

## ВИДИ ЭНЕРГЕТИКИ

Электрическая станция - совокупность установок, оборудования и аппаратуры, используемых непосредственно для производства электрической энергии, а также необходимые для этого сооружения и здания, расположенные на определённой территории.

В зависимости от источника энергии различают:

- *тепловые электростанции* (ТЭС), использующие природное топливо;
- *гидроэлектростанции* (ГЭС), использующие энергию падающей воды запруженных рек;
- *атомные электростанции* (АЭС), использующие ядерную энергию;
- *ветровые, солнечные, геотермальные и другие электростанции*, использующие ветровую, солнечную, геотермальную и другие виды энергий.

В нашей стране производится и потребляется огромное количество электроэнергии. Она почти полностью вырабатывается тремя основными типами электростанций: тепловыми, атомными и гидроэлектростанциями.

В России около 75% энергии производится на тепловых электростанциях. ТЭС строят в районах добычи топлива или в районах потребления энергии. ГЭС выгодно строить на полноводных горных реках. Поэтому наиболее крупные ГЭС построены на сибирских реках. Енисее, Ангаре. Но также построены каскады ГЭС и на равнинных реках: Волге, Каме.

АЭС построены в районах, где потребляется много энергии, а других энергоресурсов не хватает (в западной части страны).

Основным типом электростанций в России являются тепловые (ТЭС). Эти установки вырабатывают примерно 67% электроэнергии России.

На их размещение влияют топливный и потребительский факторы. Наиболее мощные электростанции располагаются в местах

добычи топлива. ТЭС, использующие калорийное, транспортабельное топливо, ориентированы на потребителей.

Принципиальная схема тепловой электростанции представлена на рис.1. Стоит иметь в виду, что в ее конструкции может быть предусмотрено несколько контуров - теплоноситель от тепловыделяющего реактора может не идти сразу на турбину, а отдать свое тепло в теплообменнике теплоносителю следующего контура, который уже может поступать на турбину, а может дальше передавать свою энергию следующему контуру. Также в любой электростанции предусмотрена система охлаждения отработавшего теплоносителя, чтобы довести температуру теплоносителя до необходимого для повторного цикла значения. Если поблизости от электростанции есть населенный пункт, то это достигается путем использования тепла отработавшего теплоносителя для нагрева воды для отопления домов или горячего водоснабжения, а если нет, то излишнее тепло отработавшего теплоносителя просто сбрасывается в атмосферу в градирнях (их можно видеть на рисунке обложки: из себя они представляют широкие конусообразные трубы). Конденсатором отработавшего пара на неатомных электростанциях чаще всего служат именно градирни.

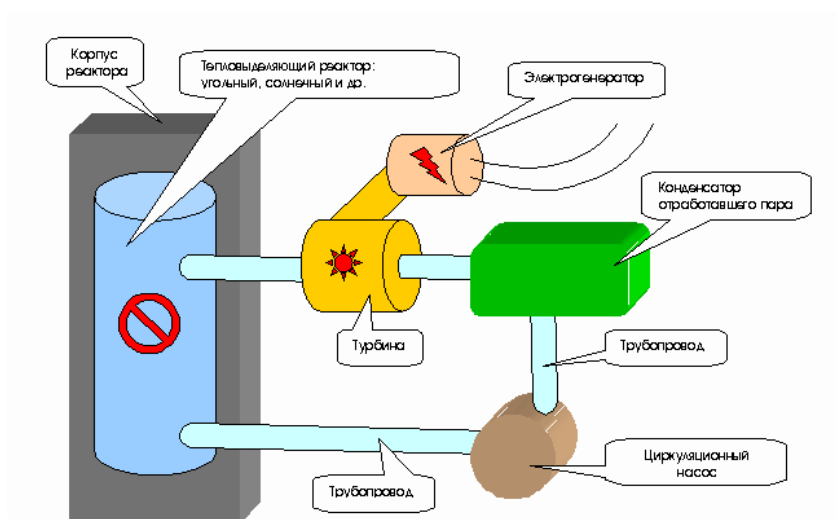


Рис.1

ТЭС, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. Среди ТЭС преобладают тепловые паротурбинные (ТПЭС), на которых тепловая энергия используется в парогенераторе для получения водяного пара высокого давления, приводящего во вращение ротор паровой турбины, соединённый с ротором электрического генератора (обычно синхронного генератора). В качестве топлива на таких ТЭС используют уголь (преимущественно), мазут, природный газ, лигнит, торф, сланцы.

