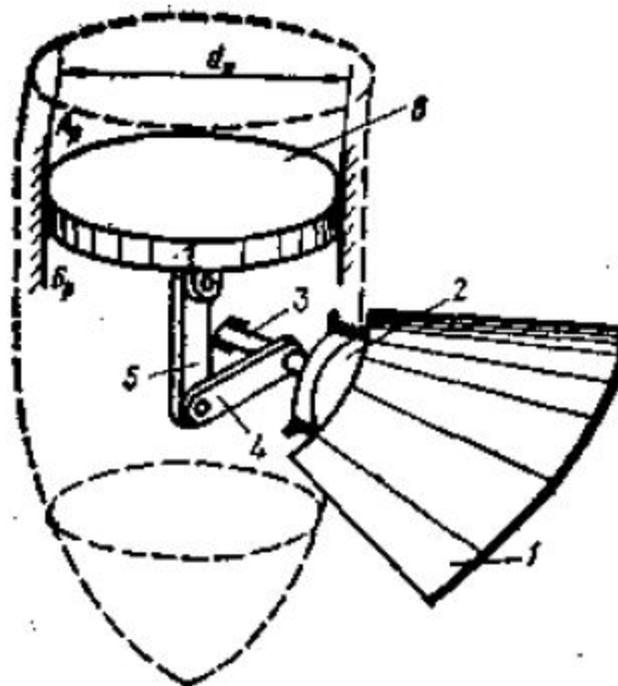


Рисунок 10.9. Схема поворота лопастей рабочего колеса

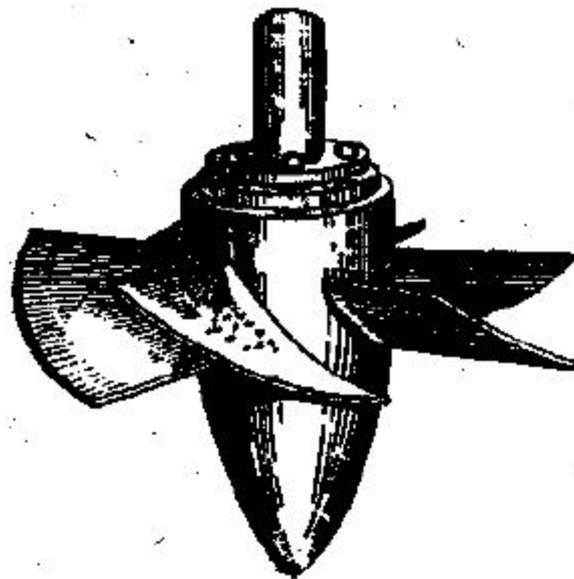


Рисунок 11.1. Рабочее колесо пропеллерной турбины

- <https://www.youtube.com/watch?v=6IXliOjof6o&spfreload=5>

<https://www.youtube.com/watch?v=De47OX2oSF8>

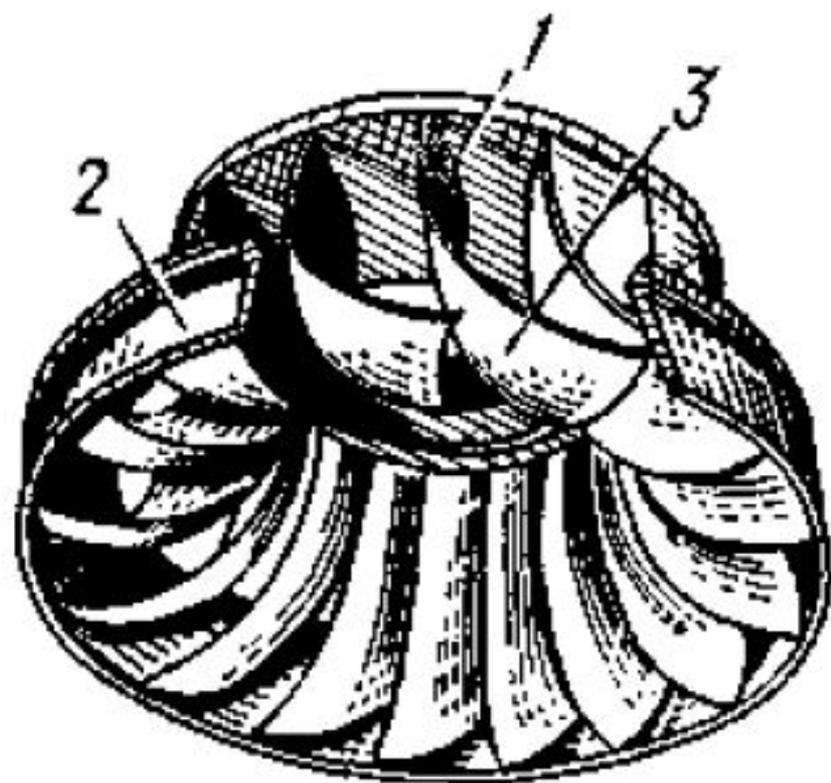


Рисунок 11.2. Рабочее колесо радиально-осевой турбины

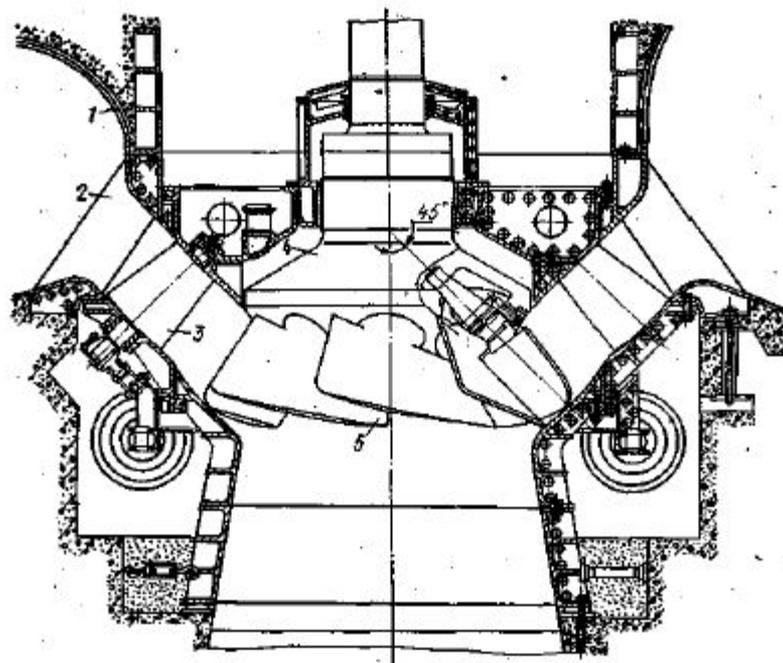


