

Тема 2. Технологии извлечения энергии из возобновляемых источников (2 часа)

Гидроэнергетика

Принцип работы гидроэнергетической установки очень прост. Кинетическая энергия падающей воды используется для вращения турбины, на валу которой установлен электрогенератор (рис. 2.1).

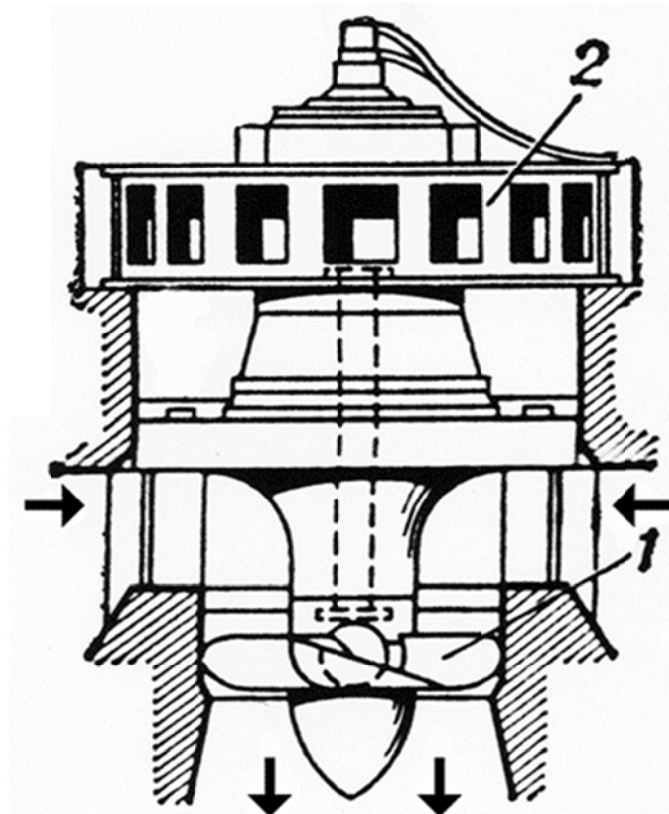


Рисунок 2.1. Гидроагрегат: 1 – гидротурбина, 2 - гидрогенератор

Схемы ГЭС

Различают деривационные ГЭС, здания которых установлены на канале, отведенном от водохранилища (верхнего бьефа гидроузла), и плотинные, в которых гидротурбины и генераторы размещены непосредственно в плотине. Низконапорные ГЭС, характерные для Северо-Запада, относятся к плотинному типу. Их сооружения обычно включают грунтовую плотину, перегораживающую русло, небольшую бетонную плотину и совмещенное с ней здание ГЭС. Схема плотинной ГЭС представлена на рис. 2.2.

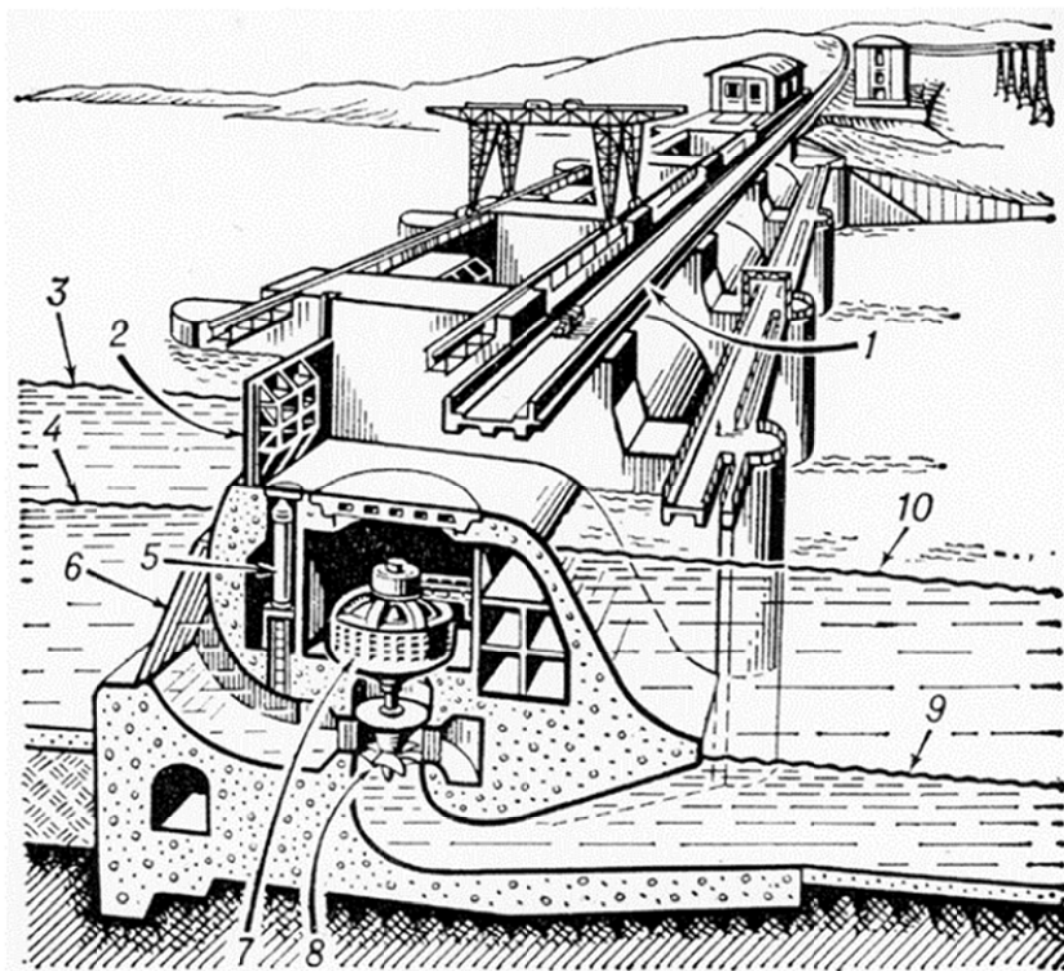


Рисунок 2.2. Схема плотинной ГЭС:

