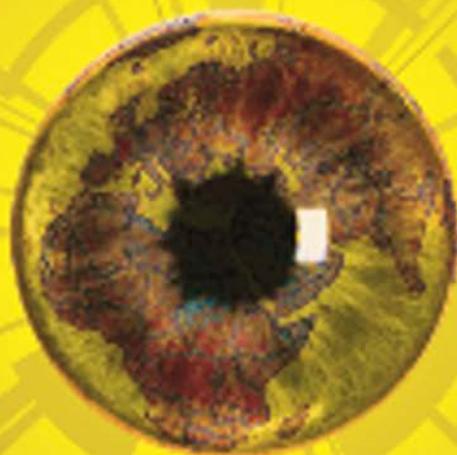


В. Г. Родионов

ЭНЕРГЕТИКА

ПРОБЛЕМЫ НАСТОЯЩЕГО
И ВОЗМОЖНОСТИ
БУДУЩЕГО



В. Г. Родионов

ЭНЕРГЕТИКА
ПРОБЛЕМЫ НАСТОЯЩЕГО
И ВОЗМОЖНОСТИ БУДУЩЕГО

Москва
ЭНАС
2010

УДК 620.9
ББК 31
Р60

Рецензент: доктор технических наук, профессор,
академик Академии электротехнических наук России
Ю. Г. Шакарян

Р60 **Родионов В. Г.** Энергетика : проблемы настоящего и возможности будущего / В. Г. Родионов. — М. : ЭНАС, 2010. — 352 с. : ил.

ISBN 978-5-4248-0002-3

В книге рассмотрены современное состояние и вероятные направления развития мировой энергетики в условиях уменьшения запасов ископаемого топлива и обостряющихся противоречий между требованиями интенсификации развития и экологическими ограничениями.

Дан сопоставительный обзор отечественной и зарубежной практики эксплуатации электрических станций различных типов и методов совершенствования энергетического оборудования.

Обсуждаются традиционные энергетические технологии, возобновляемые источники энергии, а также альтернативные подходы и идеи, многие из которых пока еще представляются фантастическими.

Книга адресована не только специалистам-энергетикам, студентам, аспирантам и преподавателям энергетических специальностей. Она написана достаточно популярно и увлекательно и безусловно будет оценена широким кругом читателей, интересующихся современной энергетикой и ее перспективами.

УДК 620.9
ББК 31

ISBN 978-5-4248-0002-3

© Родионов В. Г., 2010
© ООО НЦ «ЭНАС», 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Никакой вид энергии не обходится так дорого, как ее недостаток.

Гоми Баба, 1964, Индия

В книге дан обзор проблем мировой энергетики и вероятных путей ее развития, связанных со следующими обстоятельствами:

- непрерывный рост благосостояния людей в разных странах и соответствующий рост энергопотребления;
- снижение разведанных запасов ископаемых видов топлива и прогнозируемое их исчерпание;
- ухудшение глобальной экологической обстановки в связи с возрастанием количества сжигаемого топлива.

По этим проблемам существует достаточно большое количество публикаций, как в профессиональной периодической печати и монографиях, так и в средствах массовой информации.

Даже при беглом знакомстве с такими публикациями обращает на себя внимание следующая особенность: во многих из них такие понятия, как «малая энергетика», «альтернативная энергетика», «возобновляемые источники энергии», используются как синонимы, несмотря на их существенное функциональное различие. Например, понятие «альтернатива» предполагает выбор типа «или–или». Между тем зачастую можно встретить рассуждения о том, что использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является альтернативой традиционным видам энергетики; при этом не учитывается, что в настоящее время количество электроэнергии, полученной от всех видов ВИЭ, составляет всего 1,6 % от всей выработанной в мире энергии, и вряд ли эта доля когда-либо превысит 10 %. Поэтому в книге проведено четкое разделение систем энергетики на 4 вида:

- традиционная энергетика, включая атомную;
- малая энергетика, использующая традиционные источники и отличающаяся только масштабами и мобильностью;
- использование ВИЭ;
- альтернативная энергетика, которая в перспективе должна заменить «нефтяную» энергетику.

Автор сознает, что такое разделение является искусственным и не вполне корректным. Например, гидроэнергетика, по сути, использует ВИЭ, по давности применения является традиционной («большая» гидроэнергетика) и одновременно частично может быть отнесена к «малой» энергетике. Кроме того, следует учитывать, что одним из перспективных направлений является создание комбинированных (гибридных) электростанций на базе двух, трех и более источников энергии (например, ветродизельных, ветрогидравлических, солнечно-теплонасосных и т. д.). Принятое разделение имеет только одну цель: обеспечить наибольшее удобство для читателя.

В каждом разделе дано минимально необходимое пояснение принципов работы и основных характеристик различных типов электростанций (без излишней детализации, которая является предметом специальных курсов).

В последней части книги дан краткий обзор некоторых «безумных» (на первый взгляд) идей получения электроэнергии. Следует отдавать себе отчет, что эта оценка «безумности» основана на представлениях и, в какой-то степени, заблуждениях сегодняшнего дня. Позволим себе привести только один пример: в 1831 г. великий физик-экспериментатор Майкл Фарадей предположил, что по сторонам бегущего водного потока может быть разность электрических потенциалов, и попытался измерить ЭДС между берегами Темзы. Что может быть более «безумным»? Но через 100 с небольшим лет во многих странах мира ученые работали над практической задачей создания МГД-генератора, основанного на той самой «безумной» идее.

Суть глобальной проблемы, стоящей перед современной человеческой цивилизацией – противоречие между все возрастающими потребностями человечества в ресурсах и уменьшением их запасов. При этом прежде всего имеются в виду минеральные и энергетические ресурсы.

Минеральные ресурсы. Имеющееся минеральное сырье и его использование как глобальная проблема приобрела в настоящее время новое звучание. За последние 30 лет человечество израсходовало столько же минерального сырья, сколько за всю историю своего существования. Потребности в минеральном сырье во всех странах ежегодно возрастают. В 2000 г. потребность в меди по отношению к 1970 г. возросла в 4,8 раза; в бокситах и цинке – в 4,2; в никеле – в 4,7; в нефти – в 5,2; в газе – в 4,5; в угле – в 5 раз.

Извлечение полезных ископаемых из мировых недр возрастает в геометрической прогрессии. Например, за четверть века (с 1961 по 1985 г.) нефти и природного газа было потреблено примерно 80 % общего объема их использования за всю историю человечества; половина всего каменного угля и железной руды, добытых за последние 100 лет, была использована после 1960 г.

Дать определенную информацию о запасах полезных ископаемых трудно, так как разведанные запасы год от года пополняются. За период с 1950 по 1985 г. запасы бокситов увеличились более чем в 100 раз; марганца и хрома – в 45; кобальта и платинидов – в 15; никеля – в 13; нефти, газа, меди, свинца, железной руды, фосфоритов, калийных солей, алмазов – в 5–8 раз. Однако некоторые виды минерального сырья уже сейчас дефицитны, поскольку их ресурсная база ограничена. По данным, опубликованным в 1992 г., продолжительность обеспечения мировых потребностей известными запасами полезных ископаемых (при условии потребления на уровне 1992 г.) выглядит следующим образом:

- железо – 63 года;
- алюминий – 60–70 лет;
- титан – свыше 300 лет;
- хром – около 50 лет;
- ванадий – свыше 300 лет;

- марганец – 170 лет;
- молибден – 90 лет;
- медь – 60 лет;
- кобальт – 25 лет;
- никель – 100 лет;
- тантал – 45 лет;
- вольфрам – 40 лет.

Дефицитными становятся золото, олово, свинец, вольфрам.

В сложной системе мирового хозяйства и международного разделения труда развивающиеся страны выступают как производители и экспортеры минеральных ресурсов (к сожалению, по этому критерию Россия относится к развивающимся странам). Развитые страны являются основными их потребителями, основными производителями продукции и отходов, загрязняющих окружающую среду. Например, в США проживают 4,85 % населения мира; при этом здесь потребляется треть мировых ресурсов, создается треть мировой продукции и половина всех выбросов в атмосферу.

Энергетические ресурсы. Начиная с овладения огнем, человек в своей жизнедеятельности постоянно использовал и другие, кроме пищи, источники энергии; его энергетическая мощь постоянно возрастала.

Если при собирательстве и первобытном рыболовстве он затрачивал на питание мощность в 140 Вт, то при подсечно-огневом земледелии и первобытном скотоводстве – уже 250–300 Вт, а при традиционном земледелии и скотоводстве – около 500 Вт. Но самый быстрый рост мощности человеческого хозяйства начался после второй технологической (промышленной) революции XVIII века, когда были разработаны методы применения энергии ископаемого топлива (в первую очередь каменного угля и нефти) в различных технологиях. Затем была повышена эффективность традиционных для человека источников энергии – воды, ветра и солнца. Наконец, в XX веке началось использование ядерной энергии. В целом энерговооруженность человека возросла в тысячи раз, возникла энергетическая цивилизация – цивилизация большой социоприродной энергетики.

В XX веке мощность, используемая человеком на отопление, освещение, транспорт, промышленное и сельскохозяйственное производство, обработку и передачу информации и т. п., достигла в среднем 2–3 кВт/чел.

Очевидно, что потребление электроэнергии отражается на уровне жизни населения. Поэтому, чтобы оценить уровень (качество) жизни, используют показатель «душевое нетто-потребление». Значение этого показателя для некоторых стран приведено в табл. В1.

**Динамика и прогноз
душевого нетто-потребления электроэнергии в мире, тыс. кВт·ч**

	1990 г. факт	2000 г. факт	2010 г. прогноз	2020 г. прогноз	Общий темп роста в 2001–2020 гг., %
Промышленно развитые страны, в том числе:	7,2	8	9,2	10,3	129
США	11,1	12,2	13,5	14,7	121
Канада	15,6	16,6	18,2	18,7	113
Великобритания	5	5,6	6,7	7,3	130
Германия	6,2	6,1	7,4	8,6	141
Франция	5,7	6,9	8	9,2	133
Япония	6,2	7,5	8,6	9,8	131
Развивающиеся страны в целом	0,57	0,91	1,5	2,3	253
Китай	0,48	0,85	1,14	1,5	176
Россия	6,2	4,9	5,9	7,4	151
Мир в целом	2	2,13	2,5	2,9	136

Как видно из таблицы, душевое нетто-потребление электроэнергии в промышленно развитых странах составит в 2020 г. 10,3 тыс. кВт·ч, превысив мировой уровень в 3,6 раза. Наиболее высокий уровень душевого электропотребления прогнозируется в Канаде – 18,7 тыс. кВт·ч и США – 14,7 тыс. кВт·ч. В России за этот период ожидается полутора-кратный рост душевого электропотребления.

В настоящее время свои энергетические потребности человечество удовлетворяет в основном за счет углеродосодержащих видов топлива (каменного угля, нефти, газа, дров, сланцев, торфа) и урана. С 1973 по 1998 г. глобальное потребление этих энергоносителей возросло в 5 раз.

Несмотря на интенсивное развитие ядерной энергетики, ископаемые виды топлива по-прежнему являются доминирующими среди источников первичной (тепловой) энергии. Доля угля была максимальной приблизительно в 1920 г., когда он обеспечивал производство более 70 % всего потребляемого топлива; доля нефти достигла

максимума в начале 70-х годов XX века, составив немногим более 40 %. Весьма вероятно, что в обозримой перспективе природный газ, который загрязняет окружающую среду меньше, чем нефть и уголь, будет шире использоваться в мировом производстве энергии.

В связи с тем, что в последние десятилетия по объективным причинам постоянно проводится аудит как природных запасов полезных ископаемых, так и воздействия цивилизации на экосистемы Земли, большинство стран пришли к пониманию, что экономические и экологические соображения требуют всемерной и повсеместной экономии энергоресурсов. Такая экономия позволяет уменьшить расходы на производство продукции, сохранить энергоресурсы для будущих поколений, уменьшить загрязнение окружающей среды.

Возможные пути решения этой проблемы:

- создание и использование ресурсосберегающих промышленных технологий;

- полное извлечение полезных ископаемых из недр Земли (например, коэффициент извлечения нефти при современных способах добычи составляет 0,25–0,45);

- использование вторичного сырья.

За последнее время в структуре энергетического рынка произошли масштабные сдвиги. Существующая мировая практика взаимоотношений производителей и потребителей энергоресурсов все в меньшей степени устраивает обе стороны. Есть серьезные основания считать, что формируются тенденции новой энергетической реальности. Текущее состояние мировой энергетики определяют такие страны и регионы, как США, Ближний Восток, Россия, Китай и государства – члены Европейского союза.

В настоящее время нефть выступает энергоносителем общемирового значения, газ – в основном регионального, уголь – локального. Серьезные опасения вызывает снижающийся уровень обеспеченности глобальной экономики запасами нефти и газа. Вместе с тем ощущаются как временный недостаток нефтеперерабатывающих и транспортных мощностей, так и ограниченность дополнительных мощностей по добыче нефти. В этих условиях обозначился интерес промышленно развитых потребителей к альтернативной энергетике, возрастает значимость проектов по производству и поставкам сжиженного природного газа, в ряде стран наблюдается возобновление интереса к атомной энергетике. Однако вряд ли можно надеяться, что резкий рост потребления углеводородов в обозримом будущем будет компенсирован альтернативными источниками.

Важную роль в жизни населения развивающихся стран играют дрова. По данным международных организаций, в 1998 г. более 2 млрд человек в странах Азии, Африки и Латинской Америки (при-

мерно до 90 % сельского и более 30 % городского населения) для приготовления пищи и обогрева используют древесину. В Непале, Гаити, Уганде, Танзании 90 % энергетических потребностей удовлетворяется за счет древесного топлива, в Нигерии – 82, Судане – 74, Кении – 71, Парагвае – 64, Индонезии и Никарагуа – 50 %. В деревнях Гималаев и некоторых районах Африки женщины и дети проводят от 100 до 300 дней в году за сбором хвороста.

Ситуация в мировой энергетике характеризуется обострением противоречий, которые сохранятся и в будущем. Первопричиной геополитической напряженности является конфликтный потенциал, заложенный в распределение нефтяных ресурсов на планете. Основные потребители – высокоразвитые страны, в то время как мировые запасы углеводородов сконцентрированы, главным образом, на территориях сравнительно небольшой группы развивающихся стран и стран с переходной экономикой. Именно данное противоречие в первую очередь и определяет сценарии развития ситуации и поведение ключевых игроков на энергетическом рынке.

В течение следующего десятилетия динамика развития ситуации в области глобальной энергетики по всем направлениям, вероятнее всего, унаследует тенденции предшествующего периода. Доля традиционных энергоресурсов (нефть, газ и уголь) в совокупном потреблении первичных энергоносителей сохранится на уровне 2003–2005 гг., то есть около 80 %. Снижение интереса к нефти возможно только начиная с 2030 г.

Очевидно, что растущие энергетические потребности человечества не могут быть удовлетворены на базе сложившейся к настоящему времени модели развития энергосектора, его технологической базы. Именно в этой сфере ощущается растущая потребность в инновационном прорыве, который приведет к реструктуризации энергосектора, повышению его экономической, социальной и экологической эффективности.

Какие же факторы и тенденции нужно учитывать при формировании инновационного прорыва в обновлении энергосектора и стратегии на первую половину XXI века?

1. Продолжающийся рост народонаселения при изменении его структуры, опережающий рост населения одних цивилизаций, умеренный рост других и усиливающиеся тенденции к депопуляции в третьих.

2. Структурные предпосылки сокращения энергопотребления. Общей тенденцией структурных сдвигов в мировой экономике в абсолютном большинстве стран является повышение доли услуг и сокращение доли товаров в структуре ВВП. По данным Всемирного банка, в 2000 г. в целом в мировой экономике услуги составили

66 % ВВП, промышленность – 30 %, сельское хозяйство – 4 %, в том числе в России – соответственно 56, 37 и 7 %, в странах с низким доходом – 44, 33 и 23 %. Как услуги, так и высокотехнологичные изделия (доля которых в промышленной продукции возрастает) требуют гораздо меньше энергии на единицу ВВП, чем тяжелая промышленность и сельское хозяйство.

3. Переход к энергосберегающим технологиям – решающему фактору сокращения энергопотребления. Следует учитывать, что первая четверть XXI века – это период становления и распространение технологического уклада, отличительной чертой которого является ресурсосберегающий характер ключевых направлений технологического прорыва: нанoeлектроники и фотоники, информационных технологий, преобразования на их основе производственной, транспортной и бытовой техники.

4. Технологический переворот в добыче, переработке и транспортировке энергоресурсов – как важное и необходимое звено долгосрочной глобальной энергостратегии. Речь здесь идет прежде всего о более полном извлечении из недр и комплексной переработке ископаемого топлива.

Часть I

**ПРОБЛЕМЫ
И ПОТЕНЦИАЛ
РАЗВИТИЯ
ТРАДИЦИОННОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ**

Глава 1. ПРОБЛЕМЫ ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Мировой энергетический кризис 1970-х годов впервые заставил человечество задуматься, насколько рационально расходуются ископаемые виды углеводородосодержащего топлива, прежде всего нефти, а также оценить запасы минеральных ресурсов. Тогда впервые были сформулированы основные цели энергетической политики Запада: снижение нефтяной зависимости экономики, замена нефти другими энергоносителями, развитие энергосберегающих технологий.

Насколько актуально развитие энергосберегающих технологий, можно оценить на примере США. Специалисты подсчитали, что в США потребление энергии в 6 раз превосходит среднемировой уровень и в 30 раз – уровень развивающихся стран. В немалой степени это объясняется тем, что до недавнего времени там совершенно не были озабочены экономией энергоресурсов. Например, известно, что в США наибольшая концентрация тяжелых легковых автомобилей, потребляющих топлива в 2–3 раза больше, чем среднестатистический европейский или японский автомобиль, хотя функционально они равноценны. Ученые предлагают следующую информацию к размышлению. Если бы развивающиеся страны сумели добиться роста потребления минеральных ресурсов до уровня США, то разведанные запасы нефти истощились бы через 7 лет, природного газа – через 5 лет, угля – через 18 лет. Если учесть еще и потенциальные запасы, до которых пока не добрались геологи, то природного газа должно хватить на 72 года, нефти в обычных скважинах – на 60 лет, а в сланцах и песках, откуда ее чрезвычайно трудно и дорого выкачивать, – на 660 лет, угля – на 350 лет.

