

В. Г. ЛАБЕЙШ

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**Санкт-Петербург
2003**

ББК 20.1я121
УДК 620.9 (075)

В.Г.Лабейш. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии:
Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2003.-79 с.

Учебное пособие по дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» составлено в соответствии с Государственными образовательными стандартами высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированных специалистов 650800 – теплоэнергетика (специальности 100500 – тепловые электрические станции, 100700 – промышленная теплоэнергетика), и направлению подготовки бакалавров 550900 – теплоэнергетика.

Пособие содержит необходимые для специалиста в области теплоэнергетики сведения по гидравлическим, ветровым, солнечным, геотермальным источникам энергии и энергетическим установкам, биотопливу и использованию вторичных энергетических ресурсов.

Рассмотрено на заседании кафедры теплотехники и теплоэнергетики
.04.04.2003 г., одобрено методической комиссией факультета 14.04.03г.

Р е ц е н з е н т ы : кафедра теплотехники и теплоэнергетики СЗТУ (заведующий кафедрой З.Ф.Каримов, д-р техн. наук, проф.); И.Г.Киселев, д-р техн. наук, проф., заведующий кафедрой теплотехники и теплосиловых установок С.-Петербургского университета путей сообщения; В.Д.Иванов, канд. техн. наук, доц. С.-Петербургского технологического университета растительных полимеров.

© Лабейш В.Г., 2003.

© Северо-Западный государственный заочный технический университет, 2003.

ВВЕДЕНИЕ

Курс «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» дает студенту необходимые знания по проблемам энергетики, не связанной с сжиганием топлива. Биосфера представляет собой открытую термодинамическую систему, в которой основной источник энергии – излучение Солнца. Под действием солнечной энергии в результате биосинтеза из углекислого газа CO_2 , содержащегося в атмосфере, зеленой растительностью планеты образованы соединения углерода, или органическое топливо – торф, каменный уголь, нефть, природный газ.

Хозяйственная деятельность человека, в результате которой биосфера переходит в новое состояние – ноосферу, в начале XXI века сопряжена с расходом громадного количества органического топлива, накопленного природой за миллионы лет эволюции. Значительную часть потребляемых в России топливно-энергетических ресурсов использует энергетика – базовая отрасль современной экономики. Через топливно-энергетический баланс России за год протекает около 1,5 млрд т условного топлива, из них примерно 90% приходится на природный газ, нефть, каменный уголь. Большинство регионов РФ не обеспечено в достаточном объеме собственными энергоресурсами, и со временем их дефицитность будет возрастать.

Запасы угля в России велики, при современных объемах потребления их хватит на столетия. В настоящее время в РФ годовая добыча угля составляет около 280 млн т, из них экспортируется около 40 млн т. Доля угля в приходной части топливно-энергетического баланса РФ – менее 20%. Годовая добыча угля в Китае в 5 раз превышает российскую, в США – в 4 раза. Основные угольные бассейны России (Кузнецкий, Печорский, Канско-Ачинский, Якутский) расположены далеко от основных потребителей энергии, расположенных в европейской части страны, перевозка обходится дорого. Дорого стоит и добыча угля шахтным способом, особенно в Донецком бассейне, где глубина шахт достигла 1 км.

Сложившийся диспаритет цен на топливо, когда тысяча нм^3 природного газа в 2002 г. в РФ стоила очень дешево - \$12 (в Западной Европе \$120...140), привел к сокращению потребления угля, особенно в европейской части России. В ближайшие годы неизбежно повышение цен на газ и увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе до 30...35%. Вместе с тем следует иметь в виду, что каменный уголь – это экологически наиболее грязное топливо, значительные средства приходится затрачивать на очистку выбросов. В перспективе следует ожидать развития переработки угля и сланца в жидкое топливо с

ки угля и сланца в жидкое топливо с использованием энерготехнологий, созданных советскими учеными и инженерами.

Нефть и нефтепродукты – наиболее дефицитный вид топлива. Годовая добыча нефти в России в начале XXI века – около 380 млн т. Разведанные запасы нефти в РФ невелики, при современных объемах добычи и экспорта их хватит лет на 35...40. Основные нефтеносные провинции России расположены в труднодоступных регионах (север Тюменской области, Тимано-Печорский бассейн, шельф окраинных морей Северного Ледовитого океана). Добыча и транспортировка нефти в РФ обходится дорого (около \$10 за баррель, для сравнения на Ближнем Востоке – около \$2). Баррель, или бочка (примерно 160 литров), – это принятая на мировом нефтяном рынке единица измерения количества нефти.

Нефть – ценное сырье для производства резины, пластмасс, синтетического волокна. Из нефти получают моторное топливо, мазут для теплоэнергетики. В мире идет ожесточенная борьба за нефтяные ресурсы. Одну треть всей добываемой в мире нефти потребляют Соединенные Штаты Америки, еще одну треть – Западная Европа и Япония. На долю остальных 80% населения планеты достается оставшееся. Цены на нефть на мировом рынке скачут, но имеют устойчивую тенденцию к повышению. Россия вывозит более половины добываемой в стране нефти (с учетом нефтепродуктов), доходы от экспорта нефти – ведущая статья приходной части госбюджета. Мазут для энергетики уже сейчас – наиболее дорогое топливо, к тому же при его сжигании экологические нагрузки на окружающую среду гораздо больше, чем от газовой теплоэнергетики. В ближайшие годы следует ожидать снижения роли нефти и нефтепродуктов в топливно-энергетическом балансе.

Природный газ – самое чистое топливо. Его запасы в России велики – около 35% мировых, годовая добыча – около 600 млрд м³. За последние десятилетия газ вышел на первое место среди потребляемых видов топлива. Основные газonosные провинции России расположены в труднодоступных районах – Ямало-Ненецком автономном округе, на шельфе Баренцева моря. Разведка, добыча, транспортировка газа требуют больших инвестиций. К тому же газ, как и нефть – исчерпаемый энергоресурс, рентабельных к разработке разведанных запасов России при современных объемах добычи хватит лет на 60...70. Около трети добываемого в РФ газа в наше время идет на экспорт, причем эта доля имеет тенденцию к увеличению. А ведь газ, как и нефть, это ценное сырье для химической промышленности, из него получают полиэтилен и другие пластмассы, синтетическое волокно, технический этиловый спирт.

Сжигание органического топлива приводит к опасным экологическим последствиям: загрязнению атмосферы диоксидом серы, оксидами азота, несгоревшими углеводородами, золой и сажей. Выбросы углекислоты, или диоксида углерода CO₂, приводят к парниковому эффекту, потеплению климата планеты и повышению уровня Мирового океана с затоплением прибрежных участков суши. Проблема усугубляется вырубкой

леса – основного переработчика углекислого газа в атмосфере Земли. Международные соглашения по ограничению выбросов парниковых газов («Киотский протокол») пока имеют низкую эффективность. Страны – загрязнители не спешат выполнять эти соглашения, к тому же несправедливые по отношению к России. Действительно, квоты на выбросы устанавливаются государствам исходя из уровня сжигания органического топлива в 1990 году без учета объемов переработки углекислого газа зеленой растительностью на территории страны-загрязнителя. Россия сжигает менее 5% мирового расхода топлива и занимает далеко не первое место по выбросам CO₂. В то же время мы безусловно лидируем по объему переработки углекислого газа зеленой растительностью – ведь 22% лесов планеты размещены на нашей территории.

Экологическая вредность традиционной энергетики на органическом топливе обычно не учитывается в цене за отпускаемую электроэнергию. В ряде стран (Швеции, Финляндии, Голландии) введены экологические налоги на уровне 10...30% от стоимости сжигаемой нефти. Этот налог граждане платят за несовершенство энергетики.

Альтернативой сжиганию органического топлива считалась атомная энергетика. Во Франции около 80% потребляемой электроэнергии производится на АЭС, в Бельгии – около 60% (в России – 15%). Ядерное топливо, применяемое в широко распространенных реакторах на тепловых нейтронах, – это уран, обогащенный нуклидом ²³⁵U. Он тоже исчерпаем. При современном уровне использования ядерного топлива месторождений урана, пригодных для добычи, хватит лет на 40...50. Возможно использование оружейного высокообогащенного урана и плутония, накопленных во времена гонки ядерных вооружений, что продлит возможность использования подобных реакторов еще лет на 10. Не до конца решена атомной энергетикой проблема хранения и переработки радиоактивного отработавшего ядерного топлива.

В атомной энергетике применяются также реакторы на быстрых нейтронах, в которых топливом является недефицитный нуклид ²³⁸U и к тому же нарабатывается новое топливо – плутоний ²³⁹Pu. Для этих реакторов сырьем будут служить огромные количества ²³⁸U, накопленные в процессе производства ядерного топлива и оружия. Однако эти реакторы с жидкометаллическим теплоносителем пока очень дороги и эксплуатируются в единичных экземплярах. Так, в России работает единственный реактор БН-600 на Белоярской АЭС. Запроектированный БН-800 вряд ли будет введен в ближайшие годы.

По приведенным причинам инвестиции в атомную энергетику в мире в наше время резко снизились по сравнению с 70-ми годами XX века. Атомные станции, построенные в Советском Союзе, близки к исчерпанию своего ресурса; принимаются меры к продлению срока их эксплуатации, но в любом случае дата их остановки не за горами.

Наука работает над освоением термоядерной энергии синтеза легких элементов, что дало бы человечеству неограниченные энергоресурсы.

Сырьем для этого синтеза является дейтерий – нуклид водорода с атомной массой 2. В природе на каждые 10000 атомов обычного водорода приходится один атом дейтерия; энергия дейтерия, содержащегося в одном литре воды, эквивалентна 300 литрам бензина. Запасы дейтерия в океане громадны. Однако до настоящего времени реакция термоядерного синтеза эффективно реализована только в водородной бомбе. Для осуществления этой реакции необходимы очень высокие температуры – сотни миллионов градусов, что пока не позволяет применить управляемый термоядерный синтез в энергетике. Международным консорциумом с участием российских ученых и инженеров разрабатываются энергетические установки с управляемым термоядерным синтезом, однако трудно ожидать успешного завершения этих работ в ближайшие годы.

В традиционной энергетике заметную роль играют гидроэлектростанции. В России до 18% электроэнергии производится на ГЭС (в Германии – около 1%). Гидростанции работают на возобновляемом энергоносителе – убыль воды в водохранилище восполняется атмосферными осадками. В Советском Союзе построены крупные ГЭС на полноводных реках – Волге, Енисее, Ангаре. ГЭС особенно эффективны на реках с большим расходом воды и при больших перепадах высот (напорах). В равнинных местностях, например в Поволжье, их строительство приводит к затоплению водохранилищами больших площадей земли, которые таким образом выводятся из хозяйственного землепользования (поэтому так мала доля ГЭС в энергетике густонаселенной Западной Европы).

Строительство крупных ГЭС вызывает ряд неблагоприятных экологических последствий. Высокие плотины вызывают подъем уровня воды в водохранилище, что приводит к заболачиванию берегов. В местах с сухим климатом подъем грунтовых вод, выносящих на поверхность растворенные соли, вызывает засоление почв. В стоячей воде водохранилища накапливаются взвешенные твердые частицы, происходит заиливание. При штормовых ветрах волнение поднимает ил в верхние слои, загрязнение воды губительно для рыбы. Проходные рыбы (например, осетровые, которые кормятся в Каспийском море и поднимались раньше на нерест в верховья Волги) встречают плотины и не могут нормально размножаться. Неблагоприятно сказываются на речных живых организмах и попуски воды при пусках и остановках гидроагрегатов. Ледовый покров в водохранилищах вскрывается в среднем на две недели позже, чем это было в реке до строительства ГЭС, соответственно задерживаются сроки начала речной навигации. Наконец, накопление масс воды в водохранилище изменяет сложившееся за геологические эпохи равновесие в земной коре. Разрушение плотин при землетрясениях или по другим причинам чревато катастрофическими последствиями.

Приведенные соображения показывают, что в европейской части России, где расположены основные потребители энергии, строительство новых крупных ГЭС нецелесообразно. Здесь следует развивать малую гидроэнергетику на небольших реках с невысокими плотинами. Надо сказать, что в

СССР в 50...60-е годы XX века было развернуто строительство малых ГЭС, которые практически не были автоматизированы; себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии была высока и они были заброшены. В малонаселенной азиатской части страны еще есть возможность строительства крупных ГЭС на полноводных реках, протекающих в гористой местности.

В связи с сокращением природных запасов традиционных энергоносителей (главным образом нефти и природного газа), ростом цен на них, озабоченностью экологическими проблемами мировая экономика все больше уделяет внимания поиску и освоению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Разрабатываются меры экономической поддержки НВИЭ: налоговые, кредитные и тарифные льготы, правовая поддержка, государственные программы развития. Так, в Германии установлены повышенные закупочные цены на электроэнергию, произведенную на нетрадиционных установках: 0,08 евро за 1 кВт.ч на ветровых, 0,51 евро – на солнечных. Выполняется государственная программа «100 000 солнечных крыш», обеспеченная бюджетом в 570 млн евро, направленная на использование солнечной энергии. По прогнозу Международного энергетического конгресса, к 2020 году доля НВИЭ в общем энергопотреблении развитых стран (США, Англии и др.) достигнет 20%.

Основной недостаток НВИЭ – низкие плотности энергии. Так, для ветровых, солнечных, геотермальных установок характерны плотности энергии менее 1 кВт/м^2 , тогда как в современных котлах и ядерных реакторах достигаются в тысячу раз большие плотности теплового потока. Соответственно нетрадиционные энергоустановки имеют большие габариты, металлоемкость, занимают гораздо большие площади по сравнению с действующими ТЭС, АЭС, котельными.

В России практическое применение НВИЭ отстает от мирового уровня. Основным препятствием для их освоения являются малые удельные мощности установок, высокие капитальные затраты, низкий уровень государственной поддержки. Законодательная база по проблемам использования НВИЭ сводится пока только к Закону «О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии»; этот Закон не охватывает многие важные стороны проблемы. Ведется разработка федеральной программы по использованию НВИЭ. Рост инвестиций в это направление энергетики сдерживается пока отсутствием платежеспособного спроса. В ближайшем будущем доля НВИЭ в энергетическом балансе России несомненно будет увеличиваться.

Вопросы для самопроверки

- В.1. Каково состояние и перспективы ресурсной базы энергетики на угле? На газе? На мазуте? Атомной энергетики на тепловых нейтронах?
- В.2. Как влияет на окружающую среду энергетика на органическом топливе?
- В.3. Каковы перспективы термоядерной энергетики?
- В.4. Каковы экологические последствия строительства крупных ГЭС?
- В.5. Какими способами может влиять государство на освоение НВИЭ?

1. ГИДРОЭНЕРГИЯ

1.1. Водные и гидроэнергетические ресурсы РФ

Энергия падающей воды, вращающей водяное колесо, с древних времен применялась на мельницах и лесопилках. С 1882 года она используется для производства электроэнергии на ГЭС. Принцип работы гидроэнергетической установки очень прост. Кинетическая энергия падающей воды используется для вращения турбины, на валу которой установлен электрогенератор (рис. 1.1).

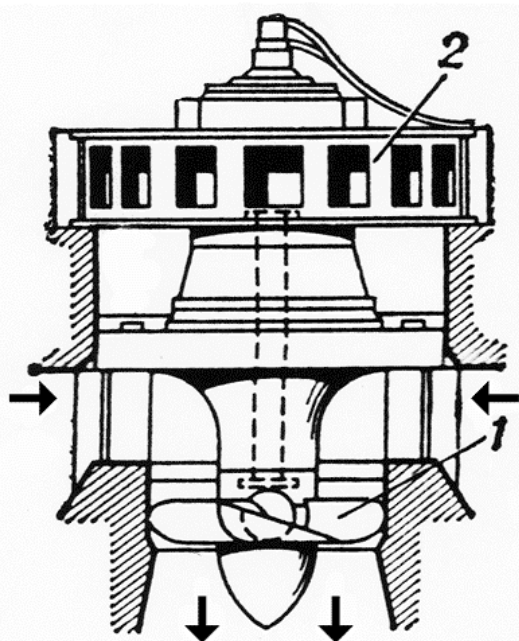


Рис. 1.1. Гидроагрегат
1 – гидротурбина,
2 – гидрогенератор

Гидростанция работает на «бесплатном топливе»: солнечная энергия испаряет воду (главным образом с поверхности океанов), воздушные потоки переносят водяной пар на материки, где он конденсируется и выпадает в виде дождя и снега. Выпадающая на поверхность земли влага частично снова испаряется, частично собирается в реки и стекает обратно в океаны.

Речной сток России составляет 4200 км³ воды в год (около 30 тыс. м³ на душу населения), однако распределение ресурсов стока неблагоприятно для использования: основная часть стока расположена в Западной и Восточной Сибири и поступает в Северный Ледовитый океан и Тихий океан в малонаселенных районах страны. Северо-Западный регион страны находится в достаточно обеспеченной стоком зоне.

Перспективны для освоения гидроэнергетические ресурсы Кольского полуострова, Карелии, республики Коми.

Для рек России характерны половодья – быстрый весенний подъем воды, связанный с таянием снега, сменяемый быстрым спадом. На равнинных реках снегового питания в периоды весеннего половодья (1,5...2,5 месяца) проходит до 60...70% годового стока. В многоводные годы сток превышает средние значения на 10...15%, в маловодные он меньше на 15...20%.

РФ располагает 9% мировых запасов гидроэнергии. Наименьшая доля потенциала гидроэнергетики приходится на Русскую равнину европейской части территории страны. Экономический потенциал гидроэнергети-

ческих ресурсов – это та часть общих ресурсов, которая может быть реализована путем выработки электроэнергии на ГЭС. Он составляет примерно 30% от общего потенциала. В России экономический потенциал равен примерно 850 млрд кВт.ч/год и освоен приблизительно на 13% (в Канаде – на 42%, в США – на 45, в Норвегии – на 60, в Швейцарии – на 95%). В целом по миру экономический потенциал гидроэнергетики освоен на 16%. При выработке электроэнергии на ГЭС неизбежны потери: гидравлические в водоводах, механические и электрические – в турбинах и генераторах, на испарение и фильтрацию. Суммарно они составляют около 40%.

Основной фонд гидроэнергетики – гидроэлектростанции мощностью более 5 МВт. В СССР их насчитывалось 189, суммарная мощность составляла 51,8 ГВт. 13 ГЭС имеют мощность более 1 ГВт. Крупнейшая в России Саяно-Шушенская ГЭС имеет мощность 6,4 ГВт, напор на ее плотине 217 м, максимальный расход воды 15900 м³/с. ГЭС Западной Сибири вырабатывают 48% всей электроэнергии региона. Гидроэлектростанции Северо-Запада России располагают мощностью 2,47 ГВт. Нарвская ГЭС на р. Нарова, построенная в 1956 г., имеет мощность 140 МВт, напор 25 м. Большинство ГЭС работают в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением Единой Энергосистемы. Гидростанции работают главным образом в переменной, пиковой части графика нагрузки, и только в паводок – в базисном режиме.

При строительстве ГЭС создаются водохранилища, гидроузлы. Энерговодохозяйственный комплекс решает совместно проблемы гидроэнергетики, водоснабжения населенных пунктов, ирригации, водного транспорта. Обычно к малым ГЭС условно относят станции мощностью до 5 МВт. Вообще говоря, они относятся к традиционным энергетическим установкам, и в 60-е годы малых ГЭС строилось много, но в начале XXI века к проблеме их развития приходится возвращаться в связи с исчерпанием невозобновляемых энергоисточников. Многие малые ГЭС оказались заброшенными.

1.2. Устройство ГЭС и гидротурбин

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. 1.2.

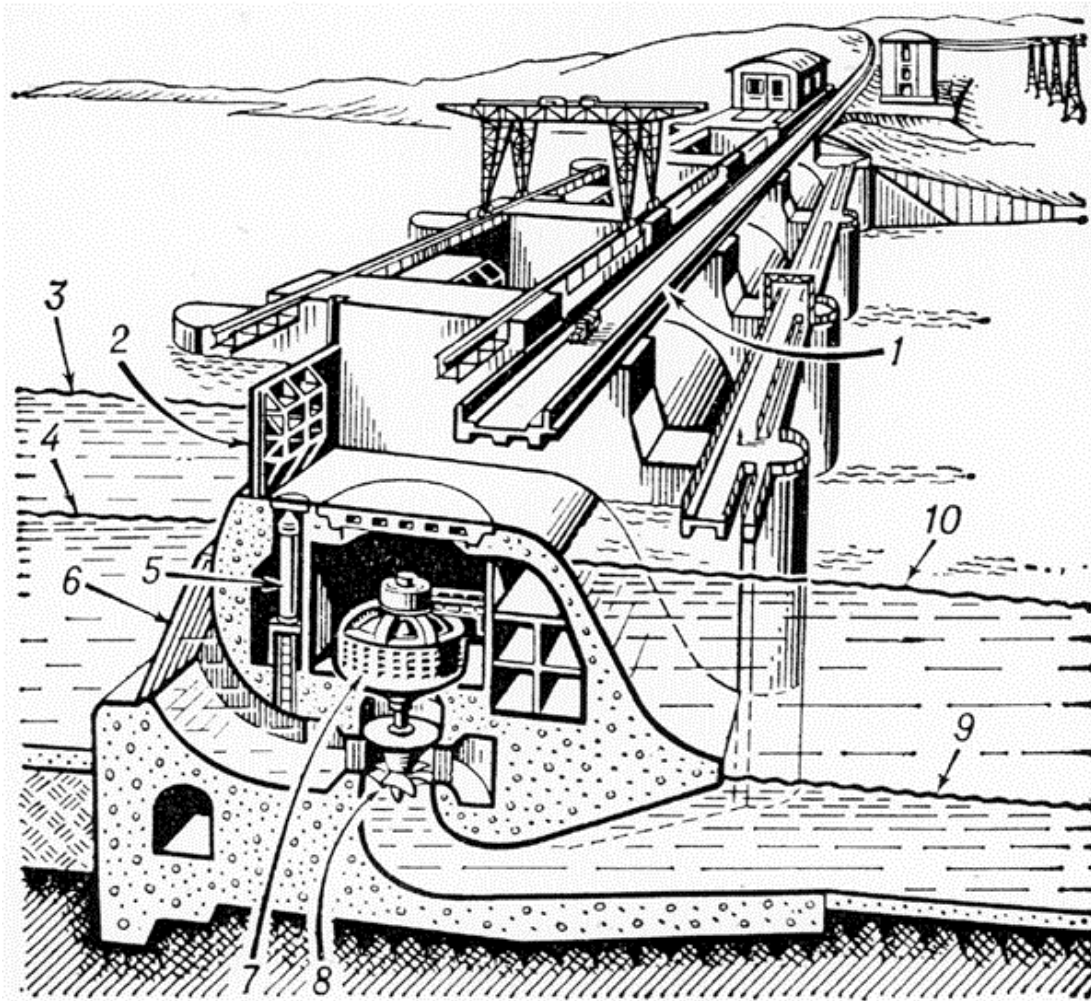


Рис. 1.2. Схема плотинной ГЭС:

1 – плотина; 2 – затворы; 3 – максимальный уровень верхнего бьефа; 4 – минимальный уровень верхнего бьефа; 5 – гидравлический подъемник; 6 – сдерживающая 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:

$$N = \eta_t \eta_{\text{эг}} \rho g Q H_{\text{под}} / 1000, \text{ кВт}, \quad (1.1)$$

где $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды,
 $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение силы тяжести,
 Q – расход воды через гидротурбину, $\text{м}^3/\text{с}$,
 $H_{\text{под}}$ – 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 $H_{ГЭС}$ равен разности уровней воды верхнего и нижнего бьефов. При $H_{ГЭС} < 25$ м станцию относят к низконапорным. Напор блока (гидроагрегата) представляет собой разность удельных потенциальных энергий на входе и выходе из гидротурбины и определяется из выражения

$$H_{бл} = H_{ГЭС} - \Delta h_{кин}, \text{ м}, \quad (1.2)$$

где $\Delta h_{кин}$ – 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 $H_{ГЭС} = 6...8$ м напор блока может уменьшаться на 10...15% только за счет сороудерживающих 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 (1.1). Для современных турбин характерны значения $\eta_t = 0,85...0,9$.

Для низконапорных, в том числе малых, ГЭС оптимальными являются гидротурбины пропеллерного типа с горизонтальным валом. На рис. 1.3 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.-

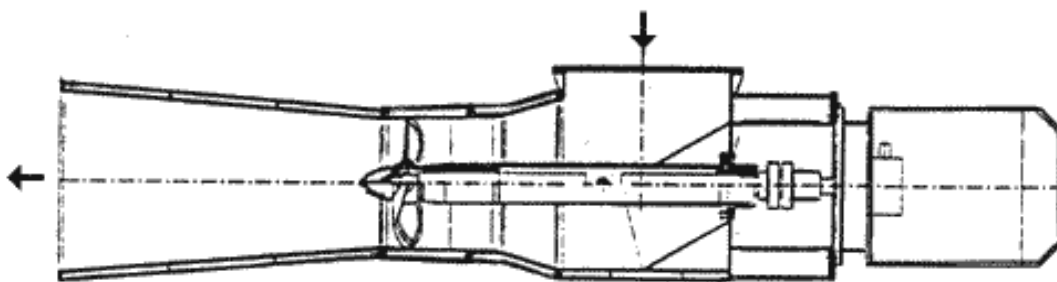


Рис. 1.3. Схема горизонтального гидроагрегата

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».