1 – плотина; 2 – затворы; 3 – максимальный уровень верхнего бьефа; 4 – минимальный уровень верхнего бьефа; 5 – гидравлический подъемник; 6 – сороудерживающая решетка; 7 – гидрогенератор; 8 – гидравлическая турбина; 9 – минимальный уровень нижнего бьефа; 10 – максимальный паводковый уровень

Мощность гидроэнергетической установки возрастает с увеличением расхода воды и скорости обтекания лопастей турбины. Она определяется выражением:

$$N = \eta_t \eta_{гг} \rho g Q H_{\text{под}} / 1000, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

где $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды,

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение силы тяжести,

Q —расход воды через гидротурбину, м³/с,

$H_{\text{под}}$ —напор воды, подведенный к гидротурбине, м, η_T —КПД гидротурбины, $\eta_{\text{эг}}$ —КПД электрогенератора.

Подведенный к турбине напор $H_{\text{под}}$ равен разности уровней в верхнем и нижнем водохранилище (бьефе) за вычетом гидравлических потерь.

Проект ГЭС разрабатывается на основе топографо-геодезических и инженерно-геологических изысканий. Используются многолетние наблюдения за гидрологическим режимом реки: расходами, уровнями, ледовым режимом. Напор на гидроузле $H_{\text{ГЭС}}$ равен разности уровней воды верхнего и нижнего бьефов. При $H_{\text{ГЭС}} < 25$ м станцию относят к низконапорным. Напор блока (гидроагрегата) представляет собой разность удельных потенциальных энергий на входе и выходе из гидротурбины и определяется из выражения:

$$H_{\text{бл}} = H_{\text{ГЭС}} - \Delta h_{\text{кин}}, \text{ м}, \quad (2.2)$$

где $\Delta h_{\text{кин}}$ — потери кинетической энергии в водоподводящих и водоотводящих сооружениях плотины. Согласно гидравлике эти потери пропорциональны квадрату скорости воды (и, следовательно, квадрату расхода). На низконапорных плотинах с $H_{\text{ГЭС}} = 6 \dots 8$ м напор блока может уменьшаться на 10...15 % только за счет сорудерживающих решеток.

Расход воды в водохранилище (верхнем бьефе) зависит не только от расхода через плотину, но также от водозабора на нужды водоснабжения, ирригации, от осадков, испарения, фильтрации, льдообразования. Расход в нижнем бьефе зависит от расхода через турбины, холостых сбросов, фильтрации.

Гидротурбины

Преобразование потенциальной энергии воды гидроузла в механическую энергию, передаваемую электрогенератору, происходит в гидротурбинах. Ведущая роль в создании и развитии гидротурбин большой мощности в России

принадлежит Ленинградскому металлическому заводу. Ленинградскими учеными и инженерами разработаны уникальные турбоагрегаты, превосходящие мировой уровень. Турбинами, выпущенными на ЛМЗ, оборудованы почти все российские и многие иностранные крупные ГЭС.

При работе гидротурбины имеют место потери энергии. Гидравлические потери связаны с вязким трением и вихреобразованием при течении воды через турбину. Объемные потери обусловлены перетеканием некоторого объема жидкости через зазоры между лопастями турбины и стенками статора агрегата. Механические потери связаны с трением в подшипниках. Суммарные потери мощности учитываются коэффициентом полезного действия гидротурбины η_T в выражении (2.1). Для современных турбин характерны значения $\eta_T = 0,85 \dots 0,9$.

Для низконапорных, в том числе малых, ГЭС оптимальными являются гидротурбины пропеллерного типа с горизонтальным валом. На рис. 2.3 представлен схематически гидроагрегат для микроГЭС на мощность от 7 до 50 кВт, напоры от 3 до 10 м, расходы воды от 0,3 до 0,9 м³/с. Гидроагрегаты такого типа размещаются в теле плотины без заглубления, что снижает стоимость строительства ГЭС. Габариты горизонтальных турбин меньше, чем вертикальных. Для малых ГЭС с невысокими плотинами научно-производственным объединением «Ранд» и АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» (С.- Петербург) разработаны горизонтальные и диагональные гидроагрегаты нескольких типоразмеров. Эти фирмы - многопрофильные предприятия, выполняющие научные исследования, инженерные изыскания, проектные и строительно-монтажные работы со сдачей объектов «под ключ».

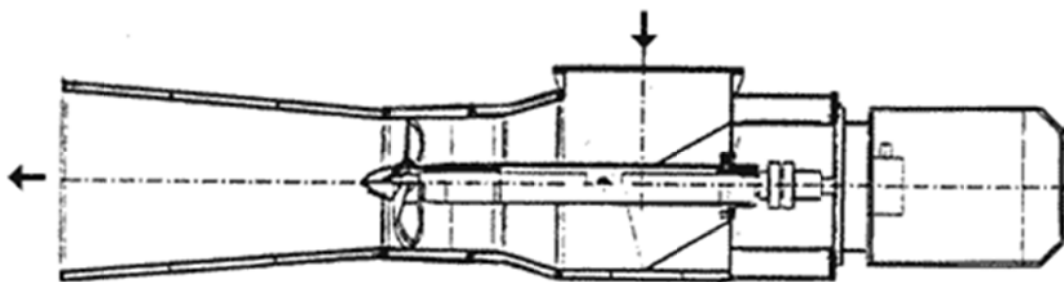


Рисунок 2.3. Схема горизонтального гидроагрегата

Разработаны программы строительства новых и восстановления заброшенных малых гидроэлектростанций. В различных зонах России, удаленных от линий электропередач, где в настоящее время электроснабжение осуществляют дизельэлектростанции, малая гидроэнергетика может обеспечить гарантированное и сравнительно дешевое энергоснабжение предприятий, фермерских хозяйств, леспромхозов и других потребителей. В затратах на строительство малых и микроГЭС около 50 % идет на механическое и электротехническое оборудование, около 40 % на гидротехнические работы и около 10% на технический надзор. В период гигантомании в отечественной гидроэнергетике были закрыты и разрушены сотни малых ГЭС. Анализ показывает, что восстановление этих станций на современном уровне вполне возможно технически и выгодно экономически.