Террористическая атака на США 11 сентября 2001 г. дополнительно вскрыла едва ли не самое слабое место развитых стран – зависимость западных экономик от импорта нефти. Помимо прочих последствий эти теракты стали катализатором радикальной реструктуризации энергетических отраслей развитых стран мира и перехода в конечном итоге к «водородной энергетике», подразумевающей использование водорода и «водородного топлива» как основных энергоносителей с одновременным резким сокращением использования ископаемых углеводородных видов топлива, в первую очередь нефти.

Прошедшему веку было присвоено много эпитетов – это и век авиации, и век космоса, атомный век, компьютерный век и т. д. Но, пожалуй, XX век был в первую очередь веком нефти. Можно сказать, что наша цивилизация основана на нефти и ее судьба тесно связана с перспективами развития нефтяной промышленности. Благодаря широкому использованию продуктов переработки нефти стали возможными большинство других технических достижений минувшего века. Нефть широко используется для производства электроэнергии, как топливо для автомобилей, самолетов и подавляющего большинства морского транспорта. Благодаря широкому использованию нефти стало возможным высокопродуктивное сельское хозяйство. Даже первый прорыв в космос, запуск первого искусственного спутника Земли был совершен с помощью ракеты-носителя на жидком топливе, одним из компонентов которого был продукт переработки нефти – керосин.

Из всей получаемой мировой экономикой первичной энергии менее 14 % приходится на возобновляемые источники: гидроэнергию, биомассу, ветер и поступающее на землю солнечное излучение, энергию морских приливов, геотермальную энергию; около 6 % – на ядерную энергию и более 80 % мировой потребности в первичной энергии обеспечивают невозобновляемые ресурсы – нефть, уголь и газ. С 1973 по 1998 г. глобальное потребление углеводородосодержащих видов топлива и урана возросло в 5 раз.

Существует три основных вида ископаемых энергоносителей: уголь, нефть и природный газ. Примерные значения теплоты сгорания этих видов топлива, а также (для сравнения) водорода, представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Теплотворная способность ископаемых видов топлива

Топливо	Теплотворная способность, ГДж
1 т каменного угля	30,5
1 т нефти	46,6
1000 м ³ природного газа	38,5
1 т бензина	47,0
1 т водорода	120,7

В настоящее время на энергетическом рынке доминирует нефть, на ее долю приходится более 40 % общего потребления, на долю

угля – 28 %, газа – 23 %. Альтернативные источники энергии – энергия солнца, ветра, геотермальная энергия, энергия приливов и течений – пока вносят незначительный вклад в мировое производство энергии.

Три четверти разведанных запасов сырой нефти контролирует Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК). Неравномерное распределение мировых запасов ископаемого топлива и зависимость западных стран от ближневосточной нефти создают постоянную напряженность в экономике развитых и развивающихся стран.

Разведанные и промышленные, то есть допускающие экономически рентабельную разработку при данном уровне техники, запасы нефти представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Мировые запасы нефти (ориентировочные данные), млрд т

Регион	Разведанные запасы	Промышленные запасы
Ближний Восток	82	50
Страны СНГ	51	10
Африка	34	7,5
Латинская Америка	31	9,5
Дальний Восток и Океания	27	3
США	27	4
Китай	17	3
Канада	13	1
Западная Европа	3	3
Всего	285	91

В связи с изменяющейся динамикой потребления трудно точно рассчитать, на сколько лет еще хватит запасов нефти. Если существующие тенденции сохранятся, то годовое потребление нефти в мире к 2018 г. достигнет 3 млрд т. Даже допуская, что промышленные запасы существенно возрастут, геологи приходят к выводу, что к 2030 г. будет исчерпано 80 % разведанных мировых запасов нефти.

Запасы угля оценить легче (табл. 1.3). Три четверти его мировых запасов, составляющих по приближенной оценке 10 трлн т, приходятся на страны бывшего СССР, США и Китай.

Мировые запасы каменного угля (ориентировочные данные)

Регион	Запасы, млрд т
Страны СНГ	4400
США	1570
Китай	1570
Западная Европа	865
Океания	800
Африка	225
Азия (без стран СНГ и Китая)	185
Канада	65
Латинская Америка	60
Всего:	9740

Хотя угля на Земле значительно больше, чем нефти и природного газа, его запасы не безграничны. В 1990-х годах мировое потребление угля составляло более 2,3 млрд т в год. В отличие от потребления нефти, потребление угля существенно увеличилось не только в развивающихся, но и в промышленно развитых странах. По существующим прогнозам, запасов угля должно хватить еще на 420 лет. Но если потребление будет расти нынешними темпами, то его запасов не хватит и на 200 лет.

По данным 1993 г. запасы газа оценивались в 142 трлн м³ (в том числе в России – более 30 % из них); прогнозируемые запасы оценивались в 400 трлн м³.

Если открытие новых месторождений природного газа в конечном счете приведет к увеличению его сегодняшних мировых запасов в 4 раза, то современный уровень потребления этого вида топлива сможет оставаться устойчивым до 2030 г. Однако истощение запасов нефти наряду с экологическими проблемами, связанными с использованием угля, может переориентировать мир на более интенсивное потребление газа. Если потребление газа будет расти нынешними темпами, составляющими 3,3 % в год, то эти запасы могут быть исчерпаны к 2054 г.

Кроме того, по данным доклада Министерства энергетики США, в период до 2020 г. опережающими темпами будет расти потребление

энергии в развивающихся странах: в развитых странах по этому прогнозу потребление энергии будет расти примерно на 1,3 %, в странах Восточной Европы и бывшего СССР – на 1,5 % в год, в развивающихся странах – на 3,3 % в год. Это, в общем, понятно: экономическое развитие и рост жизненного уровня связан с увеличением потребления энергии на душу населения. Тот факт, что развитым странам удастся удерживать его на постоянном уровне, связан не с «чудесами» энергосберегающих технологий, а с сильными тенденциями деиндустриализации, прежде всего с отказом от наиболее энергоемких производств у себя дома и переводом их в развивающиеся страны.

Энергетика является одной из наиболее крупномасштабных отраслей промышленного производства, основой развития всех других отраслей промышленности, определяющих прогресс в целом.

Учитывая, что из всех источников энергии самым удобным в использовании является электроэнергия, прогноз электропотребления является основой прогноза развития всей экономики в целом. Как видно из табл. 1.4, на 2001–2020 гг. прогнозируется среднегодовой темп конечного мирового потребления электроэнергии 2,6 %; для промышленно развитых стран этот показатель составляет 1,7 %, а для развивающихся стран – 4,2 %. Особенно быстрый рост потребления электроэнергии ожидается в Китае.

Таблица 1.4

Динамика мирового потребления электроэнергии, млрд кВт·ч

	1990 г. факт	2000 г. факт	2010 г. прогноз	2020 г. прогноз	Среднегодовой темпы прироста в 2001–2020 гг., %
Промышленно развитые страны, в том числе:	6385	7550	9150	10 600	1,7
США	2817	3340	4050	4770	1,8
Канада	438	516	620	690	1,45
Великобритания	287	331	395	440	1,45
Германия	489	498	610	695	1,7
Франция	326	409	490	570	1,65
Япония	765	948	1090	1240	1,35
Развивающиеся страны в целом	2258	4010	6170	9130	4,2
Китай	551	1160	2035	3330	5,4

	1990 г. факт	2000 г. факт	2010 г. прогноз	2020 г. прогноз	Среднегодовой темп прироста в 2001–2020 гг., %
Россия	1027	842	985	1225	1,9
Мир в целом	10 549	12 930	16 990	21 670	2,6

В 2020 г. наиболее высокий коэффициент опережения потребления электроэнергии по отношению к потреблению первичных энергоресурсов прогнозируется в странах Африки (1,2 раза) и в Китае (1,3 раза). В промышленно развитых странах в целом этот коэффициент составит 1,1. Примерно такая же величина коэффициента опережения ожидается в России (1,14). Это показывает, что использование электроэнергии более перспективно, чем потребление первичных энергоресурсов, то есть ожидается дальнейший рост электрификации мировой экономики.

В существующих традиционных энергоустановках извлечение энергии из углеводородного топлива сопровождается процессами горения, идущими с потерями и загрязняющими атмосферу выбросами.

При сжигании топлива реализуется первичная (тепловая) энергия, которая может быть преобразована в электрическую с определенным коэффициентом полезного действия (к.п.д.): 40–44 % на тепловых электростанциях (ТЭС), где сжигается углеродосодержащее топливо (до 60 % на парогазовых установках – ПГУ), и 30–33 % на атомных электростанциях (АЭС).

Общее потребление энергии в мире с 1900 по 2000 г. возросло с 21 ЭДж до 320 ЭДж, то есть более чем в 15 раз (1 экоджоуль равен количеству тепла, получаемого при сжигании 27 млн м³ сырой нефти). Неудивительно, что за последние полвека из-за сжигания нефти и других видов ископаемых энергоресурсов концентрация диоксида углерода в атмосфере увеличилась в 4,5 раза. Таким образом, мировая энергетика стоит перед дилеммой: с одной стороны, без энергии нельзя обеспечить материальное благополучие людей, а с другой – сохранение существующих методов производства энергии и темпов роста ее потребления может привести к разрушению окружающей среды и, как следствие, к резкому снижению качества жизни населения.

В энергетике России перечисленные глобальные проблемы усугубляются последствиями не вполне продуманных реформ, в результате которых, в частности, нарушены производственные связи между подразделениями внутри электростанций, а также между электростанциями и сервисными (ремонтными) предприятиями. Введение обязательного проведения тендеров для выбора подрядных органи-

заций при проведении ремонтных работ фактически уничтожило многие специализированные ремонтные организации, потеряны квалифицированные специалисты, методики, технологии. Во-первых, тендеры проводятся в условиях, когда на рынке нет избыточности предложения от компаний, имеющих инженерные службы и опытных специалистов. Во-вторых, критерий минимальных цен при организации тендеров на ремонт устаревшего оборудования привлекает в отрасль случайных подрядчиков, не имеющих опыта работы и не заинтересованных в качестве выполняемых работ. В-третьих, в электроэнергетике важно знать историю предыдущих ремонтов, что практически невозможно обеспечить при смене подрядчиков. В четвертых, квалифицированный шеф-персонал нужен не только во время плановых ремонтных работ, но и при контроле текущего состояния оборудования. Приглашение случайных подрядчиков и ангажированных посредников не способствует повышению надежности энергетического оборудования.

Отрицательно сказывается и еще одно обстоятельство. В соответствии с концепцией реформ в энергетике все активы энергокомпаний были разделены по видам деятельности: ремонтники, специалисты по релейной защите и автоматике, связисты, подразделения автотранспорта и даже уборщицы были выведены за штат энергопредприятий и превратились в подрядчиков, обслуживающих электростанцию или иной объект.

Тендеры во многих случаях превратились в формальность, а демпинговые цены, предлагаемые вновь созданными фирмами, способствовали вытеснению с рынка услуг в энергетике многих профессиональных ремонтных организаций, игравших важную роль в обеспечении надежности энергетического оборудования. В результате в последние годы самоликвидировались такие мощные региональные структуры, как Ростовэнергоремонт, Мосэнергоремонт, Уралэнергоремонт, Сибирьэнергоремонт, Дальэнергоремонт и др.

Иногда функции заказчика, исполнителя, а также контроль и приемка из ремонта осуществляются фактически одними и теми же лицами. Как результат в последние годы ухудшилось качество выполняемых ремонтных работ, участились случаи аварийных остановов оборудования вскоре после завершения ремонта.

В этот же ряд следует поставить и фактическую ликвидацию специализированных научно-исследовательских и проектных организаций, а также повсеместную замену специалистов в руководстве энергетических компаний финансовым менеджментом, озабоченным лишь немедленным получением прибыли; при этом перспективы развития отрасли, гарантии надежности и качества электроснабжения зачастую существуют лишь на уровне риторики.

Поэтому в отечественной энергетике наряду с внедрением инновационных решений, развитием альтернативных источников энергии не менее важно восстановить утраченные приоритеты, что также потребует и времени, и значительных средств.

Рассмотрим экологические характеристики энергетики, основанной на сжигании углеводородных видов топлива (тепловой энергетики), атомной энергетики и гидроэнергетики.

Воздействие систем производства, передачи и использования энергии на окружающую среду проявляется в таких процессах и явлениях, как:

- изъятие территорий для добычи топлива, размещения электростанций и линий электропередачи, захоронения отходов;
- загрязнение атмосферы и литосферы продуктами сгорания (выбросы в атмосферу, шлаки, радиоактивные отходы и т. п.);
- тепловое (термическое) загрязнение – сброс тепловой энергии электростанций в окружающую среду и повышение температуры среды;
- электромагнитное загрязнение – образование электрических, магнитных и электромагнитных полей, создающих угрозу для человека и биосферы;
- радиоактивное загрязнение;
- затопление полезных территорий водохранилищами гидроэлектростанций (ГЭС);
- воздействие на климат;
- воздействие на флору и фауну;
- «наведенная» сейсмичность – возникновение землетрясений при создании энергоустановок, в первую очередь гидроэлектростанций.

Экологические характеристики тепловой энергетики

На типичной ТЭС происходит сжигание углеводородных видов топлива и под действием этого тепла в котле образуется пар с температурой 600 °С и более, который и приводит во вращение турбину турбоагрегата. Пар после турбины поступает в конденсатор-теплообменник, где охлаждается проточной водой, превращается в воду, которая затем насосами снова направляется в котел. Необходимость использования проточной воды, которая при охлаждении и конденсации пара нагревается, приводит к тепловому загрязнению окружающей среды. Кроме того, создание, передача и использование электроэнергии ведут к электромагнитному загрязнению. Сжигание углеродосодержащих топлив приводит к образованию двуокиси углерода CO_2 , которая выбрасывается в атмосферу и способствует созданию парникового эффекта. Наличие в сжигаемом угле добавок серы

обуславливает появление окислов серы, поступающих в атмосферу и после реакции с парами воды создающих серную кислоту, которая с осадками выпадает на землю («кислотные дожди»). Другим источником кислотных осадков являются окислы азота, которые возникают в топках котлов ТЭС при высоких температурах (при обычных температурах азот не взаимодействует с кислородом атмосферы). Далее эти окислы поступают в атмосферу, вступают в реакцию с парами воды и создают азотную кислоту, которая также вместе с осадками попадает на землю.

В каменном угле и летучей золе содержатся значительные количества радиоактивных примесей (Ca^{226} , Ca^{228} и др.). Годовой выброс в атмосферу в районе расположения угольной ТЭС мощностью 1 ГВт приводит к накоплению на почве радиоактивности, в 10–20 раз превышающей радиоактивность годовых выбросов АЭС такой же мощности.

Кроме того, тепловая энергетика требует изъятия территорий для добычи топлива, его транспортировки, размещения электростанций и линий электропередачи, а также отвалов со шлаком.

Экологические характеристики атомной энергетики

В энергетике многих стран (Франция, Япония, США) атомная энергетика играет очень важную роль. На наиболее распространенных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах через реактор, в котором находятся тепловыделяющие элементы (ТВЭЛ) с обогащенным ураном, протекает теплоноситель, чаще всего обычная или тяжелая вода. В результате распада атомов U^{235} под действием тепловых нейтронов в ТВЭЛ происходит выделение тепловой энергии и температура охлаждающей воды (теплоносителя) повышается. Далее нагретая вода поступает в парогенератор, где образуется пар, подаваемый на турбину. Пар после турбины охлаждается в конденсаторе-теплообменнике и снова поступает на охлаждение ТВЭЛ и парогенератор.

В России построены АЭС с реакторами двух типов: ВВЭР-1000 – водо-водяной энергетический реактор (18 реакторов) и РБМК-1000 – реактор большой мощности канальный (11 реакторов).

Чтобы представить себе габариты и параметры реактора, приведем данные для реактора ВВЭР Нововоронежской АЭС. Реактор имеет диаметр 4,6 м и высоту 11 м. Масса корпуса – 304 т. Масса урана в активной зоне – 66 т. Толщина стенок корпуса для обеспечения биологической защиты – 12 см. В качестве теплоносителя используется дистиллированная вода, которая прокачивается через реактор под давлением 100 атм. Вода поступает в реактор при температуре 269 °С и покидает его при температуре 300 °С, нагреваясь на 31 °С. Для управления мощностью в активную зону реактора

вводятся графитовые стержни. В парогенераторе образуется пар под давлением 47 атм.

В 1997 г. в 25 странах мира эксплуатировались АЭС, на которых установлено 437 энергоблоков. По абсолютной мощности АЭС и количеству реакторов первое место занимают США (109 реакторов), второе – Франция (56), третье – Япония (51), четвертое – Великобритания (35), пятое – Россия (29). Удельный вес атомной энергетики в производстве электроэнергии в разных странах в 1997 г. составлял: в России – 15 %, в США – 19, Японии – 28, Германии – 34, Швеции – 51, Франции – 75 %. В мировом производстве электроэнергии атомная энергетика составляет 17 %. Крупнейшая в мире АЭС «Фукусима» (10 блоков общей мощностью 8 ГВт) находится в Японии.

Использование на АЭС ядерного топлива не сопровождается образованием двуокси углерода CO_2 , а также не создает окислов серы и азота, приводящих к кислотным осадкам. Учитывая теплотворную способность, эксплуатация действующих АЭС всего мира позволяет экономить около 400 млн т нефти ежегодно.

Однако в расчете на единицу производимой электроэнергии АЭС сбрасывают в окружающую среду больше тепла, чем ТЭС аналогичной мощности.

Тепловое загрязнение окружающей среды АЭС и ТЭС может быть весьма значительным. Например, в Германии рассматривался перспективный план строительства 15 АЭС и 8 ТЭС в бассейне Рейна; однако выяснилось, что когда в действие вступят все станции, температура в ряде притоков Рейна поднимется до 45 °С и всякая жизнь в них будет уничтожена.