ТПЭС, имеющие в качестве привода электрогенераторов конденсационные турбины и не использующие тепло отработавшего пара для снабжения тепловой энергией внешних потребителей, называются конденсационными электростанциями. На ГРЭС вырабатывается около электроэнергии, производимой на ТЭС. ТПЭС, оснащенные теплофикационными турбинами и отдающие тепло отработавшего пара промышленным или коммунально-бытовым потребителям, называемым теплоэлектроцентралями (ТЭЦ); ими вырабатывается около электроэнергии, производимой на ТЭС.

ТЭС с приводом электрогенератора от газовой турбины называются газотурбинными электростанциями (ГТЭС). В камере сгорания ГТЭС сжигают газ или жидкое топливо; продукты сгорания с температурой 750-900 С поступают в газовую турбину, вращающую электрогенератор. Кпд таких ТЭС обычно составляет 26-28%, мощность - до нескольких сотен МВт. ГТЭС обычно применяются для покрытия пиков электрической нагрузки.

ТЭС с парогазотурбинной установкой, состоящей из паротурбинного и газотурбинного агрегатов, называется парогазовой электростанцией (ПГЭС). Кпд которой может достигать 42 - 43%. ГТЭС и ПГЭС также могут отпускать тепло внешним потребителям, то есть работать как ТЭЦ.

Тепловые электростанции используют широко распространенные топливные ресурсы, относительно свободно размещаются и способны

вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний. Их строительство ведется быстро и связано с меньшими затратами труда и материальных средств. Но у ТЭС есть существенные недостатки. Они используют невозобновимые ресурсы, обладают низким КПД (30-35%), оказывают крайне негативное влияние на экологическую обстановку. ТЭС всего мира ежегодно выбрасывают в атмосферу 200-250 млн. т золы и около 60 млн. т сернистого ангидрида, а также поглощают огромное количество кислорода. Установлено, что уголь в микродозах почти всегда содержит  $U^{238}$ ,  $Th^{232}$  и радиоактивный изотоп углерода. Большинство ТЭС России не оснащены эффективными системами очистки уходящих газов от оксидов серы и азота. Хотя установки, работающие на природном газе экологически существенно чище угольных, сланцевых и мазутных, вред природе наносит прокладка газопроводов (особенно в северных районах).

Первостепенную роль среди тепловых установок играют **конденсационные электростанции (КЭС)**. Они тяготеют и к источникам топлива, и к потребителям, и поэтому очень широко распространены.

Чем крупнее КЭС, тем дальше она может передавать электроэнергию, т.е. по мере увеличения мощности возрастает влияние топливно-энергетического фактора. Ориентация на топливные базы происходит при наличии ресурсов дешевого и нетранспортабельного топлива (бурые угли Канско-Ачинского бассейна) или в случае использования электростанциями торфа, сланцев и мазута (такие КЭС обычно связаны с центрами нефтепереработки).

**ТЭЦ (теплоэлектроцентрали)** представляют собой установки по комбинированному производству электроэнергии и теплоты. Их КПД доходит до 70% против 30-35% на КЭС. ТЭЦ привязаны к потребителям, т.к. радиус передачи теплоты (пара, горячей воды) составляет 15-20 км. Максимальная мощность ТЭЦ меньше, чем КЭС.

В последнее время появились принципиально новые установки:

- газотурбинные (ГТ) установки, в которых вместо паровых применяются газовые турбины, что снимает проблему водоснабжения (на Краснодарской и Шатурской ГРЭС);
- парогазотурбинные (ПГУ), где тепло отработавших газов используется для подогрева воды и получения пара низкого давления (на Невинномысской и Кармановской ГРЭС);
- магнетогидродинамические генераторы (МГД-генераторы), которые преобразуют тепло непосредственно в электрическую энергию (на ТЭЦ-21 Мосэнерго и Рязанской ГРЭС).

В России мощные (2 млн. кВт и более) построены в Центральном районе, в Поволжье, на Урале и в Восточной Сибири.

На базе Канско-Ачинского бассейна создается мощный топливно-энергетический комплекс (КАТЭК). В проекте предусмотрено строительство восьми ГРЭС мощностью по 6,4 млн. кВт. В 1989 г. был введен в строй первый агрегат Березовской ГРЭС-1 (0,8 млн. кВт).