Разработана номенклатура перспективного гидроэнергетического оборудования. Создана серия гидротурбин, позволяющая эффективно использовать низкие напоры (от 2 м), типичные для равнинных рек европейской части России. Используются серийно выпускаемые синхронные и асинхронные электрические машины. Мощность новых малых гидроустановок составляет от 6 кВт до 2 МВт. Предусмотрены возможности механического и электрического регулирования мощности.

В НПО «Ранд» разработаны автономные установки индивидуального водоснабжения, которые размещаются вблизи небольшого водотока, на котором создается напор воды 0,8...1,0 м. Подача воды такой установкой может составлять от 0,7 до 5 м³ в час на высоту до 12 м. В Центральном котлотурбинном институте разработана подобная установка бесплотинного типа: в водотоке со скоростью 1...3 м/с устанавливается турбина с горизонтальной осью, которая приводит в движение насос вытеснения, подающий воду на высоту 10...13 м.

С увеличением напора на плотине преимущества получают гидроагрегаты с вертикальной осью: поворотнолопастные осевые (рис. 2.2), диагональные,

радиальноосевые. При очень больших напорах (сотни метров) применяют ковшовые турбины с горизонтальной осью.

Гидроаккумулирующие электростанции

В мировой энергетике все шире применяются гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), которые работают в переменном режиме: накопление энергии (заряд) сменяется отдачей энергии (разрядом). На рис. 2.4 представлены типовые схемы ГАЭС: а – когда в верхний бассейн нет естественного притока воды; б – когда к воде, перекачиваемой насосами в верхнее водохранилище, добавляется речной сток (такие совмещенные установки называются «ГЭС-ГАЭС»).

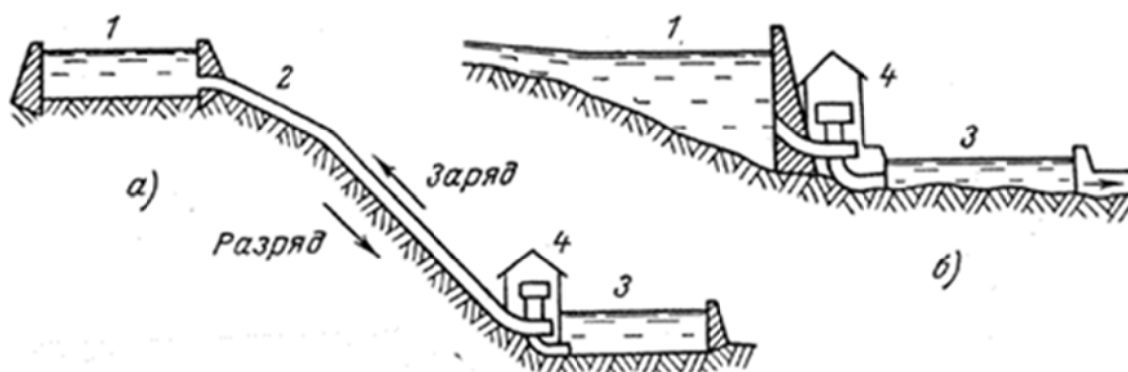


Рисунок 2.4. Схемы гидроаккумулирующих станций: а – ГАЭС, б – ГЭС-ГАЭС

Заряд – это подъем воды гидромашинами из нижнего в верхнее водохранилище (ночью, в выходные и праздничные дни, когда в энергосистеме имеет место провал нагрузки). При этом срабатывается избыточная мощность тепловых и атомных электростанций. Разряд – в часы максимума нагрузки или при авариях на других электростанциях или в сетях; при этом потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую в гидротурбине и генераторе. Таким образом, при заряде ГАЭС работает как насосная станция, а при разряде – как обычная ГЭС. Затратив на заряд четыре единицы электроэнергии, при разряде возвращаем три единицы.

Мощность, затрачиваемая при заряде, когда ГАЭС работает в насосном режиме, равна:

$$N_H = \eta_H \rho g Q H_H / 1000, \text{ кВт}, \quad (1.3)$$

где H_H – подведенный напор (сумма статического напора и потерь), η_H – КПД насосного режима.

ГАЭС популярны на Западе. Суммарная мощность ГАЭС США в конце XX века составляла около 26 ГВт, Японии – 16, Италии – 6, Германии - 4, России - 1,4 ГВт. ГАЭС требуют меньших затрат на строительство и меньших затоплений, чем обычные ГЭС. Их стоимость зависит от напора. На европейской части России напоры возможных ГАЭС не превышают 120 м, на Кавказе возможно строительство ГАЭС с напором 400 м. Обсуждается возможность строительства подземных ГАЭС, у которых нижний бассейн расположен под землей (например, в выработанной шахте).

Под Москвой сооружена Загорская ГАЭС с напором 100 м, суммарная мощность 1200 МВт. На ней установлены 6 обратимых гидроагрегатов, развивающих в турбинном режиме мощность по 200 МВт. Запроектирована Ленинградская ГАЭС в восточной части Ленинградской области мощностью 1600 МВт. Как правило, пиковые ГАЭС рассчитаны на работу в турбинном режиме в течение 4...6 часов в сутки.

Разрабатываются также полупиковые гидроаккумулирующие станции, рассчитанные на работу в 10...12 часовой зоне. Полупиковые ГАЭС требуют сооружения более емких аккумулирующих бассейнов и большей насосной мощности по сравнению с турбинной. На них приходится устанавливать кроме обратимых гидроагрегатов еще и мощные насосы.