Есть и еще одна, правда, не техническая проблема, связанная с АЭС. На АЭС в основном используются реакторы на тепловых нейтронах, которые способны использовать только 1–2 % энергии урана-235. В настоящее время наиболее перспективной является ветвь атомной энергетики, связанная с реакторами на быстрых нейтронах (бридерами); в них идет деление дешевого изотопа урана-238, запасы которого достаточно велики. Однако такие реакторы работают в режиме расширенного производства плутония – основы ядерного оружия. Развиваясь на этой базе, мировая энергетика введет в международный оборот много сотен тонн плутония. Ясно, что возникающая при этом принципиальная возможность его «утечки» находится в противоречии с интересами международной безопасности.

Наличие большого количества АЭС приводит к необходимости переработки (остекловывания отходов и их захоронения в глубоких стабильных геологических формациях), транспортировки и захоронения в шахтах или на дне моря больших объемов продуктов радиоактивного распада, при неблагоприятном развитии событий способных уничтожить все человечество. Опасность для людей пред-

ставляют и аварии на АЭС, сопровождающиеся выбросом радиоактивных продуктов распада в атмосферу.

Кроме того, следует помнить, что АЭС могут быть взорваны с помощью обычного оружия при возникновении военных действий или в результате деятельности террористов; возможно также хищение радиоактивных материалов с АЭС. Разрушение крупной АЭС сопоставимо по последствиям со взрывом ядерной бомбы мегатонной мощности.

С целью повышения безопасности АЭС академик А. Д. Сахаров предлагал строить их под землей, подсчитав, что удорожание строительства не превысит 20 %. Во Франции разрабатываются безопасные реакторы с двумя защитными оболочками. Внутренняя рассчитана на давление теплоносителя, возникающее при разрушении корпуса реактора, удержание продуктов деления и ядерного топлива. Наружная предохраняет реактор от внешних воздействий (падения самолета, террористического акта и т. п.).

Экологические характеристики гидроэнергетики

Большинство людей, имеющих некоторые познания в энергетике, считают ГЭС наиболее надежными и в экологическом отношении нейтральными, а в целом — более безопасными, чем другие традиционные виды энергетике. Однако это слишком оптимистичное мнение.

Действительно, гидроэнергетика экологически более нейтральна в сравнении с ТЭС и АЭС. Однако и работа ГЭС имеет ряд экологических особенностей:

- затопление земель, изымаемых из хозяйственного оборота;
- изменение климата в зонах водохранилищ;
- нарушение условий существования и нереста рыбы, сокращение рыбных запасов;
- разрушение плотины ГЭС при военных действиях может привести к катастрофическому спуску воды из водохранилища, возникновению волны высотой в десятки метров, которая может уничтожить города, расположенные в долине реки ниже ГЭС;
- строительство водохранилищ ГЭС может привести к наведенной сейсмичности.

На последнем пункте имеет смысл остановиться подробнее, поскольку это касается не только экологии, но и имеет прямую связь с надежностью и безопасностью. Давно замечено, что во многих случаях создание водохранилищ провоцирует появление (или усиление) сейсмичности, увеличивает силу подземных толчков. Вероятных объяснений механизма этого явления существует достаточно много, но сам факт множественности объяснений говорит о недостаточном

его понимании. Например, по одной из гипотез, в глубинных слоях устанавливается равновесие между гидростатическим давлением жидкости (воды) и давлением вмещающих пород. В случае проникновения в эти слои по трещинам воды из вновь созданного водохранилища это равновесие нарушается и начинается перемещение слоев породы, сопровождающееся соответствующими подвижками на поверхности (землетрясениями), причем иногда это происходит в областях, которые считались асейсмичными. Насколько это явление опасно и не представляет ли оно чисто академический интерес? Рассмотрим несколько примеров.

В 1936 г. в районе плотины Гувер (США), через год после заполнения водохранилища произошло сильное землетрясение магнитудой 6,1 балла по шкале Рихтера, хотя ранее в этом районе землетрясений не было. Наблюдения, проведенные в США, показали, что 10 водохранилищ из 68 вызвали наведенную сейсмичность. А общемировая статистика говорит о том, что из всех плотин высотой от 90 м и выше 21 % вызывает наведенную сейсмичность.

До заполнения водохранилища Нурекской ГЭС землетрясения разной интенсивности в районе случались 3–4 раза в декаду. При заполнении водохранилища в 1972 г. сейсмическая активность резко повысилась: в радиусе 5 км число слабых землетрясений увеличилось в несколько раз, а когда уровень воды повысился до 100 м, их число возросло более чем в десять раз (30–40 толчков в декаду); увеличилось их число и в зоне до 15 км от водохранилища.

До заполнения водохранилища Шиваджисагар на реке Койна в Индии в 1962 г. данных о сейсмической активности этого района не было – полуостров Индостан считался асейсмической областью. С началом заполнения в районе водохранилища стали ощущаться толчки средней силы (магнитуда 3–4 балла). Все это сопровождалось звуками, похожими на взрывы, интенсивность и частота которых, особенно вблизи плотины, постепенно усиливались. Наконец, 10 октября 1967 г. произошло землетрясение с магнитудой, по данным различных источников, от 5,9 до 7,0 баллов. В результате этого землетрясения 200 человек погибло, более 1,5 тыс. было ранено и несколько тысяч человек, в основном жители поселка Койнангар, остались без крова, так как почти все дома были разрушены. Пострадала и плотина. В последующем толчки меньшей силы (афтершоки) продолжались и эпицентры их концентрировались по-прежнему в районе плотины.

В этом же ряду можно назвать землетрясения с толчками 7–8 баллов, произошедшие во время заполнения водохранилищ Кариба на реке Замбези (Замбия–Зимбабве) и Кренеста (Греция). Эти землетрясения также привели к трагическим последствиям – значительным разрушениям, повреждению плотин и человеческим жертвам.

Заметим, что водохранилище Кариба также расположено в сейсмической зоне.

Распространение наведенной сейсмичности определяется в основном размерами водохранилища (в частности, высотой плотины) — то есть в конечном итоге мощностью ГЭС и, как правило, не превышает нескольких десятков километров от акватории. Основная масса очагов сосредоточена в верхнем 10–15-километровом слое земной коры, хотя иногда отмечаются и большие глубины. Сильные землетрясения происходят обычно через 2–4 года после заполнения водохранилища, однако в ряде случаев они случались значительно позже, через 15 лет и более. Считается, что для исключения крупных наведенных землетрясений могут быть приняты превентивные меры. Например, рекомендуется до начала строительства пробурить в зоне расположения плотины и водохранилища несколько скважин и закачивать туда воду, чтобы спровоцировать серию мелких землетрясений и снять напряжение в глубинных слоях.

Наиболее мощные ГЭС сосредоточены в странах развивающегося мира и в России (табл. 1.5), в промышленно развитых странах в этом ряду можно назвать только ГЭС Гранд-Кули (США). Специалисты западных стран считают, что, по разным соображениям, в том числе и по соображениям надежности и безопасности, не следует «складывать все яйца в одну корзину». В основном крупные ГЭС в мировой энергетике по мощности не превышают 2 ГВт.

Таблица 1.5

Наименование ГЭС	Мощность, ГВт	Среднегодовая выработка, млрд кВт·ч	Расположение
Санься (Три ущелья)	22,4	100	р. Янцзы, г. Сандоупин, Китай
Итайпу	14	100	р. Парана, г. Фос-ду-Игуасу, Бразилия – Парагвай
Гури	10,3	40	р. Карони, Венесуэла
Тукуруи	8,3	21	р. Токантинс, Бразилия
Гранд-Кули	6,8	–	США
Саяно-Шушенская	6,4	23,5	Россия
Красноярская	6,0	20,40	Россия
Братская	4,52	22,60	Россия
Усть-Илимская	3,84	21,7	Россия
Богучанская (строится)	3,0	17,6	Россия

Безопасность гидротехнических сооружений определяется не только наведенной сейсмичностью, но и просчетами в проектировании, а также воздействием стихии.

Крупнейшей аварией за всю историю ГЭС является прорыв плотины китайского водохранилища Банкяо в 1975 году. Тайфун «Нина» столкнулся с холодным фронтом, в результате чего выпало более 800 мм осадков. Водоохранилище начало переполняться. Водосбросы и шлюзы не были открыты из-за опасности затопления территории ниже по течению. На следующий день выяснилось, что шлюзовые затворы заблокированы, и армейское подразделение запросило разрешения нанести по ним авиаудар, но через 10 мин началось самопроизвольное разрушение боковых дамб (примыканий) и основной плотины. В результате каскадного разрушения плотин ниже по течению сразу погибло 26 тыс. человек, после затопления утонуло еще 145 тыс. Всего число пострадавших составило 11 миллионов.

Известна также катастрофа на плотине Вайонт на севере Италии. 9 октября 1963 г. в чашу водохранилища обрушился оползень. Вытесненная вода перелилась через гребень плотины слоем около 150 м и обрушилась в долину. Водяной вал высотой до 90 м разрушил несколько поселений и унес жизни от 2 до 3 тыс. человек.

11 февраля 2005 г. прорвало плотину «Шакидор» в Пакистане. Волной смыло в Аравийское море деревню, погибло 130 человек.

Кроме того, мало кто знает, что военные всех стран рассматривают любую плотину как оружие массового поражения, способное уничтожить войска, сооружения и коммуникации противника. Для любой плотины рассчитаны время и площадь поражения в случае ее разрушения; объем водохранилищ указывался на картах, что в советское время являлось одной из причин секретности подобных карт. При постройке плотины предусматриваются как возможности ее подрыва в случае необходимости, так и меры по ее защите.

В 1938 г. в ходе Японо-Китайской войны Китай намеренно разрушил дамбы, контролировавшие реку Хуанхэ, для нанесения удара по японским войскам; при этом мирное население из соображений внезапности оповещено не было. В результате применения энергии воды как оружия погибло, по разным оценкам, от 500 до 900 тыс. человек, но наступление японских войск на подступах к г. Чжэньчжоу было остановлено.

Как показали последние события, крупные аварии с человеческими жертвами и вероятным воздействием на экологию могут быть вызваны и технологическими причинами, связанными с энергетическим оборудованием ГЭС.

17 августа 2009 г. на считающейся флагманом российской гидроэнергетики Саяно-Шушенской ГЭС произошла крупная авария, ко-

тору называют самой значительной технологической катастрофой за последние четверть века. В считанные минуты погибли 75 человек. В результате аварии были полностью разрушены три гидроагрегата из десяти, частично обрушились кровля и стена машинного зала, три гидроагрегата оказались заваленными металлическими и железобетонными конструкциями и получили значительные повреждения, еще два гидроагрегата получили внутренние повреждения. Практически в работоспособном состоянии остался только один из агрегатов, в момент аварии находившийся в ремонте, то есть он был остановлен и его проточная часть осушена. Однако и для пуска этого агрегата необходимы восстановительные работы продолжительностью в несколько месяцев.

В результате работы государственной комиссии было установлено, что авария спровоцирована разуплотнением крышки турбины гидроагрегата № 2, в результате чего было сорвано крепление крышки; все разрушения были произведены прорвавшейся водой, давление которой составляло около 25 атм. Комиссия выявила большое количество сопутствующих недостатков в организации эксплуатации оборудования ГЭС, в проектировании, а также факты некорректной работы или отказов систем защиты и автоматики.

Малоизвестный факт: в 1980-е годы аналогичная авария имела место на Нурекской ГЭС. Но в то время вся информация была засекречена...

Резюмируя сказанное, проблемы энергетики можно кратко сформулировать следующим образом:

1. Необходимость роста генерирующих мощностей в соответствии с ростом потребления.
2. Усугубление экологических проблем при возрастании количества электростанций и их мощности.
3. Снижение запасов и прогнозируемое исчерпание ископаемых углеводородных видов топлива, увеличение стоимости их добычи. Необходимость перехода на альтернативные виды топлива.
4. Высокие издержки при организации обеспечения энергией (тепловой и электрической) удаленных регионов.

Прогнозы относительно сроков исчерпания ископаемых видов топлива разнятся в широких пределах. Но независимо от того, когда наступит это время, которое уже назвали «постнефтяным», готовиться к нему нужно уже сейчас. Есть одна любопытная история про французского маршала Лиоте, главного французского резидента в Марокко. Он обратил внимание своих подчиненных на то, что все будут гораздо меньше страдать от жары, если вдоль дорог посадить деревья. Подчиненные возразили, что результат от этого

будет только лет через 30 или 50. На что маршал сказал: «Именно поэтому к посадке деревьев следует приступить немедленно».

Заметим, что проблема исчерпания энергоресурсов у человечества возникает не впервые. Еще в XIV–XIII веках до н. э. в Древнем Египте, во время правления фараона Рамзеса II, пришлось загасить медеплавильные печи, поскольку углежогои вырубали все финиковые пальмы и акации, из которых они получали древесный уголь. Позднее в Англии XVI века королева издала указ, запрещающий вырубку леса для нужд черной металлургии, поскольку остров стал стремительно «лысеть». Резко упало производство металла, и неизвестно, чем бы это закончилось для «владычицы морей», если бы один талантливый кузнец не придумал способ коксования каменного угля. Сейчас перед человечеством стоит аналогичная проблема, но уже в совершенно ином, глобальном масштабе.

Необходимость учета рассмотренных факторов определяет перспективные направления развития мировой энергетики:

1. Рационализация и инновационное развитие существующей традиционной энергетики. Рациональное использование энергии.
2. Развитие малой энергетики.
3. Широкое использование ВИЭ.
4. Создание и развитие постнефтяной альтернативной энергетики (термоядерной и водородной).

Литература

1. *Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г.* / пер. с англ. — М. : Энергия, 1980.
2. *Проблемы и перспективы развития мировой энергетики.* — М. : Знание, 1982.
3. *Беляев Л. С., Воронай Н. И., Кошечев Л. А. и др.* Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России // Известия Академии наук. Энергетика. 2004. № 1.
4. *Гринкевич Р. Н.* Тенденции мировой электроэнергетики // Вестник ФЭК России. 2003. № 3.
5. *Кудрявый В. В.* Энергетика работает с перенапряжением // Новая газета. 2.09.2009. № 96.

В большинстве развитых стран мира, в том числе в России, в структуре энергетики ТЭС занимают доминирующее положение (за исключением Японии и Франции, где большая часть электроэнергии вырабатывается на АЭС и ГЭС).

В России около 70 % электроэнергии вырабатывается на ТЭС, и эта тенденция, видимо, будет сохраняться еще долгое время. На рис. 2.1 показана динамика изменения структуры выработки электроэнергии в России по видам электрических станций.

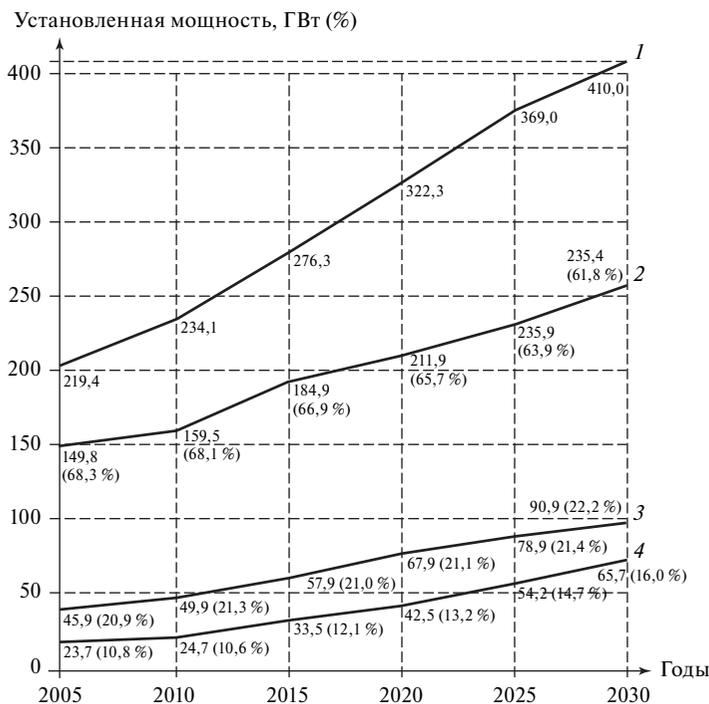


Рис. 2.1. Динамика изменения структуры выработки электроэнергии на электростанциях России:

1 – всего; 2 – ТЭС; 3 – ГЭС; 4 – АЭС

Россия является страной, покрывающей основную часть своего энергопотребления за счет использования невозобновляемого органического топлива: угля, газа, мазута. Общий расход топлива на ТЭС составляет более 300 млн т.у.т.* (2005 г.), то есть 46 % от расходуемого в народном хозяйстве котельно-печного топлива.

В России на долю ТЭС – основных потребителей органического топлива – приходится примерно 66 % всех генерирующих мощностей; ГЭС – около 22 %, АЭС – около 12 %. Тепловые электростанции расходуют около 300 млн т.у.т. с перспективой увеличения в 2020 г. до 428 млн т.у.т. В топливном балансе ТЭС доля природного газа составляет 63 %, угля – 26 %, мазута – 11 %. Основными видами топлива, используемого на ТЭС, являются газ и уголь. В таблице 2.1 показана доля угля в выработке электроэнергии по некоторым странам.

Таблица 2.1

Доля угля в выработке электроэнергии по странам (2005 г.)

Страна	Доля угля, %	Страна	Доля угля, %
Россия	26	США	54
Германия	51	Китай	70
Италия	80	Индия	81
Япония	27	Франция	8

Малая доля угля в энергетике Франции объясняется тем, что в этой стране основу энергетики составляют АЭС и ГЭС.

Перспективной программой развития энергетики в России предусматривалось увеличение доли газа, так как основной прирост генерирующих мощностей обеспечивался за счет строительства новых ТЭС, при выработке электроэнергии сжигающих газ. Однако в последние годы ситуация существенно меняется в пользу угольной стратегии по следующим причинам:

- во-первых, газ дорожает, и к 2010 г. его стоимость на внутреннем рынке приблизится к мировой;
- во-вторых, темпы добычи газа не соответствуют темпам роста потребления;

* «Условное топливо» – абстракция, принятая для удобства расчетов в теплоэнергетике. Каждый вид топлива обладает своей теплотворной способностью, и под условным топливом подразумевают такое, теплотворная способность которого равна 7000 килокалорий на килограмм. Как правило, этот термин встречается в сочетании «тонна условного топлива» (т.у.т.).