Рисунок 11.3. Диагональная поворотно-лопастная турбина

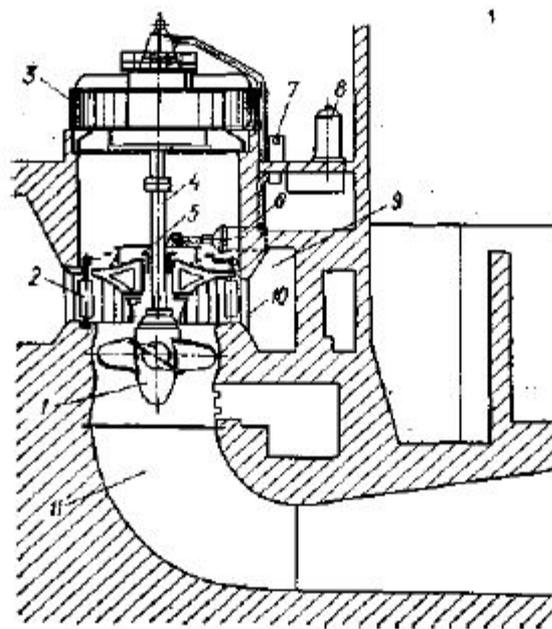
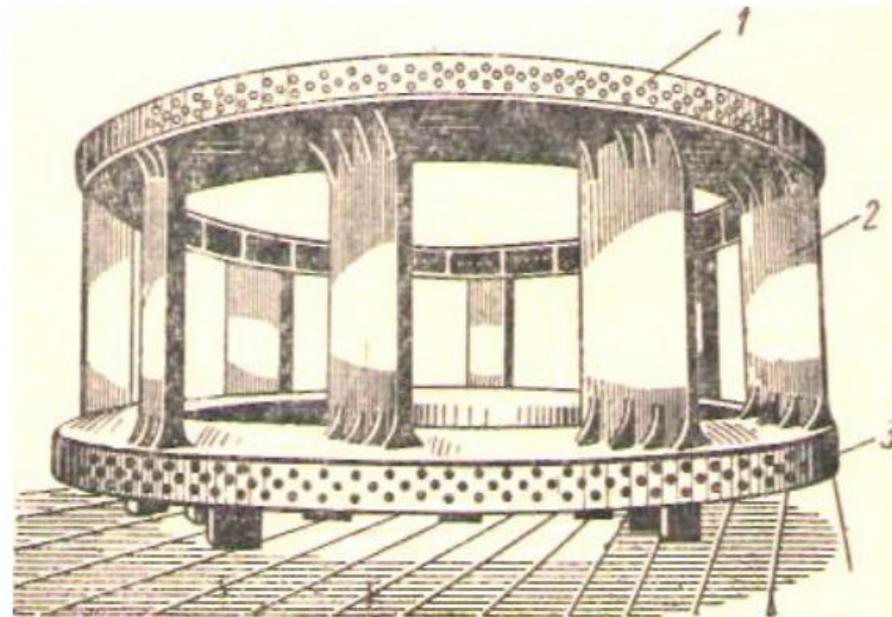
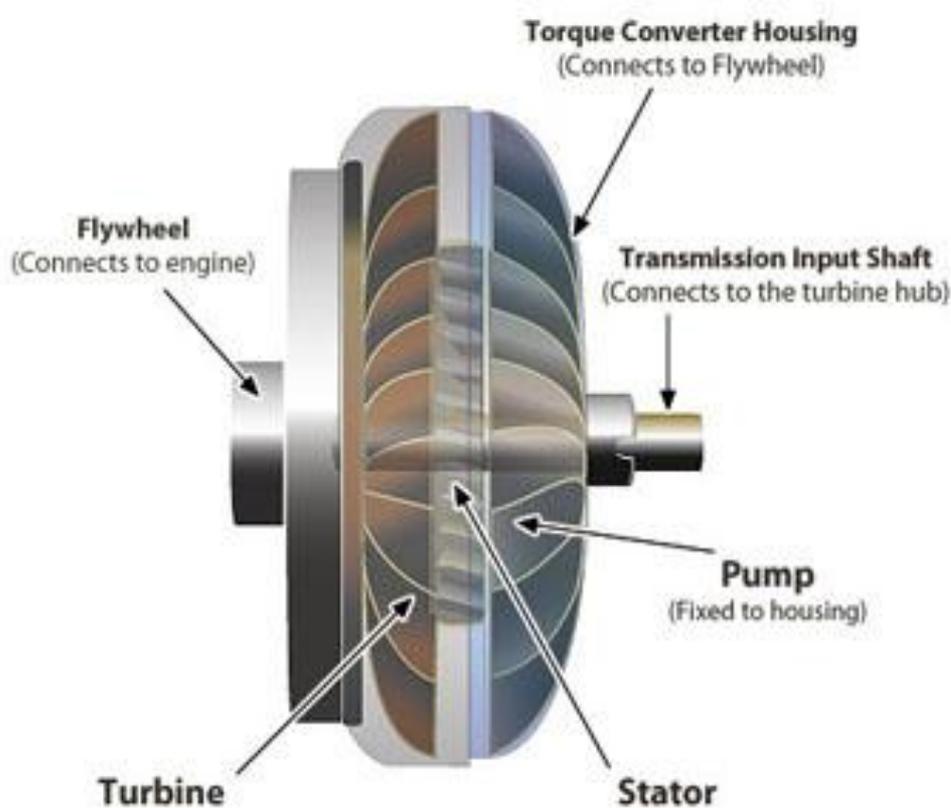


Рисунок 10. 5. Схема устройства поворотно-лопастной гидротурбины

Статор турбины – служит для передачи на фундамент установки нагрузок от веса неподвижных и вращающихся частей агрегата, осевого гидравлического давления воды на рабочее колесо и веса бетонного перекрытия.