Приливные электростанции

Притяжение Луны и Солнца порождают в Мировом океане приливную волну. Высота этой волны максимальна, когда Земля, Луна и Солнце находятся на одной линии, и минимальна, когда направления на Луну и Солнце составляют

прямой угол. Вследствие суточного вращения Земли волна накатывается на берега материков. Амплитуда приливо-отливных колебаний уровня у берега зависит от рельефа дна и от формы береговой черты. Максимальная высота приливо-отливных колебаний в заливе Фанди на атлантическом побережье Канады составляет 19,6 м. В Мезенском заливе Белого моря эта высота равна 10 м, в Пенжинской губе Охотского моря 13 м. Типичная мареограмма (кривая уровней) представлена на рис. 2.5.

Скорости приливо-отливных течений достигают 4 м/с, плотности энергии при этом составляют до 4 кВт/м².

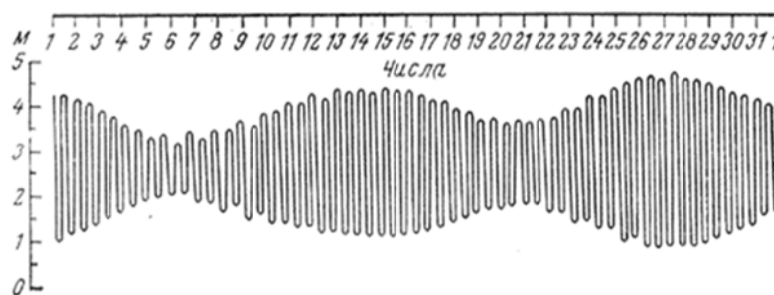


Рисунок 2.5. Кривая приливов за 1 месяц

В заливы и устья рек морская вода затекает при приливе и вытекает при отливе. Если перегородить створ пролива или устья реки плотиной, за ней образуется бассейн, в котором уровень воды при приливе ниже, а при отливе выше, чем в море. Эта разность уровней используется турбинами приливных электростанций (ПЭС). При выравнивании уровней ПЭС прекращает работу. Потенциальная (теоретическая) мощность ПЭС определяется формулой:

$$N_{\Pi} = 225 A^2 F, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

где A – среднегодовая высота приливов, м, F – площадь бассейна за плотиной, км².

Энергия, вырабатываемая ПЭС за год, составляет

$$\mathcal{E}=1,97A^2F_{\text{млнкВт.ч.}} \quad (2.5)$$

Технический потенциал реально достигает 33 % от теоретического.

Благоприятными условиями для строительства ПЭС являются значительные высоты прилива A , большая площадь бассейна F , малая длина створа и соответственно малые затраты на строительство плотины. ПЭС Ле-Ранс во Франции, расположенная в устье р. Ранс, имеет мощность 240 МВт, годовая выработка энергии составляет 600 млнкВт.ч. Экспериментальная Кислогубская ПЭС в России расположена на побережье Кольского полуострова, имеет один гидроагрегат мощностью 400 кВт. Проектируется Лумбовская ПЭС на Кольском полуострове мощностью 320 МВт с выработкой 800 млнкВт.ч/год. В отдаленной перспективе рассматривается возможность строительства Мезенской ПЭС мощностью 6000 МВт. По проекту длина плотины этой ПЭС составит 45 км, в ней будут установлены 2000 обратимых турбоагрегата, годовая выработка электроэнергии должна составить 36 млрд. кВт.ч. В Англии разработан проект приливной станции Северн мощностью 7000 МВт, на которой горизонтальные турбины имеют диаметр ротора 15 м. Во Франции проектируют станцию Шозе на 12000 МВт.

Ветровая энергетика

Механическая энергия ветроколеса передается через редуктор и разъемную муфту на асинхронный генератор, размещенный в капсуле ВЭУ. Постоянный ток от нескольких ВЭУ, входящих в состав ВЭС, преобразуется в переменный со стандартной частотой и подается в энергосистему. Мировой ветроэнергетикой отработаны методы синхронизации частоты и группового регулирования ВЭУ при работе на энергосистему, сохранения частоты при толчках, связанных с изменением скорости ветра.

Фирма АВВ предложила вместо асинхронного генератора использовать генератор постоянного тока высокого напряжения (до 20 кВ). В этом случае становятся ненужными редуктор, система плавного запуска, трансформатор,

соответственно уменьшаются габаритные размеры и масса капсулы. Энергия от ВЭУ по кабелю поступает к общему преобразователю станции и от него – в сеть.

Скорость ветра меняется в течение суток, испытывает сезонные и другие изменения. Соответственно меняется мощность, вырабатываемая ветровыми электростанциями, имеют место набросы и провалы их доли в нагрузке энергосистемы. Поэтому для поддержания частоты тока необходимо иметь в составе энергосистемы запас резервных мощностей. Проще всего эта задача решается при совместной работе на энергосистему ветровых и гидравлических станций, в том числе ГАЭС. Избыточная энергия, которая вырабатывается ВЭС в часы минимального потребления энергосистемой, может аккумулироваться закачкой воды в расположенный выше бассейн. Можно использовать ее, закачивая сжатый воздух в подземные резервуары, или вырабатывая водородное топливо электролизом воды.