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. 1.2), диаго-

нальные, радиально-осевые. При очень больших напорах (сотни метров) применяют ковшовые турбины с горизонтальной осью.

Механическая энергия гидротурбины преобразуется в электрическую гидрогенератором. Широкая гамма гидрогенераторов разработана и выпускается заводом «Электросила», входящим, как и Ленинградский металлический завод, в концерн «Силовые машины» (С.-Петербург). Электрический КПД современных гидрогенераторов $\eta_{\text{г}}$ равен 0,95...0,97. Расход электроэнергии на собственные нужды составляет на ГЭС примерно 0,3% (на тепловых электростанциях в среднем 5,7%).

Новым словом в энергомашиностроении являются гидроагрегаты двустороннего действия, применяемые в приливных электростанциях. На рис. 1.4 показан гидроагрегат французской приливной электростанции «Ле Ранс». В таких машинах электроэнергия может вырабатываться при обоих направлениях вращения вала агрегата. Полный КПД обратимых машин снижается на 2...3% по сравнению с односторонними, но зато капитальные затраты на строительство и оборудование станции резко сокращаются.

Получают распространение капсульные обратимые гидроагрегаты для гидроаккумулирующих и приливных электростанций. В этих агрегатах

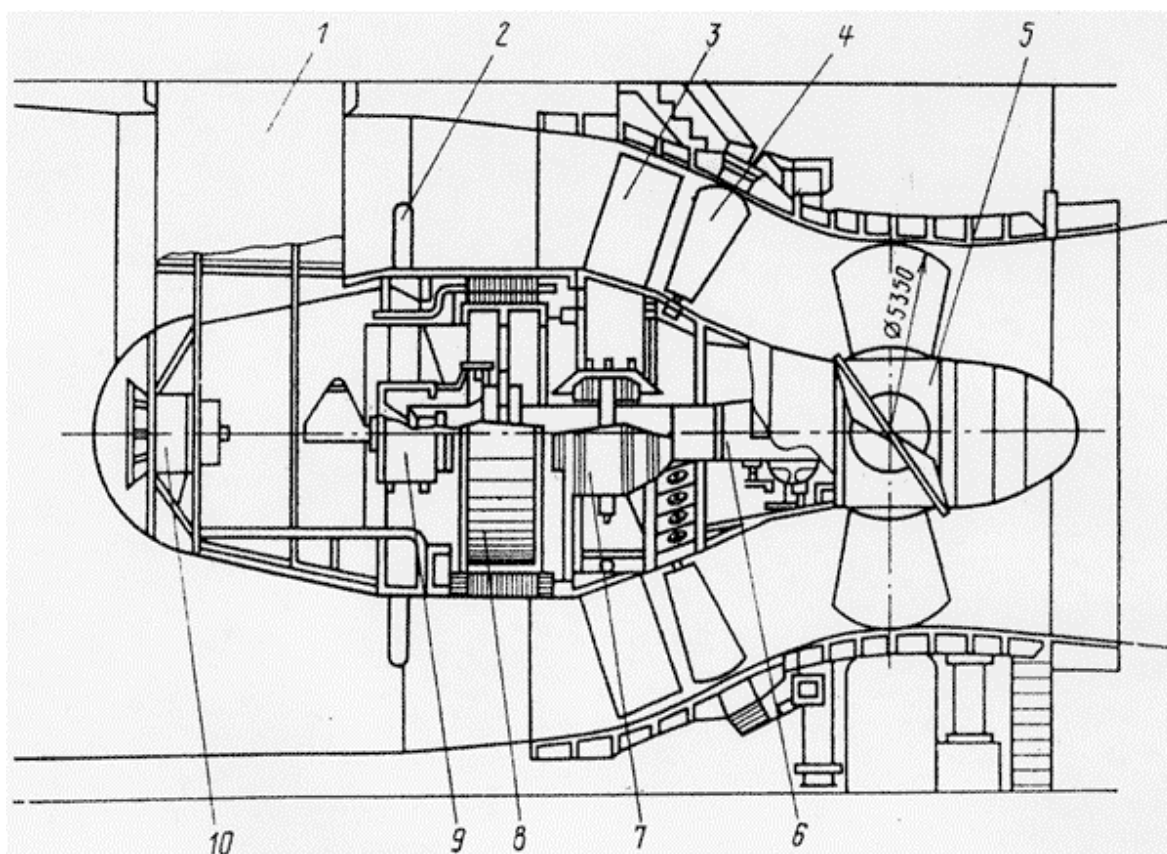


Рис. 1.4. Гидроагрегат ПЭС «Ле Ранс»

1 – проходная колонна; 2 – крепление гондолы; 3 – каналы статора; 4 – лопатка направляющего аппарата; 5 – рабочее колесо; 6 – вал; 7 – подшипник; 8 – электромашин (двигатель-генератор); 9 – подшипник; 10 – вентилятор

рабочее колесо гидромашины расположено снаружи капсулы (гондолы), а электрическая машина внутри нее. При обтекании гондолы водным потоком агрегат работает в режиме турбины, электромашина вырабатывает ток в режиме генератора. При необходимости перекачивать воду ток подается к агрегату из энергосистемы, электромашина работает в режиме электродвигателя и вращает вал в противоположном направлении. В этом случае рабочее колесо выполняет функции насоса. Для турбинного режима работы таких агрегатов характерны значения полного КПД на уровне 85%, для насосного режима на уровне 75%.

Работа ГЭС на энергосистему

Современные ГЭС высоко автоматизированы. Пуск и останов агрегата производится от импульса с диспетчерского пункта энергосистемы. Автоматически осуществляются групповое регулирование частоты в энергосистеме, регулирование нагрузки ГЭС по заданному графику. Толчки нагрузки принимаются ГЭС без затруднений. Многие гидростанции управляются дистанционно с использованием средств телемеханики. Себестоимость электроэнергии на ГЭС примерно в 5 раз ниже, чем на тепловых станциях.

Важным преимуществом гидроэнергетики является высокая маневренность гидроагрегатов – их можно запустить на полную мощность за очень короткое время (40...50 секунд). Тепловые и атомные энергоустановки этим свойством не обладают. Согласно законам термодинамики, эффективность термодинамических циклов повышается с повышением параметров теплоносителя – давления и температуры. В российских конденсационных паротурбинных установках достигнуты давления до 24,5 МПа, соответственно трубы, арматура, другое оборудование имеют толстые стенки. Достигнута температура 565°С. При пуске энергоблока из холодного состояния приходится очень медленно повышать параметры, иначе термические напряжения в металле приведут к образованию трещин и аварии.

Переходные режимы (наращивание и снижение мощности) также идут с малой скоростью и в небольших пределах. Технический минимум нагрузки конденсационной установки определяется ограничениями в нагрузке котлов вследствие погасания факела, опасности зашлакования топki, нарушения циркуляции и гидродинамического режима при неравномерном нагреве отдельных элементов котла. Котлы с пылеугольным топливом имеют минимум нагрузки 75...85% от номинала. Еще меньшую маневренность имеют атомные станции. Мощность энергоблока АЭС регулируется в пределах всего 10% от номинальной.

Вместе с тем потребление энергии может меняться в широких пределах. Характерный график нагрузки города за зимние сутки представлен на рис. 1.5. В ночное время суток имеется «провал» нагрузки, в дневное и вечернее время – «пики». Если обеспечивать энергоснабжение только тепловыми и атомными станциями, во время провала нагрузки они бы напрасно жгли топливо.

Неравномерный график вынуждает останавливать агрегаты тепловых электростанций в ночное время. Процесс пуска котлов и турбин ТЭС – наиболее сложный в их эксплуатации. Наибольшие опасения вызывают пуски агрегатов из неостывшего состояния, так как отдельные элементы оборудования, остывая с разными скоростями, имеют различную температуру.

Появляются термические напряжения, изменение зазоров в сопряженных узлах и деталях. Поэтому пуски и остановки агрегатов паротурбинных станций характеризуются наибольшей аварийностью, повышенным износом оборудования. Увеличивается время простоя котлов и турбин в аварийном ремонте, затраты на капитальные и текущие ремонты. В итоге растет стоимость энергии на ТЭС.

В Западной Европе проблема пиков нагрузки решается главным образом с помощью газотурбинных установок, работающих на газовом топливе или на соляровом масле. Их можно запустить и подключить к энергосистеме за 6...10 минут. Однако газотурбинные установки имеют низкий КПД (около 25%) и потребляют более дорогое топливо, чем паротурбинные установки, поэтому применение газотурбинных пиковых установок приводит к росту себестоимости электроэнергии. Прибегают к сооружению специальных пиковых ТЭС с пониженными параметрами пара и соответственно с ухудшенными экономическими показателями. Поощряется развитие энергоемких производств, работающих в часы провала нагрузки. Тем не менее проблема покрытия пиковых нагрузок в современной энергетике стоит очень остро.

Идеально подходят для снятия пиков гидравлические энергоустановки. По этой причине ГЭС проектируют и строят на мощность, превышающую среднюю мощность водотока. Они работают в основном в переменной части графика нагрузки, накапливая воду в верхнем бьефе в периоды провала нагрузки и сбрасывая ее в пике.

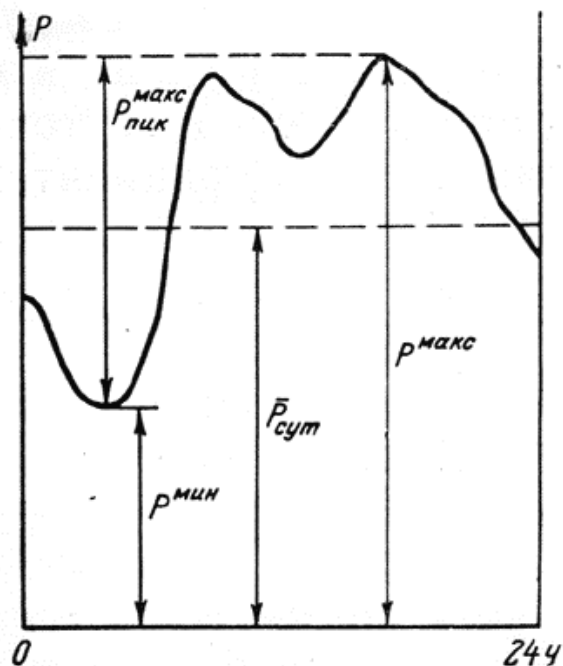


Рис.1.5. Суточный график нагрузки энергосистемы

1.3. 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. 1.6 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»).

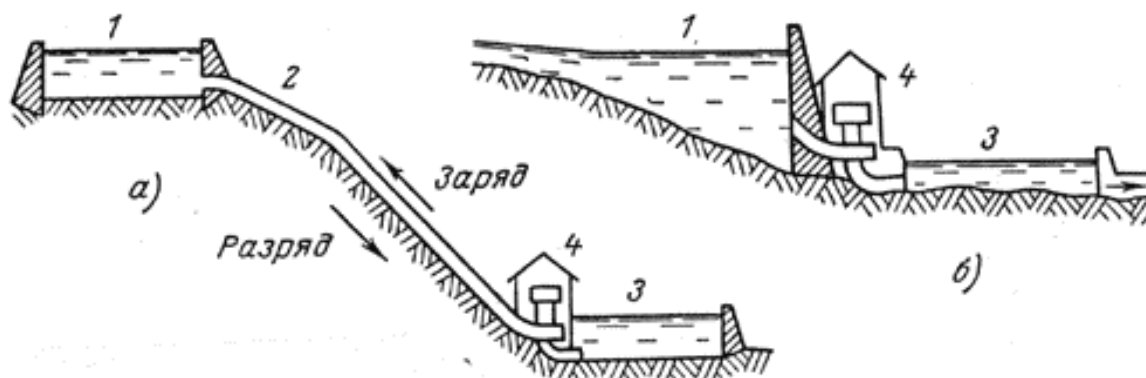


Рис. 1.6. Схемы гидроаккумулирующих станций:
а – ГАЭС, б – ГЭС-ГАЭС

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 срабатывает 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

$$N_n = \eta_n \rho g Q H_n / 1000, \text{ кВт}, \quad (1.3)$$

где H_n - подведенный напор (сумма статического напора и потерь),

η_n - 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 напо-

ра. 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.

1.4. 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. 1.7. Скорости приливо-отливных течений достигают 4 м/с, плотности энергии при этом составляют до 4 кВт/м².

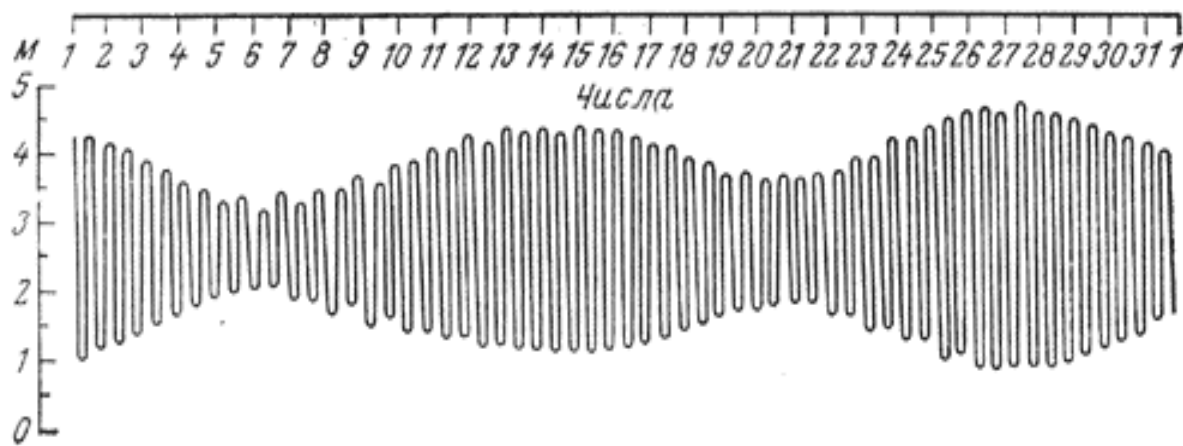


Рис. 1.7. Кривая приливов за 1 месяц

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

$$N_{\text{п}} = 225 A^2 F, \text{ кВт}, \quad (1.4)$$

где A – среднегодовая высота приливов, м,

F – площадь бассейна за плотиной, км².

Энергия, вырабатываемая ПЭС за год, составляет

$$\mathcal{E} = 1,97 A^2 F, \text{ млн кВт.ч.} \quad (1.5)$$

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 плотин. ПЭС Ле-Ранс во Франции, расположенная в устье р. Ранс, имеет мощность 240 МВт, годовая выработка энергии составляет 600 млн кВт.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 млн кВт.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.

Недостаток простейших ПЭС с одним бассейном (рис. 1.8 а) – суточная неравномерность производства электроэнергии. Станция работает следующим образом. Затворы в плотине, пропускающие воду через гидротурбину, остаются закрытыми, пока разность уровне в море и бассейне не станет достаточной для работы турбин. Когда достигается необходимый напор, затворы открываются и начинают работать, пропуская воду в бассейн или в море. Таким образом, на такой ПЭС дважды в сутки на протяжении 3...4 часов производится электроэнергия, и между этими периодами станция не работает, причем рабочие периоды смещаются во времени из-за несовпадения продолжительности лунных и солнечных суток.

ПЭС с двумя бассейнами (рис. 1.8 б) вырабатывают энергию непрерывно и с небольшими колебаниями в течение суток. На станции такого типа гидроагрегаты установлены в дополнительной плотине, разделяющей

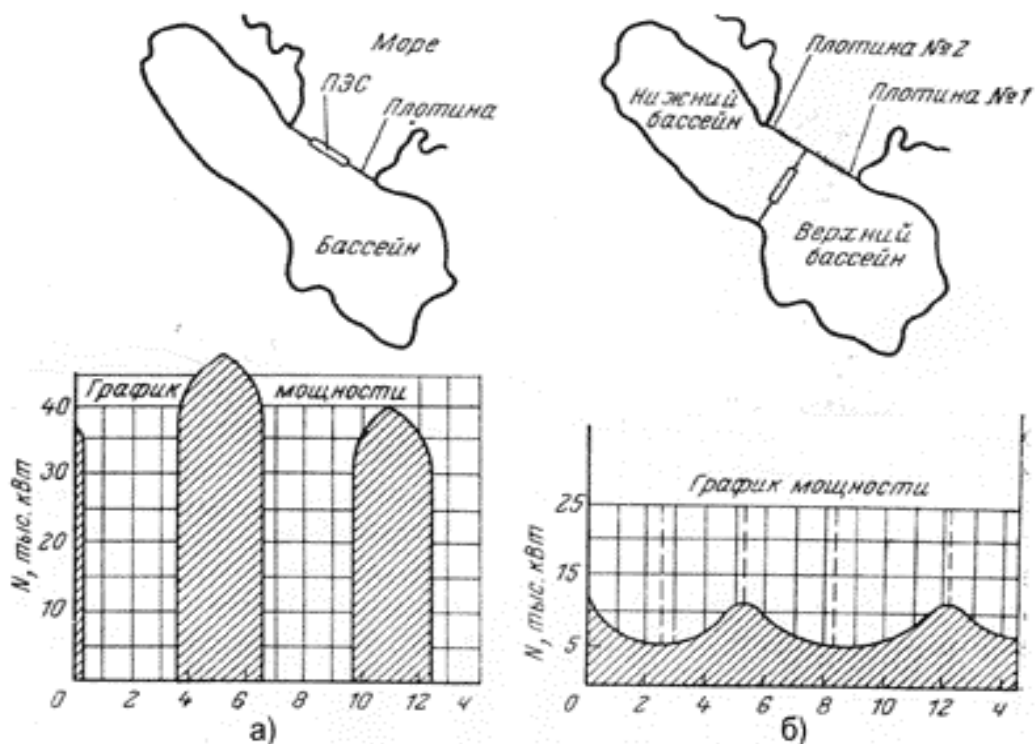


Рис. 1.8. Приливные электростанции:
а – с одним бассейном; б – с двумя бассейнами

бассейн на два. В момент максимума уровня в море, когда верхний бассейн заполнен до отказа, закрываются водопропускные отверстия в плотине 1. Вода через турбины ПЭС сбрасывается в нижний бассейн, также отключенный от моря. Когда уровень в нижнем бассейне выравнивается с уровнем моря, понижающимся при отливе, открывают водопропускные отверстия на плотине 2, и уровень в нижнем бассейне следует за уровнем моря. В этой фазе ПЭС работает на разности уровней верхнего бассейна и моря. При минимальном уровне отлива нижний бассейн отключается от моря и продолжает заполняться из верхнего бассейна через турбины. Когда уровень верхнего бассейна сравнивается с морским, повышающимся при приливе, открываются водопропускные отверстия в плотине 2, и ПЭС работает на воде из моря.

Строительство гидротехнических сооружений ПЭС с двумя бассейнами обходится гораздо дороже. Представляют интерес проекты сочетания ПЭС с одним бассейном и ГАЭС, когда ночная выработка приливной электростанции идет на заряд ГАЭС.

1.5. Энергия волн

С точки зрения энергетики морские волны представляют собой концентрированную форму ветровой энергии. Ветры, дующие над океаном, разводят волнение, сила которого зависит от скорости ветра и длины про-

бега. До берегов Чукотки доходят волны, зародившиеся у берегов Антарктиды. В волнах частицы воды совершают круговые движения. Высота волны равна диаметру круговой орбиты частицы на поверхности (рис. 1.9). С глубиной диаметры орбит быстро убывают. Накатываясь на мелководье, волна растет по высоте и уменьшается по длине (расстоянию между гребнями). У дна частицы движутся возвратно-поступательно. Волны в море имеют разную длину и скорость, высоты отдельных волн при наложении суммируются.

Механическая энергия волны пропорциональна длине и квадрату высоты. Энергия волны шестиметровой высоты превышает 100 кВт на 1 погонный метр фронта волны. Средняя для океанских волн энергия оценивается в 50 кВт/м. Специалисты подсчитали, что с учетом неизбежных потерь использование волновой энергии у побережья Англии дало бы 120 ГВт – это больше, чем суммарная мощность электростанций страны. Суммарная волновая мощность Мирового океана оценивается в 2700 ГВт. В России возможно освоение энергии морских волн на побережье тихоокеанских морей и Баренцева моря.

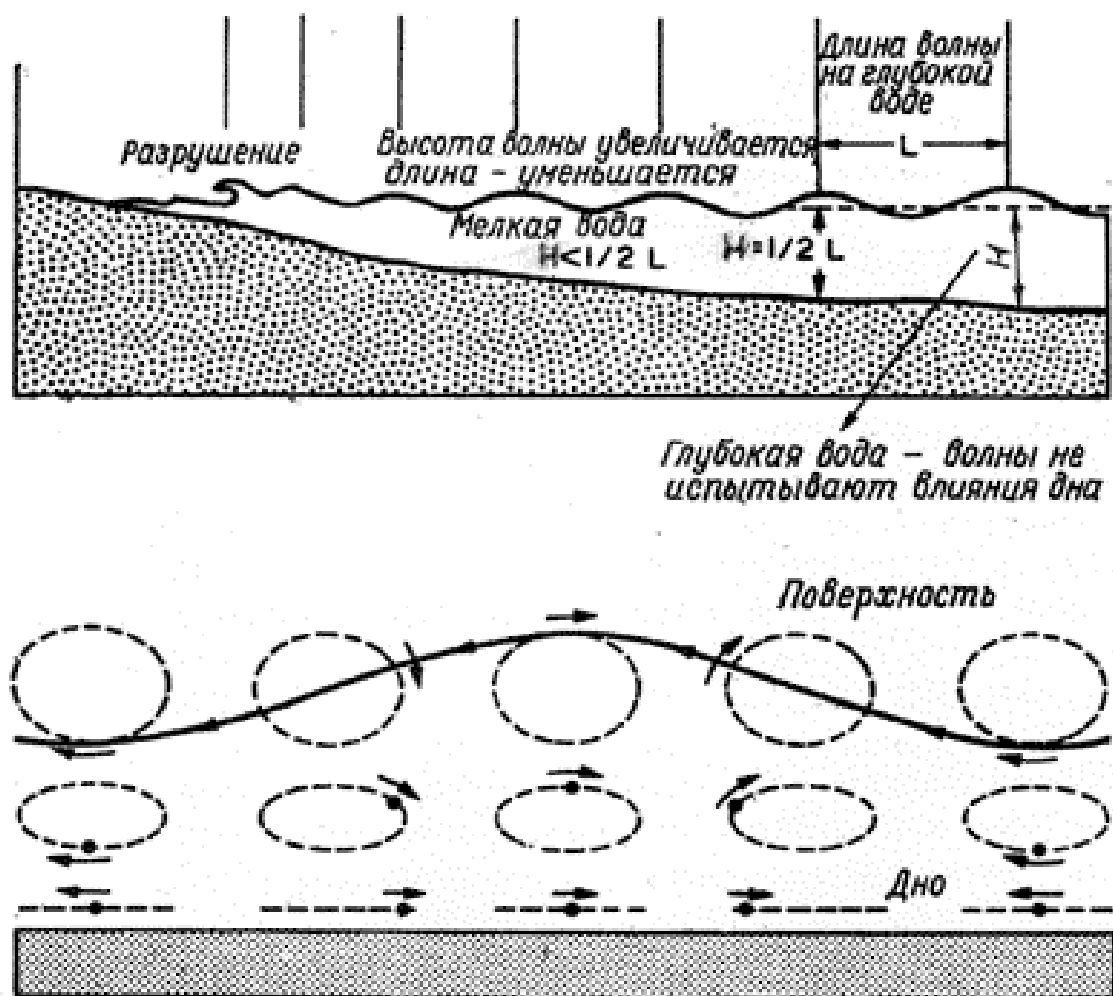


Рис. 1.9. Профиль морской волны

Существует несколько проектов волновых энергетических установок. Один из них, частично реализованный на о. Маврикий в Индийском океане, сходен с однобассейновой ПЭС. У берега дамбами выгораживается бассейн с пологой плотиной-волноломом. Океанская волна забрасывает через эту плотину свои гребни. Уровень в бассейне поддерживается на 2...3 м выше, чем в море. Разность уровней увеличивается, когда подходит подошва очередной волны. Низконапорные гидроагрегаты срабатывают этот напор. Реализация такого проекта требует больших затрат на возведение плотин.