– в-третьих, технологическая ценность газа значительно выше, если его использовать в качестве сырья в химической промышленности.

В связи с этим все большее внимание как в России, так и за рубежом уделяется угольным ТЭС. Россия обладает вторыми по величине (после США) запасами угля. Запасы угля, учитываемые Государственным балансом, в 2006 г. составляли 192 млрд т, из них: 43,6 % – высокосортные угли, 3,5 % – антрациты и 52,9 % – бурые угли. С этой точки зрения прогнозы на величину энергетических резервов по углю, в отличие от нефти и газа, являются более благоприятными.

Перспективность использования угля адекватно оценена и в большинстве зарубежных стран, где также планируется наращивать угольную энергетику. Например, в США объявлено о строительстве 100 новых угольных электростанций в ближайшие 15 лет.

Кроме того, следует учитывать еще одно обстоятельство. Объем экспорта угля из России составляет 80 млн т при средней цене около 50 долларов за тонну, то есть экспортная выручка не превышает 4 млрд долларов. По теплотворной способности 80 млн т угля соответствуют 60 млрд м³ газа. Стоимость такого объема экспортированного газа составляет 15 млрд долларов. Вывод очевиден.

Главной «страшилкой» развития угольной энергетики является пропорциональный рост вредных выбросов в атмосферу, грозящий экологической катастрофой. Уровень выбросов в атмосферу существующих угольных ТЭС нарушает все международные нормы. Кроме того, калорийный коэффициент угля в России составляет всего 0,64 (4466 ккал/кг). Это наиболее низкий показатель в сравнении с другими странами: энергетический потенциал угля в Китае – 0,67; в Великобритании и Австралии – до 0,87; в Польше – 0,83–1,06; в США – 0,76–1,07, а в Японии, вовсе не обладающей топливными ресурсами, этот показатель лучше всех: 0,86–1,21.

Объемы добычи угля в России возросли, но добытый уголь в энергетике России используется только на 15 %, тогда как в США почти на 50 %, а в Китае – на 90 %. В этом мы отстаем от всего цивилизованного мира, где уголь стал объектом приложения современных фундаментальных исследований и научных методов. Некоторые технологии позволяют кардинально изменить свойства угля и существенно повысить его энергетическую ценность. Среди них – мембранные и нанотехнологии, плазменные технологии, подземная газификация и т. д. В США к 2012–2015 гг. планируется закончить строительство угольной электростанции, где количество выбросов составит 0(!) %.

Сегодня в России доля угольной генерации составляет 26 % (около 40 ГВт) и продолжает снижаться. Угольные станции, как правило, очень старые (некоторые работают еще с довоенного времени), их оборудование выработало ресурс, поэтому выбытие этих мощностей идет высокими темпами.

В итоге в стране, обладающей крупнейшими запасами угля, практически нет современных технологий его использования, хотя ряд общеизвестных мировых технологий в свое время был разработан российскими учеными. Отечественное энергомашиностроение не в состоянии предложить конкурентоспособное оборудование для объектов угольной генерации. У российских угольных блоков низкий к.п.д., поэтому сегодня на рынке лидируют финские, немецкие и французские фирмы — производители энергетического оборудования.

Поскольку технологии переработки углей давно уже не являются революционными, их промышленное внедрение при условии соответствующего финансирования не займет много времени. Такие технологии хорошо известны и широко применяются во всем мире:

- механическое измельчение (получение водоугольного топлива);
- экстракция (получение гуминовых препаратов и других химических продуктов);
- гидрогенизация (получение моторных топлив, бензолов и фенолов);
- полукоксование (получение жидкого топлива и химического сырья);
- газификация (получение метанолов, жидкого топлива и углеводородов);
- коксование (получение масел, ароматических соединений и коксового газа).

Но в России почему-то до сих пор бытует мнение, что переработка угля — дорогое и некупаемое удовольствие. В качестве примера, опровергающего этот тезис, можно привести деятельность южноафриканской компании «Сосол», которая помимо стратегического вида дохода — экспорта бензина — имеет огромный доход от производства более чем 240 видов различной продукции из угля.

На Международном энергетическом форуме в Москве советник Российской Академии наук Г. Грицко говорил: «Газовая пауза затянулась, и дело здесь не в ценах: мы до сих пор еще находимся на стадии продолжающегося раздела собственности. В последние годы мы испытываем дефицит газа и уже закупаем газ, чтобы снабжать себя и страны, с которыми заключены долгосрочные договоры. Вокруг этого строится большая политика. Президент России во всеулышание заявил, что дальше так продолжаться не будет — энергетика

такой большой страны не может базироваться на одном природном газе. Международные отношения должны развиваться в цивилизованном русле, учитывать природные ресурсы страны и не нарушать естественный энергетический баланс».

В угольной энергетике наиболее востребованы следующие технологии: газификация угля, сжигание его в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), использование водоугольного топлива.

Технология ЦКС обладает по крайней мере двумя существенными преимуществами перед традиционным факельным сжиганием. Угольные станции с котлами факельного сжигания жестко привязаны к определенному виду топлива, переход на другое сложен и требует затратных конструктивных решений. А котлы с топкой кипящего слоя «всеядны». Годится все: дешевые низкосортные угли, древесные отходы, торф, гидролизный лигнин, отходы углеобогащения. Технология допускает использование разных видов топлива без переделки котла. Использование низкотемпературного кипящего слоя или циркулирующих потоков позволяет сжигать местное и низкосортное топливо при относительно невысокой температуре (порядка 800–1000 °С) с минимальным выбросом вредных веществ.

В свое время технологии ЦКС активно разрабатывались в России, однако до внедрения дело так и не дошло. И только сейчас появились первые проекты. Так, ОКГ1 планирует строительство на Верхнетагильской ГРЭС ПГУ мощностью 330 МВт с котлом, использующим технологию ЦКС; ввод в эксплуатацию намечен после 2010 г. В 2011–2015 гг. будет построен еще один такой же блок. Конструктивные решения разрабатываются компаниями холдинга «ЭМАльянс». Выпуск котлов с ЦКС планируется по технологии фирмы «ALSTOM». Этот проект стал одним из важнейших пунктов региональной программы развития энергетики, ориентированной в основном на уголь.

Однако стоимость энергоблока с ЦКС примерно в 2 раза выше парогазового сопоставимой мощности. Но это не единственная прогрессивная технология сжигания угля. Среди основных современных «чистых» технологий можно выделить:

- сжигание в факеле с системами серо- и азотоочистки;
- сжигание в других модификациях кипящего слоя при атмосферном давлении: фонтанирующий слой (ФС), низкотемпературный кипящий слой (НКС), высокотемпературный кипящий слой (ВКС);
- сжигание в кипящем слое под давлением для парогазовых установок на твердом топливе (КСД);
- газификация в потоке, плотном и кипящем слоях при атмосферном давлении;
- газификация в потоке и плотном слое под давлением для ПГУ на твердом топливе.

«Теплоэлектропроект» – ведущий отечественный институт по проектированию объектов энергетики на угольном топливе, планирует использование двух технологий. Первая – сжигание угля в котлах с ЦКС. Эта технология повышает технико-экономические и экологические показатели угольных ТЭС. Вторая технология – повышение параметров пара до суперсверхкритических значений (давление – до 300 атмосфер, температура – до 600 °С). Такая технология дает возможность повысить к.п.д. на отечественном оборудовании до 45–46 %, что приближается к значениям эффективности мировых образцов.

В настоящее время на большинстве отечественных газовых ТЭС к.п.д. преобразования энергии топлива в электрическую не превышает 32–35 %. Новые перспективные парогазовые технологии обеспечивают к.п.д. 53–55 %, а на лучших зарубежных установках к.п.д. достигает 60 %.

Поэтому очевидно, что наиболее крупные резервы экономии топлива заключаются в широком внедрении парогазовых и газотурбинных установок (ГТУ) на вновь вводимых и реконструируемых электростанциях, работающих на природном газе, а также при реконструкции котельных и ТЭЦ. За счет повышения к.п.д. конденсационных электростанций (КЭС) и увеличения удельной выработки электроэнергии при комбинированном производстве электроэнергии и тепла на ТЭЦ возможная экономия топлива оценивается на уровне 50–60 млн т.у.т.

Основным направлением технического перевооружения и реконструкции действующих ТЭС является замена выработавших свой ресурс энергоустановок новыми высокоэффективными технологиями и оборудованием, которое размещается на существующих производственных площадках. Для газовых ТЭС – это установки комбинированного парогазового цикла, для угольных ТЭС – установки со сжиганием топлива в ЦКС либо перевод котлов на работы с критическими и сверхкритическими параметрами пара.

Идея парогазовых технологий состоит в комбинированном использовании теплоты сжигаемого газообразного топлива: вначале в газотурбинной, затем в паротурбинной установках. Принципиальная схема ПГУ приведена на рис. 2.2.

В ПГУ по схеме рис. 2.2 выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, где значительная часть теплоты передается пароводяному рабочему телу; генерируется перегретый пар, который поступает в паровую турбину. Коэффициент полезного действия ПГУ при использовании ГТУ в составе бинарных установок на современном этапе достигает 58 % с перспективой повышения до 60 % на головных установках ПГУ мощностью 400–500 МВт.

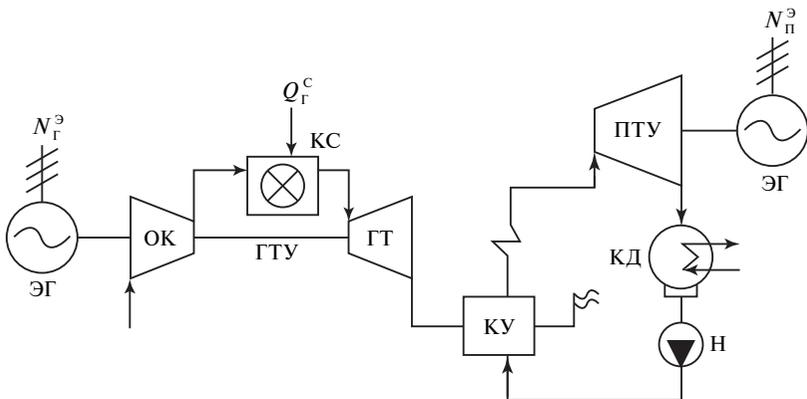


Рис. 2.2. Принципиальная схема ПГУ;

ОК – осевой компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ЭГ – электрогенератор; ГТУ – газотурбинная установка; КУ – котел-утилизатор; ПТУ – паротурбинная установка; КД – конденсатор; Н – насос; $N_g^э$, $N_p^э$ – электрические мощности ГТУ и ПТУ; Q_g^c – теплота сжигаемого в ПТУ топлива

В некоторых случаях в целях увеличения мощности ПГУ применяется дожигание топлива в среде выходных газов ГТУ на входе в котел-утилизатор.

При модернизации действующих тепловых энергоблоков применяют гибкие тепловые схемы со сбросом газов ГТУ в топку парового котла и с параллельной схемой работы. На рис. 2.3 приведена принципиальная структура такой ПГУ.

Применение ПГУ с параллельной схемой работы позволяет вовлечь в парогазовые технологии пылеугольные энергоблоки. При этом доля угля в общем балансе топлива составляет 70–75 %. Остальная часть приходится на природный газ, сжигаемый в камерах сгорания ГТУ.

Начинают использоваться ПГУ с внутрицикловой газификацией угля, где газовая турбина работает не на природном газе, а на синтетическом, получаемом при газификации угля. В этой схеме предварительно подготовленный уголь подается в газогенератор, где производится его газификация с использованием парокислородного дутья. Для этой цели сжатый воздух разделяется на кислород и азот в специальной установке. Продукты газификации после многоступенчатой очистки поступают в камеру сжигания ГТУ.

Кроме перечисленных существуют и разрабатываются и другие схемы ПГУ и технологий – эта отрасль теплотехники быстро развивается.

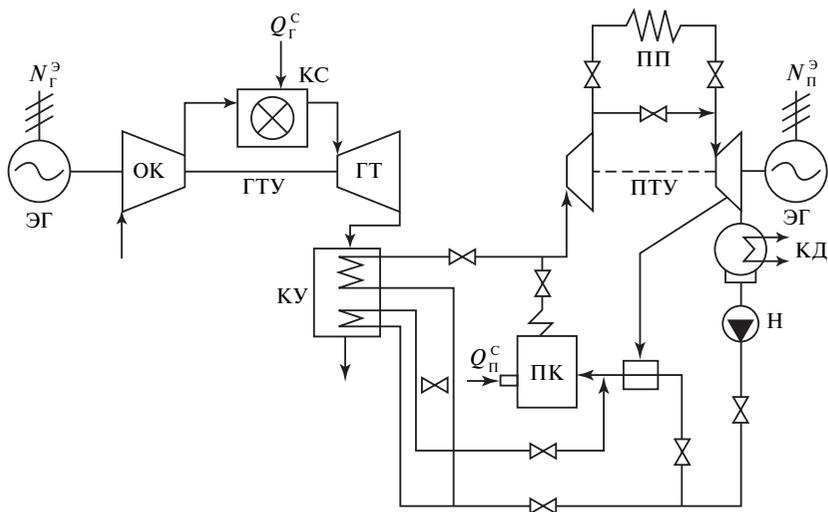


Рис. 2.3. Принципиальная структура ПГУ с параллельной схемой работы

За рубежом в последние 10–15 лет наблюдается активное внедрение перспективных теплоэнергетических технологий с радикальным повышением их эффективности: повышение параметров и к.п.д. ГТУ и ПГУ (к.п.д. = 56–59 %); повышение экономичности традиционных паротурбинных пылеугольных энергоблоков (к.п.д. = 45–48 %); повышение эффективности и уменьшение стоимости природозащитных систем; развитие и широкое применение котлов с ЦКС.

К сожалению, отечественные ГТУ и ПГУ – это пока только единичные образцы, находящиеся в опытно-промышленной эксплуатации и существенно уступающие по своим характеристикам лучшим зарубежным аналогам.

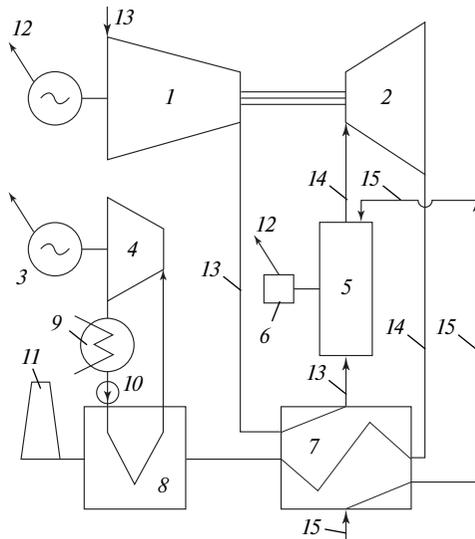
Для технического перевооружения тепловых электростанций ГТУ могут использоваться в следующих технологиях: бинарные ПГУ в качестве замещающей мощности; бинарные ПГУ, созданные с использованием действующих паровых турбин, электрогенераторов и вспомогательного оборудования; газотурбинные надстройки действующих газо-мазутных котлов.

Следующим шагом в развитии комбинированных циклов для тепловой энергетики может стать создание «гибридных» установок, в которых ГТУ или ПГУ надстраиваются топливным элементом (рис. 2.4).

Высокотемпературные топливные элементы, работающие при температурах 850 °С (твердооксидные) и 650 °С (на основе расплавленных

Рис. 2.4. Гибридная энергоустановка:

- 1 – компрессор ГТУ;
- 2 – турбина ГТУ;
- 3 – электрический генератор;
- 4 – паровая турбина;
- 5 – батарея топливных элементов;
- 6 – инвертор;
- 7 – теплообменный аппарат;
- 8 – котел-утилизатор;
- 9 – конденсатор;
- 10 – насос;
- 11 – дымовая труба;
- 12 – электроэнергия в сеть;
- 13 – воздух;
- 14 – продукты окисления топлива;
- 15 – очищенный природный газ;
- 16 – пар



карбонатов), могут служить источником тепла для газотурбинного или парогазового цикла. В последнем случае получается уже не бинарная, а «триарная» система. При проработках конкретных установок мощностью около 20 МВт, проведенных в США, получены к.п.д. около 70 % при работе на природном газе с внутренним реформингом на CO и H₂. Существуют возможности питания топливных элементов синтез-газом или чистым водородом, полученными, например, путем газификации углей. В имеющихся программах ставится задача повышения в перспективе мощности гибридных установок до 300 МВт и более, а их к.п.д. — до 75 % на природном газе и до 60 % на угле. В прорывном проекте угольной ТЭС в США без выбросов (2012 г.) речь идет даже о к.п.д., равном 70 %.

Литература

1. *Ольховский Г. Г.* Состояние и перспективы тепловой энергетики // *Электрические станции.* 2005. № 2.
2. *Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. — М. : Изд-во МЭИ, 2002.
3. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. — М. : Россельхозакадемия, 2008.

Атомная (ядерная) энергетика – это отрасль энергетики, использующая ядерную энергию для электрификации и теплофикации, а также область науки и техники, разрабатывающая методы и средства преобразования ядерной энергии в электрическую и тепловую.

Прежде чем говорить о возможных направлениях инновационного развития ядерной энергетики, имеет смысл напомнить читателям, хотя бы в самом упрощенном виде, физические основы ядерной энергетики. «Продвинутый» читатель может эту часть материала пропустить.

Сначала сделаем небольшую оговорку. Мы постоянно оперируем понятиями «атомная энергетика», «атомные электростанции» – встречаем эти термины в технической литературе или в средствах массовой информации. Существует даже Международное агентство по атомной энергетике (МАГАТЭ). Однако эти термины не совсем корректны: с таким же правом и химическую энергию (которая высвобождается при изменениях внешней оболочки атома – его электронов) тоже можно называть атомной. На самом деле речь идет об энергии, высвобождаемой в процессе деления непосредственно *ядра* атома. Поэтому, в отличие от России, за рубежом используются термины, содержащие составляющую «ядерный»: атомная (ядерная) энергия (рус.) – nuclear energy или nuclear power (англ.), Kernenergie (нем.), énergie nucléaire (фр.); атомная электростанция – nuclear power plant или nuclear power station (англ.), Kernkraftwerk (нем.), usine (centrale) nucléaire (фр.).