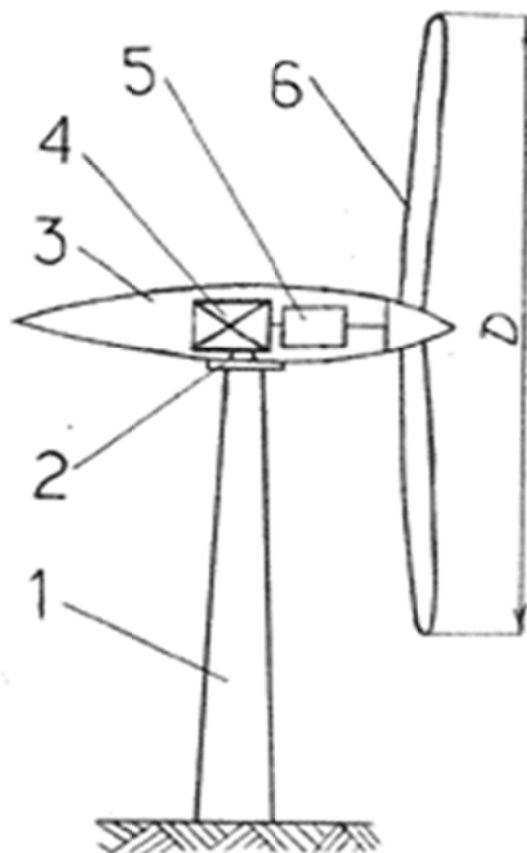


Рисунок 2.6. Схема ВЭУ:

1 – башня; 2 – токосъемник; 3 – гондола; 4 – электрогенератор; 5 - редуктор;
6 - ротор

В России выпуск ветровых энергоустановок «Радуга» начат на АО «Тушинский машиностроительный завод». Российское машиностроение имеет достаточный опыт для решения механических и электромеханических проблем разработки и производства ВЭУ. Правда, нет опыта изготовления наиболее ответственных деталей – крупногабаритных лопастей ветроколеса. Высказываются опасения по поводу обмерзания ротора установки в зимнее время, особенно при работе на побережье Кольского полуострова, где холодный воздух соседствует с незамерзающим морем. По литературным данным, в Дании и северной Германии работающие ВЭУ зимой не обмерзают – по-видимому, вибрации лопастей из стеклопластика стряхивают налипшие частицы льда. Однако при останове ВЭУ обледенение ротора может вызвать поломки.

Солнечная энергетика

В безмашинных солнечных энергетических установках энергия солнечного излучения подвергается прямому преобразованию в электрическую энергию, без промежуточного перехода в механическую. Для прямого преобразования не нужны турбины и электрогенераторы.

Термоэлектрические преобразователи

В основе прямого преобразования тепловой энергии солнечного излучения в электричество лежит эффект Зеебека, открытый в 1821 году. Если спаять концами два проводника разного химического состава и поместить спаи в среды с разными температурами, то между ними возникает термо-ЭДС:

$$E = \alpha(T_1 - T_2),$$

где T_1 – абсолютная температура горячего спаи, T_2 – абсолютная температура холодного спаи, α – коэффициент пропорциональности.

В цепи проводников возникает ток J , причем горячий спай за секунду поглощает теплоту из нагретого источника в количестве $Q_1 = \alpha T_1 J$, а холодный спай отдает теплоту низкотемпературному телу в количестве $Q_2 = \alpha T_2 J$. Разность подведенной и отведенной теплоты составляет секундную работу тока

$$L = \alpha (T_1 - T_2) J, \text{Вт.}$$

Отношение работы к подведенной теплоте есть термический КПД процесса преобразования

$$\eta_t = L/Q_1 = \alpha (T_1 - T_2) J / \alpha T_1 J = (T_1 - T_2) / T_1. \quad (2.6)$$

Таким образом, КПД идеального термоэлектрического преобразователя совпадает с термическим КПД цикла Карно и полностью определяется абсолютными температурами горячего и холодного спаев. В реальных преобразователях имеют место необратимые потери из-за электрического сопротивления проводников, их теплопроводности и термического сопротивления теплообмену спаев с окружающими средами. Поэтому действительный КПД установки равен

$$\eta = \eta_{\text{оэ}} (T_1 - T_2) / T_1, \quad (2.7)$$

где $\eta_{\text{оэ}} < 1$ – относительный электрический КПД преобразователя (назван так по аналогии с относительным внутренним КПД турбины, учитывающим необратимые потери на дросселирование).

При использовании металлических термоэлектродов КПД термоэлектрических преобразователей очень мал – не превышает сотых долей процента. В 1929 г. А.Ф. Иоффе показал, что значительный эффект дает применение полупроводников – КПД возрастает до величины порядка 10 %. В современных термоэлектрических генераторах полупроводниковые

термоэлементы, в которых «горячие» спаи нагреваются солнечными лучами, соединены последовательно. Такого рода генераторы применяются в качестве автономных источников электроэнергии для потребителей малой мощности – маяков, морских сигнальных буюв и т.п.

Фотоэлектрические преобразователи

В основе установок этого типа лежит принцип выбивания электронов из полупроводниковых материалов световыми квантами. Лучистая энергия преобразуется в электрическую. В современной солнечной энергетике широко применяются полупроводниковые преобразователи из химически чистого кристаллического кремния. Кремний - широко распространенный в земной коре элемент; песок, кварц – это диоксид кремния SiO_2 . Производство чистого кремния в конце XX века дало возможность наладить выпуск ряда полупроводниковых приборов, в частности процессоров для современных компьютеров. Высокотехнологичные наукоемкие производства в США сосредоточены в «силиконовой» (кремниевой) долине в штате Калифорния. Создание солнечных энергоисточников входит в программы та-ких крупнейших мировых концернов, как Сименс, Сони, Хитачи. Лидерами в области солнечной энергетике на кремниевых преобразователях являются США, Германия, Дания, Япония, Швейцария. Стоимость кремниевых фотоэлектрических преобразователей за последние 40 лет снизилась в 40 раз, 1 кВт установленной мощности на фотоэлектрических СЭС обходится примерно в \$2500.

Солнечный элемент состоит из двух соединенных между собой кремниевых пластинок. Свет, падающий на верхнюю пластинку, выбивает из нее электроны, посылая их на нижнюю пластинку. Так создается ЭДС элемента. Последовательно соединенные элементы являются источником постоянного тока. Несколько объединенных фотоэлектрических преобразователей представляют собой солнечную батарею. Эффективность преобразования лучистой энергии в электрическую в современных установках достигает 13...17 %, в лабораторных условиях на некоторых полупроводниках достигнута эффективность 40%.