**Атомная электростанция (АЭС)**, электростанция, в которой атомная (ядерная) энергия преобразуется в электрическую. Генератором энергии на АЭС является атомный реактор (см. Ядерный реактор). Тепло, которое выделяется в реакторе в результате цепной реакции деления ядер некоторых тяжёлых элементов, затем так же, как и на обычных тепловых электростанциях (ТЭС), преобразуется в электроэнергию. В отличие от ТЭС, работающих на органическом топливе, АЭС работает на ядерном горючем (в основном  $^{233}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ,  $^{239}\text{Pu}$ ). При делении 1 г изотопов урана или плутония высвобождается 22 500 кВт ч, что эквивалентно энергии, содержащейся в 2800 кг условного топлива. Установлено, что мировые энергетические ресурсы ядерного горючего (уран, плутоний и др.) существенно превышают энергоресурсы природных запасов органического топлива (нефть, уголь, природный газ и др.). Это открывает широкие перспективы для удовлетворения быстро растущих потребностей в топливе. Кроме того, необходимо учитывать всё увеличивающийся объём

потребления угля и нефти для технологических целей мировой химической промышленности, которая становится серьёзным конкурентом тепловых электростанций. Несмотря на открытие новых месторождений органического топлива и совершенствование способов его добычи, в мире наблюдается тенденция к относительному увеличению его стоимости. Это создаёт наиболее тяжёлые условия для стран, имеющих ограниченные запасы топлива органического происхождения. Очевидна необходимость быстреего развития атомной энергетики, которая уже занимает заметное место в энергетическом балансе ряда промышленных стран мира.

Первая в мире АЭС опытно-промышленного назначения мощностью 5 Мвт была пущена в СССР 27 июня 1954 г. в г. Обнинске. До этого энергия атомного ядра использовалась преимущественно в военных целях. Пуск первой АЭС ознаменовал открытие нового направления в энергетике, получившего признание на 1-й Международной научно-технической конференции по мирному использованию атомной энергии (август 1955, Женева).

Принципиальная схема АЭС с ядерным реактором, имеющим водяное охлаждение, приведена на рис. 2. Тепло, выделяющееся в активной зоне реактора 1, отбирается водой (теплоносителем) 1-го контура, которая прокачивается через реактор циркуляционным насосом 2. Нагретая вода из реактора поступает в теплообменник (парогенератор) 3, где передаёт тепло, полученное в реакторе, воде 2-го контура. Вода 2-го контура испаряется в парогенераторе, и образующийся пар поступает в турбину 4.

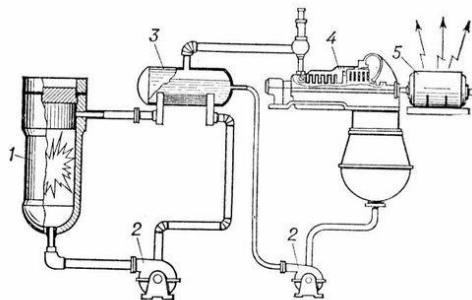


Рис. 2.

Наиболее часто на АЭС применяются 4 типа реакторов на тепловых нейтронах: 1) водо-водяные с обычной водой в качестве замедлителя и теплоносителя; 2) графито-водные с водяным теплоносителем и графитовым замедлителем; 3) тяжеловодные с водяным теплоносителем и тяжелой водой в качестве замедлителя; 4) графито-газовые с газовым теплоносителем и графитовым замедлителем.

Выбор преимущественно применяемого типа реактора определяется главным образом накопленным опытом в реакторостроении, а также наличием необходимого промышленного оборудования, сырьевых запасов и т. д. На АЭС США наибольшее распространение получили водо-водяные реакторы. Графито-газовые реакторы применяются в Англии. В атомной энергетике Канады преобладают АЭС с тяжеловодными реакторами.

В зависимости от вида и агрегатного состояния теплоносителя создаётся тот или иной термодинамический цикл АЭС. Выбор верхней температурной границы термодинамического цикла определяется максимально допустимой температурой оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), содержащих ядерное горючее, допустимой температурой собственно ядерного горючего, а также свойствами теплоносителя, принятого для данного типа реактора.