Однако, несмотря на определенную некорректность используемой в России терминологии и учитывая сложившуюся традицию, для удобства читателей в дальнейшем будем пользоваться обоими терминами.

Как читателю должно быть известно из школьного курса физики, атомы всех элементов состоят из массивного положительно заряженного *ядра* и отрицательно заряженных *электронов*, располагающихся на нескольких орбитах вокруг ядра. В целом атом электрически нейтрален. В свою очередь ядро состоит из положительно заряженных *протонов* и нейтральных *нейтронов*, имеющих совокупное название *нуклонов*. Протон – это ядро атома водорода, лишенное

своего единственного электрона. (Существуют также специальные названия для более тяжелых изотопов водорода. Ядро «тяжелого водорода», или «дейтерия», ${}_1\text{H}^2$ часто называют *дейтроном*; радиоактивное ядро «сверхтяжелого водорода», или «третия», ${}_1\text{H}^3$ носит название *тритон*.) Элементы, составляющие атом, обладают собственным весом.

Все атомные ядра разделяются на стабильные и нестабильные. Свойства стабильных ядер остаются неизменными неограниченно долго. Нестабильные же ядра испытывают различного рода превращения (явление радиоактивности).

Явление радиоактивности, или спонтанного распада ядер, было впервые обнаружено французским физиком А. Беккерелем в 1896 г. Экспериментируя вскоре после открытия рентгеновского излучения в поисках других проникающих излучений, он обнаружил, что уран и его соединения испускают лучи или частицы, проникающие через непрозрачные материалы и способные засвечивать фотопластинку, завернутую в толстую черную бумагу. Беккерель установил, что интенсивность излучения пропорциональна только концентрации урана и не зависит от внешних условий (температуры, давления) и от того, находится ли уран в каких-либо химических соединениях.

Английскими физиками Э. Резерфордом и Ф. Содди было доказано, что во всех радиоактивных процессах происходят взаимные превращения атомных ядер химических элементов. Изучение свойств излучения, сопровождающего эти процессы в магнитном и электрическом поле, показало, что оно разделяется на α -частицы (ядра гелия), β -частицы (электроны) и γ -лучи (электромагнитное излучение очень малой длины волны).

Атомное ядро, испускающее γ -кванты, α -, β - или другие частицы, называется *радиоактивным ядром*. В природе существует 272 стабильных атомных ядра, все остальные ядра (их число со временем изменяется — по мере открытия новых трансурановых элементов) радиоактивны и называются *радиоизотопами*.

Логично было бы предположить, что суммарная масса ядра равна массе всех нуклонов, составляющих ядро. Однако экспериментальные измерения масс атомных ядер, выполненные с большой точностью, показывают, что общая масса ядра всегда *меньше* суммы масс составляющих его нуклонов.

Эта разница масс называется *энергией связи* ядра, или *дефектом массы*. Физически эта величина представляет собой энергию, обеспечивающую целостность ядра. Иными словами, энергия связи — это энергия, которую необходимо затратить, чтобы разорвать ядро на отдельные нуклоны (для случая стабильных ядер).

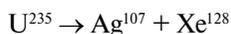
Энергия связи характеризует устойчивость ядра к распаду на составные части. Если энергия связи ядра меньше энергии связи продуктов его распада, то это означает, что ядро может самопроизвольно (спонтанно) распадаться. При α -распаде альфа-частицы уносят почти всю энергию и только 2 % ее приходится на вторичное ядро. Рассмотрим понятие «энергия связи» несколько подробнее, поскольку этот параметр является очень важным с точки зрения величины энергии, высвобождающейся при делении ядра.

Внимательный читатель, очевидно, заметил, что для описания одного и того же явления используются, казалось бы, совершенно разные термины: *энергия* и *масса*. На самом деле между ними действительно есть связь. Мнение, что энергия обладает массой, существовало среди физиков еще в начале прошлого столетия. Несколько позднее в результате многочисленных экспериментальных проверок было выяснено, что энергия в любой форме имеет массу $m = E / c^2$, и поэтому соотношение $E = mc^2$ является универсальным. Физики говорят, что масса и энергия — это разные меры одной и той же сущности.

Именно открытие этого явления обеспечило разработку теоретического обоснования и практическую реализацию возможности использования энергии, выделяющейся при разделении ядер атомов. В ядерной энергетике используются вещества, атомы которых обладают свойством самопроизвольного распада.

Для примера рассмотрим, скажем, атом урана. Предположим, что атом ${}_{92}\text{U}^{235}$ делится на два более легких элемента — атом серебра Ag^{107} и атом газа ксенона Xe^{128} — и что другие частицы не появляются (на самом деле большинство событий деления сопровождается освобождением нейтронов, поэтому, хотя ксенон и серебро являются возможными продуктами деления, это искусственный пример, позволяющий оценить освобождающуюся энергию)*. Предположим, превращению подвергается 235 кг урана (опять-таки для удобства принято количество урана, численно совпадающее с атомным весом):

ЯДЕРНОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ



$$235,116 \text{ кг} \rightarrow 106,939 \text{ кг} + 127,944 \text{ кг}$$

$$\text{или } 235,116 \text{ кг вещества} \rightarrow 234,833 \text{ кг вещества.}$$

* Индекс слева внизу от обозначения элемента означает порядковый номер элемента в периодической таблице элементов; индекс справа вверху — масса атома.

Разница масс составляет $\Delta m = 0,233$ кг. Принимая $E = mc^2$, мы ожидаем освобождения энергии:

$$\Delta \text{ энергия} = (\Delta m) \cdot c^2 = 0,233 \text{ кг} \cdot (3,0 \cdot 10^8 \text{ м/с})^2 \approx 2 \cdot 10^{16} \text{ Дж} \approx \\ \approx (2 \cdot 10^{16}) / (3,6 \cdot 10^6) \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 5,6 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 5,6 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}.$$

Для сравнения: при взрыве 235 кг тринитротолуола выход энергии в шесть миллионов раз меньше, чем при распаде урана.

Явление деления тяжелых атомных ядер на два осколка было открыто Ганном и Штрассманом в 1939 г. при изучении взаимодействия нейтронов различных энергий и ядер урана. Несколько позже, в 1940 г. советские физики К. А. Петржак и Г. И. Флёрв обнаружили самопроизвольное (спонтанное) деление ядер урана. При спонтанном делении, а также делении, вызванном бомбардировкой нейтронами, как правило, образуются несимметричные осколки, отношение масс которых равно 2:3.

При реакции деления высвобождается очень большая энергия в виде кинетической энергии ядер-осколков, а также кинетической энергии испускаемых ядрами-осколками электронов, гамма-квантов и нейтронов. Основная часть энергии деления приходится на энергию ядер-осколков, поскольку под действием кулоновских сил отталкивания они приобретают большую кинетическую энергию.

При делении тяжелых ядер образуется несколько свободных нейтронов. Это позволяет организовать так называемую цепную реакцию деления, когда нейтроны, распространяясь в среде, содержащей тяжелые элементы, могут вызвать их деление с испусканием новых свободных нейтронов. Если среда такова, что число вновь рождающихся нейтронов увеличивается, то процесс деления нарастает лавинообразно. В случае когда число нейтронов при последующих делениях уменьшается, цепная ядерная реакция затухает.

Неуправляемая лавинообразная ядерная реакция используется при создании атомных боеприпасов. Для получения стационарной цепной ядерной реакции необходимо создать такие условия, чтобы каждое ядро, поглотившее нейтрон, при делении выделяло в среднем один нейтрон, идущий на деление второго тяжелого ядра.

Ядерным реактором называется устройство, в котором осуществляется и поддерживается управляемая цепная реакция деления некоторых тяжелых ядер. Цепная ядерная реакция в реакторе может осуществляться только при определенном количестве делящихся ядер, которые могут делиться при любой энергии нейтронов. Из делящихся материалов важнейшим является изотоп урана U^{235} , доля которого в естественном уране достигает всего 0,714 %. Остальную часть природного урана составляет уран-238 и другие изотопы.

В практике реакторостроения нейтроны по энергии принято делить на следующие группы: быстрые нейтроны с энергией 0,10–10 МэВ; тепловые нейтроны, находящиеся в тепловом равновесии с ядрами среды и имеющие энергию 0,005–0,2 эВ; промежуточные (2–10² эВ) и надтепловые электроны (0,2–2 эВ)*.

Для характеристики цепной реакции деления используется величина, называемая *коэффициентом размножения* K – отношение числа нейтронов определенного поколения к числу нейтронов предыдущего поколения. Для стационарной цепной реакции деления $K = 1$. Размножающая система (реактор), в которой $K = 1$, называется критической. Если $K > 1$, число нейтронов в системе увеличивается и она в этом случае называется надкритической. При $K < 1$ происходит уменьшение числа нейтронов и система называется подкритической. В критическом реакторе (при стационарной цепной реакции деления) присутствуют нейтроны всех энергий. Они образуют так называемый *энергетический спектр* нейтронов. Средняя энергия спектра нейтронов определяется долей замедлителя, делящихся ядер (ядер горючего) и других материалов, которые входят в состав активной зоны реактора. При работе реактора в ТВЭЛ, а также во всех его конструктивных элементах в различных количествах выделяется теплота. Это связано с торможением осколков деления. Осколки при делении ядер топлива классифицируются по скоростям, соответствующим температуре в сотни миллионов градусов. Хотя достижимая в ядерном реакторе температура теоретически почти не ограничена, практически ограничения определяются предельно допустимой температурой конструкционных материалов и ТВЭЛ.

Основной недостаток ядерного перегрева – повышение температуры в активной зоне реактора, что приводит к необходимости применения температуростойких материалов (например, нержавеющей стали) для оболочек ТВЭЛ, а это в большинстве случаев ведет к снижению общей эффективности использования ядерного топлива.

Мощность ядерного реактора пропорциональна плотности потока нейтронов в нем, поэтому теоретически достижима любая мощность. Практически же предельная мощность определяется скоростью отвода теплоты, выделяемой в реакторе. От реактора тепло отводится циркулирующим через него теплоносителем. Характерной особенностью реактора является остаточное тепловыделение после прекращения реакции деления, что требует отвода теплоты

* Электрон-вольт (эВ) – это внесистемная единица энергии, равная энергии, приобретаемой элементарным зарядом (электроном) под действием разности потенциалов 1 В (1 эВ = $1,6 \cdot 10^{-13}$ Дж). Например, средняя энергия, выделяемая при делении одного ядра урана-235, равна 180 МэВ.

в течение длительного времени после остановки реактора. Хотя мощность остаточного тепловыделения значительно меньше номинальной, циркуляция теплоносителя через реактор должна обеспечиваться очень надежно, так как остаточное тепловыделение регулированию не поддается. Удаление теплоносителя из работавшего некоторое время реактора или прекращение циркуляции теплоносителя категорически запрещено во избежание перегрева и повреждения ТВЭЛ.

Реакторы классифицируют по уровню энергии нейтронов, участвующих в реакции деления, по принципу размещения топлива и замедлителя, целевому назначению, виду замедлителя и теплоносителя и их физическому состоянию.

По уровню энергии нейтронов: реакторы могут работать на быстрых нейтронах, на тепловых и на нейтронах промежуточных (резонансных) энергий, и в соответствии с этим делятся на реакторы на тепловых, быстрых и промежуточных нейтронах (иногда для краткости их называют тепловыми, быстрыми и промежуточными).

В настоящее время наибольшее распространение получили реакторы на тепловых нейтронах. Для тепловых реакторов характерны концентрации ядерного топлива U^{235} в активной зоне от 1 до 100 кг/м³ и наличие больших масс замедлителя.

Для реактора на быстрых нейтронах характерны концентрации ядерного топлива U^{235} или Pu^{239} порядка 1000 кг/м³ и отсутствие замедлителя в активной зоне.

В реакторах на промежуточных нейтронах в активной зоне замедлителя очень мало и концентрация ядерного топлива U^{235} в ней составляет от 100 до 1000 кг/м³.

В реакторах на тепловых нейтронах деление ядер топлива происходит также при захвате ядром быстрых нейтронов, но вероятность этого процесса незначительна (1–2 %). Необходимость замедлителя в реакторах этого типа вызывается тем, что эффективные сечения деления ядер топлива намного больше при малых значениях энергии нейтронов, чем при больших. Замедлитель — это вещество, ядра которого имеют малое массовое число. В качестве замедлителя применяют графит, тяжелую или легкую воду, бериллий, органические жидкости. Существенным недостатком реакторов на тепловых нейтронах является потеря медленных нейтронов в результате их захвата замедлителем, теплоносителем, конструкционными материалами и продуктами деления. Кроме того, за исключением случаев применения в качестве замедлителя графита или тяжелой воды, реакторы на тепловых нейтронах требуют в качестве топлива обогащенный уран (напомним, что в природном уране количество изотопа U^{235} не превышает 0,714 %).

Активная зона реактора практически всегда, за исключением специальных реакторов, окружена отражателем, возвращающим часть нейтронов в активную зону за счет многократного рассеяния.

В реакторах на быстрых нейтронах активная зона окружена зонами воспроизводства. В них происходит накопление делящихся изотопов. Кроме того, зоны воспроизводства выполняют и функции отражателя.

В ядерном реакторе происходит накопление продуктов деления, которые называются *шлаками*. Наличие шлаков приводит к дополнительной потере нейтронов.

В зависимости от взаимного размещения горючего ядерные реакторы подразделяются на гомогенные и гетерогенные.

В *гомогенном* реакторе (рис. 3.1) ядерное топливо, теплоноситель и замедлитель тщательно перемешаны и находятся в одном физическом состоянии, то есть активная зона полностью гомогенного реактора представляет собой жидкую, твердую или газообразную однородную смесь ядерного топлива, теплоносителя и замедлителя. Гомогенные реакторы могут быть как на тепловых, так и на быстрых нейтронах.

В таком реакторе вся активная зона находится внутри стального сферического корпуса и представляет однородную смесь горючего и замедлителя в виде раствора или жидкого сплава (например, раствор уранилсульфата в воде, раствор урана в жидком висмуте и т. д.), который одновременно выполняет и функцию теплоносителя.

В результате ядерной реакции в топливном растворе, находящемся внутри сферического корпуса реактора, температура раствора повышается. Горячий раствор из реактора поступает в теплообменник, где отдает теплоту воде второго контура, охлаждается и циркуляционным насосом направляется опять в реактор. Для того чтобы ядерная реакция не произошла вне реактора, объемы трубопроводов

контура, теплообменника и насоса подобраны так, что объем горючего, находящегося на каждом участке контура, намного ниже критического.

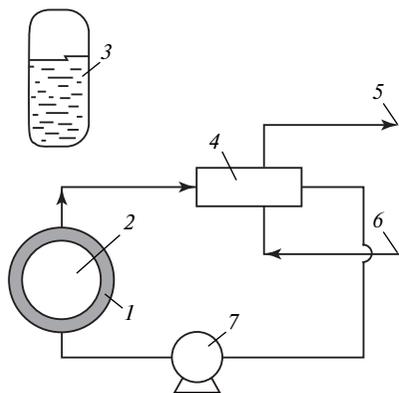


Рис. 3.1. Принципиальная схема гомогенного реактора:

1 – корпус реактора; 2 – активная зона; 3 – компенсатор объема; 4 – теплообменник; 5 – выход пара; 6 – вход питательной воды; 7 – циркуляционный насос

Гомогенные реакторы имеют ряд преимуществ по сравнению с гетерогенными: несложная конструкция активной зоны и минимальные ее размеры, возможность в процессе работы без остановки реактора непрерывно удалять продукты деления и добавлять свежее ядерное топливо, простота приготовления горючего, а также то, что управлять реактором можно, изменяя концентрацию ядерного топлива.

Однако гомогенные реакторы имеют и серьезные недостатки:

– гомогенная смесь, циркулирующая по контуру, испускает сильное радиоактивное излучение, что требует дополнительной защиты и усложняет управление реактором;

– только часть топлива находится в реакторе и служит для выработки электроэнергии, а другая часть – во внешних трубопроводах, теплообменниках и насосах; циркулирующая смесь вызывает сильную коррозию и эрозию систем и устройств реактора и контура;

– образование в гомогенном реакторе в результате радиолитического распада воды взрывоопасной гремучей смеси требует устройств для ее дожигания.

Эти недостатки привели к тому, что гомогенные реакторы не получили широкого распространения.

В *гетерогенном* реакторе топливо в виде блоков размещено в замедлителе, то есть топливо и замедлитель пространственно разделены (рис. 3.2).

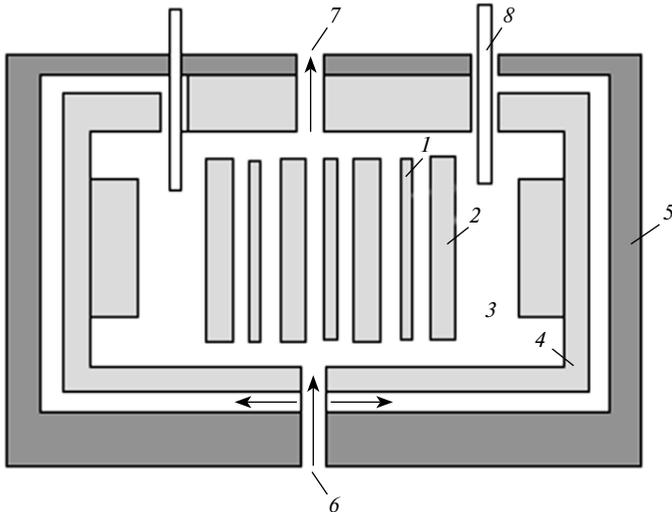


Рис. 3.2. Схема гетерогенного реактора:

1 – топливо; 2 – замедлитель; 3 – теплоноситель; 4 – отражатель; 5 – корпус и биологическая защита; 6 – вход теплоносителя; 7 – выход теплоносителя; 8 – стержни регулирования

В настоящее время для энергетических целей проектируют только гетерогенные реакторы. Ядерное топливо в таком реакторе может использоваться в газообразном, жидком или твердом состоянии. Однако современные реакторы работают только на твердом топливе.