Мощность СЭУ с фотоэлектрическими преобразователями определяется соотношением

$$N_{\text{фэ}} = \eta_{\text{фэ}} F_{\text{фэ}} I, \text{ Вт}, \quad (2.8)$$

где $\eta_{\text{фэ}}$ - КПД фотоэлектрических преобразователей (изменяется в современных кремниевых элементах в пределах 0,12...0,17), $F_{\text{фэ}}$ – их общая площадь, м².

Использование фотоэлектрических СЭС начиналось с космической техники, где стоимость играла второстепенную роль. «Крылья» фотоэлементов станции Мир имели площадь в сотни квадратных метров. На Луне дольше года работал «Луноход», питаемый от солнечных батарей. На американской станции «Скайлэб» батарея общей площадью 130 м² обеспечивала энергопитание мощностью 10,5 кВт.

В наше время модули фотоэлектрических преобразователей производятся в ряде стран для нужд большой энергетики. Мощности одиночных солнечных установок этого типа в США достигли 10 МВт, причем пик мощности достигается, когда Солнце находится в зените – близко к тому времени, когда суточный ход потребления энергии в солнечных южных субтропических штатах Америки имеет максимум в связи с работой кондиционеров.

Важным преимуществом фотоэлектрических СЭС являются очень малые эксплуатационные затраты – модули, защищенные от пыли и атмосферных осадков стеклом или пленкой, работают десятки лет без обслуживания. В облачную погоду мощность СЭС этого типа несколько снижается, хотя и меньше, чем для термоэлектрических установок. Следует ожидать, что в южных солнечных регионах РФ при массовом выпуске и снижении стоимости кремниевых модулей такие установки окажутся конкурентоспособными в сравнении с традиционными, работающими на дорожающем органическом топливе.

Разрабатываются проекты спутниковых фотоэлектрических СЭС. Предполагается выводить и монтировать их на геостационарных орбитах на экваторе, на высоте 35800 км, так что они будут постоянно «висеть» над одним и тем же местом. Солнечные элементы с поверхностью в десятки км² размещаются на тонкой синтетической пленке, ориентированной перпендикулярно к солнечным лучам. Электрический ток от солнечных элементов преобразуется в специальных генераторах в микроволновое излучение, которое бортовой антенной направляется на Землю. Передающая антенна имеет диаметр около 1 км, а приемная антенна СВЧ-излучения на Земле – около 7 км. Приемная станция превращает СВЧ-излучение в ток промышленной частоты и напряжения. Для реализации этого уникального по замыслу и масштабам проекта потребуются громадные средства и большой объем научно-технических разработок.

В России главным научным разработчиком фотоэлектрических преобразователей является Физико-технический институт им. А.Ф. Иоффе в Санкт-Петербурге. Директор этого института, нобелевский лауреат академик Ж.И. Алферов - горячий сторонник солнечной энергетики. На Рязанском заводе металлокерамических приборов налажен выпуск модулей СЭУ разных типоразмеров и разных технических характеристик. Солнечные ФЭУ выпускает НПО «Квант» (Москва), ЗАО «Телеком-СТВ» в г. Зелено-град Московской обл. Осваивается производство «солнечного кремния» - базового материала для фотоэлектрических преобразователей. 1 кг кремния на СЭУ за год вырабатывает такое количество электроэнергии, на производство которого на обычных ТЭС требуется 2,5 т нефти, а срок службы кремниевого преобразователя – 30 лет и более.

Паротурбинные СЭС

В 70-е годы XX века Советским Союзом в Крыму и Соединенными Штатами в Калифорнии построены паротурбинные СЭС, устройство которых схематически показано на рис. 2.7. На башне 2 установлен котел 3, на котором фокусируется солнечное излучение, собираемое с нескольких гектаров земной поверхности зеркалами-гелиостатами. Гелиостаты 1 отслеживают движение

Солнца по небосводу. Зеркала каждого гелиостата площадью в несколько квадратных метров направляют солнечные лучи на стенки теплообменника котлоагрегата, в котором вырабатывается пар с температурой до 510 °С. По паропроводу 5 пар направляется в машинный зал, где электроэнергия производится в традиционном паротурбинном цикле. Установка имеет накопитель теплоты 4 – емкость объемом в несколько тысяч м³, заполненную щебнем, который нагревается «острым» паром в часы максимума интенсивности солнечного излучения и отдает теплоту после захода Солнца.

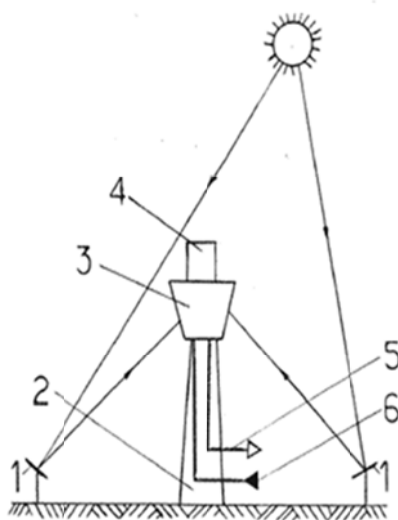


Рисунок 2.7. Схема СЭС:

1 – гелиостаты; 2 – башня; 3 – солнечный котел; 4 – теплоаккумулятор; 5 – трубо-провод острого пара; 6 – трубопровод питательной воды

Геотермальная энергетика

В одноконтурной установке, работающей, например, на первой очереди Паужетской ТЭС, паровая фракция выделяется из геотермальной пароводяной смеси в сепараторе и поступает на конденсационную турбину, работающую на насыщенном паре (рис. 2.8). Теплоноситель из скважины несет в себе большое количество солей и вредных газов (в том числе, сероводород H_2S), присутствие которых в паровом контуре недопустимо. Поэтому необходима сепарация пара.