Ряд проектов, активно разрабатываемых в Англии, предусматривает установку на якорю двух или трех понтонов, имеющих шарнирное сочленение. Проходящая волна вызывает изгибы в шарнирах, которые используются в поршневой гидравлической системе, запасающей энергию в сжатой до высокого давления жидкости. Эта энергия затем используется в гидродвигателе и электрогенераторе. Основные трудности при внедрении подобных систем связаны с низкой надежностью якорных постановок и шарнирных соединений при штормах и подвижках льда.

Еще один тип волновых энергетических установок, реализованный при небольших мощностях в Японии, работает следующим образом. Заякоренный буй имеет полость, открытую снизу. При колебаниях на волне уровень воды в полости меняется. В надводной верхней части буя имеется отверстие, через которое воздух выходит из полости при ее заполнении водой, когда проходит гребень волны. Когда проходит подошва волны, воздух, наоборот, входит в полость из-за опускания уровня воды. Течения воздуха через отверстие приводят в движение воздушную турбину, соединенную с электрогенератором. В автономных электрических буях вырабатываемая энергия используется для зарядки аккумуляторов, питающих 60-ваттную электролампу. Реализуется подобный проект, в котором «поплавком» является судно водоизмещением 500 т, проектная мощность волновой энергоустановки составляет 2,2 МВт. Подобная установка может использоваться также для аккумуляции энергии, вырабатывая сжатый воздух, который по трубам направляется в береговые баки.

В качестве волнового генератора может использоваться заякоренный буй, к которому на тросе подвешен обратимый капсульный гидроагрегат с вертикальной осью на глубину, где волновые колебания невелики. Турбина агрегата вращается при движении вверх и вниз, когда проходят гребень и подошва волны. Ограничения снова связаны с низкой надежностью якорной постановки и передачи электроэнергии по кабель-тросу при штормах. Возможна также установка на мелководье гидроагрегатов с горизонтальной осью в придонном слое.

Важным преимуществом волновой энергетики является возможность применения модульного принципа – последовательное сооружение блоков ограниченной мощности, без больших начальных затрат на капитальное строительство, свойственных приливным электростанциям. К разработке волновых энергоустановок должны привлекаться специалисты в области энергомашиностроения, физики, энергетики, кораблестроения, океаноло-

гии, металловедения, электроники, экономики. Вследствие непостоянства морского волнения необходимо предусматривать системы аккумулирования энергии (ГАЭС и т.п.)

Вопросы для самопроверки

- 1.1. Какая доля экономического потенциала гидроэнергетических ресурсов освоена в России? В США?
- 1.2. В каких регионах России имеет перспективу строительство крупных ГАЭС?
- 1.3. Какой формулой определяется мощность гидроэнергетической установки?
- 1.4. С чем связаны потери энергии при работе гидротурбины?
- 1.5. Перечислите типы гидротурбин.
- 1.6. Почему нежелательно использовать паротурбинные установки для покрытия пиков нагрузки в энергосистеме?
- 1.7. Как работают гидроаккумулирующие станции?
- 1.8. Как устроены приливные электростанции?
- 1.9. Как устроен обратимый капсульный гидроагрегат?
- 1.10. Какими способами можно использовать энергию морских волн?

2. ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГИЯ

2.1. Ресурсы ветровой энергии

Ветры – это течения атмосферного воздуха, порождаемые неравномерным нагревом поверхности Земли солнечным излучением. Ветровая энергия использовалась человеком с незапамятных времен в парусном флоте и ветряных мельницах. В Голландии ветряки более 500 лет откачивают воду из полейдеров – обвалованных участков суши, лежащих ниже уровня моря. Многолопастные ветряки в США широко применялись для откачивания воды из колодцев; в 30-е годы XX века их насчитывалось более 6 млн.

В 1890 г. впервые в Дании ветроэнергетические установки (ВЭУ) использованы для выработки электроэнергии. В 20...30-е годы для энергоснабжения удаленных от энергосетей потребителей в СССР получили распространение ВЭУ, разработанные Центральным аэрогидродинамическим институтом (ЦАГИ). Они использовались для зарядки аккумуляторных батарей, которые затем применялись для освещения и питания радиоаппаратуры.

В наше время в Западной Европе происходит бум в развитии ветроэнергетики. В Дании выработка электроэнергии на ВЭС достигает 12% от общей выработки, в Голландии, северных землях Германии 10%. За два последних десятилетия здесь сменились 7 поколений ВЭУ, единичная мощность ветроагрегатов достигла 4,5 МВт, диаметр ветроколеса самой мощной ВЭС составляет 112 м. В 2002 г. рост инвестиций в ветроэнергетику со-

ставил 37%, обгоняя остальные виды энергетических установок. В США тысячи ВЭУ с суммарной мощностью порядка 1 ГВт установлены в Калифорнии к востоку от Сан-Франциско. Себестоимость энергии, вырабатываемой на ВЭУ, вплотную приблизилась к себестоимости на традиционных электростанциях. Ветровая энергетика получает государственную поддержку в виде льготных кредитов, налогов, тарифов. В разработку ВЭУ включаются высокотехнологичные наукоемкие транснациональные корпорации – Дженерал Электрик, Боинг, Вестингауз. За последние 15 лет в мире построены свыше 100 тыс. ветроустановок. Суммарная мощность ВЭС мира в 2001 году составила 24,8 ГВт, из них 70% приходится на Европу. Широкое распространение получают кооперативы мелких собственников (фермеров), которые с использованием государственных кредитов строят ВЭС и поставляют электроэнергию в энергосистему.

Производство электроэнергии на ВЭУ напрямую зависит от силы ветра. Они эффективно работают при скоростях ветра от 5 до 25 м/с (от 3 до 9 баллов по шкале Бофорта). В штилевую погоду и при слабых ветрах, при сильных штормах недовыработка энергии должна компенсироваться резервными мощностями традиционных электростанций. На основе многолетних метеонаблюдений под строительство ВЭУ выбирают регионы с устойчивыми и достаточно сильными ветрами. Сила ветра возрастает с высотой, поэтому ВЭУ размещают на высоких башнях. Немецкая ВЭУ «Гровиан-1» мощностью 3 МВт, построенная на берегу Северного моря, имеет диаметр ротора 100 м, высота башни 100 м.

Европейские ВЭС расположены в основном на побережье Балтийского, Северного морей и Атлантического океана. Популярны морские (прибрежные) ВЭУ – при установке поодаль от берега снимаются проблемы отчуждения земель под строительство, снижаются шумовые нагрузки. В проливе Эресунд между Данией и Швецией сооружаются 20 установок с единичной мощностью по 2 МВт. Себестоимость производимой на европейских ВЭС электроэнергии за 20 лет снизилась с 38 центов до 5...6 центов за киловатт-час (средняя себестоимость на ТЭС и АЭС США в начале XXI века - около 4,5 центов).

В Северо-Западном регионе Российской Федерации зоны устойчивых и достаточно сильных ветров располагаются на побережье Балтийского, Баренцева и Белого морей. Первая современная ВЭУ мощностью 225 кВт, подаренная правительством Дании, установлена под Калининградом. Подписано соглашение о строительстве в Калининградской области ВЭС морского базирования суммарной мощностью 50 МВт, проектная стоимость станции \$50 млн. Ветряки будут устанавливаться в 500 метрах от берега. Построены единичные ВЭУ в других субъектах федерации Северо-Западного региона. Разрабатывается проект сооружения ВЭС на Кольском полуострове. В бедном энергоресурсами Дальневосточном регионе, где энергоснабжение пока почти целиком зависит от прибытия танкеров с дорогостоящим мазутом, целесообразно сооружение ВЭС у побережья Японского, Охотского, Берингова морей. Ветровые установки могут использо-

ваться для механизации подъема воды в отгонном животноводстве на засушливых землях, для опреснения соленых вод, для мелиорации земель. Энергия ВЭС может запасаться производством водорода путем электролиза воды.

Приводятся возражения против развития ветроэнергетики. Считают, что ветряки и линии электропередачи портят пейзаж. На расстоянии до километра слышен шум, возможны инфразвуковые колебания, возможны помехи телевидению. Поэтому в Западной Европе все чаще строят ВЭС на мелководье, на некотором расстоянии от берега моря. От лопастей ветродвигателей могут страдать птицы. Заказчикам ВЭУ судить, насколько серьезны эти опасения.

2.2. Конструкции ветродвигателей и ВЭС

Ветровой поток, проходящий через площадь F , ометаемую лопастями ветродвигателя (рис.2.1), имеет энергию

$$E = m w^2 / 2, \text{ Дж}, \quad (2.1)$$

где w – скорость ветра, м/с,

m – масса воздуха.

За секунду через площадь F протекает масса $m = \rho w F$ кг/с, где $\rho = p / RT$ – плотность воздуха, кг/м³, p – атмосферное давление, Па, $R = 287$ Дж/(кг.К) – газовая постоянная, T – абсолютная температура, К. Для лопастного ветрового колеса площадь F определяется через длину лопасти L : $F = \pi L^2$. Соответственно электрическая мощность N , развиваемая ВЭУ, определяется формулой

$$N = \eta_v \eta_{\text{эг}} \rho \pi L^2 w^3 / 2, \text{ Вт}, \quad (2.2)$$

где η_v – КПД ветродвигателя,

$\eta_{\text{эг}}$ – электрический КПД ветрогенератора и преобразователя (в пределах 0,70...0,85).

Опытным путем установлено, что ветряки с вертикальной осью ротора менее эффективны, чем ветровые колеса с горизонтальной осью и двумя – тремя лопастями. Современные лопасти изготавливают из стеклопластика, проектируют их методами гидродинамики с учетом трехмерного обтекания. Ширина (хорда) лопасти уменьшается к концу для ослабления шума. Уровень шума около ВЭУ, работающей на полную мощность, не превышает 100 дБ. Длина лопасти достигает 50 м, соответственно высота башни-мачты превышает 50 м. КПД современных ветродвигателей η_v на уровне 25...33%. Работа ВЭУ рассчитана на скорости ветра от 3 до 25 м/с, максимальная расчетная скорость ветра до разрушения ротора – 60 м/с.

При разной силе ветра должна обеспечиваться одинаковая стандартная частота, т.е. одинаковое число оборотов ротора. Это достигается авто-

матическим регулированием угла атаки лопасти. Гондола ветроагрегата автоматически разворачивается на башне против ветра.

2.3. Работа ВЭС на энергосистему

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.

В России выпуск ветровых энергоустановок «Радуга» начат на АООТ «Тушинский машиностроительный завод». Российское энергомашиностроение имеет достаточный опыт для решения механиче-

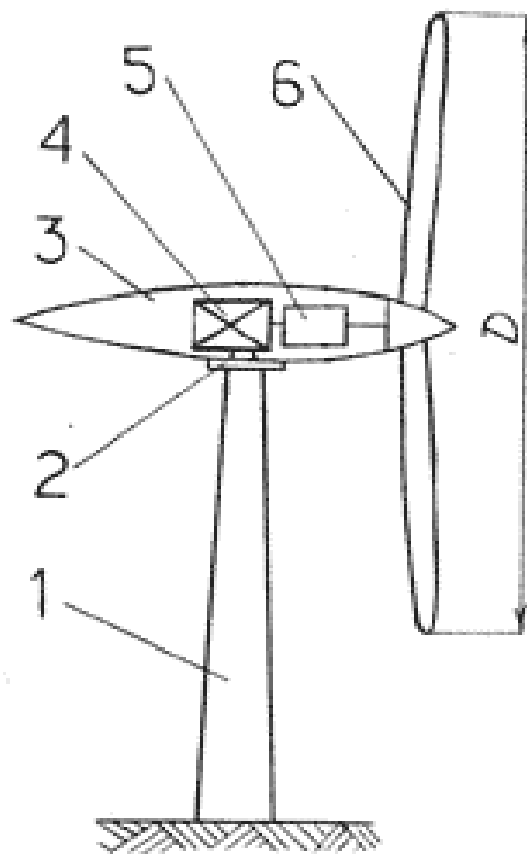


Рис. 2.1. Схема ВЭУ:
1 – башня; 2 – токосъемник; 3 – гондола; 4 – электрогенератор; 5 – редуктор; 6 – ротор

ских и электромеханических проблем разработки и производства ВЭУ. Правда, нет опыта изготовления наиболее ответственных деталей – крупно-размерных 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 оледенение ротора может вызвать поломки.

Вопросы для самопроверки

- 2.1. Где целесообразно размещать ветроэнергетические установки в Северо-Западном регионе России?
- 2.2. Какую предельную единичную мощность имеют современные ВЭУ?
- 2.3. Как устроена ветроэнергетическая установка?
- 2.4. Какой формулой определяется мощность ветроэнергетической установки?
- 2.5. Почему при работе ВЭУ на энергосистему необходим запас резервных мощностей?

3. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

3.1. Ресурсы солнечной энергетики

Реакция термоядерного синтеза легких элементов в глубинах Солнца порождает колоссальную энергию солнечного излучения. Количественно это излучение характеризуется интенсивностью I_0 – это мощность лучистой энергии, приходящей за пределами земной атмосферы в секунду на квадратный метр площадки, перпендикулярной солнечным лучам. Для среднего расстояния от Солнца при движении Земли по эллиптической орбите $I_0 = 1,35 \text{ кВт/м}^2$. Суммарная мощность лучистой энергии, поступающей к земной атмосфере, равна примерно 180 млн ГВт (суммарная мощность электростанций России – 215 ГВт). Количество солнечной лучистой энергии, приходящей за год к атмосфере Земли, составляет колоссальную величину $1,57 \cdot 10^{18} \text{ кВт.ч}$. 45% приходящей лучистой энергии приходится на видимый свет (длины волн 0,4...0,75 мкм), 45% - на инфракрасное (тепловое) излучение, 10% - на ультрафиолетовые лучи.

Баланс лучистой энергии Земли представлен на рис. 3.1. Около 28% приходящей от Солнца лучистой энергии отражаются облаками и аэрозолями обратно в космическое пространство. Тепловое (инфракрасное) излучение Земли составляет 114% приходящей от Солнца, из них 42% возвращаются атмосферой, а остальные уходят в космос. По поверхности планеты приходящая энергия перераспределяется морскими течениями и ветрами.



Рис. 3.1. Баланс лучистой энергии Земли

Локальные значения лучистой энергии Солнца, приходящей к поверхности литосферы или гидросферы, зависят от ориентации к Солнцу (освещенности), облачности, запыленности воздуха, высоты над уровнем моря, времени года и суток. В средних широтах днем интенсивность солнечного излучения I достигает 800 Вт/м^2 летом и $200...350 \text{ Вт/м}^2$ зимой, уменьшаясь до нуля с заходом Солнца.

Лучистая энергия Солнца используется биосферой со времен появления жизни на планете. Превращение солнечной энергии в механическую впервые было продемонстрировано на Всемирной выставке в Париже, когда солнечный коллектор приводил в движение паровую машину.

Несмотря на относительно низкую плотность лучистой энергии, солнечная энергетика интенсивно развивается в последние годы. В США введены 8 крупных солнечных электростанций (СЭС) модульного типа общей мощностью около 450 МВт, энергия поступает в энергосистемы штатов. Выпуск солнечных фотоэлектрических преобразователей в мире достиг 300 МВт в год, из них 40% приходится на долю США. В настоящее время в мире работают более 2 млн гелиоустановок теплоснабжения. Площадь солнечных теплофикационных коллекторов в США составляет 10 млн м^2 , в Японии 8 млн м^2 . Солнечная энергия находит применение в зерносушилках, опреснительных установках, в установках энергоснабжения космических станций и т.д.

Реализуются экзотические проекты. Так, правительство Австралии приняло план строительства «Солнечной башни» с диаметром основания 130 метров и высотой 1 км. У подножия башни раскинется огромная теплица диаметром 7 км. Воздух, нагретый в теплице, будет устремляться в трубу, вращая установленные в ней ветродвигатели. Мощность ВЭС должна составить 200 МВт. Стоимость проекта оценивается в \$308 млн.

3.2. Безмашинные СЭУ

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 спая,

T_2 – абсолютная температура холодного спая,

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

$$\eta_t = L / Q_1 = \alpha (T_1 - T_2) J / \alpha T_1 J = (T_1 - T_2) / T_1. \quad (3.1)$$

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

$$\eta = \eta_{\text{оэ}} (T_1 - T_2) / T_1, \quad (3.2)$$

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 таких 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

$$N_{\text{фэ}} = \eta_{\text{фэ}} F_{\text{фэ}} I, \text{ Вт}, \quad (3.3)$$

где $\eta_{\text{фэ}}$ - КПД фотоэлектрических преобразователей (изменяется в современных кремниевых элементах в пределах 0,12...0,17), $F_{\text{фэ}}$ – их общая площадь, м^2 .

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. Зеленоград 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.

3.3. 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. 3.2. 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°C. 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.

Общее количество теплоты, воспринятой парогенератором СЭУ, составляет

$$Q = \eta_{\text{и}} n F I, \text{ Вт}, \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{и}}$ – коэффициент эффективности использования солнечного излучения (изменяется в пределах 0,35...0,5),

n – количество гелиостатов,

F – площадь зеркал одного гелиостата, м²,

I – интенсивность солнечного излучения, Вт/м².

Работа килограмма пара в паротурбинной установке в цикле Ренкина равна

$$l = h_1 - h_2, \text{ кДж/кг},$$

термический КПД

$$\eta_t = (h_1 - h_2)/(h_1 - h_k), \quad (3.5)$$

где h_1 – энтальпия острого пара, h_2 – энтальпия отработавшего в турбине пара (определяются по $h-s$ диаграмме водяного пара), h_k – энтальпия конденсата (определяется по таблицам термодинамиче-

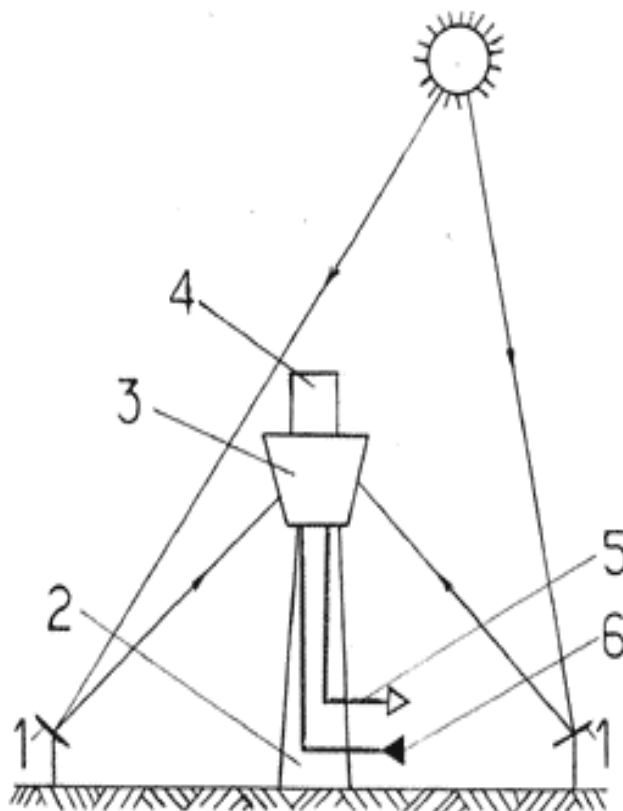


Рис. 3.2. Схема СЭС:
1 – гелиостаты; 2 – башня; 3 – солнечный котел; 4 – теплоаккумулятор; 5 – трубопровод острого пара; 6 – трубопровод питательной воды

ских свойств воды и водяного пара).

Теоретическая мощность паротурбинной СЭУ составит

$$N_{\text{пт}} = \eta_t \eta_{0i} \eta_g Q, \text{ Вт}, \quad (3.6)$$

где η_{0i} – относительный внутренний КПД турбины,

η_g – КПД электрогенератора (в пределах 0,92...0,96).

Реальная мощность СЭС меньше теоретической вследствие затрат энергии на собственные нужды (привод насосов и т.д.).

Для паротурбинных СЭС характерны высокие капитальные затраты, главным образом из-за высокой стоимости автоматизированных зеркал-гелиостатов. Стоимость 1 киловатта установленной мощности на башенной СЭС «Солар – 1», как и Крымской СЭС, более чем в 10 раз превышает характерную для традиционных установок. Экономичнее оказалось другое техническое решение, реализованное в США в 1985 году. Вместо дорогих стеклянных зеркал – гелиостатов здесь используется пленка с металлическим напылением, натянутая на обручи диаметром 1,5 метра. Создавая под пленкой вакуум, придают ей параболическую форму. Эти вогнутые зеркала фокусируют солнечное излучение на трубы, в которых нагревается и испаряется питательная вода паротурбинной установки. Таким образом, этой СЭС башня с баком-парогенератором не нужна. Стоимость одного киловатта установленной мощности снижена по сравнению с «Солар-1» в 4 раза, себестоимость киловатт-часа произведенной энергии приблизилась к характерной для угольных станций.

На СЭС «Альмерия» (Испания) в качестве теплоносителя первого контура парогенератора на вершине солнечной башни используется жидкий натрий, во втором контуре – обычная вода. В варианте СЭС, разработанном в Германии, солнечные лучи нагревают до 800°C сжатый воздух, который приводит в действие газовую турбину. Теплота отработавшего в газотурбинной установке воздуха затем используется в паротурбинном цикле. В итоге повышается КПД использования теплоты солнечных лучей.

Ряд паротурбинных СЭС различной мощности построен во Франции и в Италии. Разрабатываются проекты СЭС с замкнутыми газотурбинными установками, в которых рабочим телом является гелий. Параметры гелиевого теплоносителя перед турбиной: температура около 600°C, давление 0,8 МПа; проектный КПД установок – около 25%.

3.4. Солнечное теплоснабжение

Солнечные водонагреватели применяются в целях отопления и горячего водоснабжения с начала XX века. К настоящему времени в ряде стран (США, Германии, Норвегии), при государственной поддержке по программам энергосбережения, широко распространены установленные на крышах

или на застекленных верандах солнечные коллекторы из полимерных пластмасс с застеклением.

Устройство солнечного модуля-водонагревателя очень просто (рис. 3.3). Плоский экран с приваренными снизу трубами освещается солнечными лучами. Применяются и беструбные экраны, в виде двух пластин с щелевым зазором между ними. Экран соединен трубами с верхней и нижней частями бака-накопителя. В контуре устанавливается естественная циркуляция: в трубы поступает холодная вода из нижней части бака, нагретая в трубах экрана вода с меньшей плотностью вытекает в верхнюю часть бака. Верхнюю пластину экрана красят черной матовой краской, чтобы увеличить коэффициент поглощения лучистой энергии, и покрывают стеклом или полимерной пленкой для защиты от атмосферных осадков. В регионах с отрицательными температурами контур заполняют водным раствором антифриза; нагретый солнечным излучением антифриз отдает теплоту воде бака-накопителя в трубчатом теплообменнике.

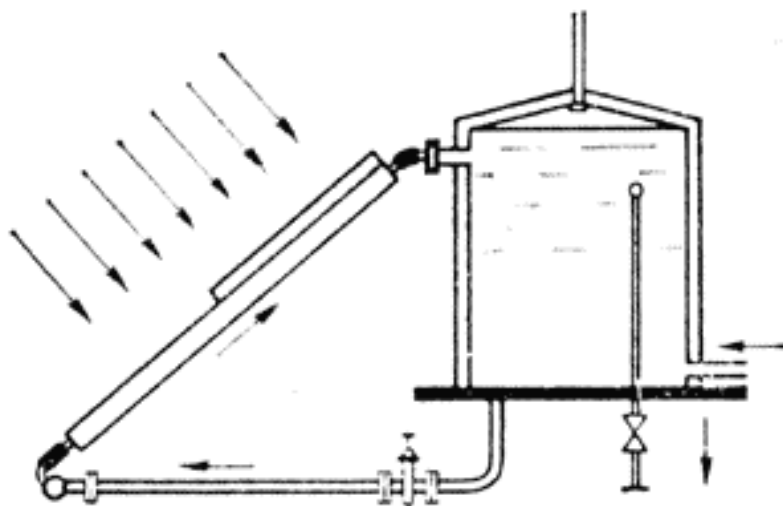


Рис. 3.3. Простейший солнечный водонагреватель

По оценкам норвежских энергетиков, годовая экономия энергии от систем солнечного теплоснабжения в северной Европе составляет 250...300 кВт.ч на квадратный метр площади коллектора. Стоимость солнечных коллекторов в Норвегии – около 80 евро за квадратный метр, включая защитное покрытие при установке на крыше. Период самоокупаемости при существующих в Норвегии ценах на электроэнергию – около 10 лет. При этом исключается загрязнение окружающей среды в результате сжигания органического топлива в котлах традиционных ТЭЦ и котельных.