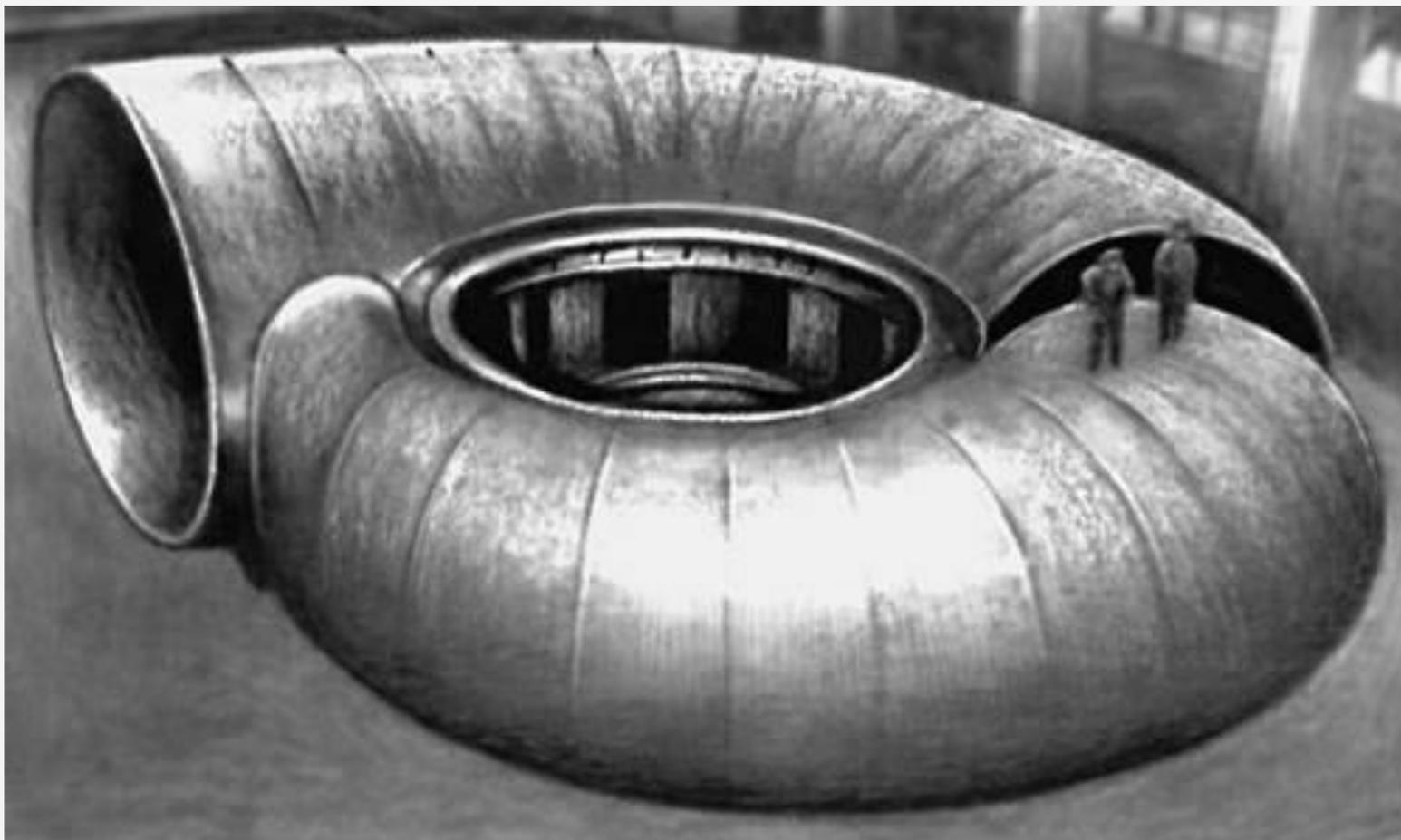


- Направляющий аппарат – изменяет величину и направление скоростей в потоке.
- Рабочее колесо – лопасти+ступица+обод
- Отсасывающая труба – отвод воды от рабочего колеса

Турбинная камера -

устройство для подвода и равномерного распределения

воды по окружности направляющего аппарата гидравлической турбины.



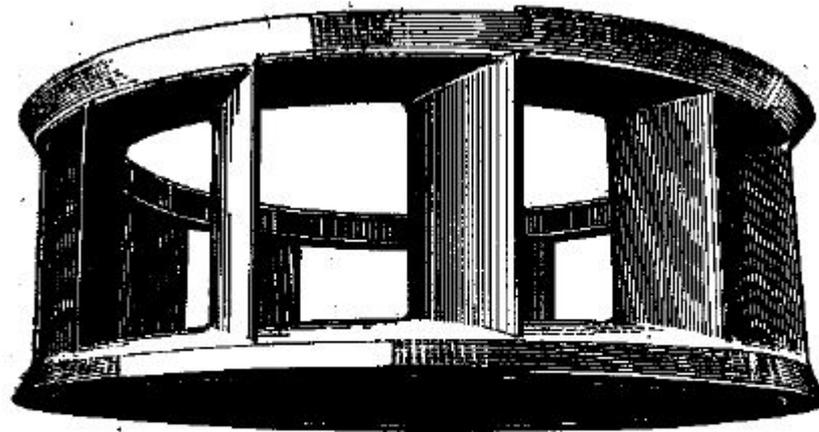


Рисунок 10. 6. Общий вид статора реактивной турбины

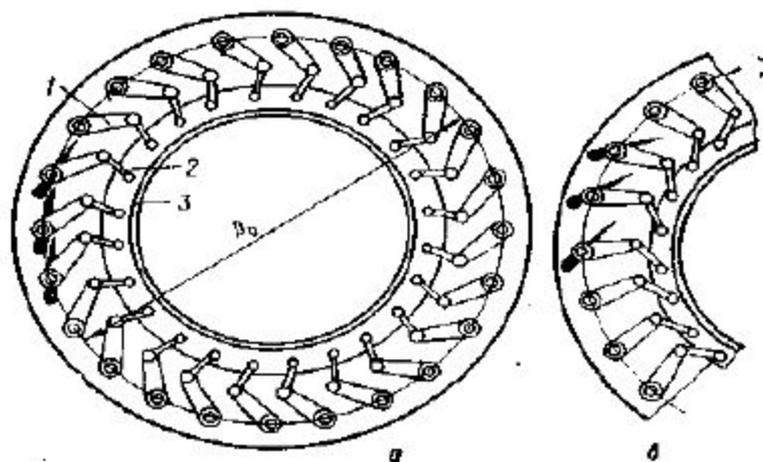


Рисунок 10.7. Механизм поворота направляющего аппарата: а – аппарат закрыт; б – аппарат открыт