На зарубежных ГеоТЭС применяются в основном центробежные сепараторы типа циклонных аппаратов, которые обеспечивают остаточную влажность пара на уровне 0,5 %. В России ЭНИНом разработан гравитационный сепаратор, на выходе из которого влажность пара составляет от 0,01 до 0,05 %. Если применить еще промывку «острого» пара чистым конденсатом (до 1...2 % от общего расхода конденсата), то качество пара становится таким же, как в традиционных ТЭС и АЭС.

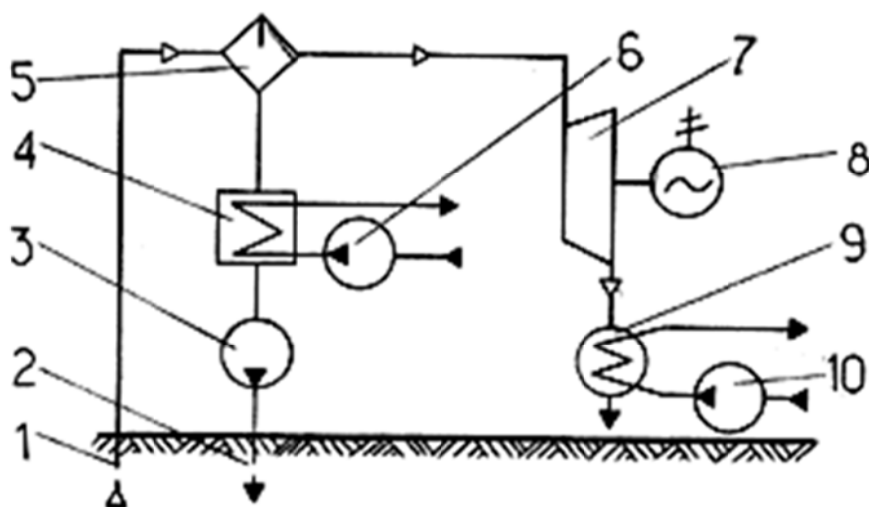


Рисунок 2.8. Тепловая схема одноконтурной ГеоТЭС

В состав двухконтурной ГеоТЭУ (рис. 2.9) входит парогенератор 4, в котором тепловая энергия геотермальной пароводяной смеси используется для нагрева и испарения питательной воды традиционной влажнопаровой паротурбинной установки 6 с электрогенератором 5. Отрабатывая в парогенераторе геотермальная вода закачивается насосом 3 в обратную скважину 2. Химочистка питательной воды турбоустановки ведется обычными методами. Питательный насос 8 возвращает конденсат из конденсатора 7 в парогенератор. В двухконтурной установке неконденсирующиеся газы в паровом контуре отсутствуют, поэтому в конденсаторе обеспечивается более глубокий вакуум и термический КПД установки возрастает по сравнению с одноконтурной. На выходе из парогенератора остающаяся теплота геотермальных вод может, как и в случае одноконтурной ГеоТЭС, использоваться для нужд теплоснабжения.

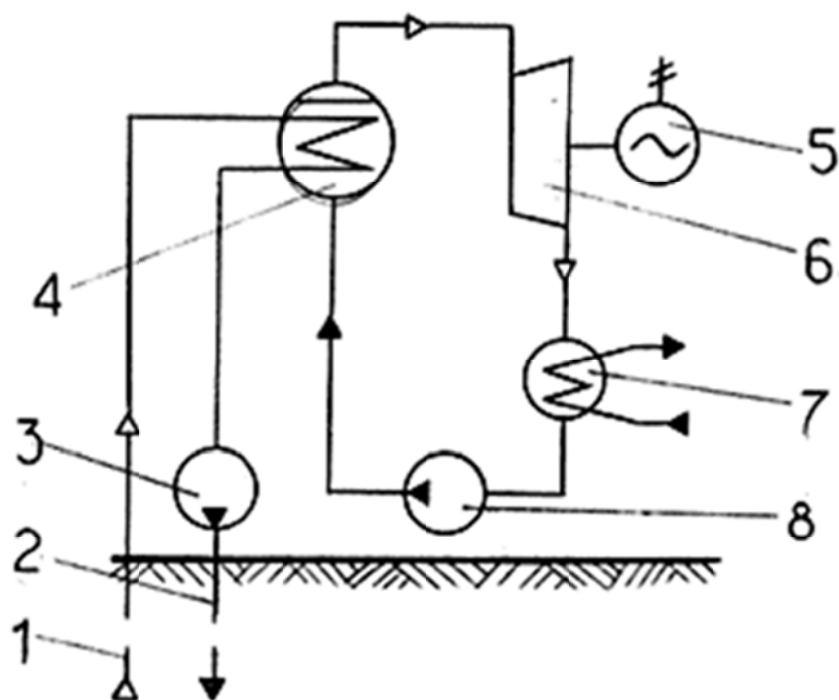


Рисунок 2.9. Тепловая схема двухконтурной ГеоТЭС

Биотопливо

Котлы с кипящим слоем

При сжигании топлива в топках с высокой температурой образуется большое количество диоксида азота NO_2 . Это высокотоксичный газ бурого цвета с удушливым запахом. При снижении температуры в топке до 1000°C и ниже диоксид азота почти не образуется. Это достигается сжиганием твердого топлива (каменного и бурого угля, сланца, древесных отходов, бытового мусора и т.д.) в кипящем (псевдоожиженном) слое.

Мелкозернистый горючий материал, размещенный на решетке топки, продувается снизу воздухом со скоростью, превышающей предел устойчивости плотного слоя. «Скорость оживления» зависит от плотности горючего материала и от крупности частиц, обычно она находится в пределах $0,9 \dots 2,3$ м/с. Возможные состояния системы «газ – частицы топлива» показаны на рис. 2.10.