В мире существуют также воздушные (калориферные) системы солнечного отопления. Нагретый в солнечном коллекторе воздух протекает через теплоаккумулятор - емкость, заполненную щебнем или галькой. При необходимости обогрева помещения комнатный воздух прогоняют вентилятором через слой гальки. Воздушная солнечная отопительная система может эксплуатироваться и без теплоаккумулятора. В этом случае вентилятор прогоняет комнатный воздух непосредственно через воздушный солнечный коллектор.

Новым способом использования солнечного излучения для теплофикации является применение оконного стекла, покрытого полиэфирной

пленкой с металлическим напылением. Это стекло прозрачно для лучей светового диапазона длин волн, несущих максимум энергии в солнечном спектре, но оно отражает инфракрасное излучение из помещения и таким образом обеспечивает «парниковый эффект» в квартире. Такие стекла все шире применяются в Финляндии.

Солнечная энергия может использоваться для опреснения морской и загрязненной воды. Простейший солнечный опреснитель представляет собой сосуд, заполненный слоем соленой воды малой толщины; солнечные лучи, сконцентрированные на сосуде, испаряют воду. Пар конденсируется на наклонной плоской стенке, и конденсат стекает в сборник опресненной



Рис. 3.4. Солнечный нагреватель

воды. Разработаны также солнечные холодильные установки, в которых хладагент (аммиак) испаряется солнечным излучением и в дальнейшем участвует в работе холодильного цикла абсорбционного типа. Солнечное тепловое оборудование (тепловые панели, установки горячего теплоснабжения, солнечные опреснители) выпускает НПО «Машиностроение» в г. Реутов Московской обл.

Солнечная энергия используется также в небольших высокотемпературных установках (рис. 3.4). Солнечные лучи фокусируются параболическим зеркалом на нагреваемом объекте (например, плавильном тигле). По сравнению с нагреванием в печах такие установки создают более интенсивный нагрев и чистоту процесса. Такое же устройство имеют «солнечные кухни».

Вопросы для самопроверки

- 3.1. Какую интенсивность имеет солнечное излучение?
- 3.2. Как устроены термоэлектрические преобразователи?
- 3.3. Как работает солнечная энергетическая установка с фотоэлектрическими преобразователями?
- 3.4. Охарактеризуйте проект солнечной космической электростанции.
- 3.5. Как устроены паротурбинные солнечные электростанции?
- 3.6. Что такое гелиостат?
- 3.7. Как реализуется солнечное теплоснабжение?
- 3.8. Как работает солнечная опреснительная установка?
- 3.9. В каких пределах изменяется интенсивность солнечного излучения на территории России?

4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

4.1. Геотермальные ресурсы

Температура Земли увеличивается с глубиной, в среднем на 30...35°C при погружении на каждую тысячу метров. В отдельных регионах планеты с «молодыми» горными породами, с вулканической деятельностью и землетрясениями, градиент повышения температуры гораздо больше, высокотемпературные слои залегают на малой глубине. Расплавленная лава иногда вытекает на поверхность при извержении вулканов. Если через пористые породы и трещины земной коры в высокотемпературные слои затекает вода, на поверхность вырываются струи пара и горячей воды – гейзеры. Суммарная геотермальная энергия, поступающая из недр Земли к ее поверхности, оценивается в 32 тысячи ГВт.

В 1904 году впервые в Италии пар геотермального происхождения был использован для выработки электроэнергии на паросиловой установке. В настоящее время ГеоТЭС «Лардерелло» в Италии имеет мощность около 400 МВт. Геотермальная энергетика развивалась в ряде стран. В первые годы XXI столетия в мире работали 233 ГеоТЭС, их суммарная мощность составляла 5136 МВт, строятся еще 117 станций общей мощностью 2017 МВт. Ведущее место в мире занимают США (более 40% действующих мощностей). На ГеоТЭС Филиппинских островов установленная мощность составляет около 900 МВт, в Мексике – 700, в Италии – 500, в России – 21 МВт.

Помимо выработки электроэнергии, теплота Земли может использоваться также для теплоснабжения. С 1943 года начаты работы по теплофикации термальными водами в Исландии, сейчас столица страны Рейкьявик с населением 90 тыс. человек практически полностью отапливается за счет внутренней теплоты Земли. В г. Кизляр (Дагестан) в 1988 г. создана система отопления и горячего водоснабжения поселка из 15 тридцатиквартирных жилых домов, промышленных и коммунальных предприятий.

Россия обладает потенциальными запасами геотермальной энергии в вулканических районах на Камчатке, Курильских островах и на платформенных предгорных участках в ряде регионов. Годовой топливный эквивалент геотермальных источников, годных для использования (с содержанием солей в теплоносителе менее 10 г на литр) на Кавказе и в предкавказье оценивается в 2 млн т условного топлива, на Камчатке и Курилах в 1,8 млн т, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 3,4 млн т, в Западной Сибири в 10 млн т. Под Западной Сибирью на громадной площади в 3 млн км² обнаружено целое подземное море с температурой воды 60...110°C. До последнего времени дешевизна органического топлива приводила к тому, что эти ресурсы использовались очень слабо (Мутновская и Паужетская ГеоТЭС на Камчатке, системы геотермального теплоснабжения на Кавказе).

Самые высокие параметры теплоносителя (водяного пара) имеют место на одном из месторождений Мексики на глубине 1500 метров – температура 365°C, давление 5,5 МПа. Для российских скважин глубиной от 500 м до 3 км характерны пароводяные смеси со степенью сухости от 20 до 50%, с температурами до 250°C и энтальпиями в пределах 1500...2600 кДж/кг. Одиноконтурная скважина Мутновской ГеоТЭС дает до 80 т пароводяной смеси в час, она способна обеспечить паротурбинный блок мощностью до 10 МВт. Важным преимуществом геотермальной энергии является независимость от времени суток и года, климатической зоны, метеорологических условий. К недостаткам геотермальной энергетики относятся минерализация пароводяной смеси, насыщенность газами (в том числе, ядовитым сероводородом), большим количеством мельчайших твердых частиц.

4.2. Одноконтурные ГеоТЭС

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. 4.1). 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 ЭНИ-Ном разработан гравитационный сепаратор, на выходе из которого влажность пара составляет от 0,01 до 0,05%. Если применить еще промывку

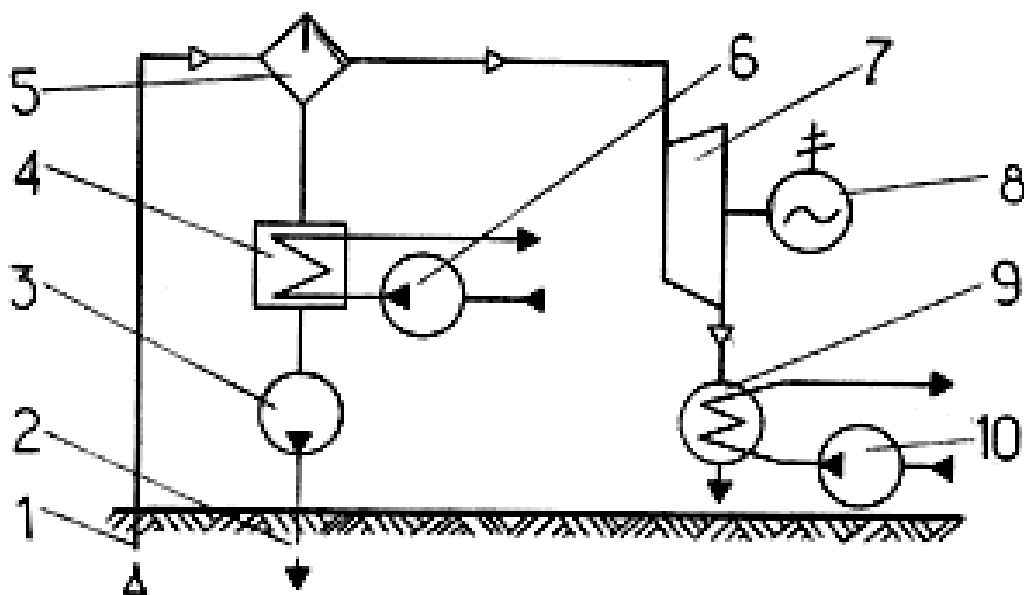


Рис. 4.1. Тепловая схема одноконтурной ГеоТЭС

«острого» пара чистым конденсатом (до 1...2% от общего расхода конденсата), то качество пара становится таким же, как в традиционных ТЭС и АЭС.

Горячая геотермальная вода направляется из сепаратора пара 5 в сетевой подогреватель 4, где ее теплота используется для теплофикации, и затем закачивается насосом 3 обратно в пласт по требованиям охраны окружающей среды и поддержания пластового давления. Обычно глубина таких обратных скважин 2 примерно такая же, как и у эксплуатационных скважин 1. Затраты на буровые работы – одна из основных статей расходов на геотермальную энергетику. Соли геотермальных вод весьма активны в коррозионном отношении, поэтому трубы должны иметь надежную защиту в виде лакирующих и полимерных покрытий.

Пар из сепаратора поступает в турбину 7, приводящую в движение электрогенератор 8. Отработавший в турбине пар направляется в конденсатор 9, в который циркуляционным насосом 10 закачивается холодная вода из окружающей среды. Конденсат сливается в местные водоемы.

В последние годы наметилась тенденция компоновки геотермальных электростанций модульными энергоблоками максимальной заводской готовности. При их применении строительно-монтажные работы на площадке сводятся к минимуму. Калужский турбинный завод выпускает конденсационные модули мощностью 4 МВт, разрабатываются модульные блоки мощностью 20 МВт. Конденсационные и противодавленческие турбины для ГеоТЭС различной мощности стоят также в планах выпуска Ленинградского металлического и Кировского заводов.

Место под строительство ГеоТЭС необходимо выбирать с возможностью подачи холодной воды из окружающей среды в конденсатор паротурбинной установки. Существенным недостатком одноконтурных ГеоТЭС является присутствие в геотермальном паре неконденсирующихся газов, которые не отделяются в сепараторе. По этой причине в конденсаторе невозможно создать глубокий вакуум и теплоперепад в турбине оказывается заниженным.

В одноконтурной паротурбинной ГеоТЭУ энтальпия сухого насыщенного пара после сепарации определяется по его температуре из таблиц термодинамических свойств воды и водяного пара или $h - s$ диаграммы. Мощность ГеоТЭУ определяется из соотношения

$$N = \eta_t \eta_{0i} \eta_g d [(h_1 - h_2)], \text{ кВт}, \quad (4.1)$$

где η_t – термический КПД цикла, определяемый по соотношению (3.2),
 η_{0i} – относительный внутренний КПД турбины,
 η_g – электрический КПД турбогенератора,
 d – расход пара, кг/с.

Расход холодной воды из окружающей среды на конденсацию пара равен

$$G_{xb} = d (h_2 - h_k) / (c \Delta t_{xb}), \text{ кг/с}, \quad (4.2)$$

где h_k - энтальпия конденсата, кДж/кг,

$c = 4,19$ кДж/(кг.К) – теплоемкость воды,

$\Delta t_{хв}$ – перепад температур холодной воды в конденсаторе, °С.

В ГеоТЭУ имеют место также потери энергии на собственные нужды (главным образом, на привод циркуляционного насоса, подающего воду из окружающей среды в конденсатор, и на привод насоса закачки отработанной воды в пласт), которые учитываются коэффициентом $\eta_{сн}$. Полный КПД установки равен произведению $\eta_t \eta_{oi} \eta_\eta \eta_{сн}$, в действующих установках он составляет 15...22%. С учетом использования для нужд теплоснабжения горячей воды, отделяемой в сепараторе, полезное использование геотермального ресурса может превышать 50%.

4.3. Двухконтурные ГеоТЭС

В состав двухконтурной ГеоТЭУ (рис. 4.2) 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. Отработавшая 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

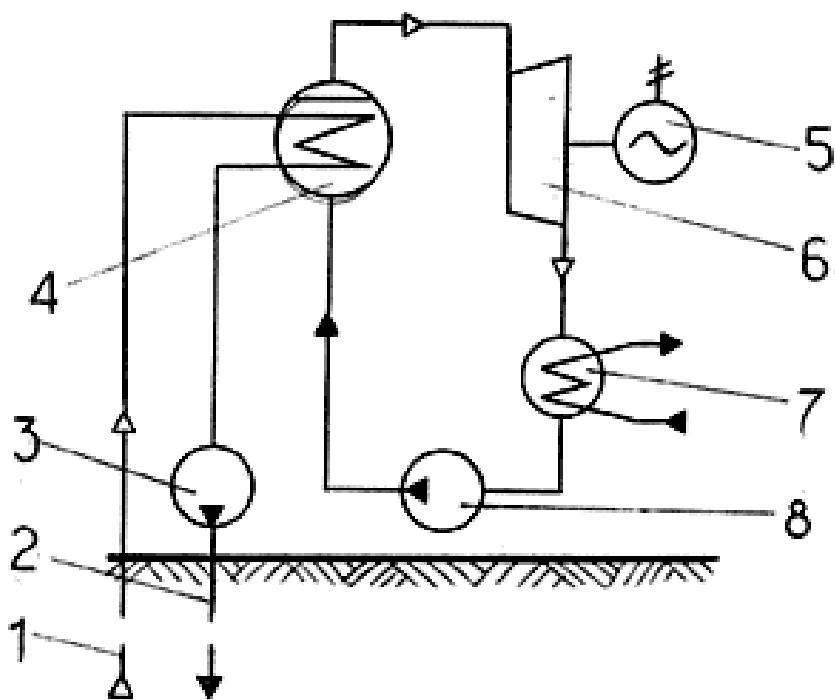


Рис. 4.2. Тепловая схема двухконтурной ГеоТЭС

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.

Газы, в том числе сероводород, подаются из парогенератора в барботажный абсорбер и растворяются в отработанной геотермальной воде, после чего она закачивается в скважину захоронения. По данным испытаний на строящейся Океанской ГеоТЭС (Курильские острова) в барботажном абсорбере растворяется 93...97% исходного сероводорода.

Перепад температур в парогенераторе Δt снижает энтальпию острого пара двухконтурной установки h_1 по сравнению с одноконтурной, однако в целом теплоперепад в турбине увеличивается из-за уменьшения энтальпии отработавшего пара h_2 . Термодинамический расчет цикла ведется как для обычной паротурбинной ТЭС (см. раздел по солнечным паротурбинным установкам).

Расход горячей воды из геотермальных скважин для установки мощностью N , кВт, определяется из выражения

$$G_{гс} = N / (\eta_t \eta_{oi} \eta_{пг} \eta_{э} \eta_{сн} c \Delta t_{пг}) , \text{ кг/с} , \quad (4.3)$$

где $\Delta t_{пг}$ – перепад температур геотермальной воды на входе и выходе из парогенератора, °С, $\eta_{пг}$ – КПД парогенератора. Полный КПД современных двухконтурных паротурбинных ГеоТЭУ составляет 17...27%.

На месторождениях со сравнительно низкой температурой геотермальных вод (100...200°С) применяют двухконтурные установки на низкокипящих рабочих телах (фреонах, углеводородах). Экономически оправдано также использование таких установок для утилизации теплоты отсепарированной воды одноконтурных ГеоТЭС (вместо теплофикационного теплообменника на рис. 4.1). В нашей стране впервые в мире (в 1967 г.) создана энергоустановка этого типа на хладоне R-12 мощностью 600 кВт, построенная на Паратунском геотермальном месторождении (Камчатка) при научном руководстве института теплофизики Сибирского отделения АН СССР. Перепад температур теплоносителя составлял 80...5°С, холодная вода подавалась в конденсатор из р. Паратунка со среднегодовой температурой 5°С. К сожалению, эти работы не получили развития из-за былой дешевизны органического топлива.

В настоящее время в АО «Кировский завод» проработан проект и техническая документация двухконтурного геотермального модуля мощностью 1,5 МВт на фреоне R142в (резервный теплоноситель – изобутан). Энергомодуль будет полностью изготавливаться в заводских условиях и доставляться железнодорожным транспортом, строительно-монтажные работы и подключение к энергосистеме потребуют минимальных затрат. Ожидается, что заводская стоимость при серийном изготовлении энергомо-

дулей будет снижена примерно до \$800 за киловатт установленной мощности.

Наряду с ГеоТЭС на однородном низкокипящем теплоносителе в ЭНИН разрабатывается перспективная установка на смесевом водоаммиачном рабочем теле. Основное преимущество такой установки – возможность ее использования в широком интервале температур геотермальных вод и пароводяной смеси (от 90 до 220°C). При однородном рабочем теле отклонение температуры на выходе из парогенератора на 10...20°C от расчетной приводит к резкому снижению КПД цикла – в 2...4 раза. Изменяя концентрацию компонентов смесевого теплоносителя, можно обеспечить при меняющихся температурах приемлемые показатели установки. Мощность водоаммиачной турбины в этом диапазоне температур меняется менее чем на 15%. Кроме того, такая турбина имеет лучшие массогабаритные показатели, и водоаммиачная смесь отличается лучшими характеристиками теплообмена, что позволяет уменьшить металлоемкость и стоимость парогенератора и конденсатора по сравнению с энергомодулем на однородном теплоносителе. Такие энергоустановки могут широко использоваться для утилизации сбросной теплоты в промышленности. Они могут иметь устойчивый спрос на международном рынке геотермального оборудования.

Расчет ГеоТЭУ с низкокипящими и смесевыми рабочими телами производится с использованием таблиц термодинамических свойств и $h - s$ диаграмм паров этих жидкостей.

К проблеме ГеоТЭС примыкает часто упоминаемая в литературе возможность использования тепловых ресурсов Мирового океана. В тропических широтах температура морской воды на поверхности около 25°C, на глубине 500...1000 м - около 2...3°C. Еще в 1881 г. Д'Арсонваль высказал идею использовать эту разность температур для производства электроэнергии. Схема установки по одному из проектов реализации этой идеи представлена на рис. 4.3.

Насос 1 подает теплую поверхностную воду в парогенератор 2, где испаряется низкокипящий теплоноситель. Пар с температурой около 20°C направляется в турбину 3, приводящую в движение электрогенератор 4. Отработавший пар поступает в конденсатор 5 и конденсируется холодной глубинной водой, подаваемой циркуляционным насосом 6. Питательный насос 7 возвращает теплоноситель в парогенератор.

При подъеме через теплые поверхностные слои глубинная вода нагревается не менее чем до 7...8°C, соответственно отработавший влажный пар теплоносителя будет иметь температуру не ниже 12...13°C. В итоге термический КПД этого цикла составит $\eta_t = 1 - T_2 / T_1 = 0,028$, а для реального цикла – менее 2%. В то же время для океанской ТЭЦ характерны высокие затраты энергии на собственные нужды, потребуются очень большие расходы теплой и холодной воды, а также теплоносителя, потребление энергии насосами превысит энергию, вырабатываемую блоком. В США попытки реализовать такие энергоустановки у Гавайских островов не дали положительного результата.

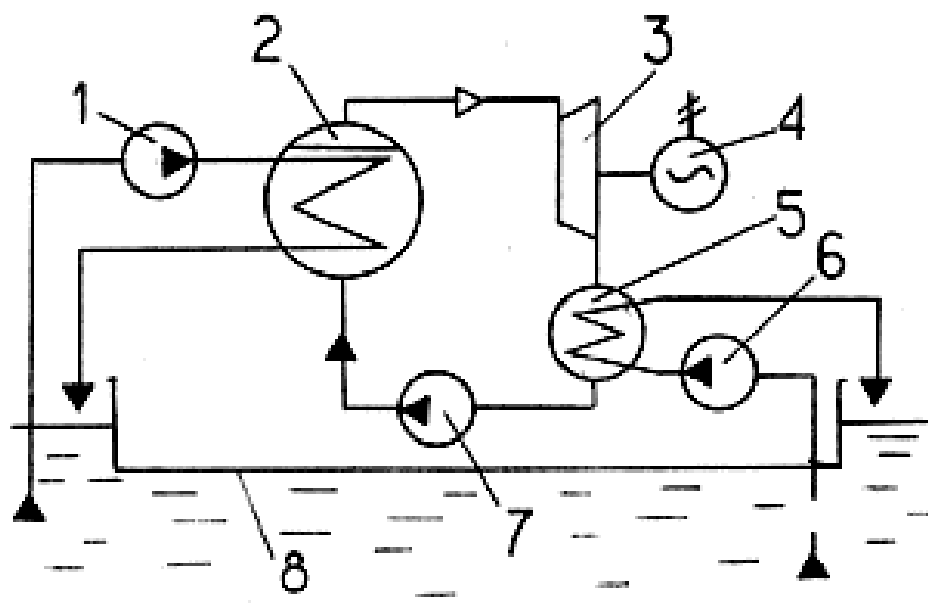


Рис. 4.3. Схема океанской ТЭС:

1 – насос подачи теплой поверхностной воды; 2 – парогенератор низкокипящего теплоносителя; 3 – турбина; 4 – электрогенератор; 5 – конденсатор; 6 – насос подачи холодной глубинной воды; 7 – питательный насос; 8 – судно-платформа

Другой проект океанской ТЭС – термоэлектрический – предполагает использовать эффект Зеебека, размещая спаи термоэлектродов в поверхностных и глубинных слоях океана. Идеальный КПД такой установки, как и для цикла Карно, составляет около 2%. В п.3.2 показано, что реальный КПД термопреобразователей на порядок ниже. Соответственно для теплосъема в поверхностных слоях океанской воды и отдачи теплоты в глубинных пришлось бы сооружать поверхности теплообмена («подводные паруса») очень большой площади. Это нереально для энергетических установок практически заметной мощности. Малая плотность энергии является препятствием для использования океанских запасов теплоты.

4.4. Геотермальное теплоснабжение

Для России с ее суровым климатом и продолжительной зимой весьма соблазнительно использовать геотермальную теплоту для целей теплофикации. Имеется некоторый опыт решения этой проблемы.

На курорте «Нальчик» в Кабардино-Балкарской республики для отопления и горячего водоснабжения используется высокоминерализованная термальная вода с температурой более 80°C. Применены промежуточные теплообменники. Охлажденная в теплообменниках до температуры около 40°C термальная вода подается в ванны и души бальнеолечебницы, попутно из нее получают бром, йод, редкоземельные элементы.

В г. Махачкале (Дагестан) используются геотермальные скважины, дающие слабоминерализованную воду с температурой около 65°C , с давлением $0,6...0,8$ МПа, дебит скважин $2...3$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Для целей теплофикации применяется пиковый подогрев в котлах на органическом топливе или в электронагревателях. Пиковая котельная работает незначительную часть отопительного сезона. В г. Кизляр (Дагестан) для теплофикации используется термальная вода с температурой $100...105^{\circ}\text{C}$, подаваемая с глубины до 3000 метров, минерализация воды $10...12$ г/л. Себестоимость одной гигакалории теплоты в системе геотермального теплоснабжения примерно в 2 раза ниже, чем от топливных котельных.

В г. Омск скважины с глубины $2...2,5$ км дают до 3 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Воды с температурой до 80°C . Вода высоко минерализована (до 27 г/л солей), и несет попутный метан, который может использоваться в пиковых котельных для догрева воды систем отопления. При температурном графике $100 - 50^{\circ}\text{C}$ это позволит получать до 100 Гкал теплоты в сутки с одной скважины. Такой теплоты достаточно, чтобы обеспечить отопление и горячее водоснабжение примерно 20 тыс. м^2 жилой площади. Затраты, вложенные в бурение скважин, окупаются примерно за 2,5 года.

Интересен опыт геотермальной теплофикации в Рейкьявике (Исландия). Геотермальная вода подается в город по двухтрубному трубопроводу (трубы диаметром 350 мм), расстояние 21 км, годовой расход воды около 8 млн м^3 , температура 87°C . Вода подается в баки-аккумуляторы суммарной емкости 8400 м^3 , установленные на возвышенном месте. Баки выравнивают суточный график потребления горячей воды. От баков вода течет по магистральному двухтрубному трубопроводу диаметром 400 мм. Уличные однотрубные теплотрассы имеют суммарную длину 72 км, домовые вводы диаметром до 70 мм – более 100 км. Для страны, импортирующей топливо, использование геотермальных ресурсов – благоприятный выход из энергетических затруднений.

Перспективно использование теплоты термальных вод в тепличном хозяйстве. Себестоимость сбросной теплоты ГеоТЭС ничтожна, поэтому геотермальная энергетика обычно сопровождается развитием теплиц, парников, оранжерей. В Исландии в геотермальных теплицах выращивают даже бананы. В медицине широко применяется лечение минерализованными термальными водами.

В районах вечной мерзлоты, покрывающих более 50% территории России, открытая разработка полезных ископаемых обычно ведется только в летнее время. Использование теплоты земных недр позволит вести горные работы круглый год.

Из термальных вод получают дешевые химические продукты – йод, бром, бор, литий, цезий, рубидий, стронций и др. Их извлечение из растворов не требует больших капитальных затрат на горные работы. Термальные воды легко обогащаются выпариванием.

Остановимся на проблемах, тормозящих развитие геотермальной энергетики.