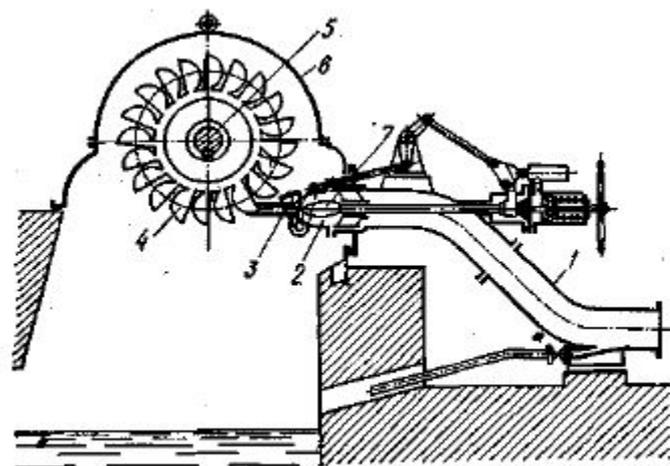


Рисунок 11.4. Схема устройства горизонтальной ковшовой турбины

Виды гидротурбин:

- Ковшовая турбина (турбина Пельтона)

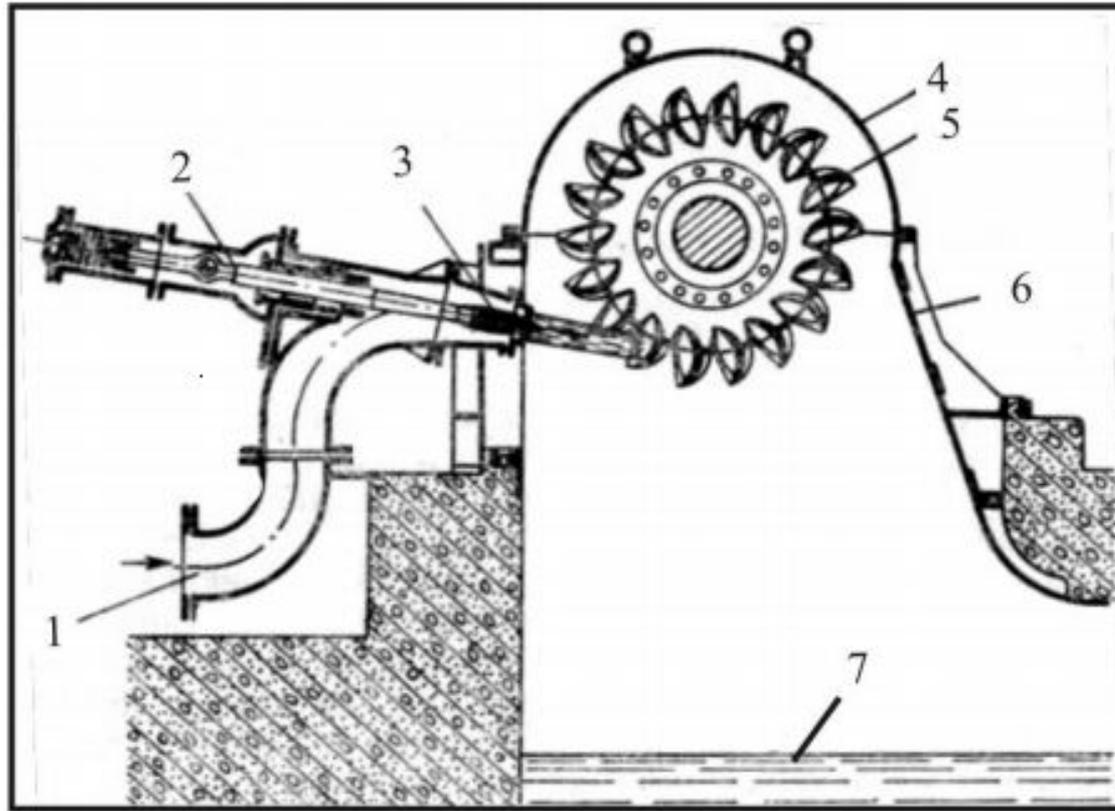


Рис. Схема ковшовой гидротурбины с горизонтальным валом

$$v_c = \varphi \sqrt{2g_3 H_{гэс}},$$

$\varphi = 0,98 \div 0,99$ коэффициент скорости,
 $H_{гэс}$ напор

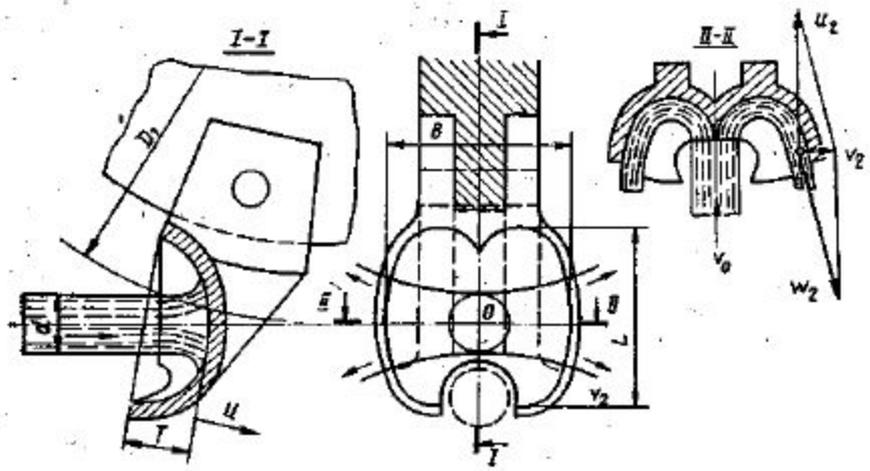


Рисунок 11.5. Схема ковша

Суточное и недельное регулирование

Цель суточного регулирования стока — обеспечить при постоянном расходе воды в реке в течение суток неравномерное потребление воды гидроэлектростанцией. На рисунке 11.6 представлен суточный график нагрузки ГЭС, его можно перестроить в график водопотребления, пользуясь формулой:

$$Q = \frac{P}{8H},$$

где P — потребная мощность по графику нагрузки;

H — напор ГЭС (м), который определяется ориентировочно по среднесуточному расходу воды в реке.