На АЭС, тепловой реактор которой охлаждается водой, обычно пользуются низкотемпературными паровыми циклами. Реакторы с газовым теплоносителем позволяют применять относительно более экономичные циклы водяного пара с повышенными начальными давлением и температурой. Тепловая схема АЭС в этих двух случаях выполняется 2-контурной: в 1-м контуре циркулирует теплоноситель, 2-й контур - пароводяной. При реакторах с кипящим водяным или высокотемпературным газовым теплоносителем возможна одноконтурная тепловая АЭС. В кипящих реакторах вода кипит в активной зоне, полученная пароводяная смесь сепарируется, и насыщенный пар направляется или непосредственно в турбину, или предварительно возвращается в активную зону для перегрева. В высокотемпературных графито-газовых реакторах возможно применение

обычного газотурбинного цикла. Реактор в этом случае выполняет роль камеры сгорания.

При работе реактора концентрация делящихся изотопов в ядерном топливе постепенно уменьшается, т. е. ТВЭЛы выгорают. Поэтому со временем их заменяют свежими. Ядерное горючее перезагружают с помощью механизмов и приспособлений с дистанционным управлением. Отработавшие ТВЭЛы переносят в бассейн выдержки, а затем направляют на переработку.

К реактору и обслуживающим его системам относятся: собственно реактор с биологической защитой, теплообменники, насосы или газодувные установки, осуществляющие циркуляцию теплоносителя; трубопроводы и арматура циркуляционного контура; устройства для перезагрузки ядерного горючего; системы спец. вентиляции, аварийного расхолаживания и др.

В зависимости от конструктивного исполнения реакторы имеют отличительные особенности: в корпусных реакторах ТВЭЛы и замедлитель расположены внутри корпуса, несущего полное давление теплоносителя; в канальных реакторах ТВЭЛы, охлаждаемые теплоносителем, устанавливаются в специальных трубах-каналах, пронизывающих замедлитель, заключённый в тонкостенный кожух. Такие реакторы применяются в СССР (Сибирская, Белоярская АЭС и др.).

При авариях в системе охлаждения реактора для исключения перегрева и нарушения герметичности оболочек ТВЭЛов предусматривают быстрое (в течение несколько секунд) глушение ядерной реакции; аварийная система расхолаживания имеет автономные источники питания.

Оборудование машинного зала АЭС аналогично оборудованию машинного зала ТЭС. Отличительная особенность большинства АЭС - использование пара сравнительно низких параметров, насыщенного или слабоперегретого.

При этом для исключения эрозионного повреждения лопаток последних ступеней турбины частицами влаги, содержащейся в пару, в турбине устанавливают сепарирующие устройства. Иногда необходимо



применение выносных сепараторов и промежуточных перегревателей пара. В связи с тем что теплоноситель и содержащиеся в нём примеси при прохождении через активную зону реактора активируются, конструктивное решение оборудования машинного зала и системы охлаждения конденсатора турбины одноконтурных АЭС должно полностью исключать возможность утечки теплоносителя. На двухконтурных АЭС с высокими параметрами пара подобные требования к оборудованию машинного зала не предъявляются.

Экономичность АЭС определяется её основными техническими показателями: единичная мощность реактора, КПД, энергонапряжённость активной зоны, глубина выгорания ядерного горючего, коэффициент использования установленной мощности АЭС за год. С ростом мощности АЭС удельные капиталовложения в неё (стоимость установленного кВт) снижаются более резко, чем это имеет место для ТЭС. В этом главная причина стремления к сооружению крупных АЭС с большой единичной мощностью блоков. Для экономики АЭС характерно, что доля топливной составляющей в себестоимости вырабатываемой электроэнергии 30-40% (на ТЭС 60-70%).

Из-за аварии в Чернобыле в 1986 году программа развития атомной энергетики была сокращена. После значительного увеличения производства электроэнергии в 80-е годы темпы роста замедлились, а в 1992-1993 гг. начался спад. При правильной эксплуатации, АЭС – наиболее экологически чистый источник энергии. Их функционирование не приводит к возникновению “парникового” эффекта, выбросам в атмосферу в условиях безаварийной работы, и они не поглощают кислород.

К недостаткам АЭС можно отнести трудности, связанные с захоронением ядерных отходов, катастрофические последствия аварий и тепловое загрязнение используемых водоемов. В нашей стране мощные АЭС расположены: в Центральном и Центрально-Черноземном районах, на Севере, на Северо-Западе, на Урале, в Поволжье и на Северном

Кавказе. Новым в атомной энергетике является создание АТЭЦ и АСТ. На АТЭЦ, как и на обычной ТЭЦ, производится тепловая и электрическая энергия, а на АСТ – только тепловая. АТЭЦ действует в поселке Билибино на Чукотке, строятся АСТ.