На отдельных геотермальных месторождениях отмечено снижение дебита скважин в процессе эксплуатации. Так, на Паужетской ГеоТЭС через год после пуска станции дебит скважин уменьшился на 15%. С другой стороны, на ГеоТЭС Лордерелло (Италия) за 40 лет эксплуатации дебит скважин не менялся. По мировой практике, средний срок эксплуатации скважин составляет 25...30 лет. Геологоразведочные работы и разбуривание новых скважин повышают капитальные затраты геотермальной энергетики. Геотермальные месторождения недостаточно изучены с точки зрения геологии и геофизики, неясно, на каком расстоянии должны располагаться друг от друга скважины, почему соседние скважины иногда дают воду разной температуры и давления.

Высокая минерализация и растворенные в геотермальных водах газы вызывают интенсивное отложение накипи, повышенную коррозию оборудования. Приходится применять промежуточные теплообменники, в которых минерализованная, с высоким содержанием вредных газов вода из земных недр отдает теплоту сетевой воде второго контура. Приходится использовать дорогие коррозионностойкие конструкционные материалы, чаще прибегать к химпромывкам оборудования, что увеличивает эксплуатационные расходы. ЭНИНом разработаны пластинчатые теплообменники с пластинами из углеродистой стали, защищенными полимерным покрытием, применение которых позволит увеличить сроки эксплуатации оборудования. Разрабатываются композитные покрытия с повышенной теплопроводностью. Для борьбы с коррозией труб у скважин размещают емкости для удаления растворенных газов. Коррозия развивается главным образом на границе «воздух-вода», для ее подавления закачивают в скважины отработанные масла, парафины, которые растворяют газы и служат защитной подушкой на поверхности воды.

Геотермальные воды часто содержат токсичные вещества – H_2S , SO_2 , HF , HCl и др. Воды Паратунского месторождения содержат до $0,6 \text{ г/м}^3$ мышьяка. Очистка теплоносителя от токсичных примесей ионообменными смолами и другими методами также увеличивает эксплуатационные расходы и требует применения дополнительных приборов контроля и сигнализации, индивидуальных и групповых средств защиты персонала.

Вопросы для самопроверки

- 4.1. Какие регионы России перспективны для освоения геотермальной энергии?
- 4.2. Как устроены одноконтурные ГеоТЭС?
- 4.3. Как устроены двухконтурные ГеоТЭС?
- 4.4. Почему необходимо закачивать в пласт воду, поступившую из геотермальных скважин?
- 4.5. На каких геотермальных месторождениях применяются паротурбинные установки с низкикипящим теплоносителем?
- 4.6. Какие преимущества имеет ГеоТЭС на смешанном теплоносителе?
- 4.7. Насколько реально использование океанских тепловых ресурсов?
- 4.8. Как реализуется теплоснабжение от геотермальных источников?
- 4.9. Какие проблемы тормозят развитие геотермальной энергетики?

5. БИОТОПЛИВО

5.1. Виды биотоплива

Фотосинтез зеленых растений позволяет аккумулировать энергию, получаемую от солнечных лучей, в органическом веществе, которое синтезируется из углекислого газа, воды и некоторых «биогенных» элементов почвы. Ежегодно на Земле фотосинтез образует около 120 млрд т сухого органического вещества, что энергетически эквивалентно 40 млрд т нефти (более чем в 10 раз превышает мировой уровень ее потребления). Химическая энергия, запасенная растениями, может использоваться энергетикой. В целом биомасса дает седьмую часть потребляемого в мире топлива. Энергия, получаемая из биомассы, в 4 раза превосходит суммарную энергию АЭС мира.

В странах Европейского Союза доля энергии биомассы от общего производства НВИЭ составляет 55%. Наиболее эффективно энергия биомассы используется в Португалии, Испании, Франции, Германии, Дании, Италии. Общие ресурсы биомассы в Западной Европе (в млн т сухой массы за год) составляют: древесина и древесные отходы – 150, сельскохозяйственные отходы – 250, городской мусор – 75, биомасса, выращиваемая специально на энергетических плантациях – 250 млн т.

Древесина

Еще 100 лет назад дрова были основным топливом. До сих пор в сельскохозяйственных районах и в развивающихся странах печи топят дровами, это основной вид топлива примерно для 2 млрд человек. 1 м³ древесины дает около 5,5 ГДж теплоты. Сжигание отходов лесозаготовок и целлюлозно-бумажной промышленности в Финляндии, Канаде составляет существенную долю топливно-энергетического баланса. К сожалению, в РФ 75% этих отходов не используется.

Россия – самая богатая лесом держава мира (22% по площади и 25% по ресурсам). Общая площадь лесного фонда 11,8 млн км², общий запас древесины 82 млрд м³. Леса России играют решающую роль в проблеме сохранения биосферы планеты. С 1960 по 1995 г. население Земли удвоилось, а производство пиломатериалов, бумаги и других продуктов леса утроилось. В то же время безвозвратно исчезают вырубаемые тропические леса Амазонии, Африки, Юго-Восточной Азии. Их площадь ежегодно убывает на 14 млн га. Парниковый эффект и связанное с ним глобальное потепление на планете приводит к резким колебаниям климата, катастрофическим лесным пожарам, наводнениям и т.д. Участники конференции ООН по окружающей среде в Рио-де-Жанейро в 1993 г. приняли обязательство остановить глобальное обезлесивание, однако в последующее десятилетие оно лишь возросло. Ежегодно в мире теряется 0,8% лесов. Сохраняемые леса

России все больше принимают на себя роль «легких планеты», хотя в отдельных регионах европейской территории страны лес безжалостно вырубается.

Большой ущерб лесам России наносят пожары. Так, в 2000 г. в лесных пожарах погибли более 2 млн га леса. Лесные пожары приводят к росту выбросов углекислоты в атмосферу, усугубляя глобальные экологические проблемы. При введении в России систем охраны и защиты лесов, аналогичных канадским и скандинавским, пожарные выбросы углекислоты могли бы сократиться втрое.

Грамотное лесопользование и лесозаготовки позволяют сохранять и даже увеличивать запасы древесины в стране, увеличивать объемы фотосинтеза. В конце XX века объем заготовок древесины в России составлял менее 25% объема расчетной лесосеки. По режиму управления, экологическим и экономическим показателям леса России поделены на 3 группы. Самые ценные леса, имеющие значение для сохранения ряда природных ресурсов, выделены в первую группу (около 21% лесного фонда). Леса второй и третьей групп имеют главным образом коммерческое значение. Около 6% лесной площади России занимают заповедники, национальные парки, заказники.

В ряде стран быстрорастущие виды деревьев специально выращиваются как топливо на энергетических плантациях. В Японии и Италии для этой цели выбраны эвкалипты, в Канаде выведена разновидность тополя, которая наращивает биомассу вчетверо быстрее обычной породы. Выбросы углекислоты в атмосферу при сжигании древесины компенсируются активным фотосинтезом листвы. Для России эти направления менее актуальны, для нас важнее совершенствовать транспортную инфраструктуру, включая в оборот труднодоступные лесные массивы.

Важная задача лесопромышленного комплекса – использование древесных отходов, включая зеленую массу лесозаготовок, и отходов лесоперерабатывающего производства (горбыль, опилки, кора, стружка, лигнин и т.д.), применение теплогенераторов на древесных отходах и переработку отходов в жидкое и газообразное топливо.

Торф

Это горючее ископаемое, образующееся в процессе естественного отмирания и неполного разложения болотных растений в условиях избыточного увлажнения и недостаточного доступа воздуха. Влажность торфа (в залежи) составляет 85...95%, зольность 2...30%, теплота сгорания сухой массы до 24 МДж/кг.

На всей планете месторождения торфа занимают более 4 миллионов км² и содержат более 3 млрд м³ этого топлива. Мировые запасы торфа ежегодно увеличиваются, их прирост превышает расход. В Финляндии, Швеции, Ирландии доля торфа в приходной части энергетического баланса составляет от 10 до 20%. Россия в добыче торфа занимает четвертое место в мире, хотя безусловно лидирует по его запасам: российские месторождения

торфа занимают 1,5 млрд км². Во всем мире добыча торфа неуклонно возрастает, в России она столь же неуклонно падает. Причина заключается в недостатке финансирования и современных технологий добычи, обработки, сжигания.

Торф как топливо применяется в основном в котельных для отопления небольших населенных пунктов, хотя на нем работали еще первые ТЭС, построенные по плану ГОЭЛРО. Для многих населенных пунктов, удаленных от центра, перевод систем теплоснабжения на торф стал бы гарантией энергетической безопасности. В частности, для Ленинградской области торф – самый распространенный и самый доступный энергоресурс. Без риска уменьшения запасов здесь можно добывать по 2,6 млн т торфа ежегодно. В 2002 г. добыто 300 тысяч тонн. Вместе с тем торф – источник повышения плодородия почвы, торфяные удобрения, торфоперегнойные брикеты для рассады широко используются сельским хозяйством.

Биогаз

Метановое брожение при переработке сельскохозяйственных и бытовых отходов позволяет получать биогаз с содержанием метана около 70% и оксида углерода около 15%, а также обеззараженное органическое удобрение. 1 кг органических отходов дает примерно 1 л биогаза. Теплота сгорания биогаза составляет 22...24 МДж/кг. Длительность процесса брожения 5...7 суток. Ферментеры для получения биогаза широко применяются в Китае, Японии, США. В современном сельском хозяйстве, при растущих потребностях в топливе и удобрениях, переработка отходов агропромышленных комплексов, животноводческих ферм, скотобоен с использованием биогазовых технологий позволяет решать проблемы сушки сена, зерна, отопления ферм и жилых помещений, производства электроэнергии.

В КНР отдаленные сельские местности газифицируют с помощью установок, перерабатывающих органические отходы сельского хозяйства. Каждая такая индивидуальная установка крестьянского двора дает в год около 6500 кВт.ч. электроэнергии и 5 тонн органического удобрения. В России ставится задача производства и внедрения оборудования по использованию биогаза. Центр «ЭкоРос» разработал автономный биогазоэнергетический модуль, в состав которого входят биореакторы, отстойник, газгольдер для хранения биогаза, водогрейный котел и система раздачи газа для питания газовых плит и отопительных установок фермы. Модуль перерабатывает в сутки до 1 тонны отходов животноводческой фермы и дает до 230 кВт.ч тепловой энергии и до 40 нм³ биогаза, содержащего около 60 % метана и до 15% оксида углерода.

Полевые культуры и водоросли

В России, особенно в южных районах, издавна используются в качестве топлива солома, камыш. После обмолота стебли и початки кукурузы, подсолнечника сжигают для сушки зерна. После уборки урожая остатки культур могут служить топливом.

Наиболее активно процесс фотосинтеза органического вещества идет в водорослях, особенно в самых мелких – фитопланктоне. Продуктивность образования органического вещества в водорослях достигает 5 кг на квадратный метр морской поверхности в год, что в 2...5 раз превышает продуктивность леса. Морские волны выбрасывают на берег водоросли, которые используются как удобрение и топливо. Отмирающий фитопланктон (сапропель) приводит к заиливанию и заболачиванию озер и водохранилищ. Разрабатываются технологии добычи, сушки, сжигания водорослей и сапропеля, однако они не имеют пока промышленного применения в энергетике.

Бытовые отходы

Системы очистных сооружений городской канализации включают баки-аэротенки. В них к воде канализации подмешиваются присадки активного ила, микроорганизмы которого используют органические вещества сточных вод для питания и размножения. Это – аэробные микроорганизмы, для их развития через воду аэротенков прокачивается воздух. Далее вода с активным илом поступает в отстойники, затем иловые осадки перекачиваются в бурты-метантенки, где происходит анаэробное метановое сбраживание органического вещества. Выделяющийся газ содержит до 55% метана и может служить топливом в котельных установках. Твердые остатки уплотняются и обезвоживаются в фильтр-прессах и размещаются на иловых площадках. Иловые осадки могут использоваться как удобрение и как топливо. В Японии сжигают 55% иловых осадков, в США 27%. Имеется опыт сжигания иловых осадков в котельных установках на очистных сооружениях Санкт-Петербурга.

Современные города производят громадное количество твердых бытовых отходов (ТБО). К концу XX века мировое производство ТБО за год достигло 3 млрд т, в С.-Петербурге на полигонах-свалках за год размещается 4,5 млн м³. В состав ТБО входят горючие вещества – макулатура, пищевые отходы, древесина, их теплота сгорания равна 7...12 МДж/кг. Отходы на свалках перерабатываются микроорганизмами с выделением метана. Общее количество антропогенных выбросов метана в атмосферу с очистных сооружений, свалок, нефтепромыслов превышает 200 млн т в год, а ведь метан, как и диоксид углерода, является парниковым газом и вносит свой вклад в потепление климата планеты. В США работают несколько ТЭС на биогазе свалок. Отходы уплотняют, укладывают на них перфорированные полиэтиленовые трубы и накрывают пленкой. Газ, отбираемый трубами, содержит до 55% метана.

В ряде развитых стран практикуется отдельный сбор отходов в местах их образования. Переработка макулатуры и стекла из ТБО достигает 50%. После отделения вторичных ресурсов в мировой практике все шире применяется сжигание ТБО в специальных котельных установках. В Швеции объем сжигаемых ТБО достигает 60%, в Швейцарии – 75, в Японии – 80%. Шлак (до 300 кг на тонну ТБО) спекается, что делает его нетоксич-

ным, и захоранивается. Газообразные продукты сгорания – углекислый газ и водяной пар. Возможно совместное сжигание ТБО с иловыми осадками систем водоотведения. Первые установки сжигания эксплуатируются в С.-Петербурге.

Синтетическое топливо

Процессы производства жидкого и газообразного топлива из низкокачественного твердого разрабатывались еще Д.И.Менделеевым. В развитых странах мира крупные ассигнования выделяются на осуществление национальных программ создания синтетического топлива.

Бурый уголь – переходная форма от торфа к каменному углю с содержанием углерода 55...78% - в начале XX века являлся сырьем при производстве светильного газа, который использовался для бытовых и промышленных целей. В настоящее время газы с низкой теплотой сгорания (до 6,7 МДж/нм³), содержащие СО и углеводороды, получают обработкой бурого угля паровоздушным дутьем. При использовании высокотемпературного водяного пара получают горючий газ, содержащий СО, СН₄ и Н₂, с теплотой сгорания до 12,5 МДж/нм³, который может использоваться в металлургии в качестве восстановителя в доменном процессе. По мнению специалистов США, газификация угля более эффективна, чем непосредственное сжигание угля в пылеугольных энергетических котлах. В девяностые годы XX века суммарная производительность установок газификации угля США составила около 100 млрд нм³ в год. Разрабатываются схемы газификации углей с использованием теплоты ядерных реакторов. Развиваются методы подземной газификации пластов бурого угля с обработкой водяным паром для получения на выходе газообразных углеводородов с высоким содержанием метана.

Производство синтетического жидкого топлива было освоено в Германии в первой половине XX века. Немецкие танки, автомобили и даже самолеты в годы второй мировой войны заправлялись этим синтетическим топливом. В 60...70-е годы разработаны методики переработки горючих сланцев – глинистых горных пород, обогащенных горючим органическим веществом (до 60...70% по массе). Месторождения горючих сланцев расположены в Ленинградской области. Вследствие большой влажности и зольности теплота сгорания сланцев невелика – 5...11 МДж/кг. В результате термической переработки сланцев получают горючий газ, содержащий до 30% водорода, 15...30% метана, около 10% оксида углерода, и сланцевое масло – смесь жидких углеводородов, близкую к продуктам перегонки нефти, а также ценные химические продукты – этилен, бензол, фенол. При изобилии нефти и природного газа в конце XX века технологии производства синтетического топлива из бурого угля и сланца казались нерентабельными, теперь настало время их возобновления. Переработка твердого топлива в синтетическое дает возможность резко уменьшить выбросы золы в продуктах сгорания.

Одно из растений, активно аккумулирующих солнечную энергию, - это сахарный тростник. Сбраживая тростниковый сахар до этилового спирта, получают еще один вид синтетического жидкого топлива, пригодного для двигателей внутреннего сгорания. В 80-е годы в Бразилии работали 400 тысяч автомобилей на спиртовом топливе и 5000 спиртозаправочных станций. Добавка спирта к низкооктановому бензину в количестве 20% повышает его октановое число, в этом случае не требуются дорогие присадки, применяемые в высокооктановых бензинах.

В качестве сырья для производства синтетического топлива может использоваться кукуруза и ее отходы. Углеводы кукурузы сбраживаются в зерновой спирт. Процесс получения зернового спирта предельно прост, в течение столетий его применяли в самогонных аппаратах. Спирты, пригодные как энергетическое топливо, получают также путем гидролиза древесины. Из рапса и некоторых других масличных культур получают масло, которое может использоваться в качестве топлива для дизельных двигателей.

5.2. Установки для сжигания биотоплива

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 ожижения» зависит от плотности горючего материала и от крупности частиц, обычно она находится в пределах 0,9...2,3 м/с. Возможные состояния системы «газ – частицы топлива» показаны на рис. 5.1.

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 ожижения, 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

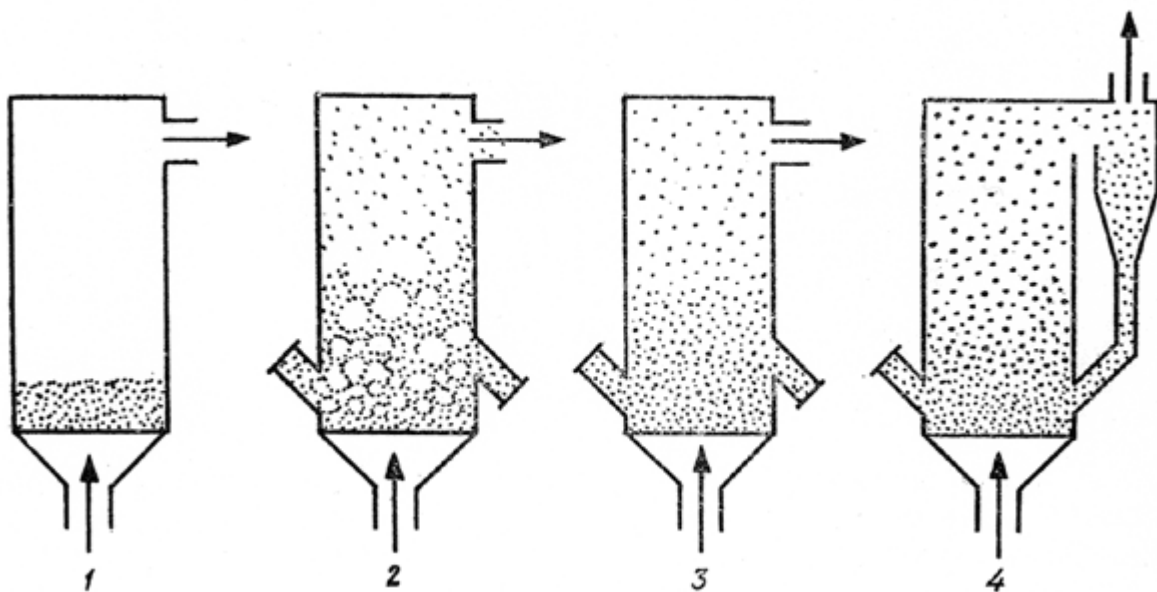


Рис. 5.1. Топки с кипящим слоем:
1 – слоевое сжигание; 2 – кипящий слой с пузырями; 3 – переход к пневмотранспорту; 4 – циркулирующий кипящий слой

переход к режиму пневмотранспорта. В этом случае целесообразно применить 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. На рис. 5.2 показана схема топki с циркулирующим кипящим слоем фирмы BDC (США). В патрубок 1 подается первичный воздух, через шнековый питатель 2 – измельченный известняк, через патрубок 3 – топливо. В объеме 5 продолжается горение взвешенных частиц топлива. В циклоне 6 происходит очистка уходящих газов. Уловленные частицы догорают в бункере, в котором размещены змеевиковые теплообменники, греющие питательную воду котла. Дополнительный воздух для дожигания твердого уноса подается через патрубок 8.

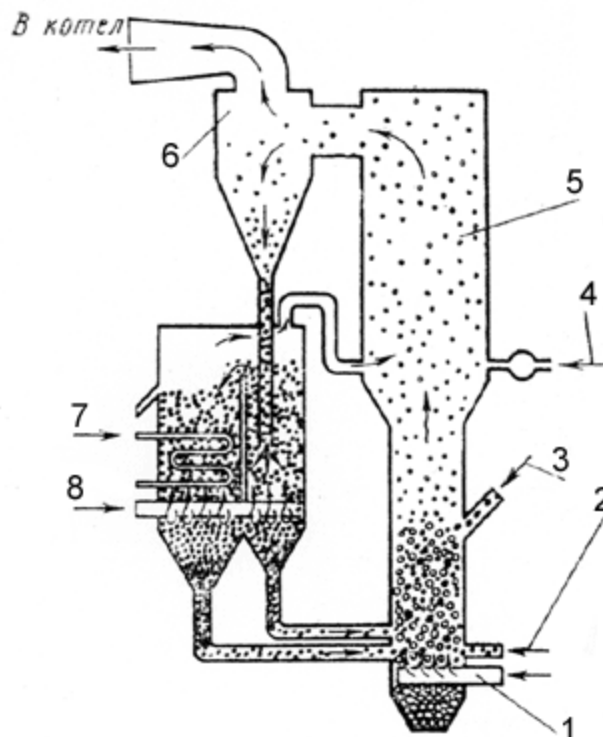


Рис. 5.2. Топка с кипящим слоем фирмы BDC:

1 – первичный воздух; 2 – известняк; 3 – топливо; 4 – вторичный воздух; 5 – камера топки; 6 – циклон; 7 – подача воды; 8 – воздух

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, H_2 , 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

На целлюлозно-бумажных комбинатах наряду с производством целлюлозы применяется технология термохимической обработки древесных отходов для получения сахаров и смол, на основе которых вырабатываются кормовые дрожжи и технические спирты. Побочным продуктом этого производства является лигнин, включающий полисахариды, фенольные группы, смолы. Исходный лигнин представляет собой влажную массу, содержащую до 65% воды, 21% углерода, 2% водорода, 1,4% серы. Теплота сгорания сухой массы около 20 МДж/кг. Выход лигнина в целлюлозно-бумажной промышленности России составляет около 5 млн т в год.

Лигнин сжигают в камерных топках паровых котлов, оборудованных мельницами-вентиляторами. Предварительно топливо подсушивают нагретым воздухом и отходящими газами котла.

Близкие к лигнину свойства имеет черный щелок, содержащий около 60% органических веществ. Сухой щелок имеет теплоту сгорания около 16 МДж/кг. Щелок распыляют механическими форсунками грубого распыла в камерных топках котлов. После испарения из капель влаги мелкодисперсные частицы слипаются в ооксованные гранулы, называемые в эксплуатации огарком. Огарок выпадает на под топки, поэтому сгорание происходит частично в слое и частично – в объеме топки. Соответственно применяется двухступенчатая подача воздуха в топку: первичный воздух подается на слой огарка, вторичный – в области расположения форсунок. Расход первичного воздуха составляет 50...60% от общего расхода. Выделяемая теплота частично расходуется на реакцию разложения щелока (пиролиз).

Котлы для сжигания иловых осадков

Иловые осадки сжигают в специализированных котлах-рекуператорах с кипящим слоем. Отходящие газы в таких котлах имеют температуру 850...900°C. Их теплота используется для нагревания дутьевого воздуха, подаваемого в котел. Кроме того, вырабатывается пар низких параметров для целей отопления и горячего водоснабжения.

На рис. 5.3 показана широко применяемая в Западной Европе установка для сжигания иловых осадков, выпускаемая французской фирмой «Пирофлуид» и доработанная для условий эксплуатации в России Центральным котлотурбинным институтом. Такая установка введена ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» и эксплуатируется на очистных сооружениях «Остров Белый».