В зависимости от замедляющего вещества гетерогенные реакторы делятся на графитовые, легководные, тяжеловодные и органические; по виду теплоносителя — на легководные, тяжеловодные, газовые и жидкометаллические.

Жидкие теплоносители внутри реактора могут быть в однофазном или двухфазном состоянии. В первом случае теплоноситель внутри реактора не кипит, а во втором — кипит. Соответственно, реакторы, в активной зоне которых температура жидкого теплоносителя ниже температуры кипения, называются реакторами с водой под давлением, а реакторы, внутри которых происходит кипение теплоносителя — кипящими.

В зависимости от используемого замедлителя и теплоносителя гетерогенные реакторы выполняются по разным схемам. В России основные типы энергетических ядерных реакторов — водо-водяные и водографитовые.

По конструктивному исполнению реакторы подразделяются на корпусные и каналные. В *корпусных* реакторах давление теплоносителя воспринимается непосредственно корпусом, внутри корпуса течет общий поток теплоносителя. В *канальных* реакторах теплоноситель подводится к каждому каналу с топливной сборкой раздельно, а корпус реактора не нагружен давлением теплоносителя.

На ранних этапах развития ядерной энергетики в ряде стран мира ученые работали над многими типами реакторов с целью выбрать в дальнейшем наилучший из них — в техническом и экономическом отношении. В 70-х годах прошлого века почти все страны ориентировали свои национальные программы развития ядерной энергетики на ограниченное число типов ядерных реакторов. Например, в США основными являются водо-водяные реакторы под давлением и кипящие реакторы; в Канаде — тяжеловодный реактор на природном уране; в России — водо-водяные реакторы под давлением и уран-графитовые реакторы канального типа.

Во второй половине прошлого века ни одна отрасль техники не развивалась так быстро, как ядерная энергетика: в июне 1954 г. в СССР вступила в строй первая в мире Обнинская АЭС, тепловая мощность которой составляла 30 МВт, а номинальная электрическая мощность — 5 МВт; в 1964 г. введен в эксплуатацию 1-й блок Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова с реактором на тепловых нейтронах электрической мощностью 100 МВт, а уже в 1978 г. в СССР, США,

Великобритании, Франции, Канаде, Италии, ФРГ, Японии, Швеции, ГДР, ЧССР, НРБ, Швейцарии, Испании, Индии, Пакистане, Аргентине и других странах эксплуатировалось свыше 200 АЭС, суммарная установленная мощность которых превысила 100 ГВт.

Установленные на первых АЭС уран-графитовые реакторы канального типа не имеют тяжелого, громоздкого стального корпуса. Строительство АЭС с такими реакторами представляется весьма заманчивым, поскольку оно освобождает заводы тяжелого машиностроения от изготовления стальных изделий больших габаритов (корпус водо-водяного реактора имеет форму цилиндра диаметром 3–5 м, высотой 11–13 м при толщине стенок 100–250 мм) с массой 200–500 т.

Опыт эксплуатации первых уран-графитовых реакторов, работавших по одноконтурной схеме с кипящей водой в качестве теплоносителя, способствовал созданию одноконтурного уран-графитового кипящего реактора большой мощности – РБМК. Первый такой реактор электрической мощностью 1000 МВт (РБМК-1000) был установлен в 1973 г. на Ленинградской АЭС. Из реакторов на тепловых нейтронах в СССР наибольшее распространение получили корпусные водо-водяные реакторы – ВВЭР.

АЭС с реакторами на тепловых нейтронах успешно конкурируют с обычными ТЭС, однако масштабы развития АЭС сдерживаются низкой эффективностью использования природного урана реакторами на тепловых нейтронах. Более перспективны реакторы на быстрых нейтронах, так называемые быстрые реакторы, которые могут наилучшим образом использовать деление ядер тяжелых элементов и одновременно создавать новое искусственное ядерное топливо Pu^{239} . При попадании быстрых нейтронов в ядро U^{238} происходит несколько реакций превращения и создания отдельных трансурановых элементов, в результате которых в конечном итоге образуется плутоний Pu^{239} . При делении ядер Pu^{239} высвобождается нейтронов больше, чем при делении ядер U^{235} . Если рассматривать ядерную энергетику с позиции рационального использования ядерного топлива, то основная задача сводится к выбору методов оптимального использования нейтронов и сокращения бесполезных потерь нейтронов, образующихся при делении ядер урана и плутония. Коэффициент воспроизводства в быстрых реакторах может достигать значений 1,4 и даже 1,7; иначе говоря, «сжигая» 1 кг плутония, быстрый реактор не только возвращает его, но за счет вовлечения в топливный цикл неделящихся изотопов U^{238} дает дополнительно 0,4–0,7 кг плутония, который может служить новым ядерным топливом.

В 1968 г. в г. Димитровграде было закончено сооружение крупной исследовательской АЭС мощностью 12 МВт с быстрым реактором БОР-60, который обеспечил проведение исследований по улучшению

показателей и конструкций отдельных элементов быстрого реактора с натриевым охлаждением. В конце 1972 г. с учетом результатов исследований на БОР-60 на полуострове Мангышлак была сооружена опытная АЭС с быстрым реактором БН-350 с натриевым охлаждением. АЭС с реактором БН-350 имеет двухцелевое назначение: производство электроэнергии (установленная мощность 150 МВт) и выдача пара на опреснительные установки для получения из морской воды 120 тыс. т пресной воды в сутки. Эта АЭС позволила решить ряд научных и конструктивных проблем, что было использовано при строительстве третьего блока Белоярской АЭС с реактором на быстрых нейтронах электрической мощностью 600 МВт (БН-600), а также позволило выполнить проект и начать сооружение четвертого блока на этой же станции с реактором на быстрых нейтронах БН-800.

Одна из главных целей работ с реакторами на быстрых нейтронах — достижение высоких темпов расширенного воспроизводства ядерного топлива, что невозможно на реакторах других типов. Научные изыскания и эксперименты по реакторам на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем продолжаются в расчете на большие мощности — до 800–1000 МВт. В США, Великобритании, Франции и других странах в качестве теплоносителя в реакторах на быстрых нейтронах, как и в России, используется натрий. Но натрия не единственный возможный тип теплоносителя: в этом качестве может применяться газ, в частности, гелий.

В настоящее время в России на 10 АЭС, входящих в концерн «Росэнергоатом», в эксплуатации находится 31 блок установленной мощностью 23,248 ГВт; все они построены, главным образом, в 70–80 годы прошлого столетия (табл. 3.1).

Кроме крупных промышленных АЭС во всем мире, в том числе и в России, разрабатываются и сооружаются АЭС малой мощности. Это направление особенно актуально для России, у которой значительная часть территории, особенно в восточных и северных регионах, находится вне зоны гарантированного централизованного электроснабжения. Более подробная информация об этом направлении развития атомной энергетики приведена в ч. II, гл. 8.

Таблица 3.1

Тип реактора	Число блоков	Установленная мощность, МВт
ВВЭР-440	6	2600
ВВЭР-1000	9	9000
РБМК-1000	11	11 000

Тип реактора	Число блоков	Установленная мощность, МВт
БН-600	1	600
ЭГП-6	4	48
Всего	31	23 248

Исходя из рассмотренных материалов, представляются целесообразными следующие направления инновационного развития атомной энергетики:

- создание унифицированной АЭС с реакторами с условным названием ВВЭР-2006 мощностью 1000 МВт;
- создание реакторов типа ВВЭР мощностью 1500–1600 МВт;
- создание энергетических реакторов на быстрых нейтронах мощностью 800–1000 МВт;
- совершенствование структуры генерирующих мощностей с целью обеспечения условий для работы АЭС исключительно в базовом режиме (повышение коэффициента использования установленной мощности – КИУМ);
- развитие малой атомной энергетики с целью отказа от мелких электростанций, работающих на жидких углеводородных видах топлива.

Существуют опасения, что массовое использование реакторов на быстрых нейтронах приведет к накоплению в разных странах мира больших объемов (сотни тонн) плутония, являющегося основой для ядерного оружия. Весьма вероятны утечки части плутония и попадания его в руки экстремистских организаций. Поэтому в настоящее время ведутся исследования с целью разработки конструкции реакторов, исключающих возможность использования продуктов их работы в криминальных целях.

Например, лауреат Нобелевской премии К. Руббиа (Италия) предлагает создать подкритичные (неспособные самостоятельно поддерживать ядерную реакцию) реакторы не с урановым, а с ториевым топливом с ускорителем частиц. При отключении ускорителя ядерная реакция прекращается. В таком реакторе не образуется плутоний – материал для атомных бомб. Запасы тория на земле велики, их хватит на многие тысячелетия. В Европейском центре ядерных исследований (ЦЕРН, Швейцария) под руководством К. Руббиа проводится практическая работа по созданию ядерного реактора, способного превращать радиоактивные отходы в нерадиоактивные. Достаточный

экспериментальный опыт фабрикации топлива на основе тория накоплен в Канаде, Индии, Германии, Бразилии, США.

Однако некоторые трудности с производством ториевого топлива и пока еще достаточные ресурсы дешевого природного урана сдерживают внедрение ториевого топливного цикла, хотя некоторые страны (например, Индия), в силу особенностей собственной ресурсной базы, ориентируются на развитие именно этой технологии.

Некоторые ученые считают, что пока проблема исчерпания дешевых запасов урана не обострится, никаких практических шагов к масштабным разработкам реакторов на ториевом топливе (несмотря на многообещающие и положительные предварительные результаты выполненных исследовательских работ и наличие больших ресурсов ториевого топлива) предпринято не будет.

К началу 1990-х годов в 27 странах мира работало свыше 430 ядерных энергетических реакторов общей мощностью около 340 ГВт. По прогнозам специалистов, доля ядерной энергетики в общей структуре выработки электроэнергии в мире будет непрерывно возрастать, причем при условии реализации основных принципов концепции безопасности АЭС. Главные принципы этой концепции – существенная модернизация современных ядерных реакторов, усиление мер защиты населения и окружающей среды от вредного техногенного воздействия, подготовка высококвалифицированных кадров для АЭС, разработка надежных хранилищ радиоактивных отходов и др.

Объективности ради имеет смысл ознакомить читателей и с доводами противников ядерной энергетики, аргументы которых сводятся к следующему:

– во-первых, каждая АЭС независимо от степени ее надежности является стационарной атомной бомбой, которая в любой момент может быть взорвана путем диверсии, бомбардировкой с воздуха, обстрелом ракетами или обычными артиллерийскими снарядами;

– во-вторых, на примере Чернобыля мы на собственном опыте убедились, что авария на АЭС может произойти просто по чьей-либо небрежности;

– в-третьих, реальной опасностью являются радиоактивные отходы АЭС, которых за прошедшие десятилетия накопилось довольно много и накопится еще больше, если атомная энергетика займет доминирующее положение в мировом энергобалансе. Сейчас отходы атомного производства в специальных контейнерах зарывают глубоко в землю или опускают на дно океана. Эти способы не являются безопасными: с течением времени защитные оболочки разрушатся и радиоактивные элементы попадут в воду и почву, а потом – в организм человека;

– в-четвертых, атомное горючее может быть с одинаковой эффективностью использовано и на АЭС, и в атомной бомбе. Совет безопасности ООН пресекает попытки развивающихся тоталитарных государств (особенно так называемых «стран-изгоев») ввозить атомное горючее якобы для развития атомной энергетики, и в этом заключается внутреннее противоречие мировой программы развития атомной энергетики.

Однако существенным противовесом этим, надо признать, серьезным аргументам является следующее обстоятельство: в обозримом будущем ожидается истощение ископаемых углеводородных видов топлива и объективно все ТЭС придется переориентировать на уголь. Американские специалисты подсчитали, что если бы к началу 1990-х годов все АЭС СССР заменили на угольные той же мощности, то загрязнение воздуха стало бы настолько велико, что это привело бы к 50-кратному увеличению смертей в XXI веке в сравнении с самыми пессимистичными прогнозами последствий чернобыльской катастрофы. Кроме того, мало кто знает, что радиационный фон в районе расположения угольных ТЭС выше, чем в зоне АЭС той же мощности.

В 1989 г. МАГАТЭ разработало международную 7-уровневую шкалу аварий на АЭС. Первые три уровня называют происшествиями, так как они не представляют значимой опасности для здоровья населения и для окружающей среды. Такая опасность начинает резко возрастать с четвертого уровня – это уже аварии:

- 1-й уровень – незначительное происшествие на АЭС;
- 2-й – происшествие средней тяжести;
- 3-й – серьезное происшествие;
- 4-й – аварии в пределах АЭС;
- 5-й – аварии с риском для окружающей среды;
- 6-й – тяжелые аварии;
- 7-й – глобальная авария (катастрофа).

Всего с момента начала эксплуатации в 14 странах мира произошло более 150 инцидентов и аварий различной степени сложности. Наиболее характерные из них:

- 1957 г. – в Уиндскейле (Великобритания);
- 1959 г. – в Санта-Сюзанне (США);
- 1961 г. – в Айдахо-Фолсе (США);
- 1979 г. – на АЭС Три-Майл-Айленд (5-й уровень – США);
- 1986 г. – на Чернобыльской АЭС (7-й уровень, Украина).

Такая статистика и вызывает у большинства жителей Земли серьезное недоверие к этой безусловно перспективной отрасли энергетики.

Литература

1. *Асмолов В. Г.* Российская ядерная энергетика сегодня и завтра // Теплоэнергетика. 2007. № 5.
2. *Велихов Е. П.* Ядерная и термоядерная энергетика в XXI веке // Энергия. 2001. № 10.
3. *Коллиер Дж., Чьюитт Дж.* Введение в атомную энергетику. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
4. *Маргулова Т. Ч.* Атомная энергетика сегодня и завтра. – М. : Высшая школа, 1989.
5. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. – М. : Россельхозакадемия, 2008.
6. *Роджерс Э.* Физика для любознательных. Т. 3. Атомы и ядра. – М. : Мир, 1971.
7. *Энергетическая стратегия России* на период до 2020 г. Утв. Правительством РФ 28 августа 2003 г., распоряжение № 1234-р.
8. *Нигматуллин Б., Козырев М.* Атомная энергетика России. Время упущенных возможностей. – www.proatom.ru.

Глава 4. ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ. АККУМУЛЯТОРЫ – НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

Энергетические установки конструируются таким образом, что они имеют наиболее оптимальные параметры (к.п.д. и удельный расход энергоносителя) при работе в номинальном режиме. При отклонениях от номинального режима в ту или другую сторону к.п.д. уменьшается, удельный расход топлива увеличивается, а на ТЭС одновременно увеличивается также количество вредных выбросов в атмосферу.

Иначе говоря, эффективность работы электростанций в значительной степени зависит от режима их работы, то есть от зоны расположения их мощности в суточном графике нагрузки энергосистемы (объединения).

Процесс производства электроэнергии коренным образом отличается от любого другого производственного процесса. Это отличие состоит в том, что в электроэнергетике цикл производства, распределения и потребления электроэнергии осуществляется одновременно. Поэтому при планировании производства (выработки) электроэнергии необходимо учитывать и режим потребления электроэнергии во времени, то есть график электрической нагрузки.

На рис. 4.1 показан типичный для зимнего рабочего дня суточный график нагрузки Московской энергосистемы, который характеризуется тремя показателями: максимальная суточная нагрузка P_{\max} , минимальная суточная нагрузка P_{\min} и среднесуточная нагрузка $P_{\text{сут}}$, определяемая делением суточной выработки на 24 ч. Качественно суточный график нагрузки характеризуется коэффициентами неравномерности и заполнения (плотности), которые представляют собой, соответственно, отношения минимальной и среднесуточной нагрузки к максимальной: $K_{\text{н}} = P_{\min} / P_{\max}$; $K_{\text{з}} = P_{\text{сут}} / P_{\max}$.

Та часть нагрузки, которая занимает зону от оси абсцисс до P_{\min} , носит название *базовой* (базисной), зона от $P_{\text{сут}}$ до P_{\max} — *пиковой*, а зона, находящаяся ниже $P_{\text{сут}}$ и выше P_{\min} — *полупиковой*.

Для энергообъединений европейской части России коэффициент неравномерности колеблется в пределах 0,7–0,77.

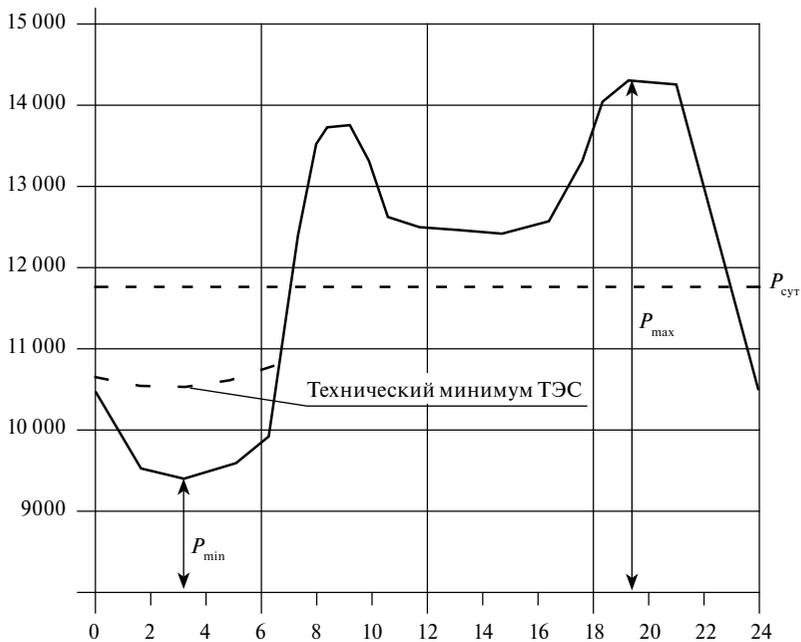


Рис. 4.1. Типичный суточный график нагрузки энергообъединения

Суточная неравномерность нагрузки, наличие пиков и резких снижений уровня электропотребления создает технические проблемы для энергопроизводителей, связанные с необходимостью обеспечения соответствия производства и потребления электроэнергии.