**Гидроэлектростанции** являются весьма эффективными источниками энергии. Они используют возобновимые ресурсы - механическую энергию падающей воды. Необходимый для этого подпор воды создается плотинами, которые воздвигают на реках и каналах. Гидравлические установки позволяют сокращать перевозки и экономить минеральное топливо (на 1 кВт-ч расходуется примерно 0,4 т угля). Они достаточно просты в управлении и обладают очень высоким коэффициентом полезного действия (более 80%). Себестоимость этого типа установок в 5-6 раз ниже, чем ТЭС, и они требуют намного меньше обслуживающего персонала.

Гидравлические установки представлены гидроэлектростанциями (ГЭС), гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС) и приливными электростанциями (ПЭС). Их размещение во многом зависит от природных условий, например, характера и режима реки. В горных районах обычно возводятся высоконапорные ГЭС, на равнинных реках действуют установки с меньшим напором, но большим расходом воды. Гидростроительство в условиях равнин сложнее из-за преобладания мягких оснований под плотинами и необходимости иметь крупные водохранилища для регуляции стока. Сооружение ГЭС на равнинах вызывает затопление прилегающих территорий, что приносит значительный материальный ущерб.

ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию.

Напор ГЭС создаётся концентрацией падения реки на используемом участке плотиной, либо деривацией, либо плотиной и деривацией совместно. Основное энергетическое оборудование ГЭС размещается в здании ГЭС: в машинном зале электростанции — гидроагрегаты, вспомогательное оборудование, устройства автоматического управления и контроля; в центральном посту управления — пульт оператора-диспетчера или автооператор гидроэлектростанции. Повышающая трансформаторная подстанция размещается как внутри здания ГЭС, так и в отдельных зданиях или на открытых площадках. Распределительные устройства зачастую располагаются на открытой площадке. Здание ГЭС может быть разделено на секции с одним или несколькими агрегатами и вспомогательным оборудованием, отделённые от смежных частей здания. При здании ГЭС или внутри него создаётся монтажная площадка для сборки и ремонта различного оборудования и для вспомогательных операций по обслуживанию ГЭС.

По установленной мощности (в Мвт) различают ГЭС мощные (свыше 250), средние (до 25) и малые (до 5). Мощность ГЭС зависит от напора  $H_b$  (разности уровней верхнего и нижнего бьефа), расхода воды  $Q$  (м<sup>3</sup>/сек), используемого в гидротурбинах, и кпд гидроагрегата  $\eta_g$ . По ряду причин (вследствие, например, сезонных изменений уровня воды в водоёмах, непостоянства нагрузки энергосистемы, ремонта гидроагрегатов или гидротехнических сооружений и т.п.) напор и расход воды непрерывно меняются, а кроме того, меняется расход при регулировании мощности ГЭС. Различают годичный, недельный и суточный циклы режима работы ГЭС.

По максимально используемому напору ГЭС делятся на высоконапорные (более 60 м), средненапорные (от 25 до 60 м) и низконапорные (от 3 до 25 м). На равнинных реках напоры редко превышают 100 м, в горных условиях посредством плотины можно создавать напоры до 300 м и более, а с помощью деривации — до 1500 м. Классификация по напору приблизительно соответствует типам применяемого энергетического оборудования: на высоконапорных ГЭС

применяют ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами; на средненапорных — поворотлопастные и радиально-осевые турбины с железобетонными и металлическими спиральными камерами, на низконапорных — поворотлопастные турбины в железобетонных спиральных камерах, иногда горизонтальные турбины в капсулах или в открытых камерах. Подразделение ГЭС по используемому напору имеет приблизительный, условный характер.

По схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров ГЭС обычно подразделяют на русловые, приплотинные, деривационные с напорной и безнапорной деривацией, смешанные, гидроаккумулирующие и приливные. В русловых и приплотинных ГЭС напор воды создаётся плотиной, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе. При этом неизбежно некоторое затопление долины реки. В случае сооружения двух плотин на том же участке реки площадь затопления уменьшается. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины. Русловые и приплотинные ГЭС строят и на равнинных многоводных реках и на горных реках, в узких сжатых долинах.