Сырой иловый осадок, в котором содержание сухого вещества составляет около 4%, подсушивается за счет теплоты вырабатываемого котлом пара, к нему добавляется флокулянт, способствующий образованию комков. На центрифугах 2, выпускаемых с участием АОЗТ «Кировэнергомаш», отделяется жидкая фаза. Обезвоженный осадок с содержанием сухого вещества около 30% подается поршневым насосом 1 с давлением до 8 МПа в печь 3, которая работает по типу топки с кипящим слоем. Подовая решетка

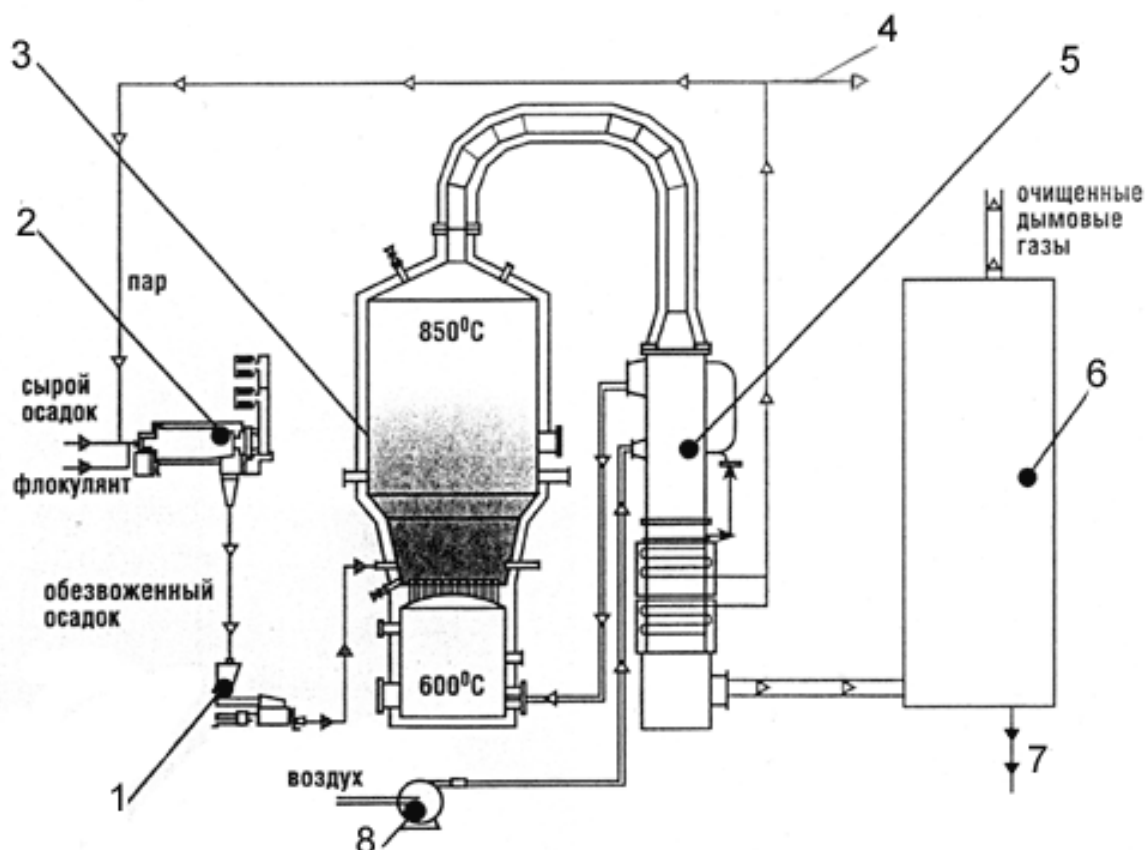


Рис. 5.3. Схема установки для сжигания иловых осадков:
 1 – поршневой насос; 2 – центрифуга; 3 – печь; 4 – пар к потребителю; 5 – котел;
 6 – система очистки уходящих газов; 7 – вывод увлажненной золы;
 8 – воздуходувка

печи загружается слоем гравия. Под решетку подается воздух, закачиваемый воздуходувкой 7 и нагретый в регенеративных теплообменниках парового котла до 600°C . Осадки сжигаются в кипящем слое, продукты сгорания с температурой 850°C направляются в котел-утилизатор 5. Выработаемый в котле пар расходуется на нужды теплофикации предприятия и частично – на подсушивание сырого осадка. Уходящие газы проходят очистку от золы и токсичных газовых примесей в скруббере 6 и перед выбросом в атмосферу дополнительно подогреваются в теплообменнике.

Производительность установки составляет 62 тонны сухого вещества в сутки. Для растопки котла используются газовые горелки. Установка высоко автоматизирована, управление параметрами технологического процесса полностью осуществляется вычислительным управляющим комплексом. Введение в эксплуатацию установки позволило резко сократить складирование осадка сточных вод на полигонах вокруг города, транспортировку через город сотен тонн дурнопахнущего продукта. Прошедшие очистку дымовые газы соответствуют требованиям самых жестких современных европейских нормативов. Стали чище воздух и вода в регионе. Отходы уста-

новки сжигания – мелкодисперсная минеральная зола, которая может использоваться для производства кирпича, бетона, облицовочных материалов.

Установки для сжигания твердых отходов

Твердые промышленные и бытовые отходы городов содержат макулатуру, отходы упаковочного материала, древесину, ткани, пищевые отходы, стекло и т.д. Полигоны-свалки для их размещения занимают большие площади, являются источниками токсичных и дурнопахнущих газов, пожароопасны. В С.-Петербурге на полигонах размещается около 4,5 млн м³ твердых отходов в год. Отходы содержат различные вредные вещества: мышьяк, ртуть, кадмий, свинец, органические токсины, диоксины и т.д. Эти загрязнители с дождевой водой попадают в грунтовые воды.

В ряде стран разработаны установки для сжигания твердых отходов. В Японии их сжигают до 80%, в Швеции – около 60%. Теплота сгорания твердых городских отходов меняется в пределах 7...12 МДж/кг.

Рассмотрим разработанную в США установку для сжигания отходов без предварительной сортировки и измельчения, с максимальным размером отдельных предметов до 1 м (рис. 5.4). Содержание влаги в отходах составляет в среднем 23%, инертных веществ и золы – 20%. В отходы могут добавляться отработанные масла, пластмассы, отходы химлабораторий, неразрезанные покрышки и другие резинотехнические изделия, иловые осадки городских сточных вод.

В газификатор 1 твердые отходы подаются загрузочным устройством 8 через бункер 7. Уровень отходов в аппарате поддерживается постоянным. Слой отходов 6 продвигается под действием собственного веса в зону сушки 5 и далее в зону пиролиза (термического разложения) 4. Подогретый до температуры около 1000°С воздух для горения подводится в ниж-

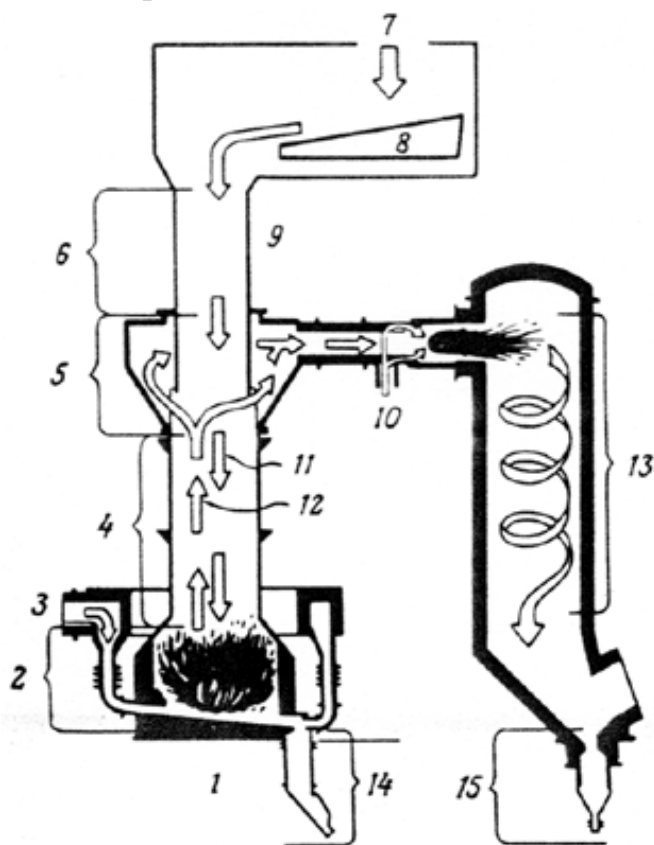


Рис. 5.4. Схема установки для сжигания твердых отходов

- 1 – газификатор; 2 – зона первичного горения;
- 3 – подача воздуха; 4 – зона пиролиза; 5 – зона сушки; 6 – подача отходов; 7 – введение отходов; 8 – загрузочное устройство; 9 – газоотвод; 10 – подача вторичного воздуха;
- 11 – продвижение подсушенных отходов;
- 12 – продвижение горючих летучих газов;
- 13 – зона догорания горючих летучих;
- 14 – слив расплавленных шлаков;
- 15 – отвод остаточных шлаков

нюю часть газификатора через патрубок 3. В зоне сжигания коксового осадка и плавления негорючих компонентов 2 образуется жидкий шлак, который непрерывно выводится из аппарата через гидрозатвор в охлаждаемый приемник 14.

Газовый поток, выходящий из газификатора, уносит до 90% теплоты от сжигания твердых отходов. Основные компоненты газового потока – CO, CO₂, H₂, углеводороды и водяной пар. Теплота сгорания этих газов на уровне 5...7 МДж/нм³. Газы сжигаются в камере вторичного горения 13, воздух для горения подается через патрубок 10. В камере вторичного горения поддерживается температура 1150...1300°C. Взвешенные негорючие частицы газового потока при этом плавятся, образуя жидкий шлак, отводимый через сливную систему 15.

Для подогрева воздуха, подаваемого в аппарат, применены регенеративные подогреватели, использующие до 15% объемного расхода отходящих газов. Остальные 85% направляются в котельную, вырабатывающую насыщенный пар с давлением до 6 МПа. Уходящие газы из котельной и системы регенеративного подогрева воздуха имеют температуру 260°C. Они поступают в систему газоочистки, включающую электрофилтры и скрубберы. После очистки уходящие газы содержат около 70% N₂, 10% CO₂, 5% O₂ и 15% водяного пара. Шлаки представляют собой стекловидную черную массу, включающую токсичные вещества. Они имеют объем примерно в 10 раз меньше исходного объема твердых отходов, могут быть использованы для дорожного строительства.

Первая установка подобного типа пущена в США в 70-е годы. Она перерабатывала в сутки 68 т твердых отходов. Подобные установки введены позже в Люксембурге, Франции, ФРГ. Термическое разложение и шлакование твердых отходов, помимо использования дополнительных энергоресурсов, решает также экологически важную задачу сокращения площадей под городские свалки и загрязнения ими атмосферного воздуха и грунтовых вод.

Вопросы для самопроверки

- 5.1. Перечислите виды биотоплива.
- 5.2. Каковы запасы и перспективы энергетического использования древесины?
- 5.3. Каковы перспективы использования торфа в Северо-Западном регионе России?
- 5.4. Что такое биогаз?
- 5.5. Каковы возможности энергетического использования полевых культур?
- 5.6. Из чего получают синтетическое жидкое и газовое топливо?
- 5.7. Как устроены топki с кипящим слоем?
- 5.8. В чем состоят особенности установок для сжигания иловых осадков?
- 5.9. Как устроены установки для сжигания твердых отходов?

6. ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Источники ВЭР

В 70-е годы XX века, в связи с резким повышением мировых цен на нефть, в экономике западных стран и Японии были развернуты активные работы по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов. В Советском Союзе в это время, наоборот, развивалась добыча нефти и газа, в том числе на экспорт, проблемам сбережения энергии уделялось мало внимания. В итоге сформировалось отставание от мирового уровня по экономии топлива. Энергоемкость продукции народного хозяйства стала намного превышать мировой уровень.

В последние годы XX века затраты энергоресурсов на производство единицы конечного продукта экономики составляли в России 60 МДж на \$1 валового национального продукта, в США 15,2, в Японии 5,5 МДж на производство продукции стоимостью в 1 доллар. Конечно, в России более суровый климат, чем в Японии, и соответственно больше расход энергоносителей на отопление, но не в 11 же раз!.. И дело не только в том, что Япония производит много наукоемкой, высокотехнологичной продукции с малым потреблением энергии – электроники, приборов, средств связи и автоматики. Но и в металлургии, машиностроении, химической технологии, производстве строительных материалов в России расход энергоресурсов в 1,5...2 раза выше, чем в развитых странах. Высокая энергоемкость, ресурсоемкость характерны для экстенсивного типа экономики, низкая – для интенсивного типа. Макроэкономические программы, направленные на увеличение добычи и использования невозобновляемых энергоресурсов, а не на конечный продукт, ведут в тупик. Сиюминутные выгоды от проедания ресурсов меньше глобального ущерба.

Проблемы экономии топлива и использования вторичных энергоресурсов остро стоят перед целым рядом отраслей народного хозяйства. Черная металлургия сжигает громадное количество топлива при производстве кокса, доменной плавке чугуна, в мартеновских печах, при нагреве металла перед прокаткой. Цветная металлургия, производя медь, никель, цинк, свинец, олово, расходует энергию при обжиге рудного концентрата, в плавильных и рафинировочных печах. Машиностроительные заводы затрачивают теплоту в кузнечных, литейных, термических цехах. Предприятия химической отрасли связаны с тепловыми процессами при обжиге колчедана, производстве фосфатов, этилена, сажи. В строительной индустрии производство цемента, строительного и огнеупорного кирпича, извести, стекла сопряжено с высокотемпературным обжигом или плавлением шихты.

В металлургии, химической технологии, на транспорте, в целлюлозно-бумажной промышленности, строительной индустрии проблемы энерго-

сбережения и использования ВЭР решаются специалистами соответствующего профиля. В этом пособии в качестве ВЭР будем понимать теплоту, отработавшую в основном технологическом процессе, но которая может быть использована для нужд энергетики – выработки электроэнергии и покрытия отопительной нагрузки. Экономические расчеты показывают, что использование ВЭР, которое приводит к экономии 1 т условного топлива, обходится в 2...4 раза дешевле капитальных затрат на добычу и транспорт равноценного количества топлива в европейской части РФ.

В качестве основной энергетической характеристики производственного теплового процесса используют его КПД:

$$\eta = Q_{\text{и}} / Q_{\text{з}}, \quad (6.1)$$

где $Q_{\text{и}}$ – использованная, $Q_{\text{з}}$ – затраченная теплота на производство единицы продукции (например, в МДж/т).

6.2. Использование теплоты отработавших газов

Теплосодержание отработавших газов

Основной составляющей теплового баланса многих тепловых технологических процессов (главным образом огнетехнических) являются потери с отработавшими газами:

$$q_{\text{ог}} = (Q_{\text{ог}} / Q_{\text{и}}) 100, \%, \quad (6.2)$$

Величина $q_{\text{ух}}$ меняется в пределах от 35...40% при нагреве и термообработке металла до 65...70% в высокотемпературных плавильных процессах.

Целесообразность и эффективность использования ВЭР определяется тепловой мощностью энергоисточника, непрерывностью выдачи теплоты и температурным уровнем, т.е. отношением $(T - T_0)/T$, где T – абсолютная температура теплового отхода, T_0 – абсолютная температура окружающей среды. Чем ближе температурный уровень к единице, тем целесообразнее использование ВЭР. Увеличение тепловой мощности энергоисточника приводит к снижению удельных капитальных вложений и эксплуатационных расходов. Непрерывность выдачи теплового отхода (непрерывность технологического процесса) определяет экономическую эффективность использования этого ВЭР. В наибольшей степени этим требованиям удовлетворяет теплота отработавших газов.

Текущее (на данный момент времени) теплосодержание отработавших в техпроцессе газов определяется выражением

$$H = V c_{\text{см}} t, \text{ кДж/с}, \quad (6.3)$$

где V – объемный расход газов, м³/с,

$c_{\text{см}}$ – средняя теплоемкость смеси газов, рассчитываемая по термодинамическим таблицам,

t – их температура, °С.

При расчете теплосодержания газов следует учитывать присос воздуха в газоходы. При нарушении плотности газоходов возможно значительное увеличение коэффициента избытка воздуха α , вследствие чего снижается температура и температурный уровень, т.е. ценность теплоты отработавших газов.

Начальная температура газов перед теплоиспользующей установкой зависит от места ее включения в газовый тракт, т.е. от общей технологической схемы производства. Начальная температура может существенно отклоняться от нормы, в частности вследствие неорганизованного догорания горючих компонентов в газоходах, из-за присосов воздуха. Появление присосов особенно нежелательно при общем снижении температуры отработавших газов по особенностям технологического процесса производства.

Теплообменники для отработавших газов

Допустимая предельная температура металлических рекуператорных теплообменников определяется жаростойкостью, а иногда и жаропрочностью применяемых марок стали. Жаростойкие металлы обладают стойкостью против появления окалины при температурах выше 500°С, работая в ненагруженном или слабонагруженном состоянии. Жаропрочные металлы пригодны для работы при высокой температуре в нагруженном состоянии с

сохранением достаточной окалиностойкости. Для повышения жаростойкости стали обычно применяют алитирование, т.е. покрытие поверхности тонким слоем расплавленного алюминия (методом погружения). Алитированная сталь при температурах 700...800°С имеет втрое большую жаростойкость, чем углеродистая. Жаростойкость стали повышают хромовым легированием. При содержании хрома 17% допустимая температура металла составляет 800...850°С.

Интенсивность теплоотдачи и потери давления в трубчатых теплообменниках зависят от скорости теплоносителя. В энергетике России оптимальными считаются скорости газа 5...8 м/с при продольном и 2...3 м/с при поперечном обтекании шахматных и коридорных трубных пучков. Получила распространение схема змеевикового конвективного трубчатого рекуператора, показанная на

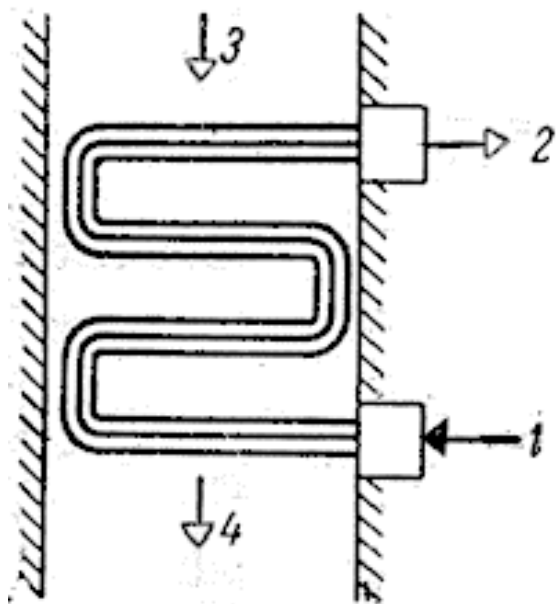


Рис. 6.1. Змеевиковый трубчатый теплообменник:
1,2 – вход и выход нагреваемого газа;
3,4 – вход и выход греющего газа

рис. 6.1. Эта схема отличается малой металлоемкостью, хорошей газоплотностью, беспрепятственным температурным удлинением змеевиков.

Энергетическое использование теплоты газов, отработавших в металлургических, химических и других технологиях, позволяет сэкономить многие миллионы тонн условного топлива в год. Эта теплота может использоваться для систем отопления. Однако для систем отопления характерен сезонный и крайне неравномерный график потребления. Длительность отопительного сезона для различных климатических зон России составляет от 2000 до 5000 часов в год, причем и в эти периоды отопительная нагрузка снижается от кратковременного максимума, соответствующего температуре наиболее холодных зимних дней, в 4...5 раз к концу зимнего сезона. Нагрузка на горячее водоснабжение составляет обычно не более 30% от отопительной. Металлургический завод средней мощности мог бы выдавать за счет своих ВЭР 550...600 МВт тепловой энергии. Для реального потребления такого количества теплоты даже в зимнее время были бы нужны громадные жилые массивы, что в непосредственной близости от такого завода невозможно. Поэтому использование ВЭР для отопления и производства пара низких параметров, как правило, целесообразно только для установок малой тепловой мощности.

Котлы-утилизаторы (КУ)

Для установок большой мощности оптимальной является утилизация теплоты отходящих газов в производстве электроэнергии. Рассматривались варианты применения для этих целей воздушных турбинных установок, в которых сжатый компрессором воздух нагревался бы в теплообменнике отходящими газами. Однако такие установки имели бы очень низкий КПД – на уровне 20...25%. Эффективнее оказались паротурбинные установки. Принципиальная схема паротурбинной установки на теплоте отходящих газов представлена на рис. 6.2.

Отходящие газы из рабочей камеры технологической установки 1 (например, из конвертора сталелитейного цеха металлургического завода) нагревают и испаряют питательную воду котла-утилизатора 3. Водяной пар перегревается в паро-

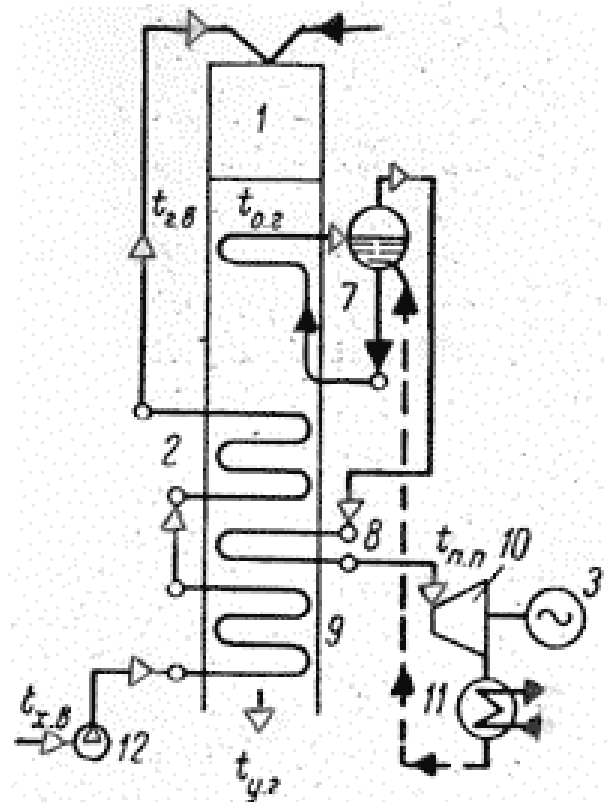


Рис. 6.2. Схема ПТУ на теплоте отходящих газов:

- 1 – рабочая камера; 2 – горячая ступень рекуператора; 3 – котел-утилизатор; 4 – пароперегреватель; 5 – турбина; 6 – электрогенератор; 7 – конденсатор; 8 – нижняя ступень рекуператора; 9 – подача топлива

перегревателе 4 и поступает в паровую турбину 5. Из конденсатора 7 питательная вода возвращается в котел. Воздух, подаваемый в рабочую камеру, подогревается в нижней 8 и верхней 2 ступенях рекуператора.

При высоких температурах отходящих газов (более 900°C) КУ оборудуются радиационными (экранными) поверхностями нагрева и имеют такую же компоновку, как и обычные паровые котлы, но без воздухоподогревателя. По аналогии с обычными котлами радиационная камера КУ называется топкой; в ней происходит первое радиационное охлаждение отходящих газов. Первичное охлаждение газов в топке необходимо для затвердевания уносимых из технологической установки, выдающей отходящие газы, расплавленных частиц шлака или других продуктов, чтобы они не прилипали к холодным змеевикам. В топке могут дожигаться горючие компоненты газов. КУ имеют все детали обычных котлоагрегатов: экраны, барабаны, пароперегреватели, водяные экономайзеры.

При проектировании КУ на данный вид вторичного энергоносителя приходится учитывать содержащиеся в отходящих газах агрессивные компоненты. При температуре отходящих газов ниже 900°C используются только конвективные змеевики-теплообменники.

Наибольшее распространение среди низкотемпературных КУ получили котлы с многократной принудительной циркуляцией (МПЦ). Такие котлы при малых и меняющихся нагрузках имеют решающее преимущество перед обычными для топочных котлов конструкциями с естественной циркуляцией теплоносителя.

Схема КУ с МПЦ представлена на рис. 6.3.

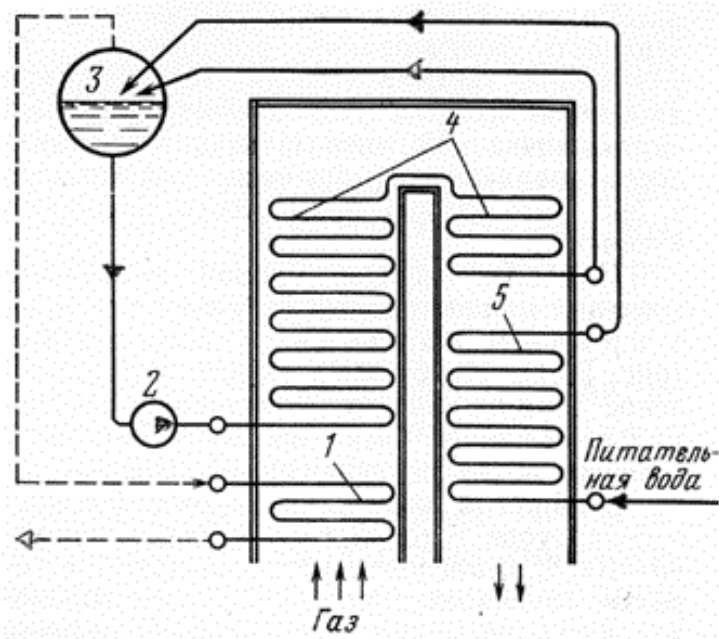


Рис. 6.3. Схема котла-утилизатора с многократной принудительной циркуляцией:

1 – пароперегреватель; 2 – циркуляционный насос; 3 – барабан; 4 – испарительные змеевики; 5 – экономайзер

Питательная вода, подогретая в экономайзере 5, подается в барабан 3. Циркуляционный насос 2 прокачивает воду через испарительные змеевики 4. Пароводяная смесь возвращается в барабан. Отсепарированный пар поступает в пароперегреватель 1, установленный в горячей входной части газового тракта, и затем направляется в турбину. Испарительные змеевики разбивают на несколько параллельно включенных секций, чтобы уменьшить их гидравлическое сопротивление. Кратность циркуляции в таких

котлах составляет 2,5...4. Каждый котел снабжается двумя циркуляционными насосами – рабочим и резервным, которые питаются от отдельных трансформаторных подстанций.