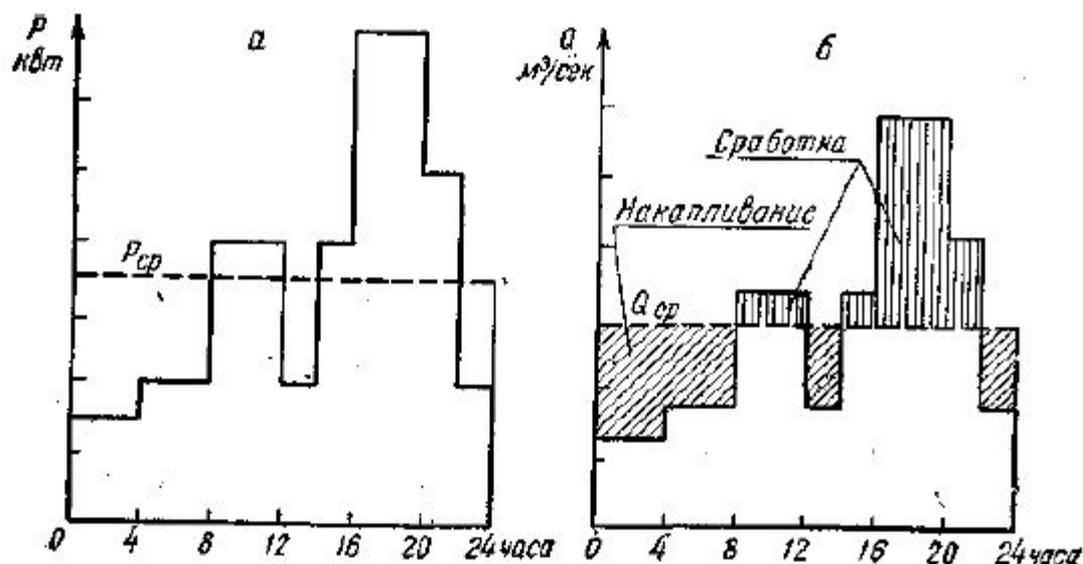


Рисунок 11.6. Суточное регулирование стока: а — график нагрузки; б — график водопотребления

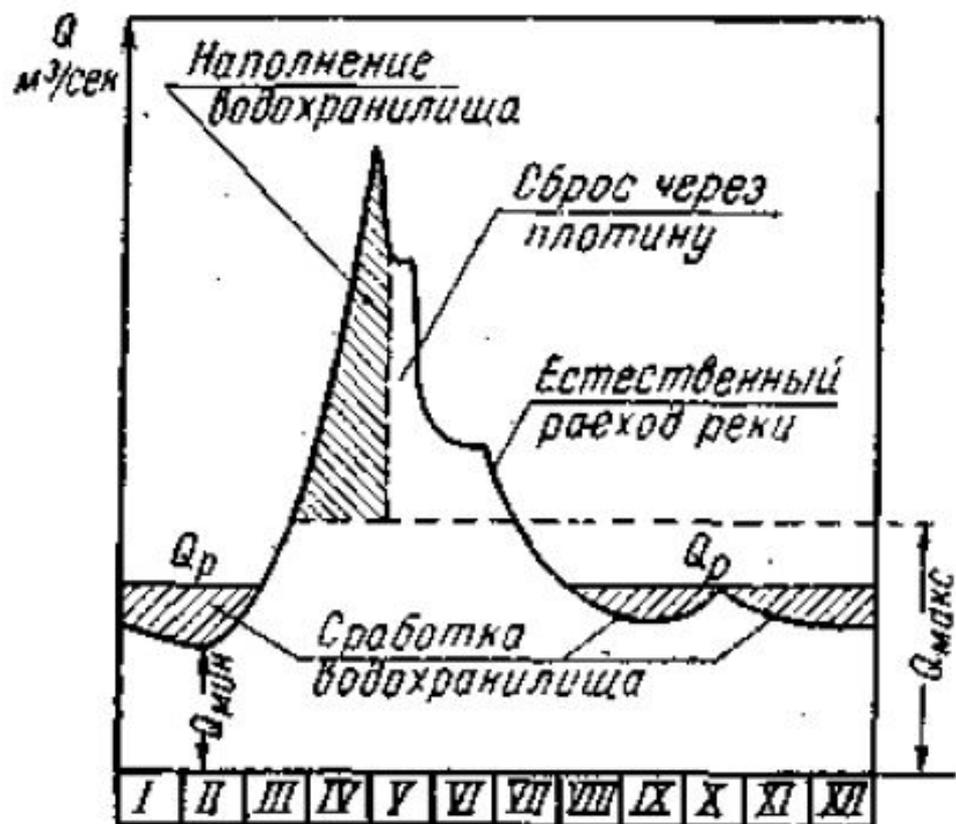
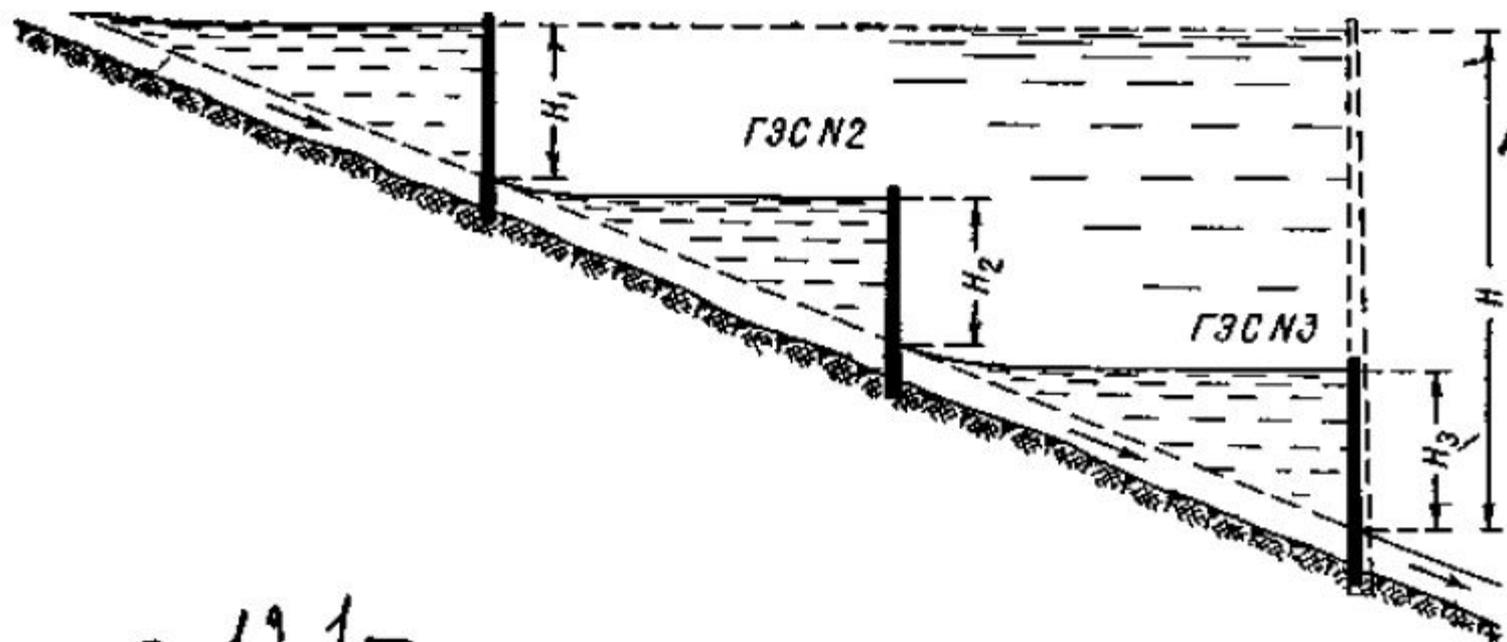