В состав сооружений русловой ГЭС, кроме плотины, входят здание ГЭС и водосбросные сооружения. Состав гидротехнических сооружений зависит от высоты напора и установленной мощности. У русловой ГЭС здание с размещенными в нём гидроагрегатами служит продолжением плотины и вместе с ней создаёт напорный фронт. При этом с одной стороны к зданию ГЭС примыкает верхний бьеф, а с другой — нижний бьеф. Подводящие спиральные камеры гидротурбин своими входными сечениями закладываются под уровнем верхнего бьефа, выходные же сечения отсасывающих труб погружены под уровнем нижнего бьефа.

В соответствии с назначением гидроузла в его состав могут входить судоходные шлюзы или судоподъёмник, рыбопропускные сооружения, водозаборные сооружения для ирригации и водоснабжения. В русловых ГЭС иногда единственным сооружением, пропускающим воду, является

здание ГЭС. В этих случаях полезно используемая вода последовательно проходит входное сечение с мусорозадерживающими решётками, спиральную камеру, гидротурбину, отсасывающую трубу, а по специальным водоводам между соседними турбинными камерами производится сброс паводковых расходов реки. Для русловых ГЭС характерны напоры до 30—40 м; к простейшим русловым ГЭС относятся также ранее строившиеся сельские ГЭС небольшой мощности. На крупных равнинных реках основное русло перекрывается земляной плотиной, к которой примыкает бетонная водосливная плотина и сооружается здание ГЭС. Такая компоновка типична для многих отечественных ГЭС на больших равнинных реках. Волжская ГЭС им. 22-го съезда КПСС — наиболее крупная среди станций руслового типа.

Самые мощные ГЭС сооружены на Волге, Каме, Ангаре, Енисее, Оби и Иртыше. Каскад гидроэлектростанций представляет собой группу ГЭС, расположенных ступенями по течению водного потока с целью полного последовательного использования его энергии. Установки в каскаде обычно связаны общностью режима, при котором водохранилища верхних ступеней регулирующие влияют на водохранилища нижних ступеней. На основе ГЭС восточных районов формируются промышленные комплексы, специализирующиеся на энергоемких производствах.

В Сибири сосредоточены наиболее эффективные по технико-экономическим показателям ресурсы. Одним из примеров этого может служить Ангаро-Енисейский каскад, в состав которого входят самые крупные гидроэлектростанции страны: Саяно-Шушенская (6,4 млн. кВт), Красноярская (6 млн. кВт), Братская (4,6 млн. кВт), Усть-Илимская (4,3 млн. кВт). Строится Богучановская ГЭС (4 млн. кВт). Общая мощность каскада в настоящее время — более 20 млн. кВт.

**Приливная электростанция (ПЭС), электростанция, преобразующая энергию морских приливов в электрическую. ПЭС**

использует перепад уровней "полной" и "малой" воды во время прилива и отлива. Перекрыв плотиной залив или устье впадающей с море (океан) реки (образовав водоём, называют бассейном ПЭС), можно при достаточно высокой амплитуде прилива ( $>4$  м) создать напор, достаточный для вращения гидротурбин и соединённых с ними гидрогенераторов, размещенных в теле плотины.

При одном бассейне и правильном полусуточном цикле приливов ПЭС может вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4-5 ч с перерывами соответственно 2-1 ч четырежды за сутки (такая ПЭС называется однобассейновой двустороннего действия). Для устранения неравномерности выработки электроэнергии бассейн ПЭС можно разделить плотиной на два или три меньших бассейна, в одном из которых поддерживается уровень "малой", а в другом - "полной" воды; третий бассейн - резервный; гидроагрегаты устанавливаются в теле разделительной плотины. Но и эта мера полностью не исключает пульсации энергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. При совместной работе в одной энергосистеме с мощными тепловыми (в т. ч. и атомными) электростанциями энергия, вырабатываемая ПЭС, может быть использована для участия в покрытии пиков нагрузки энергосистемы, а входящие в эту же систему ГЭС, имеющие водохранилища сезонного регулирования, могут компенсировать внутримесячные колебания энергии приливов.

На ПЭС устанавливают капсульные гидроагрегаты, которые могут использоваться с относительно высоким кпд в генераторном (прямом и обратном) и насосном (прямом и обратном) режимах, а также в качестве водопропускного отверстия. В часы, когда малая нагрузка энергосистемы совпадает по времени с "малой" или "полной" водой в море, гидроагрегаты ПЭС либо отключены, либо работают в насосном режиме - подкачивают воду в бассейн выше уровня прилива (или откачивают ниже уровня отлива) и т. о. аккумулируют энергию до того момента, когда в энергосистеме наступит пик нагрузки. В случае, если прилив или отлив совпадает по

времени с максимумом нагрузки энергосистемы, ПЭС работает в генераторном режиме.