Котлы-утилизаторы разной мощности на различные параметры отходящих газов выпускает Белгородский котельный завод. Паропроизводительность D этих КУ лежит в пределах от 7 до 40 тонн пара в час, давление перегретого пара 1,3...4,5 МПа, температура 250...440°C. Повышение параметров пара позволяет существенно увеличить экономию топлива в КУ. От обычных топочных котлов КУ отличаются большим пропуском топочных газов $\Sigma V_{\text{г}}$, м³/с при данной паропроизводительности D , кг/с. Отношение $\Sigma V_{\text{г}} / D$ зависит от начальной температуры греющих газов перед котлом. При $t_{\text{ог}} = 550...650^\circ\text{C}$ это отношение составляет 6...8 м³/кг, при 800...850°C 3...3,5 м³/кг, при 1100...1250°C 2...2,5 м³/кг. В обычных топочных котлах это отношение составляет 1,2...1,5 м³/кг. Параметр $\Sigma V_{\text{г}} / D$ определяет конструкцию и массогабаритные характеристики котла-утилизатора.

КУ, работающие на низкотемпературных отходящих газах ($t_{\text{ог}} = 550...650^\circ\text{C}$), имеют КПД на уровне 60...65%, тогда как КПД топочных котлов в наше время превышает 90%. При температурах греющих газов, характерных для котлов-утилизаторов, главную роль играет конвективный теплообмен. Для его интенсификации нужно увеличивать скорость обтекания труб, соответственно возрастает мощность, потребляемая дымососом. В низкотемпературных КУ целесообразно уменьшать диаметр труб (до 20...30 мм при поперечном обтекании, до 50 мм при продольном). Такие котлы-утилизаторы используются в основном для покрытия производственно-отопительной тепловой нагрузки.

Барабан-сепаратор и циркуляционные насосы составляют значительную долю в общей стоимости котла с МПЦ. Поэтому применение таких котлов целесообразно только при больших расходах греющих газов $\Sigma V_{\text{г}}$.

Для использования теплоты низкотемпературных газов могут использоваться также котлы газотрубного типа, в которых отходящие газы текут со скоростью 6...8 м/с по трубам диаметра 50...60 мм. Вода заполняет цилиндрический корпус, образующийся пар собирается в сепарационном барабане и затем направляется в пароперегреватель, расположенный во входной части газового тракта. Газотрубные котлы компактны, они отличаются простотой в обслуживании и в отношении требований к питательной воде. Однако они обеспечивают низкое давление пара (до 2 МПа) по условию прочности корпуса, а также имеют большую металлоемкость (примерно в полтора раза выше по сравнению с котлами типа МПЦ при одинаковой мощности и одинаковых параметрах пара).

Высокотемпературные котлы-утилизаторы на отходящих газах имеют свои особенности. В частности, в цветной металлургии такие котлы устанавливают за плавильными и другими печами. Отходящие газы этих печей

имеют температуру 1200...1300°C и содержат до 40 г/м³ уноса, жидкого, твердого и парообразного. Чтобы предотвратить шлакование элементов котла, в теплоиспользующую установку приходится включать камеру радиационного охлаждения отходящих газов до температуры 800...850°C. В этой камере гранулируется твердый и жидкий унос. В радиационной части устанавливается сепаратор крупных фракций уноса. В конвективной части предусматривается повышенная скорость газов, что обеспечивает их самообдувку от отложений.

Использование теплоты высокотемпературных отходящих газов сталеплавильных кислородных конверторов на заводах черной металлургии осложняется присутствием в этих газах горючего компонента – оксида углерода СО. Отходящие газы имеют высокую запыленность – до 170 г/м³, их температура изменяется от 1400 до 1700°C. Вместе с тем использование их теплоты весьма выгодно, на каждую тонну чугуна экономится до 35 кг условного топлива. В современных котлах-утилизаторах на конверторных газах применяется дожигание горючей составляющей отходящих газов, система газоочистки включает скрубберы и электрофилтры, в установку включен паровой аккумулятор, позволяющий обеспечить непрерывную работу паровой турбины при циклическом характере конверторов.

Котлы-утилизаторы башенной компоновки серии КГТ предназначены для утилизации теплоты выхлопных газов газовых турбин и используются в парогазовых установках. Такие котлы выпускают Белгородский и Подольский котельные заводы. Эти котлы имеют конвективные поверхности нагрева со спиральным оребрением. Температура отработавших в газовой турбине газов составляет 400...520°C, параметры перегретого пара на выходе из КУ: давление 1,6...4,0 МПа, температура 330...450 °C. Благодаря утилизации теплоты газовой турбины парогазовая установка имеет КПД на уровне 60% - выше, чем самые совершенные паротурбинные на сверхвысоких параметрах пара.

Емким источником ВЭР являются нефтенасосные и газоперекачивающие станции на магистральных нефте- и газопроводах. Для привода насосов и компрессоров используются дизели и газотурбинные установки средней мощности, отходящие газы в которых имеют температуру 350...400°C. Белгородский и Подольский котельные заводы выпускают котлы-утилизаторы, которые используют эти отработавшие газы. Вырабатывается пар с давлением от 0,6 до 1,3 МПа, температурой 164...330°C. Подольский завод выпускает также подогреватели сетевой воды (водогрейные котлы), входящие в состав газотурбинной электростанции и работающие на теплоте выхлопных газов ГТУ. Температура греющих газов на входе 345°C, на выходе 99°C. Температура сетевой воды на входе в нагревательную установку 70°C, на выходе из нее 150°C.

Сходное с котлами-утилизаторами устройство имеют энерготехнологические котлы, предназначенные для сжигания газообразных и жидких продуктов ряда химических производств с целью их обезвреживания, а иногда и получения определенных попутных веществ. Так, сжигаются чер-

ные щелоки в сульфатно-целлюлозном производстве, в результате сокращаются выбросы в атмосферу соединений серы. Сероводородный газ и жидкая расплавленная сера сжигаются в сернокислотном производстве. Нитрозные газы сжигаются при производстве азотной кислоты. Технический водород сжигается при получении нейтрального газа. В энерготехнологических котлах вырабатывается пар с давлением до 4,0 МПа или вода для систем отопления с температурой 140°С и давлением 1,0 МПа.

Широкая номенклатура котлов-утилизаторов и энерготехнологических котлов практически для всех отраслей промышленности позволяет не только сберечь ценные энергоносители, но и улучшить экологическую обстановку в городах и промышленных районах.

Использование теплоты испарительного охлаждения

К энергетическим установкам, работающим на теплоте отходящих газов, близко примыкают системы использования теплоты принудительного охлаждения. В высокотемпературных печах стенкам передаются тепловые потоки в сотни кВт/м². Для сохранения огнеупорной футеровки печи от растрескивания и выкрашивания под влиянием термических напряжений применяется интенсивное охлаждение.

В футеровку печи заделываются металлические кессоны, через которые прокачивается вода или пароводяная смесь с содержанием пара до 20% по массе, так что на стенках кессона еще обеспечивается пузырьковое кипение и высокая интенсивность отвода теплоты. Отвод теплоты при испарительном охлаждении определяется соотношением

$$Q_0 = D \Delta h, \text{ кВт}, \quad (6.4)$$

где D – паропроизводительность, кг/с,

Δh – прирост энтальпии пара (примерно 2200 кДж/кг).

Схема использования теплоты испарительного охлаждения представлена на рис. 6.5. Теплота технологической установки (например, плавильной камеры 1) передается трубам испарительного охлаждения 2. Пароводяная смесь поступает в барабан-сепаратор 5 котла-утилизатора. Пар направляется по паропроводу 6 в турбину, жидкая фракция возвращается циркуляционным насосом 4 в испарительный теплообменник. Убыль жидкой фракции компенсирует-

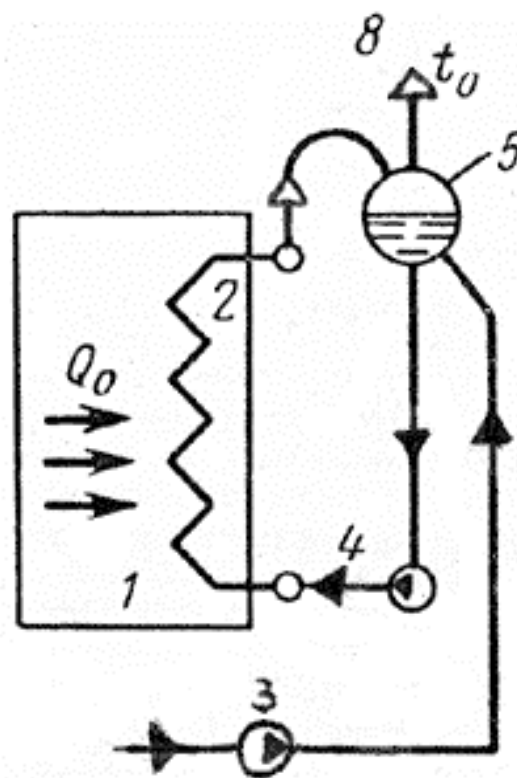


Рис. 6.4. Схема испарительного охлаждения:

1 – рабочая камера; 2 – испарительный теплообменник; 3 – питательный насос; 4 – циркуляционный насос; 5 – барабан-сепаратор; 6 – пар на турбину

ся питательным насосом 3.

Системы испарительного охлаждения могут работать как с принудительным движением пароводяной смеси по схеме МПЦ (рис. 6.4), так и при естественной циркуляции с котлами типа Е. Системы испарительного охлаждения на крупных предприятиях объединяются с системами утилизации теплоты отходящих газов в одну комплексную систему повышенного давления по схеме МПЦ. Элементы системы испарительного охлаждения для мартеновских, доменных, методических печей выполняются из стальных труб малого диаметра, соединенных в кессоны нужной конфигурации. Расчетная нагрузка отвода теплоты в наиболее ответственных высокотемпературных элементах систем принудительного охлаждения плавильных печей может достигать 600 кВт/м^2 , что превышает нагрузку топочных экранов современных котлоагрегатов. Столь большая величина тепловых потоков объясняется концентрацией на этих элементах мощных лучистых потоков от высокотемпературного факела и раскаленных масс металла и шлака.

Температура тепловоспринимающей металлической стенки (для простоты считаем ее плоской) определяется соотношением

$$t_m = t_0 + q_0 [(1 / \alpha_v) + (\delta_m / \lambda_m) + (\delta_n / \lambda_n)], \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (6.5)$$

где t_0 - температура пароводяной смеси, $^\circ\text{C}$,

q_0 - отводимый тепловой поток, кВт/м^2 ,

α_v - коэффициент теплоотдачи от стенки к теплоносителю, $\text{кВт/м}^2\text{K}$,

δ_m, δ_n - толщины слоев металла и накипи, м,

λ_m, λ_n - коэффициенты теплопроводности металла и накипи, кВт/(мK) .

Анализ выражения (6.5) показывает, что при испарительном охлаждении необходимо обеспечивать безнакипный режим работы теплообменника. Действительно, при средней теплопроводности слоя накипи на уровне $\lambda_n = 1 \text{ Вт/(мK)}$ его толщина в 1 мм вызывает температурный перепад в 500° , что переводит металл в недопустимую область ползучести. Требуется соответствующее качество питательной воды. Необходимо также предотвращать застой пароводяной смеси и образование паровых пробок, когда выпадают все растворенные в воде соли.

6.3. Использование теплоты продукции и отходов

В различных отраслях промышленности имеются резервы ВЭР в виде теплоты высокотемпературных технологических продуктов и отходов (например, шлаков металлургии). Эта теплота частично используется для регенеративного нагрева дутьевого воздуха. Так, в многотоннажном производстве цементного клинкера, извести, керамзита и других строительных материалов во вращающихся обжиговых печах непрерывно выдается сыпучий горячий продукт с температурой $800 \dots 1100^\circ\text{C}$. В последующем холодильнике, например в виде вращающегося барабана, нагревается движущийся противоточно дутьевой воздух (рис. 6.6).

Подобные схемы применяются также на предприятиях химической промышленности, в частности, при среднетемпературном ($700\ldots 800^{\circ}\text{C}$) обжиге серного колчедана на сернистый газ. Отходом в этом процессе является твердый огарок, состоящий в основном из оксидов железа.

В черной металлургии широко применяются установки сухого тушения кокса инертными газами, т.е. азотом с примесями углекислоты. Азот получается как отход производства кислорода, необходимого доменному и сталелитейным цехам металлургического комбината. Температура выдаваемого кокса составляет $1100\ldots 1150^{\circ}\text{C}$, пригодная к использованию теплота килограмма топлива равна примерно 1 МДж, что эквивалентно возможной экономии условного топлива около 35 кг на тонну кокса. Один коксохимический завод выдает в год 5...6 млн т продукции, соответственно при использовании этого ВЭР экономия условного топлива составит 200...240 тыс. тонн.

Установка состоит из тушильного бункера, змеевикового котла типа МПЦ, вырабатывающего до 20 т/ч пара давлением 4 МПа при 450°C , и дымососа производительностью 60...70 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. Раскаленный кокс подается с температурой около 1000°C и охлаждается до 250°C . Инертные газы противоточно нагреваются в тушильном бункере до $800\ldots 850^{\circ}\text{C}$, направляются в паровой котел и охлаждаются в нем до 170°C . При этом пару передается до 65% теплоты кокса. Котел КСТК Белгородского завода потребляет в час 100 000 нм^3 горячих газов, производит 32 тонны пара с давлением 4,0 МПа, температурой 440°C .

При сухом тушении кокса предотвращается выброс в атмосферу громадного количества водяного пара, который имеет место при мокром гашении. Кроме того, пар мокрого тушения содержит фенолы и вызывает коррозию металлоконструкций и загрязнение атмосферы. Поэтому на современных металлургических заводах повсеместно внедряется сухое тушение кокса.

Следует отметить и некоторые недостатки использования теплоты сухого тушения кокса. К ним относится усложнение и повышение стоимости оборудования. Трудно обеспечивать и сохранять в условиях эксплуата-

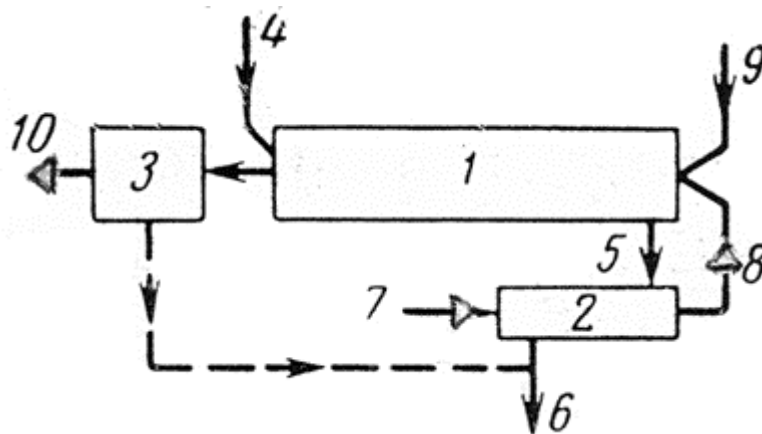


Рис. 6.5. Схема теплоиспользования при обжиге клинкера:

1 – барабанная вращающаяся печь; 2 – холодильник клинкера; 3 – очистка газов; 4 – подача сырья; 5 – горячий клинкер; 6 – охлажденный клинкер; 7 – холодный воздух; 8 – горячий воздух; 9 – топливо; 10 – уходящие газы

ции инертность газов из-за присосов воздуха. Тушильные газы содержат значительное количество (до 15 г/м^3) коксовой пыли, которая истирает трубные поверхности нагрева, ротор и кожух дымососа. Необходимо применять износостойчивые дымососы, работающие при меньших скоростях газового потока.

Черная и цветная металлургия поставляет огромное количество жидких шлаков с температурой $1200...1500^\circ\text{C}$. Потери теплоты со шлаками составляют до 30% теплового баланса предприятия. Отвальные шлаки доменного процесса выдаются периодически, с интервалом в несколько часов, что затрудняет их использование. Они имеют силикатный характер и состоят, в основном, из CaO , SiO_2 , Al_2O_3 . Шлаки цветной металлургии выдаются равномерно и содержат оксиды железа. Плотность шлаков находится в пределах $3,2...4,2 \text{ кг/м}^3$. Вязкость шлаков понижается с повышением их температуры. Температура плавления находится в растянутом интервале перехода от пластического к жидкому состоянию, с повышением содержания SiO_2 этот интервал достигает 300°C . Теплосодержание шлаков различного состава при температуре 1250°C находится в пределах $1600...2200 \text{ кДж/кг}$, т.е. экономия условного топлива при утилизации этого ВЭР может составить $55...75 \text{ кг}$ на тонну шлака.

Отвальные шлаки используются для производства различных строительных материалов: гранулированного щебня, литой брусчатки, строи-

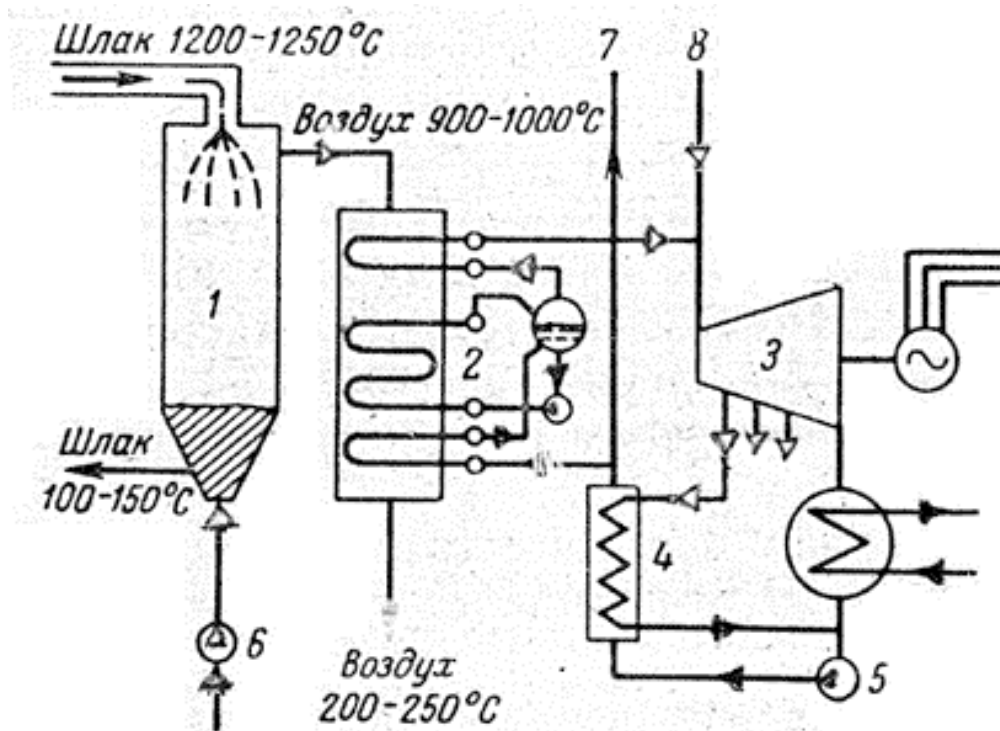


Рис. 6.6. Схема энерготехнологического использования шлака:
 1 – воздушный шлакогранулятор; 2 – КУ типа МПЦ; 3 – паровая турбина;
 4 – система регенеративного подогрева питательной воды; 5 – питательный насос; 6 – воздуходувка; 7 – вода на теплофикацию; 8 – пар от топочных котлов заводской ТЭЦ

тельной пемзы, шлаковаты, цементного клинкера. Теплотехническое использование шлаков сначала развивалось в целях теплофикации в водогрейных установках. Гранулированный шлак отдавал теплоту воде первого контура, вода теплофикационной сети нагревалась в водоводяном поверхностном теплообменнике. Недостатками таких установок являлись интенсивная коррозия металла в контуре загрязненной воды, эрозия насосов и трубопроводов, загрязнение поверхности нагрева теплообменника мелкими частицами шлака.

При решении задачи комплексного энерготехнологического использования теплоты отвальных шлаков оптимальным является воздушное охлаждение гранулированного шлака. Горячий воздух может использоваться для нагрева дутьевого воздуха, необходимого для металлургической технологии, и для получения перегретого пара на ТЭС. На рис. 6.6 представлена схема энерготехнологической установки воздушного гранулирования шлака с выработкой пара энергетических параметров. Оценивая тепловой КПД шлакогранулятора в 70%, паротурбинная установка будет вырабатывать около 100 кВт.ч на одну тонну шлака. ТЭЦ, использующая теплоту отвальных шлаков, может иметь мощность в десятки МВт.

6.4. Использование теплоты низкого потенциала

Еще М.В.Ломоносов говорил, что даже в холодной воде теплоты достаточно. Любое тело, температура которого отличается от абсолютного нуля, обладает запасом тепловой энергии. Проблема состоит в том, что теплота низкого потенциала (т.е. при низкой температуре) непригодна для прямого использования. Согласно законам термодинамики, для повышения энергетического потенциала необходимо затратить энергию.

Тепловые насосы. В тепловых насосах теплота тела с низкой температурой (например, речной воды в зимнее время) используется для отопления. В этом устройстве температура теплоносителя (обычно фреона), отобравшего теплоту от наружного низкотемпературного теплоисточника, повышается за счет затраты механической энергии до такого уровня, который пригоден для отопительных целей.

Тепловая схема теплового насоса представлена на рис. 6.8. В испарителе 1 жидкий фреон испаряется при температуре T_0 за счет подвода теплоты $q_{\text{подв}}$ из низкотемпературной окружающей среды. В компрессоре 2 пар сжимается с повышением температуры до T_1 , причем затрачивается механическая энергия $l = q_{\text{отвеп}} - q_{\text{подв}}$. Далее фреоновый пар поступает в конденсатор 3, в котором он, конденсируясь в жидкую фазу, отдает теплоту $q_{\text{отвед}}$ в отопительную систему. Образовавшийся конденсат дросселируется в дроссельном вентиле 4, и влажный пар фреона снова поступает в испаритель 1. В отличие от холодильной установки, в которой теплота, отнятая от охлаж-

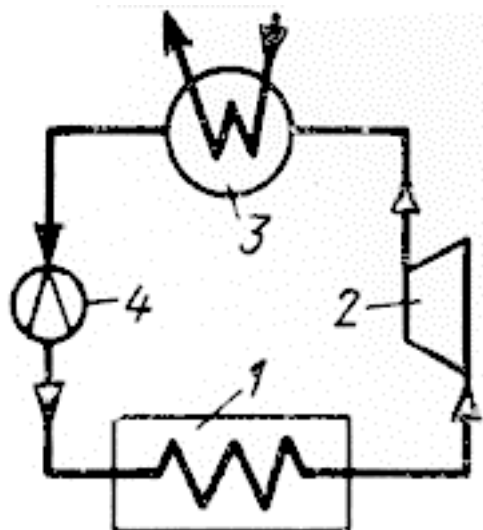


Рис. 6.7. Схема теплового насоса:

1 – испаритель; 2 – компрессор;
3 – конденсатор; 4 – дроссель

даемого тела, сбрасывается в окружающую среду, в тепловом насосе окружающая среда является источником теплоты, которая передается на более высокий температурный уровень отопительной системы.

Совершенство теплонасосной установки определяется количеством теплоты, передаваемой в отопительную систему за счет единицы затрачиваемой механической энергии, и характеризуется величиной отопительного коэффициента ξ :

$$\xi = q_{\text{отоп}} / (q_{\text{отоп}} - q_{\text{подв}}) . \quad (6.6)$$

Величина отопительного коэффициента зависит от температур теплоисточника (окружающей среды) и обогреваемого помещения. В реальных установках он имеет значение от 3 до 4. Со-

ответственно он дает значительную экономию по сравнению с непосредственным электронагревом. В Западной Европе теплонасосные установки получили широкое распространение. В Швеции более 50% домов обогреваются тепловыми насосами. В России в последние годы XX века работали всего 3000 тепловых насосов с мощностью от 10 кВт. Тепловые насосы нескольких типоразмеров выпускает московский завод «Компрессор».