Рисунок 11.7. Сезонное регулирование стока



191

Рисунок 12.1. Каскад гидроэлектростанций на равнинной реке

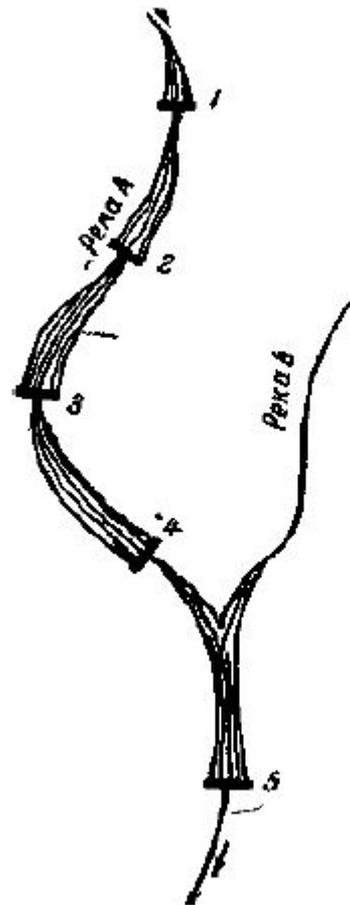


Рисунок 12.2. План расположения каскада ГЭС на реке

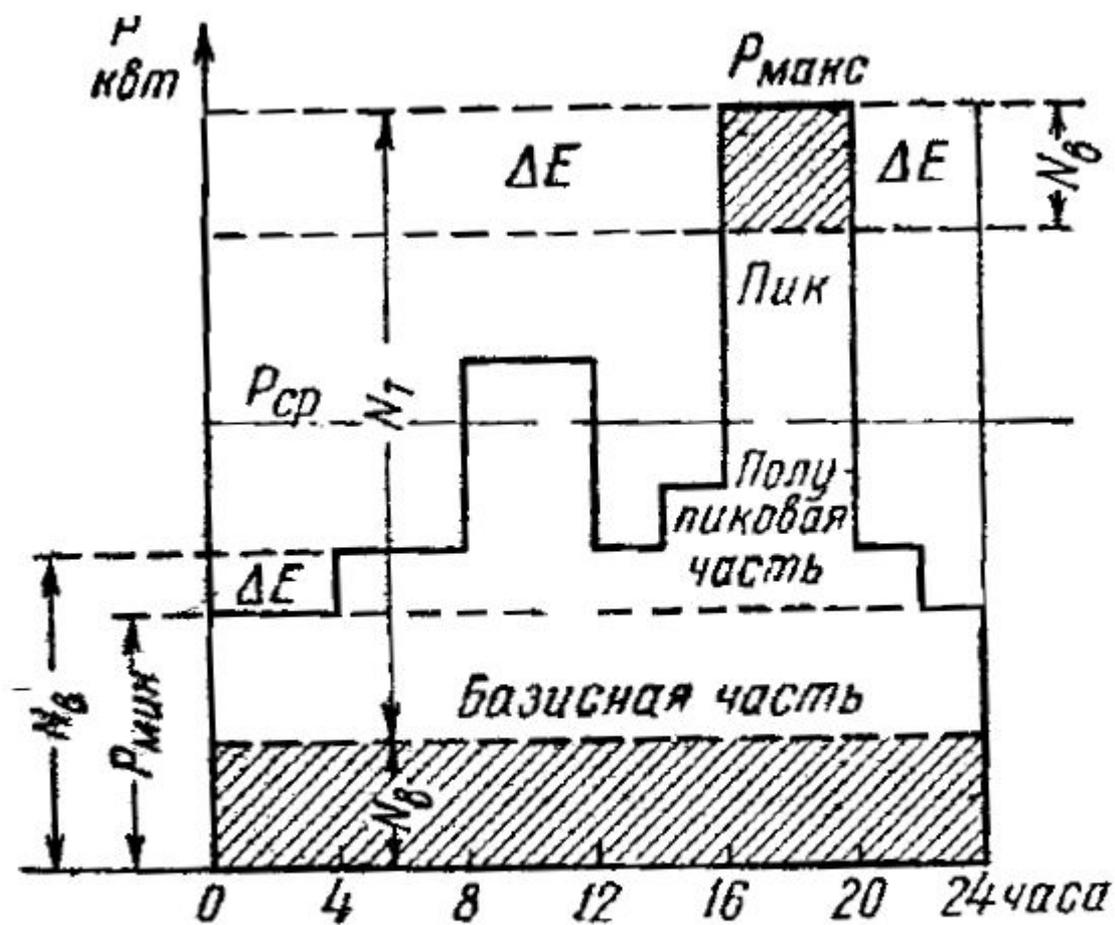


Рисунок 12.3. Возможные варианты работы ГЭС без суточного регулирования в покрытии нагрузки энергосистемы