Использование приливной энергии ограничено главным образом высокой стоимостью сооружения ПЭС (стоимость сооружения ПЭС Ране почти в 2,5 раза больше, чем обычной речной ГЭС такой же мощности). В целях её снижения в СССР впервые в мировой практике строительства ГЭС при возведении ПЭС был предложен и успешно осуществлен т. н. наплавной способ, применяющийся в морском гидротехническом строительстве (тоннели, доки, дамбы и т.п. сооружения). Сущность способа состоит в том, что строительство и монтаж объекта производятся в благоприятных условиях приморского промышленного центра, а затем в собранном виде объект буксируется по воде к месту его установки. Таким способом в 1963-68 на побережье Баренцева моря в губе Кислой (Шалимской) была сооружена первая в СССР опытно-промышленная ПЭС. Здание ПЭС (36г18г15 м) из тонкостенных элементов (толщиной 15-20 см), обеспечивающих высокую прочность при небольшой массе сооружения, было возведено в котловане на берегу Кольского залива, близ г. Мурманска. После монтажа оборудования и испытания корпуса здания на водонепроницаемость котлован был затоплен, здание на плаву вывели в море и отбуксировали в узкое горло губы Кислой. Здесь во время отлива оно было установлено на подводное основание и соединено сопрягающими дамбами с берегами; тем самым было перекрыто горло губы и создан бассейн ПЭС. В здании ПЭС предусмотрено размещение 2 обратимых гидроагрегатов мощностью 400 квт каждый. 28 декабря 1968 ПЭС дала промышленный ток. Создание ПЭС Ране и Кислогубской ПЭС и их опытная эксплуатация позволили приступить к составлению проектов Мезенской ПЭС (6-14 Гвт) в Белом море, Пенжинской (35 Гвт) и Тугурской (10 Гвт) в Охотском море, а также ПЭС в заливах Фанди и Унгава (Канада) и в устье р. Северн (Великобритания).

**Ветроэлектростанция** вырабатывает электроэнергию в результате преобразования энергии ветра. Основное оборудование станции -

ветродвигатель и электрический генератор. Сооружают преимущественно в районах с устойчивым ветровым режимом.

**Геотермическая электростанция** - паротурбинная электростанция, использующая глубинное тепло Земли. В вулканических районах термальные глубинные воды нагреваются до температуры свыше 100°C на сравнительно небольшой глубине, откуда они по трещинам в земной коре выходят на поверхность. На геотермических электростанциях пароводяная смесь выводится по буровым скважинам и направляется в сепаратор, где пар отделяется от воды; пар поступает в турбины, а горячая вода после химической очистки используется для нужд теплофикации. В России подобные электростанции сооружены на Камчатке: Паужетская (11 тыс. кВт)

Функционирование тепловых, атомных и гидравлических электростанции негативно влияет на состояние окружающей среды. Поэтому в настоящее время большое внимание уделяется изучению возможностей использования нетрадиционных, альтернативных источников энергии. Практическое применение уже получили энергия приливов и отливов и внутреннее тепло Земли. Ветровые энергоустановки имеются в жилых поселках Крайнего Севера. Ведутся работы по изучению возможности использования биомассы в качестве источника энергии. В будущем, возможно, огромную роль будет играть гелиоэнергетика. В США и Франции построены установки, которые работают на энергии Солнца.



## Список литературы:

1. Аргунов П. П., Гидроэлектростанции, К., 1980;
2. Бернштейн Л. Б., Приливные электростанции в современной энергетике, М., 1981;
3. Гидроэнергетические установки, под редакцией Д. С. Щавелева, Л., 1972.
4. Рыжкин В. Я., Тепловые электрические станции, М., 1976;
5. Канаев А. А., Атомные энергетические установки, Л., 1971;
6. Атомные электрические станции. Маргулова Т.Х., Подушко Л.А. М.: Энергоиздат, 1982.
7. И.Х.Ганев. Физика и расчет реактора. Учебное пособие для вузов. М, 1992, Энергоатомиздат.
8. Л.В.Матвеев, А.П.Рудик. Почти все о ядерном реакторе. М., 1990, Энергоатомиздат.