Детандер-генераторные установки. На территории России расположена сеть магистральных газопроводов. Газ перекачивается под давлением, создаваемым компрессорными станциями. До 7% перекачиваемого газа расходуется приводными установками компрессоров. На отводах от магистральных газопроводов к потребителям – к местным газораспределительным сетям – давление газа понижается от 5...6 МПа до 0,3...0,6 МПа. Этот перепад давления может использоваться газотурбинными установками (детандерами), позволяющими возратить часть энергии, затраченной на привод компрессоров. При этом используется экологически чистый источник энергии – перепад давления природного газа.

АО «Криокор» разработало детандер-генераторные установки (ДГУ) мощностью от 1 до 30 МВт, стоимость 1 кВт установленной мощности – около \$400. Чтобы исключить обмерзание оборудования при расширении природного газа в турбине-детандере, его предварительно нагревают примерно на 60°. ДГУ могут быть установлены более чем на 600 газораспределительных станциях России, их общая мощность превысит 2750 МВт. Только в системе Мосэнерго годовая экономия топлива составила бы свыше 150 тыс. т у.т. Головные образцы ДГУ работают на Московской ТЭЦ-

21. Финансирование строительства ДГУ начато Газпромом. Агрегат мощностью 5 МВт устанавливается в Белоруссии (система Витебскэнерго).

Закон об энергосбережении, принятый Государственной Думой в 1996 году, рекомендует потребителям в первую очередь покупать энергию от экологически-чистых энергоисточников. К сожалению, региональные энергетические комиссии пока не проявляют интереса к развитию ДГУ. При растущих тарифах на электроэнергию энергоемкие предприятия могут частично решить свои энергетические проблемы с использованием таких установок.

6.5. Системы аккумулирования энергии

При суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии значительная экономия традиционных энергоносителей может быть достигнута путем аккумулирования энергии, производимой в периоды ее минимального потребления. Особенно важно иметь системы, запаасающие энергию впрок, при эксплуатации установок с нерегулярной выработкой в течение суток или более длительных периодов – ветровых, приливных, солнечных. Проблема не решается с применением электроаккумуляторов – они очень дороги, громоздки и имеют малую емкость. В разделе 1 рассматривались гидроаккумулирующие станции, позволяющие вернуть в энергосистему в часы пик до 70% энергии, запасенной в часы минимума потребления. Однако строительство ГАЭС целесообразно в местностях с гористым рельефом, где рядом расположены удобные участки для верхнего и нижнего водоемов. Таких участков на равнинной европейской территории России мало.

Тепловая энергия может аккумулироваться веществами, которые при нагреве меняют свое агрегатное состояние, структуру или химический состав, потребляя или выделяя при этом теплоту. Например, кристаллический сульфат натрия, если к нему при температуре 32,3°C подводится теплота, теряет воду, входящую в состав кристаллов: $Na_2SO_4 \cdot 10H_2O \rightarrow Na_2SO_4 + 10H_2O$. Этот процесс дегидратации сопровождается поглощением большого количества теплоты, которое может снова выделиться при обратной реакции.

Частично проблема потребления избыточной электроэнергии решается с развитием энергоемких производств (например, электрометаллургических), работающих на полную мощность в часы провала нагрузки энергосистемы.

Водородная энергетика

Водород H_2 является идеальным топливом с высокой теплотой сгорания и безвредным продуктом горения – водяным паром. В мире ведется обширный объем исследований в области «водородной энергетики» - получения и использования водорода в качестве энергоносителя. Потребление

водорода в мире в конце XX века составляло около 200 млрд $\text{м}^3/\text{год}$, из которых примерно 100 млрд шло на производство аммиака и примерно 80 млрд – на другие нужды химической и нефтехимической промышленности.

Водород является универсальным энергоносителем. Он может применяться в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных установок, тепловых электростанций, в технологических установках промышленности, в быту. Высказываются опасения по поводу взрывоопасности «гремучего газа» - смеси водорода с воздухом. Однако так же взрывоопасна и смесь природного газа с воздухом, известны единичные случаи аварий при ее взрывах, что не мешает широкому применению природного газа. В г. Базель (Швейцария) по городской сети десятилетиями безаварийно подается газ, содержащий 80% водорода.

Водород можно получать термохимическим способом – нагревом водяного пара в присутствии различных катализаторов. Так, реакция $\text{K}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{KOH}$ приводит к образованию щелочи едкого кали. Затем добавляют калий и подводят теплоту при температуре 700°C , в итоге получают реакцию $2\text{KOH} + 2\text{K} \rightarrow \text{K}_2\text{O} + \text{H}_2$. Прорабатываются проекты получения водорода термохимическим гидролизом с использованием высокотемпературных ядерных реакторов. Применяются также термохимические способы получения водорода из природного газа и нефти.

Самый распространенный в настоящее время метод электролиза воды основан на реакции: $\text{электроэнергия} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$. Электролиз может осуществляться в жидкой фазе при низкой температуре. Работают установки низкотемпературного электролиза воды мощностью до 3 МВт. Электролитические ванны оборудованы никелевыми электродами, в воду добавляются соли калия. КПД процесса электролиза достигает 85%. Для широкого распространения производства водорода электролизом необходима дешевая электроэнергия, которую можно получать с ТЭС и АЭС в часы провала нагрузки.

Применение водородного топлива в автомобильных двигателях внутреннего сгорания приводит к повышению их КПД и резкому улучшению экологической чистоты воздуха в городах. Газообразный водород имеет низкую плотность, поэтому его транспортировка в баллонах привела бы к увеличению массы и снижению дальности пробега автомобилей. Вопрос решается с применением связывающих водород гидридов металлов (например, гидрида титана TiH_2), которые при небольшой массе способны связывать очень значительные объемы водорода. «Кирпичик» из гидрида титана объемом 10 см^3 способен хранить в себе $1,68 \text{ м}^3$ водорода. Водород извлекается из гидридов при их нагреве, например, отработавшими в двигателе газами.

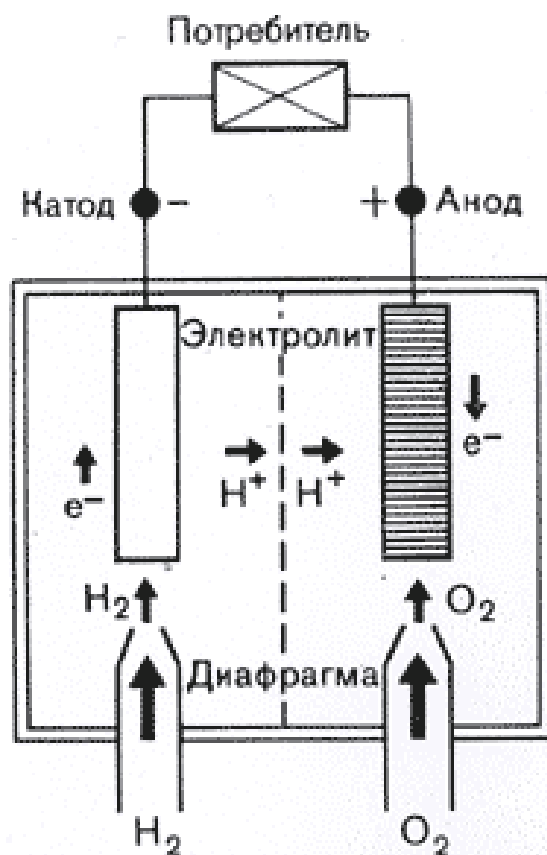
Водородное топливо применялось в космической технике. В частности, на нем работали двигатели третьей ступени ракеты «Аполлон», на которой американские астронавты посещали Луну. Эта ступень массой 90,7 т несла в своих баках 242 м^3 жидкого водорода.

Весьма перспективно применение водорода в металлургии. Железная руда будет восстанавливаться водородом с получением губчатого железа при температуре 800...1150°C. Сталь будет выплавляться из губчатого железа в дуговых электропечах. Таким образом, будут исключены современные энергоемкие и экологически грязные металлургические производства – коксохимическое, доменное, кислородно-конвертерное. Такое производство осваивается в Японии. Его значение возрастает в связи с дефицитом коксующихся углей. Так, Россия вынуждена импортировать для своих домен коксующийся уголь из Карагандинского бассейна (Казахстан). Водород может также служить сырьем в ряде химических технологий.

Топливные элементы. Водород является оптимальным сырьем для топливных элементов, в которых электрический ток генерируется из химической энергии потребляемых компонентов, минуя тепловую энергию. Прямое преобразование химической энергии в электрическую происходит в топливных элементах без потерь, связанных с необходимостью отдавать часть подведенной теплоты в окружающую среду по второму закону термодинамики, поэтому топливные элементы имеют высокий КПД. При их работе практически не загрязняется окружающая среда. По принципу действия работа топливного элемента противоположна электролизу воды.

Водородно-кислородный топливный элемент (рис. 6.8) работает следующим образом. Сосуд заполнен электролитом – например, раствором серной кислоты слабой концентрации. В элемент встроены каталитически активные платиновые электроды, один из которых является анодом, другой катодом. Они соединены внешней электрической цепью.

Электроды разделены полупроницаемой мембраной. К одному электроду подается водород, к другому – в эквивалентных количествах кислород. На катоде молекулы водорода H_2 благодаря каталитическому действию платины распадаются на атомы, которые переходят в ионы H^+ . Освободившиеся электроны через внешнюю цепь устремляются к аноду, создавая в цепи электрический ток. Положительные водородные ионы проходят через полупроницаемую мембрану в другую половину сосуда. На аноде пришедшие по электрической цепи



электроны, атомы кислорода и положительные ионы водорода образуют нейтральные молекулы воды H_2O , поступающие в раствор. Включенная в электрическую цепь нагрузка потребляет электроэнергию, вырабатываемую топливным элементом.

В результате реакции химическая энергия пары реагентов водород-кислород превращается в электроэнергию. Напряжение в цепи одного топливного элемента составляет около 1 В, поэтому элементы объединяются в батареи. КПД современных водородно-кислородных топливных элементов составляет около 80%.

В качестве исходного энергоносителя для топливных элементов могут использоваться кроме водорода другие горючие газы, более дешевые и доступные. В качестве электролита могут применяться растворы солей, что позволяет повысить температуру и скорость химического преобразования. Топливные элементы пока еще дороги, и поэтому применяются в основном там, где цена не играет решающей роли (например, в космической технике). Крупные транснациональные компании ведут работы по совершенствованию процессов получения и использования водорода и топливных элементов. Хотя водород и не относится к первичным энергоносителям, его использование дает возможность существенно повысить качество энергопотребления и энерготехнологий.

6.6. Энергосбережение

Попутный газ, выделяющийся из нефти при ее извлечении с глубин Земли, состоит из легких фракций углеводородов. До сих пор громадные количества попутного газа без всякой пользы сжигаются в факелах на каждой скважине нефтяных месторождений, загрязняя атмосферу. Ежегодно теряется 4...5 млн т ценного углеводородного сырья и топлива. Необходимо собирать и перерабатывать попутные газы с использованием нефтехимических технологий в полиэтилен, полистирол, присадки к бензинам для повышения их октанового числа.

Значительный резерв экономии представляет совершенствование осветительной техники. Около 13% производимой в стране электроэнергии расходуется на освещение, причем удельный расход энергии на выработку света в полтора раза выше, чем в развитых странах. Наиболее распространенные лампы накаливания преобразуют в свет лишь 5...8% потребляемого электричества. Слишком медленно внедряются люминесцентные лампы с полезной отдачей 20%, имеющие к тому же срок службы в 10 раз больший, чем лампы накаливания. Новейшие натриевые лампы высокого давления преобразуют в свет до 30% электроэнергии. Почти не находят применения экономичные щелевые световоды.

Во многих отраслях народного хозяйства расход топлива и энергии значительно превосходит нормативы, принятые в передовых странах. На-

пример, в черной металлургии «угар» металла составляет около 25% (в Германии – 8, в Японии – 5%). Западные страны, Япония, Южная Корея полностью отказались от низкоэффективного и экологически грязного мартеновского производства стали, заменив его конвертерным и электродуговым, у нас же по-прежнему почти половину всей стали дают мартены. В результате на производство тонны стали мы расходуем на 60...80% больше энергии. В России разработана технология непрерывной разливки стали, позволяющая экономить большое количество энергии по сравнению с устаревшими слябингами. Эту технологию еще в 60-е годы XX века закупила Япония. Сейчас Япония производит таким способом 93% листового проката, Германия – 85%, а страна, которая дала миру это крупнейшее достижение в металлургии XX века – лишь 15%...

Народное хозяйство страны обременено устаревшей техникой. Ежегодно выбраковывается менее 5% машин и оборудования (в развитых странах – около 15%). Увеличение ресурсов металлолома позволит резко сократить расходы топлива и энергии на производство стали по сравнению с ее получением из исходного сырья, снизить загрязнение атмосферы и водного бассейна. Чрезмерно велики в России потери, связанные с коррозией стали. В мировой экономике прослеживается тенденция замены стальных изделий на алюминиевые, титановые, магниевые.

Широкие возможности экономии топлива и энергии имеют также другие отрасли народного хозяйства, где все еще не изжиты подходы тридцатилетней давности, когда бензин стоил 7 копеек/литр. Назрела необходимость перехода на низкотемпературный способ изготовления цемента.

Существующий перерасход теплоты в жилых зданиях оценивают в 25%. Причины: пониженные теплозащитные свойства наружных ограждающих конструкций, утечки через щели, недостатки регулировки систем отопления, перерасход горячей воды и др. Выход из существующего положения – в оснащении систем отопления и горячего водоснабжения приборами, автоматически регулирующими их работу. Для этого потребуются значительные капитальные вложения, подготовка обслуживающего персонала и ремонтных баз.

Мировая экономика интенсивно осваивает энергосберегающие, ресурсосберегающие и безотходные технологии. Широко применяется массовый слом быстростареющего оборудования. Бурно развиваются отрасли, определяющие научно-технический прогресс – электроника, информатика, машиностроение, химия. И это происходит при сокращении энергоемкости национального дохода. Сокращение удельного расхода топлива и энергии, освоение НВИЭ – жизненная необходимость России, чтобы не скатиться в разряд слаборазвитых.

Вопросы для самопроверки

- 6.1. Какие отрасли народного хозяйства являются поставщиками вторичных энергетических ресурсов?
- 6.2. От чего зависит целесообразность и эффективность использования ВЭР?
- 6.3. Как определить теплосодержание отработавших в техпроцессе газов?
- 6.4. Какой металл используется в теплообменниках для отработавших газов?
- 6.5. Какие основные узлы включает схема паротурбинной установки для утилизации теплоты отходящих газов?
- 6.6. Опишите принцип работы котлов с многократной принудительной циркуляцией.
- 6.7. В чем отличие котлов на отходящих газах от обычных топочных?
- 6.8. Как устроены газотрубные котлы на отходящих газах?
- 6.9. Как используется теплота выхлопных газов газовых турбин в парогазовых установках?
- 6.10. Как используется теплота испарительного охлаждения?
- 6.11. Почему при испарительном охлаждении недопустимо образование накипи в кессонах?
- 6.12. Как устроены установки для использования теплоты продукции и отходов?
- 6.13. В чем состоят особенности установок для использования теплоты жидких шлаков?
- 6.14. Как работают тепловые насосы?
- 6.15. Как устроена детандер-генераторная установка?
- 6.16. Какие преимущества имеет водородное топливо?
- 6.17. Как работают топливные элементы?
- 6.18. Каковы возможности энергосбережения в металлургии?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 50 лет численность населения Земли увеличилась в 2,5 раза: с 2,5 до 6,2 млрд человек. За это же время потребление энергии на душу населения выросло в 5 раз – с 1 до 5 т у.т./чел.год). В результате общее потребление энергии возросло в 12 раз. За последние 25 лет человечество сожгло вдвое больше ископаемого топлива (главным образом, углеводородного), чем за всю предшествующую историю...

Мировые и российские запасы традиционных высокоценных энергоносителей – нефти, природного газа, урана – близки к исчерпанию. Выбросы и сбросы загрязнений в окружающую среду превышают допустимые значения и могут вызвать необратимые планетарные кризисы. Неуклонно растут цены на энергоносители и соответственно тарифы на электрическую и тепловую энергию. Дефицит энергии не позволяет перейти к освоению новых обширных территорий, приходится отказываться от новых перспективных, но энергоемких технологий в металлургической и химической промышленности. Растет уровень энергопотребления в развивающихся странах.

В этих условиях базовая отрасль мирового народного хозяйства – энергетика – вынуждена осваивать нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Для их освоения ведутся систематические исследования окружающей природной среды с целью выявления и оценки возможностей использования ресурсов НВИЭ. Проблема осложняется низкими плотностями энергии в естественных и вторичных источниках, соответственно увеличиваются исходные затраты на строительство, материалоемкость и габариты энергоустановок. На период до 2010 года мировая энергетика предполагает довести производство электроэнергии и теплоты с использованием НВИЭ до 15...20%.

Россия в этом отношении находится на одном из последних мест в мире. Общая доля НВИЭ в энергетическом балансе страны составляет на начало XXI века доли процента. Отсутствует правовая база, нет стимулов для развития этого направления. Отсутствует отрасль, объединяющая разрозненные разработки в единую стратегию. В концепции Минтопэнерго освоению НВИЭ отводится третьестепенная, вспомогательная роль. Несомненно, это положение скажется на экономическом отставании страны.

Специалистам в области энергетики предстоят большие работы в области освоения НВИЭ и совершенствования методов энергосбережения, аккумулирования и вторичного использования энергии. Экономия энергии открывает не меньшие возможности, чем освоение новых ее источников. В работах по освоению НВИЭ необходимо знание энергетического баланса, ресурсов энергоисточников, воды, земельных площадей, экологических показателей. Нужно учитывать капиталовложения, цены на сырье, расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Биогаз – горючий газ, получаемый из сельскохозяйственных и бытовых отходов.

Биосфера – область активной жизни, охватывающая нижнюю часть атмосферы, гидросферу и верхнюю часть литосферы.

Биотопливо – топливо, возобновляемое ежегодно в результате фотосинтеза и хозяйственной деятельности (древесина, торф, полевые культуры, иловые осадки, бытовые отходы).

Ветроагрегат – агрегат, включающий ветродвигатель (лопастное колесо) и электрогенератор.

Ветровая электростанция (ВЭС) – электростанция, состоящая из нескольких ветровых энергоустановок (ВЭУ), преобразующих энергию ветра в электроэнергию.

Ветродвигатель – лопастный двигатель, преобразующий энергию ветра в механическую энергию. Вместе с электрогенератором входит в состав ветроагрегата.

Водородная энергетика – получение и использование водородного топлива.

Волновая энергоустановка – устройство для преобразования энергии морских волн в электроэнергию.

Вторичные энергоресурсы – теплота, которая остается после сжигания топлива в производственных процессах и тепловых машинах, и которую можно использовать для выработки электроэнергии и теплофикации.

Гелиостаты – зеркала, фокусирующие солнечные лучи на башне солнечной паротурбинной установки.

Геотермальная электростанция (ГеоТЭС) – комплекс оборудования, использующий тепловую энергию горячих источников Земли для выработки электроэнергии и теплоснабжения.

Гидроагрегат – агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического генератора (гидрогенератора).

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) – гидростанция, которая закачивает воду в верхний бассейн в периоды провала нагрузки в энергосистеме и сбрасывает напор в периоды пиков.

Двухконтурная ГеоТЭС – паротурбинная электростанция, рабочее тело которой получает теплоту в парогенераторе от геотермальной пароводяной смеси.

Детандер-генераторные установки – газотурбинные установки на отводах от магистральных газопроводов к газораспределительным сетям.

Иловые осадки – перебродившие осадки органики после переработки городских сточных вод.

Капсульный гидроагрегат – горизонтальная гидротурбина и гидрогенератор, заключенные в капсулу. Применяется на низконапорных ГЭС, на ГАЭС и ПЭС.

Котлы с кипящим слоем – котлы, в топках которых измельченное топливо сжигается в слое инертного материала, продуваемого снизу воздухом.

Котлы-утилизаторы – паровые котлы, не имеющие собственной топки и обогреваемые отходящими газами промышленной или энергетической установки.

Низкокипящие теплоносители – фреоны и углеводороды, применяемые в двухконтурных ГеоТЭС.

Обратимый гидроагрегат – агрегат для гидроаккумулирующих и приливных электростанций, состоящий из насосо-турбины и электродвигателя-генератора.

Одноконтурная ГеоТЭС – паротурбинная электростанция, работающая на паре, отсепарированном из геотермальной пароводяной смеси.

Отопительный коэффициент теплового насоса – количество теплоты, передаваемой нагреваемому объекту, за счет затраты единицы механической энергии.

Парниковый эффект – потепление атмосферы из-за поглощения теплого излучения Земли углекислым газом.

Пиролиз – превращения органических соединений под действием высоких температур.

Подведенный напор гидротурбины – разность уровней в верхнем и нижнем бьефах за вычетом гидравлических потерь.

Приливная электростанция (ПЭС) – электростанция, преобразующая энергию морских приливов в электроэнергию.

Синтетическое топливо – жидкое или газовое топливо, получаемое из твердого – бурого угля, сланца, полевых культур.

Смесевое рабочее тело – водоаммиачная смесь, применяемая в двухконтурных ГеоТЭС.

Солнечная постоянная – мощность лучистой энергии, приходящей от Солнца к квадратному метру на верхней границе атмосферы.

Солнечная электростанция (СЭС) – электростанция, использующая солнечное излучение для выработки электроэнергии.

Тепловой насос – комплекс оборудования для передачи теплоты от менее нагретого тела к более нагретому за счет затраты механической энергии.

Термоэлектрические преобразователи – устройства для прямого преобразования тепловой энергии в электрическую на основе эффекта Зеебека. Применяются в СЭС.

Топливный элемент – электрохимический генератор, преобразующий энергию реакции окисления топлива непосредственно в электрическую энергию.

Фотоэлектронные преобразователи – устройства для преобразования лучистой энергии в электрическую на основе фотоэффекта, т.е. выбивания электронов световыми квантами. Применяются в СЭС.

Экономический потенциал гидроресурсов – та часть гидроресурсов, которая может быть использована для выработки электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агатьев В.В., Лабейш В.Г., Белоусова В.П. Менеджмент в природопользовании. – Вологда: изд-во ВоГТУ, 2003.-320с.
2. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.Д. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. - Л.: Наука, 1990.-214с.
3. Биомасса как источник энергии / Под ред. Соуфера С., Заборски О.М. - М.: Наука, 1985.-217с.
4. Ветроэнергетика / Под ред. Д.Рензо.– М.: Энергоатомиздат, 1982.-360с.
5. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие. / Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мухаммадиев М.М., Претро Г.А. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1995.-102с
6. Гидроэнергетика / Под ред. Обрезкова В.И. - М.: Энергоиздат, 1981.-608с.
7. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов / Под ред. Непорожного П.С. – М.: Энергоиздат, 1982.-559с.
8. Дворов И.М. Геотермальная энергетика. – М.: Наука, 1976.-158с.
9. Жучков П.А. Высокотемпературные процессы и установки ЦБП. – Л.: Изд-во ЛТА, 1985.-88с.
10. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. – М.: Энергия, 1981.-417с.
11. Капица П.Л. Эксперимент, теория, практика. - М.: Наука, 1981.-495с.
12. Кубин М. Сжигание твердого топлива в кипящем слое. – М.: Энергоатомиздат, 1987.-146с.
13. Кутателадзе С.С. Научные и практические мероприятия по развитию геотермальной энергетике в Советском Союзе // Геотермальные исследования и использование тепла Земли. - М.: Наука, 1961.
14. Лабейш В.Г. Гидравлические расчеты энергооборудования. – Л.: СЗПИ, 1991.-88с.
15. Лабейш В.Г. Природоохранные технологии в теплоэнергетике. – СПб.: СЗТУ, 2001.-80с.
16. Мацнев В.В., Смирнова Е.Н. Конструкции и опыт эксплуатации котлов с топками кипящего слоя // Энергетическое машиностроение (НИИЭ информэнергомаш), 1986, вып. 3.-48с.
17. Мурзаков В.В. Основы технической термодинамики. - М.: Энергия, 1973.-304с.
18. Ревелль П., Ревелль Ч. Среда нашего обитания. Кн. 2: Энергетические проблемы человечества. – М.: Мир, 1995.-291с.
19. Росс Д. Энергия волн. - Л.: Гидрометиздат, 1981.-112с.
20. Семененко Н.А. Вторичные энергоресурсы промышленности и энерготехнологическое комбинирование. – М.: Энергия, 1968.-296с.

21. Скалкин Ф.В., Канаев А.А., Копп И.З. Энергетика и окружающая среда. – Л.: Энергоиздат, 1981.-280с.
22. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1990.-392с.
23. Тельдеши Ю., Лесны Ю. Мир ищет энергию. – М.: Мир, 1981.-439с.
24. Теплотехника. / Под ред. А.П.Баскакова. – М.: Энергоиздат, 1982.-264с.