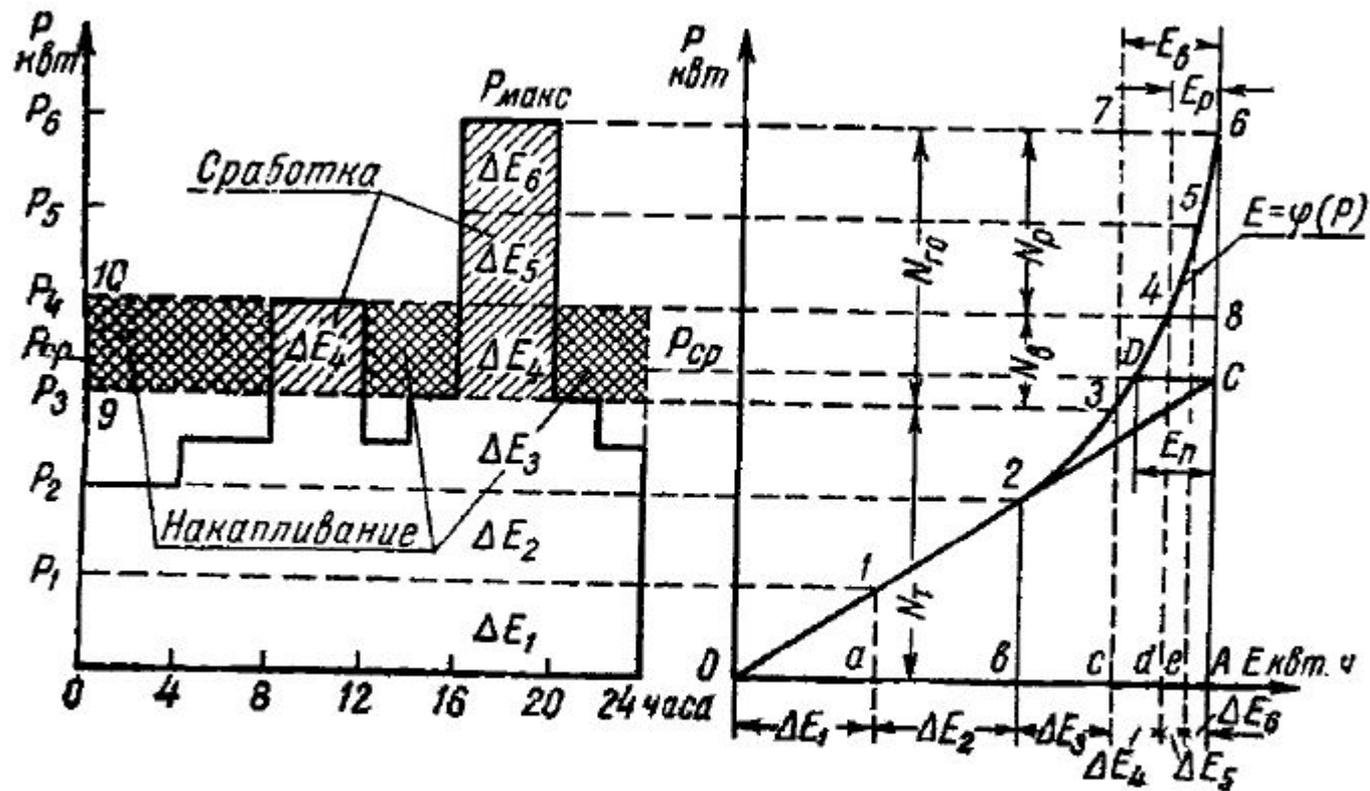


Рисунок 12.4. Графический анализ работы ГЭС с суточным регулированием в покрытии пиковой части нагрузки энергосистемы

12 9 Гидро- и гидроаккумулирующие электростанции

Гидравлические электростанции (ГЭС) – комплекс гидротехнических сооружений и энергетического оборудования, с помощью которых энергия водного потока преобразуется в электрическую энергию.

ГЭС, как правило, сооружаются не только для выработки электричества, но и для решения комплекса задач улучшения судоходства, ирригации и т.д.

Гидроэлектростанция состоит из двух частей:

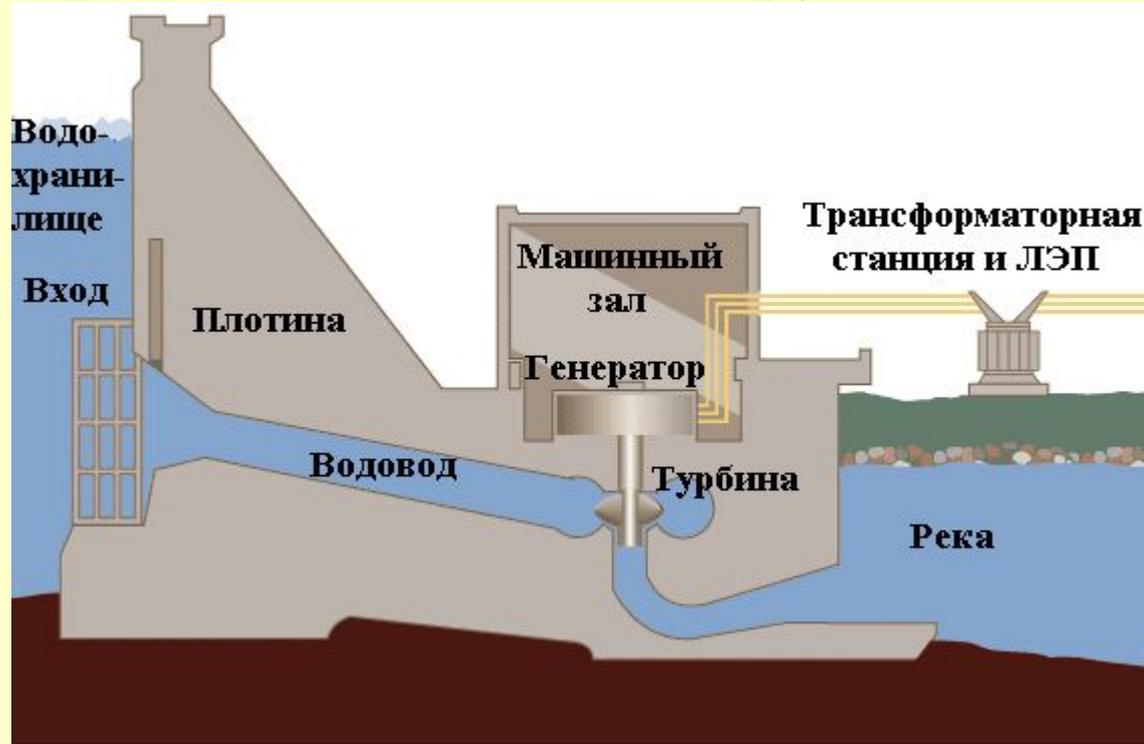
- гидротехнических сооружений, обеспечивающих концентрацию потока воды;
- энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся воды в электрическую. Преобразование энергии осуществляется гидротурбиной.