Для согласования этих процессов возможно использование следующих способов управления:

«подстраивание» процесса производства под процесс потребления и наоборот;

накопление излишков энергии в период минимального потребления (в провале графика нагрузки) и ее выдача в период максимального потребления, то есть *аккумуляция энергии*.

Первый способ общепринят, но связан с усложнением процесса эксплуатации энергетических предприятий и ухудшением технико-экономических показателей производителей электроэнергии; при этом также затрагиваются интересы потребителей. Второй способ в этом отношении более перспективен и в последние десятилетия находит все более широкое применение в мировой практике.

Наиболее оптимальной является работа электростанций в базовой части графика с номинальной нагрузкой без регулирования

мощности в течение суток. Однако в связи со сложившейся структурой генерирующих мощностей в электроэнергетике России, в особенности ее европейской части, энергообъединения испытывают дефицит маневренных регулирующих мощностей. Поэтому для регулирования электрических режимов привлекаются ТЭС и АЭС, в результате чего их установленная мощность используется не самым оптимальным образом.

Интегральным показателем, характеризующим эффективность производственного процесса в электроэнергетике, является КИУМ.

Ситуация с неэффективным использованием установленной мощности электростанций, а следовательно, с неэффективным расходом энергоносителя, изменилась в худшую сторону с середины прошлого века при появлении в мировой энергетике устойчивой тенденции развития АЭС и строительства ТЭС с турбоагрегатами большой единичной мощности. Это направление наряду с концентрацией единичной мощности турбоагрегатов и укрупнением электростанций в целом вызывалось необходимостью рационализации топливно-энергетического комплекса. Однако такое развитие генерирующих мощностей вступает в противоречие с маневренностью энергосистем, уменьшая их способность быстро изменять мощность в соответствии с требованиями потребителей электроэнергии без потери качества и надежности энергоснабжения. Снижение маневренности энергосистем усугублялось по мере перераспределения структуры генерирующих мощностей в пользу тепловых и атомных электростанций; доля маневренного оборудования ТЭС в мировой энергетике существенно снизилась.

Несоответствие маневренных возможностей современных энергосистем с преобладанием маломаневренных ТЭС и АЭС требованиям «отслеживания» суточного графика электропотребления приводит к значительным режимным затруднениям, особенно в осенне-зимний период, когда необходимо также выполнение графика тепловой нагрузки. Значительной проблемой становятся условия прохождения часов минимальной нагрузки. Например, в энергообъединении «Мосэнерго» в течение отопительного сезона вынужденно осуществляются сверхнормативные разгрузки как ТЭЦ (на 15–20 % и более), так и ГРЭС (на 50 % и более). Разгрузки по теплу в ряде случаев приходится производить с использованием водогрейных котлов, что в значительной степени ухудшает экономические показатели ТЭЦ и приводит к перерасходу топлива. При этом из-за неоптимальных режимов ТЭС ухудшаются эксплуатационные показатели, снижается надежность энергоснабжения, уменьшается ресурс оборудования.

Кроме того, в настоящее время в России продолжается практика снижения мощности АЭС из-за невозможности работать в базовом

режиме в условиях отсутствия достаточных резервов маневренных регулирующих мощностей. Особенность маневренных свойств АЭС с тепловыми реакторами заключается в том, что при прекращении (снижении) выработки электроэнергии из реактора происходит выделение тепла. Во избежание возможной аварии необходимо отводить это тепло, что требует надежного питания циркуляционных насосов контура теплоносителя. Снижение мощности АЭС до уровня обеспечения электроэнергией собственных нужд или остановка реактора сопряжены с опасностью возникновения так называемого «мертвого времени», когда в течение нескольких часов реактор не может быть выведен на необходимую мощность. Технологическое маневрирование тепловыделяющими сборками в активной зоне достаточно хорошо отработано. Тем не менее целесообразно все-таки создавать такие условия, чтобы реакторы АЭС работали в постоянном базовом режиме, так как это повышает безопасность и экономичность их эксплуатации.

Поскольку при дефиците маневренных мощностей для прохождения ночных минимумов ТЭС вынуждены разгружаться, резко уменьшаются их КИУМ. В табл. 4.1 приведены значения КИУМ за 2005 г., рассчитанные по данным Роскомстата России.

Таблица 4.1

Тип электростанций	КИУМ, %
ТЭС	45,3
ГЭС	41,8
АЭС	71,4
В среднем	47,3

Фактически ТЭС, составляющие основу электроэнергетики России, работают менее чем наполовину своих технических возможностей.

В качестве наглядного примера рассмотрим с этой точки зрения итоги работы АЭС в 2007 г. На станциях концерна «Росэнергоатом» КИУМ по итогам 2007 г. составил 77,7 % (рис. 4.2), в то время как среднемировой показатель КИУМ на АЭС – 87 %. У ряда стран (Япония, США, Германия, Республика Корея, Финляндия, Чехия, КНР) КИУМ на АЭС достигает 91–93 %. Разница между значениями среднемирового уровня КИУМ с показателями «Росэнергоатома» составляет около 10 % или около 20 млрд кВт·ч в год недовыработки электроэнергии на действующих АЭС.

«Стратегия развития атомной энергетики до 2050 г.» (принята в 2000 г.) и «Энергетическая стратегия России до 2020 г.» (принята

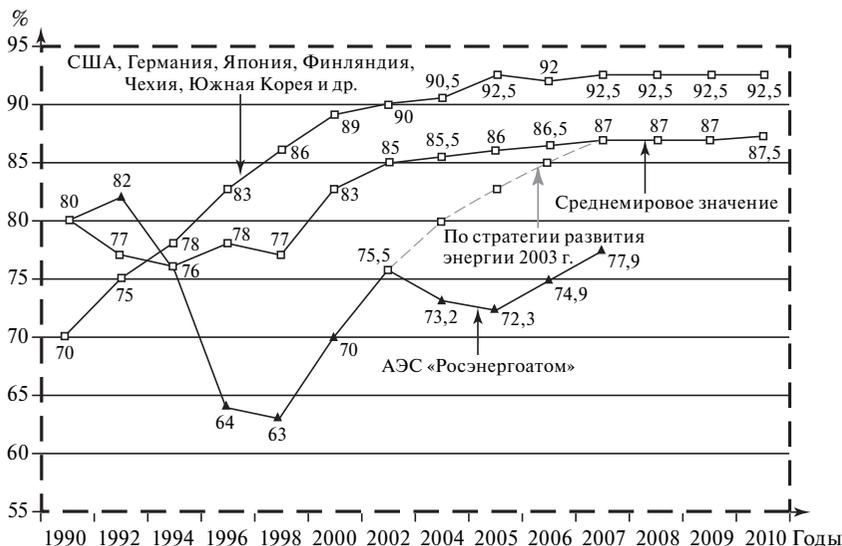


Рис. 4.2. Динамика изменения КИУМ АЭС

в 2003 г.) предусматривали выход на среднемировой уровень КИУМ к 2007 г. Реальность столь значительного увеличения КИУМ подтверждает опыт США. В атомной энергетике США за пять лет с 1997 по 2002 г. КИУМ был повышен на 13 % – с 78 % до 91 %. При этом установленная мощность АЭС в США в пять раз больше, чем мощность АЭС в России, а средний возраст эксплуатируемых АЭС в США на 5 лет больше.

Рост КИУМ российских АЭС с 1998 по 2003 г. также составил 13 %. В последующие годы он остался практически на одном уровне. В результате в период 2004–2007 гг. российские АЭС недовыработали около 70 млрд кВт·ч электроэнергии. Для отрасли в целом это означает недополученную выручку в сумме около 2,3 млрд долларов.

Недостаточный удельный вес высокоманевренных электростанций в структуре генерирующих мощностей энергообъединений европейской части России в сочетании со значительной неравномерностью суточных графиков электрических нагрузок приводит к тому, что регулирование мощностей вынужденно осуществляется с помощью ТЭС. При этом коэффициент регулирования (отношение диапазона регулирования электростанции к ее максимальной нагрузке) достигает предельных значений. При таком положении не может быть обеспечено нормальное и качественное электроснабжение, так как ТЭС не могут оперативно изменять свою мощность. Это приводит к изменению напряжения и частоты в энергосистеме, а при их пре-

дельных значениях – к автоматическому частичному отключению потребителей, необходимому для предотвращения нарушений нормального режима работы («развала») энергосистемы. Кроме того, в аварийной ситуации отсутствие маневренных резервных мощностей может привести к развитию аварии либо к увеличению времени восстановления нормального режима. Таким образом, регулирование мощности с использованием ТЭС приводит к низкому качеству электроснабжения по частоте и напряжению в нормальном режиме, усугублению ситуации в аварийных режимах и, как следствие, к снижению надежности электроснабжения. Такой режим регулирования приводит к перерасходу топлива на ТЭС, снижению долговечности теплоэнергетического оборудования, увеличению затрат на ремонтное обслуживание и ухудшению экологической обстановки в районах расположения ТЭС.

Основным оборудованием КЭС, привлекаемых к регулированию в отсутствие других маневренных мощностей, являются блочные агрегаты со сверхвысокими и закритическими параметрами пара мощностью 160, 200, 300, 500 МВт и более.

В случае невозможности сведения баланса мощности блочные агрегаты могут быть остановлены как на выходные дни, так и на время ночного провала нагрузки. Однако следует учитывать реальное время обратного пуска и пусковые потери топлива. В табл. 4.2 приведены ориентировочные данные по времени пуска и усредненные пусковые потери топлива.

Частые остановки котлов и турбоагрегатов, особенно на сверхвысоких и закритических параметрах пара приводят к ускоренному износу и сокращению срока службы этого оборудования, а также межремонтного периода и, соответственно, к увеличению аварийного простоя и эксплуатационных затрат.

Таблица 4.2

Тип блока	Время простоя, ч	Время пуска, ч		Пусковые потери условного топлива, т
		Включение генератора	Набор полной нагрузки	
К-160-130	6–8	1,5	2,5	35
	45–50	2,5	4,5	60
К-200-130	6–8	1,5	2,5	45
	45–50	2,5	4,5	70
К-300-240	6–8	2,0	3,5	60
	45–50	4,0	8,0	125

Основной причиной ускоренного износа теплового оборудования при его частых и кратковременных остановках является неравномерное температурное состояние различных элементов турбины, котла и паропроводов, что приводит к их остыванию с разной скоростью.

По зарубежным данным, 25 % аварийных остановок теплового оборудования происходит из-за повреждений в период пуска, однако последствия температурных перенапряжений из-за неравномерной работы этого оборудования проявляются и во время стационарных режимов.

Кроме того, элементарный анализ суточного графика нагрузок (рис. 4.1) показывает, что наряду с необходимостью глубокой разгрузки ночью при отсутствии маневренных мощностей энергообъединение вынуждено располагать суммарной мощностью, обеспечивающей покрытие максимального спроса во время вечернего пика потребления, не считая аварийного резерва. Наиболее эффективным решением проблемы было бы наличие устройств, позволяющих ночью аккумулировать часть излишней электроэнергии, а днем – по мере необходимости – выдавать ее. Иначе говоря, в составе энергообъединений необходимы мощные накопители – аккумуляторы электроэнергии.

Существует достаточно много практически реализуемых систем аккумулирования, предполагающих сохранение энергии в виде тепловой, механической или электрической энергии.

На рис. 4.3 показаны наиболее распространенные аккумулирующие системы, нашедшие более или менее широкое применение на практике. Каждая из приведенных аккумулирующих систем имеет свои достоинства и недостатки, которые делают ее эффективной для решения конкретной задачи.

Рассмотрим кратко основные применяемые на практике накопители энергии, оговорившись, что большая часть из них используется для решения локальных задач и лишь ограниченное количество имеет системное значение и используется для регулирования электрических режимов энергообъединений, а также отдельных крупных тепловых или атомных электростанций.

Электрические аккумуляторы. Принцип действия аккумулятора основан на обратимости химической реакции. Работоспособность аккумулятора может быть восстановлена путем заряда, то есть пропуском тока в направлении, обратном направлению тока при разряде. Применяются, как правило, в группе из однотипных батарей (многоразовых гальванических элементов), соединенных электрически и конструктивно. Электрические и эксплуатационные характеристики аккумуляторов зависят от материала электродов и состава электролита. Наиболее распространенные типы аккумуляторов представлены в табл. 4.3.



Рис. 4.3. Классификация аккумулярующих систем

Таблица 4.3

Типы электрических аккумуляторов

Тип	ЭДС на элементе, В	Область применения
Свинцово-кислотные	2,1	Аварийное электроснабжение, источники бесперебойного питания, автомобили, передвижные механизмы – шахтные электровозы, электропогрузчики, электротягачи, штабелеры и т. п.
Никель-кадмиевые (NiCd)	1,2	Замена стандартного гальванического элемента
Никель-металл-гидридные (NiMH)	1,2	Электромобили
Литий-ионные (Li-ion)	3,6	Электромобили, мобильные устройства
Литий-полимерные (Li-pol)	3,6	Мобильные устройства

По мере истощения химической энергии напряжение и ток уменьшаются, и аккумулятор следует зарядить. Зарядить батарею аккумуляторов можно от любого источника постоянного тока с большим напряжением при ограничении тока. Стандартным считается зарядный ток, равный $1/10$ емкости аккумулятора. Многие типы аккумуляторов имеют различные ограничения, которые необходимо учитывать при зарядке и последующей эксплуатации. Например, никель-металлгидридные аккумуляторы чувствительны к перезаряду; литиевые – к перезаряду, напряжению и температуре; никель-кадмиевые и никель-металлгидридные аккумуляторы имеют так называемый *эффект памяти*, заключающийся в снижении емкости в случае, когда зарядка осуществляется при не полностью разряженном аккумуляторе, а также обладают заметным саморазрядом.

Щелочные аккумуляторы (никель-кадмиевые, железо-никелевые) имеют ряд преимуществ по сравнению с кислотными: в частности, они не боятся перегрузок и коротких замыканий, более прочны, работают в более широком диапазоне температур, имеют больший срок службы, чем свинцово-кислотные и при правильной эксплуатации выдерживают 1000 и более циклов заряд-разряд.

Мощные химические аккумуляторные батареи применяются в комплекте с тиристорными выпрямительно-инверторными установками.

Диапазон применения химических аккумуляторов очень широк, однако в силу ограниченной емкости для целей регулирования электрических режимов современных энергообъединений они непригодны. Но в автономных маломощных генерирующих устройствах, использующих энергию ветра, солнца и т. п., аккумуляторные батареи находят широкое применение.

Первые опыты по созданию электрических аккумуляторов были проведены в начале XIX века В. Петровым и И. Риттером. Особенно большой вклад в изучение свойств, разработку и совершенствование конструкций аккумуляторов внесли русские ученые Э. Х. Ленц, Д. А. Лачинов, Е. П. Тверитинов, Н. Н. Бенардос, П. Н. Яблочков, М. П. Авенариус, а также английский физик У. Гров, француз Г. Планте и многие другие (в мировой практике только по свинцовому аккумулятору к 1937 г. было зарегистрировано более 20 тыс. патентов). В 1900 г. Т. А. Эдисон изобрел аккумулятор щелочного типа, получивший впоследствии широкое распространение.

Попытки улучшения энергомассовых характеристик аккумуляторов ведут многие электрические, электронные и автомобильные компании мира.

В числе перспективных типов аккумуляторных батарей можно назвать:

сверхпроводящие аккумуляторы — электронакопительные системы, состоящие из бесконечно длинного замкнутого проводника с нулевым сопротивлением. Плюс этой системы — компактность, энергоёмкость, способность хранить энергию без потерь на протяжении сколь угодно долгого времени, пока в проводнике будет сохраняться состояние сверхпроводимости. Однако, учитывая, что в настоящее время широко производятся только так называемые холодные и теплые сверхпроводники (с хладагентами гелием и азотом соответственно), при длительном использовании такого аккумулятора понадобятся дополнительные расходы электроэнергии на охлаждение сверхпроводников;

плазموидные аккумуляторы, которые для хранения большого количества энергии используют свойства и способность плазмы создавать долгоживущие сгустки энергии в виде шаровой молнии. Несмотря на очевидно многообещающие перспективы этого способа аккумуляирования, широкомасштабных исследований в этом направлении не проводилось.

Конденсаторные аккумуляторы — системы, накапливающие электрические заряды и состоящие из двух и более подвижных или неподвижных электродов (обкладок), разделенных диэлектриком. Особенностью конденсаторов — накопителей энергии является возможность создания отдельных блоков конденсаторов для получения высокого напряжения (последовательное соединение) или больших импульсных токов при малых напряжениях (параллельное соединение). При таких соединениях импульсные напряжения могут достигать нескольких мегавольт, а импульсные токи — нескольких мегаампер.

В настоящее время в США (в рамках работ по программе СОИ) созданы сверхемкие конденсаторы, более чем в 20 раз превосходящие по электрической емкости аналогичные по габаритам конденсаторы, выпускаемые промышленностью.

Достоинство конденсаторных аккумуляторов — способность выдать всю или часть запасенной энергии в самые короткие сроки, то есть такой накопитель работает в импульсном режиме. Поэтому использование конденсаторных накопителей в целях «большой» энергетики маловероятно. Другой существенный недостаток конденсаторов — опасность непредвиденного пробоя, который при мгновенном выделении всей запасенной энергии сравним с взрывом.

Индуктивные (электродинамические) накопители. Катушка индуктивности, или дроссель, также является накопителем энергии, только здесь, в отличие от конденсатора, энергия электрического тока преобразуется в энергию магнитного поля. Вокруг проводника с током образуется магнитное поле; если проводник свернуть в катушку,

то магнитное поле возрастает пропорционально количеству витков в катушке.

Интенсивность магнитного поля характеризуется величиной магнитного потока и протекающим через катушку током. Способность катушки накапливать энергию магнитного поля характеризует величина индуктивности, которая математически является коэффициентом пропорциональности между магнитным потоком и протекающим через катушку электрическим током.

Для увеличения энергоемкости индуктивных накопителей применяются сверхпроводниковые накопители.