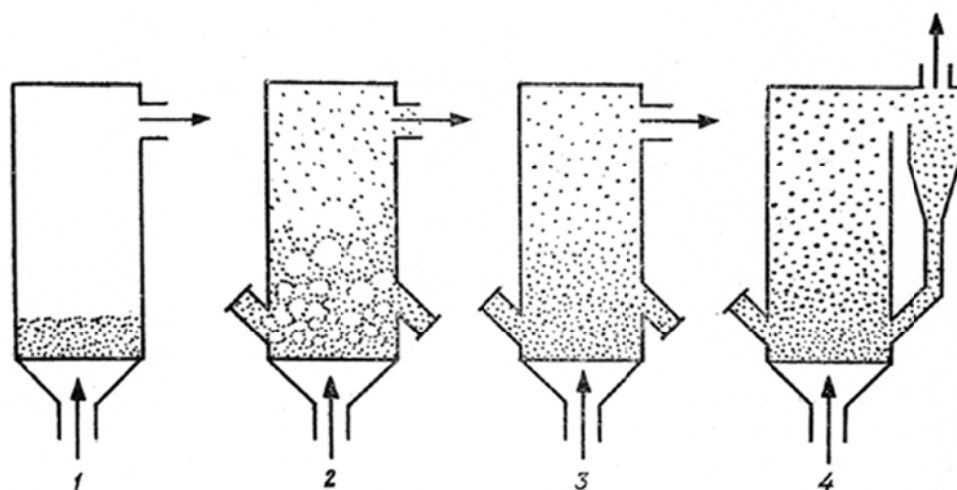


Рисунок 5.1. Топки с кипящим слоем:

1 – слоевое сжигание; 2 – кипящий слой с пузырями; 3 – переход к пневмотранспорту; 4 – циркулирующий кипящий слой

При скорости продувки меньше критической (схема 1) частицы топлива лежат в плотном слое. Это – обычная слоевая топка. В топку с кипящим слоем (схема 2) первичный воздух подается снизу, измельченное топливо вводится через патрубок слева. Если превышена скорость оживления, в слое происходит интенсивная циркуляция частиц, напоминающая пузырьковое кипение жидкости. Часть воздуха проходит через такой слой в виде пузырей, которые еще сильнее перемешивают горючий материал. Частицы циркулируют в объеме слоя до полного их выгорания. Для сжигания вынесенных из слоя частиц через правый патрубок вводится вторичный воздух.

С дальнейшим увеличением скорости продувки (схема 3) все большее количество мелких частиц выносится из кипящего слоя, происходит переход к режиму пневмотранспорта. В этом случае целесообразно применять сепарацию несгоревшего топлива (обычно в циклонных аппаратах газоочистки) с возвратом отсепарированных частиц в кипящий слой (схема 4). Такой режим работы топки называют «циркулирующим кипящим слоем».

Внутри слоя размещаются трубы с нагреваемым теплоносителем, который отводит выделяемую теплоту. Контакт с движущимися горящими частицами топлива приводит к значительной интенсификации теплообмена. Благодаря

сравнительно низкой температуре горения в топках с кипящим слоем не происходит расплавления золы, и поэтому она не налипает на поверхности теплообмена котла. В результате сокращаются затраты на очистку поверхностей теплообмена.

Кипящий слой на 90 % и более состоит из частиц золы или специально добавляемого инертного материала (известняка, доломита, шамотной крошки). Поэтому в кипящем слое можно сжигать материалы с очень высокой зольностью. Введение известняка позволяет резко снизить выбросы диоксида серы SO_2 – этот токсичный газ переходит в безвредный гипс CaSO_4 , удаляемый из топки вместе с золой. Увеличение концентрации топлива в слое приводило бы к появлению в продуктах сгорания водорода H_2 и оксида углерода CO .

Топки с кипящим слоем широко используются в промышленности для обжига различных руд, колчеданов в сернокислотном производстве и т.п. В Финляндии, Швеции котлы с кипящим слоем широко применяются для утилизации отходов лесной промышленности (щепы, коры, опилок) и для сжигания фрезерного и кускового торфа. В США, Англии, Франции котлы с кипящим слоем все шире применяются на ТЭС. В США мощность котельных установок с кипящим слоем достигла 200 МВт.

Применение топок с кипящим слоем позволяет утилизировать громадное количество угольных отходов, накопленных в терриконах около угольных шахт и обогатительных фабрик. В отвальной пустой породе содержится значительное количество неиспользованного твердого топлива, самовозгорание которого приводит к загрязнению атмосферы дымом, оксидами серы и азота.

Сжигание древесных отходов

Измельченные древесные отходы (кора, щепа, опилки) имеют теплоту сгорания сухой массы 18...20 МДж/кг. После механического обезвоживания в отжимных аппаратах они имеют влажность $W_p = 55...60\%$ и теплоту сгорания около 6 МДж/кг. Отходы обычно сжигаются в котлах утилизаторах, оборудованных слоевыми топками с наклонными колосниковыми решетками. Под решетку подается нагретый воздух. На наклонной решетке за счет лучистой

теплоты, воспринимаемой от топочных газов, происходит нагрев, подсушивание и воспламенение отходов, а затем выделение и сгорание летучих веществ – CO, H₂, углеводородов. Коксовый остаток дожигается на движущейся механической цепной решетке.

Для растопки котла и обеспечения устойчивого горения используются мазутные или газовые горелки. Уходящие из котла дымовые газы используются для сушки отходов. При снижении влажности отходов до 40 % повышаются КПД и стабильность работы котла, снижается расход мазута или газа.

Вопросы для самоконтроля

1. В каких регионах России имеет перспективу строительство крупных ГЭС?
2. С чем связаны потери энергии при работе гидротурбины?
3. Каким способом можно использовать энергию морских волн?
4. Какую предельную единичную мощность имеют современные ВЭУ?
5. Почему при работе ВЭУ на энергосистему необходим запас резервных мощностей?
6. Как устроены термоэлектрические преобразователи?
7. Охарактеризуйте проект солнечной космической электростанции.
8. Какие регионы России перспективны для освоения геотермальной энергии?
9. Какие проблемы тормозят развитие геотермальной энергетики?
10. Каковы запасы и перспективы энергетического использования древесины?
11. Из чего получают синтетическое жидкое и газовое топливо?