ГЭС: проточные (**деривационные**) и аккумулирующие (**плотинные**)

- На **равнинных** реках, где **уклоны незначительны**, концентрация гидроэнергии выполняется по плотинной схеме. При малом расходе воды она запасается в водохранилище, а ГЭС включается в часы пикового потребления.
- На **горных** реках с **большими уклонами** используются деривационные схемы, с искусственным водоводом; у станции он переходит в напорный бассейн, откуда вода по турбинным водоводам поступает в здание ГЭС.



Гидротехнические сооружения ГЭС



Получаемая на ГЭС энергия зависит не только от расхода воды, но и от условного перепада высот на подходе к турбине – от **напора**.

Потенциальная энергия падающей на турбину воды пропорциональна напору. Для получения лучшего напора вода может подводиться к турбине через **водовод**: в сужающейся части потенциальная энергия гидростатического давления превращается в кинетическую энергию движения воды.

На гидроаккумулирующих ЭС в нерабочее время реверсивная турбина подкачивает воду из реки в водохранилище по тому же каналу.

Гидросиловой аппарат ГЭС

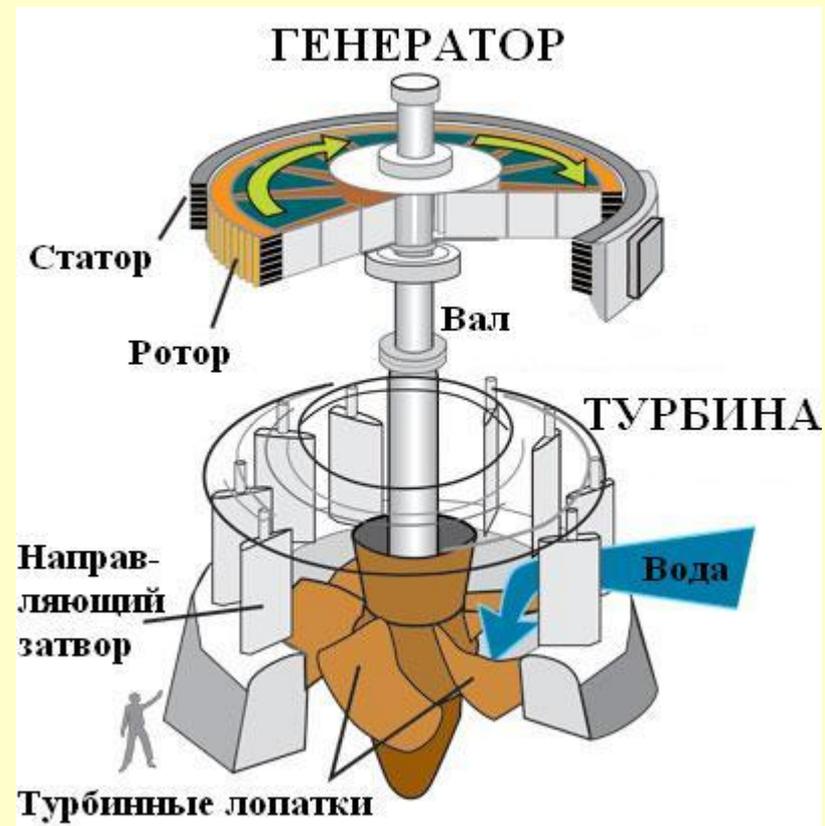
Гидросиловой агрегат ГЭС состоит из гидравлической турбины и генератора, имеющих общий вал.

Напоры воды на различных ГЭС лежат в пределах от нескольких метров до 2 км. Для работы в таком широком диапазоне применяются различные типы турбин, отличающихся формой рабочих органов и принципом воздействия воды. Все гидротурбины разделяются на два класса:

- **активные;**
- **реактивные.**

В **активной** турбине для повышения напора воды и коэффициента использования энергии вода из суживающейся насадки – сопла подается на ковшеобразные турбинные лопатки.

реактивной турбины поступает через направляющий затвор. В суживающихся каналах между лопатками затвора происходит частичное преобразование потенциальной энергии воды в кинетическую. Дальнейшее преобразование энергии осуществляется на рабочих лопатках сложной формы



Параметры ГЭС

Одна из первых ГЭС – Крэгсайт, Англия, 1870 год

Мощнейшая – «Три ущелья», Китай (*18300 МВт*, в 2011 – до *22500 МВт*)

Итайпу	Бразилия	2003	14000 МВт	95 ТВт·ч
Гури	Венесуэла	1986	10200 МВт	46 ТВт·ч
Тукуруи	Бразилия	1984	8400 МВт	21 ТВт·ч
Гранд Кули	США	1980	6800 МВт	20 ТВт·ч
Саяно-Шушенская	Россия	1989	6400 МВт	27 ТВт·ч
Красноярская	Россия	1972	6000 МВт	20 ТВт·ч

На снимке:

*Плотина ГЭС Итайпу
на реке Парана,
Бразилия – Парагвай.*

*Строительство
начато в 1970, первая
очередь запущена в
1984, завершена в 2003.*



Плюсы и минусы ГЭС

Плюсы:

- Отсутствие загрязняющих выбросов в окружающую среду;
- Очень низкая стоимость электричества (себестоимость ~5 коп/кВт·ч);
- Возможность очень длительной эксплуатации (не менее 50-100 лет);
- Возможность улучшения условий судоходства и орошения;
- Практически полная возобновляемость источника.

Минусы:

- Блокировка некоторых рек приводит к потере нерестилищ рыб;
- Создание крупных водохранилищ в равнинных районах приводит к подъему грунтовых вод \Rightarrow к заболачиванию местности;
- Увеличение водной поверхности \Rightarrow возрастает испарение, меняется климат;
- Колебания уровня воды в водохранилище и сбросовой зоне приводят к переформированию берегов реки как выше, так и ниже по течению.

Затопление территорий – один из основных минусов строительства ГЭС



Водохранилище после длительной засухи...действующее