Еще в 1911 г. голландский физик Хейке Камерлинг-Оннес обнаружил, что при охлаждении ртути до температуры, превышающей абсолютный ноль на 4,1 градуса Кельвина (К), она полностью теряет свое электрическое сопротивление. Так же, как и ртуть, теряли сопротивление свинец, алюминий, олово, цинк и ряд других металлов. Явление это было названо сверхпроводимостью. В кольце из такого сверхпроводника ток мог «крутиться» сколь угодно долго, сохраняя энергию магнитного поля. Но даже при небольшом возрастании тока или внешних магнитных полей перечисленные металлы утрачивали свойство сверхпроводимости.

В течение полувека эти сверхпроводники, названные сверхпроводниками первого рода, практического применения не нашли. Но в 1961 г. советские ученые предсказали возможность создания более совершенных сверхпроводников второго рода, а американские специалисты испытали такой сверхпроводник — проволоку из сплава ниобия с оловом, а затем ниобия с титаном.

Сверхпроводящие накопители требуют значительного числа вспомогательных устройств, обслуживающих их во время работы: холодильные установки, системы обеспечения энергией для управления, выпрямительные устройства, преобразователи и т. д.

Ученые в своих проектах отдают предпочтение гигантским сверхпроводящим накопителям, поскольку чем больше объем и меньше площадь криостата, тем экономичнее накопитель. Японские ученые подсчитали, что сверхпроводящие накопители становятся выгодными лишь тогда, когда их энергоемкость превышает 1 млн МДж (278 тыс. кВт·ч). Масса такого накопителя достигла бы десятков тысяч тонн. А пока самые крупные сверхпроводящие накопители в России способны запастись сотнями мегаджоулей, причем их обмотки весят сотни тонн.

В одном из проектов французских специалистов сверхпроводящий накопитель представляет собой гигантский криостат — бублик диаметром 136 м и высотой свыше 20 м. Криостат заполняют жидким гелием, кроме того, предусмотрен азотный экран. Кольцо из сверх-

проводников заключают в медные или алюминиевые оболочки и усиливают прочными бандажами. В обмотке течет ток в 140 кА, а плотность тока достигает 3 кА/мм². В таком накопителе может аккумулироваться до 10 млн МДж энергии (2,78 млн кВт·ч).

Такие сверхпроводниковые накопители чаще всего используют в импульсном режиме, например, в термоядерной энергетике для создания и удержания плазмы.

В традиционной энергетике сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии могут применяться для регулирования потоков активной и реактивной мощности по линиям электропередачи, в системах противоаварийной автоматики, в узлах централизованной синхронной нагрузки для повышения динамической устойчивости энергосистемы с синхронной нагрузкой, на тяговых подстанциях и т. п. Иначе говоря, они с успехом могут быть использованы для повышения надежности энергосистем путем регулирования быстротекущих процессов, но для целей регулирования суточного графика нагрузки (и, соответственно, оптимизации работы ТЭС и экономии энергоресурсов) их применение вряд ли возможно, поскольку длительность режимных изменений измеряется часами, а характер работы накопителей — импульсный.

Электрохимические накопители — электролиз воды для получения водорода и кислорода. В связи с прогнозируемым исчерпанием в ближайшие десятилетия углеводородного топлива проблема поиска альтернативных ресурсов становится все более актуальной, а идея перейти на водородную энергетику — все более привлекательной. Водород уже в ближайшее время мог бы стать «второй нефтью», но проблема заключается в дороговизне его производства. К.п.д. современных электролизных установок не превышает 40 %, поэтому для получения водорода в промышленных масштабах требуется построить большое количество новых электростанций, которые будут работать только на диссоциацию воды. Подробнее о проблемах водородной энергетики поговорим в четвертой части книги.

Пневматические накопители — аккумуляция электроэнергии с помощью сжатого воздуха в воздухонепроницаемом подземном резервуаре. При пиковой нагрузке запасенный сжатый воздух пропускается через турбину, вращающую генератор. В настоящее время могут быть созданы пневматические аккумуляторы мощностью от 5 до 350 МВт.

Например, на ТЭС Хунторф (Германия) мощностью 290 МВт система пневмоаккумуляции используется в нормальном эксплуатационном режиме. В России в 80-е годы прошлого столетия было принято предложение института «Гидропроект» о строительстве при Загорской ГАЭС-2 опытно-промышленной пневмоаккумуляционной

установки мощностью 50 МВт. К сожалению, это предложение не реализовано, хотя создание такой установки было бы очень полезно для накопления опыта проектирования, строительства и эксплуатации этого типа накопителей, а также для оценки перспективности их широкого применения.

Маховичные (инерционные) накопители работают за счет разгона ротора (махового колеса) до высокой скорости и накапливают энергию в качестве энергии вращения. При торможении махового колеса происходит возвращение энергии.

Подтвержденная археологами история использования маховиков восходит к древнему городу Ур, расположенному в Междуречье, где английский археолог Леонард Вулли при раскопках обнаружил гончарный станок с массивным диском из обожженной глины диаметром около метра и весом не менее ста килограммов. Раскрутив диск, гончар долгое время мог заниматься своим непосредственным делом, не отвлекаясь на то, чтобы вручную постоянно вращать его. Эта идея была повторена лишь через 1200 лет в Древнем Китае, где гончар Ланг Шан изготовил для тех же целей усовершенствованный маховик, вытесанный из камня.

Очередное маховичное устройство появилось примерно через полторы тысячи лет, и снова в Китае, где оно в комбинации с ветряком использовалось для подъема воды.

Одной из проблем при создании маховичных накопителей является обеспечение механической прочности ротора при достижении высоких оборотов (20–50 тыс. об/мин). В первых системах маховичных накопителей использовались большие стальные диски, вращающиеся на механических подшипниках. В современных системах применяются роторы из углеродоволокнистых композиционных материалов, которые отличаются большей прочностью на разрыв, чем сталь, и на порядок легче. Кроме того, повышенная механическая прочность современных маховиков на разрыв обеспечивается применением конструкции *супермаховика* – накопителя энергии, выполненного не из сплошного диска, а намотанного из сотен и даже тысяч слоев тонкой стальной (позже – пластиковой) ленты и помещенного для сокращения потерь на трение в вакуумированный кожух.

(Заметим в скобках, что существует и зарегистрировано изобретение «Способ аккумуляирования энергии и электродинамический аккумулятор», в котором в качестве вращающегося инерционного элемента используется вращающееся кольцо электронов, сжатых внешним или собственным магнитным полем до высокой плотности, разгоняемых и удерживаемых на заданной орбите магнитным и электрическим полями. Так как электроны легко разгоняются, то кольца электронов могут вращаться с субсветовыми скоростями

и поэтому способны запасать колоссальные количества энергии. К сожалению, какой-либо информацией о проведении экспериментов, подтверждающих возможность реализации этого изобретения при современном уровне науки и техники, автор не располагает).

Супермаховик способен запасать больше энергии на единицу массы, чем все другие известные накопители энергии – электрохимические аккумуляторы, конденсаторы, пружины и др.

В России маховичными накопителями энергии на протяжении нескольких десятков лет занимается д. т. н., профессор Московского государственного индустриального университета Н. В. Гулия, которому принадлежит авторство изобретения супермаховика.

Созданием современных супермаховичных систем аккумулирования Flywheels (в переводе с английского – «маховые колеса») активно занимаются за рубежом. В частности, с маховиками в качестве накопителей энергии в исследовательском центре Гленна экспериментирует Национальное аэрокосмическое агентство США – NASA.

Исследования по возможности использования супермаховичных накопителей электроэнергии в промышленных сетях электроснабжения начаты сравнительно недавно.

Американская компания «Beacon Power», специализирующаяся на маховичных энергосистемах (Flywheel Energy Storage System – FESS), основанная в 1997 г., создала целую линейку тяжелых стационарных супермаховиков, предназначенных для включения в промышленные электросети.

Однако, несмотря на применение технологии супермаховиков, мощность единичного модуля с точки зрения промышленной энергетики, невелика. Так, номинальная мощность супермаховичного накопителя модели Smart Energy-25 – 100 кВт с объемом накапливаемой энергии 25 кВт·ч.

Beacon Power предлагает объединять супермаховичные накопители в кластеры с соответствующей управляющей электроникой. Например, система регулирования частоты (Frequency Regulation Plant), созданная этой компанией, представляет собой кластер из 200 маховичных накопителей номинальной мощностью 100 кВт каждый, то есть суммарной мощностью 20 МВт. Однако емкость этой модели невелика – 5 МВт·ч, что позволяет работать с полной мощностью как в режиме заряда, так и в режиме разряда всего лишь по 15 мин. Этого может оказаться достаточным в качестве дозированного противоаварийного воздействия, но явно недостаточно для долговременного регулирования электрических режимов.

В основном в настоящее время супермаховичные накопители используются в системах гарантированного питания маломощных локальных систем электроснабжения: в системах телекоммуникации,

вычислительных центрах и т. п. потребителей, требующих повышенной надежности электроснабжения. Кроме того, представляется перспективным использование инерционных накопителей совместно с ветровыми энергоустановками.

Практически во всем мире в современных энергообъединениях почти исключительное распространение получило *гидроаккумулятивное* — благодаря соизмеримости мощности и количества перераспределяемой энергии ГАЭС с потребностями энергосистем.

Проблема покрытия пиковых нагрузок и прохождения периодов сниженного электропотребления в последние десятилетия во всем мире становится все более актуальной в связи с разуплотнением графиков нагрузок современных энергосистем, увеличением количества маломаневренных турбоагрегатов повышенной мощности ТЭС и АЭС, а также значительной степенью освоения экономически выгодных для использования гидроресурсов.

Одним из возможных и наиболее эффективных способов решения этой проблемы является строительство и использование мощных ГАЭС, которые характеризуются уникальным сочетанием функций пиковой станции и потребителя-регулятора, способного в период ночного провала суточного графика нагрузок обеспечить потребление избыточной электрической мощности теплофикационного оборудования ТЭС и АЭС. Кроме того, на эти станции часто возлагают функции регулятора частоты и напряжения в энергообъединении. Учитывая важную роль ГАЭС в обеспечении оптимизации режимов ТЭС, рассмотрим этот вид аккумуляирования энергии более подробно.

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов энергии, заключается в смене двух режимов: накопления энергии (заряда) и ее выдачи потребителям (разряда).

Заряд ГАЭС осуществляется путем подъема воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего водохранилища в верхнее (верхний аккумулярующий бассейн). Заряд производится, как правило, во время ночных провалов электропотребления, когда в энергосистеме в связи с проблемами регулирования или необходимостью выполнения теплового графика нагрузки образуется излишняя генерирующая мощность. При разряде, осуществляемом в часы максимума нагрузки или в аварийной ситуации в энергосистеме, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода, срабатываемая из верхнего бассейна в нижний, пропускается через турбины или обратимые гидромашинны в турбинном режиме, работающие совместно с реверсивными электромашинными, которые генерируют электрический ток, как и на обычных ГЭС. Таким образом, ГАЭС при заряде работают как насосные станции, а при разряде — как ГЭС.

Основными предпосылками применения гидроаккумулирования энергии и развития в России этого вида гидроэнергетики являются:

- потребность в маневренной мощности для покрытия пиков нагрузки и компенсации ее кратковременных изменений;
- уплотнение суточного графика нагрузки с использованием дешевой ночной электроэнергии;
- увеличение мощности и оптимизация работы базовых электростанций;
- экономия топлива в энергосистеме в сравнении с другими вариантами пиковой мощности;
- обеспечение быстрого оперативного и аварийного резерва;
- участие в регулировании режимных параметров с целью обеспечения нормативного качества электроэнергии.

Строительство ГАЭС было начато в Западной Европе в конце XIX века: в 1882 г. в Швейцарии близ г. Цюриха была сооружена установка Леттем с двумя насосами мощностью по 51,5 кВт, накачивающими воду на высоту 153 м в резервуар емкостью 18 тыс. м³. В 1894 г. на прядильной фабрике в Италии была введена в работу установка Крева-Луино мощностью 50 кВт с напором 64 м, работавшая по недельному циклу аккумуляции: запасенный в субботу и воскресенье объем воды сбрасывался в рабочие дни.

В настоящее время во всем мире находится в эксплуатации более 460 ГАЭС и около 30 ГАЭС – в стадии проектирования и строительства.

На рис. 4.4 показана динамика мирового строительства ГАЭС.

Потенциал и масштабы возможного строительства новых ГАЭС можно оценить по одному примеру: к середине 70-х годов прошлого столетия в США исследованиями было выявлено около 700 участков в штатах Аризона, Калифорния, Невада, Юта, Айдахо, Орегон, Вашингтон и на западе штата Монтана, имеющих благоприятные условия для строительства ГАЭС с потенциальной мощностью более 2000 ГВт. За немногими исключениями, выбор участков был основан на камеральной обработке данных изысканий с учетом таких факторов, как топография, возможные размеры водохранилищ, наличие воды, длительность рабочего цикла (суточное, недельное или сезонное регулирование).

Диапазон установленных мощностей современных ГАЭС колеблется в широких пределах. Из числа ГАЭС суммарной установленной мощностью более 100 МВт около 50 % имеют установленную мощность до 500 МВт, 31 % – от 500 до 1000 МВт и лишь 5 % – 1500 МВт и более. Наиболее крупными по установленной мощности являются ГАЭС Ладдингтон (1800 МВт), Рэккун-Маунтин (1600 МВт) и др. (США).

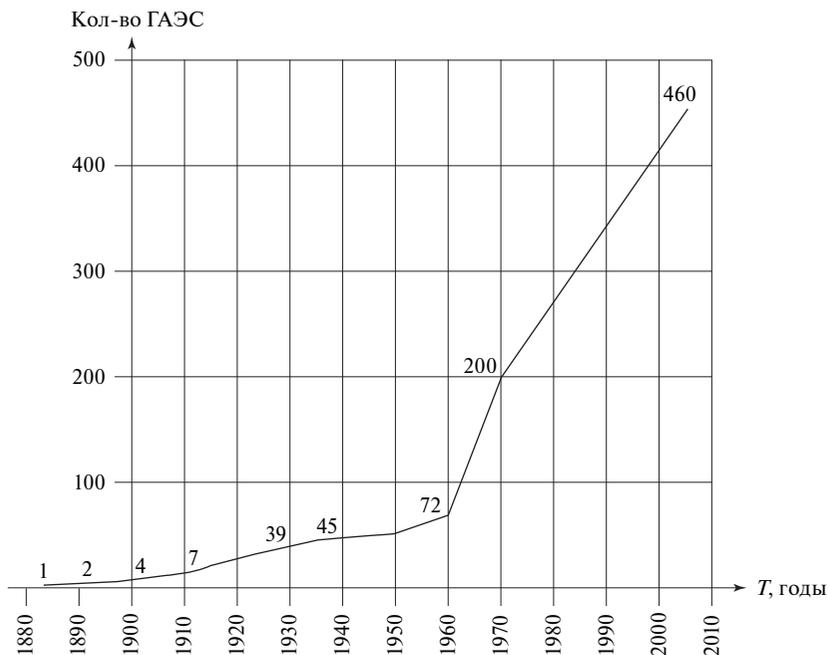


Рис. 4.4. Динамика мирового строительства ГАЭС

Технико-экономические показатели ГАЭС зависят в основном от следующих факторов: величины установленной мощности и напора, топогеологических условий места строительства, наличия готовых естественных или искусственных водохранилищ, длины и типа подводяще-отводящих водоводов, а также от конкретных условий работы энергообъединения – конфигурации графика электрических нагрузок, типа и мощности электростанций, входящих в состав энергообъединения, наличия резервов мощности.

При проектировании и строительстве современных ГАЭС прослеживается тенденция к увеличению напоров и росту показателей насосотурбинных агрегатов ГАЭС – единичной мощности, габаритов, коэффициента быстроходности, к.п.д., кавитационных качеств.

Тенденция к росту напоров современных ГАЭС естественна, так как мощность гидроагрегатов прямо пропорциональна, а удельный расход воды и, соответственно, объем бассейнов и габариты гидроагрегатов обратно пропорциональны напору. Благодаря увеличению напора при той же мощности можно значительно сократить емкость верхнего и нижнего бассейнов и, следовательно, уменьшить объемы и стоимость работ по их сооружению.

Из числа ГАЭС мощностью более 100 МВт 23 % имеют напоры свыше 500 м и 58 % – свыше 300 м. ГАЭС с самыми большими напорами эксплуатируются в Австрии (Райсек-Крайсек – 1767 м и Эцталь – 1655 м) и Италии (Сан Фиорано – 1417 м, Чиотас – 1047 м и Эдольо – 1070 м).

В отличие от обычных ГЭС, ГАЭС представляют собой комплекс сооружений и оборудования, предназначенный не только для генерирования электроэнергии, но и для ее аккумуляции. Поэтому, во многом сохраняя конструктивное и компоновочное сходство с обычными ГЭС, они имеют и свои особенности. Но независимо от индивидуальных особенностей все ГАЭС имеют в том или ином конструктивном виде основной набор компоновочных элементов: верхний аккумулирующий и нижний бассейны, здание ГАЭС, водоприемник (один или два), напорные водоводы.

Широкий диапазон напоров и разнообразие применяемых схем ГАЭС обуславливают большое количество возможных компоновочных решений, которые в первую очередь зависят от рельефа местности и геологических условий.

Классификация ГАЭС может быть выполнена по ряду признаков:

– по совмещению ГАЭС с обычными ГЭС – *совмещенные* и *несовмещенные*;

– по схеме концентрации напора – *приплотинные* и *деривационные*;

– по величине действующего напора – *низконапорные* (40–60 м), *средненапорные* (120–150 м) и *высоконапорные* (свыше 200 м);

– по компоновке элементов гидроузла – *с наземными, подземными* или *полуподземными* машинными зданиями;

– по конструкции напорных водоводов – *с открытым* или *подземным* расположением;

– по конструкции верхнего и нижнего бассейнов – *с искусственно сооружаемыми* или *естественными* бассейнами (в том числе могут быть использованы бассейны ГЭС, ТЭС или АЭС);

– по наличию естественной приточности – *с приточностью в верхний бассейн, с приточностью в нижний бассейн*;

– по типу (компоновке) основного гидроэнергетического оборудования – *с двухмашинными, трехмашинными* или *четыремашинными* гидроагрегатами;

– по длительности цикла насосного аккумуляции – *с суточным, недельным* и *сезонным (годовым)* циклом работы.

Известно оригинальное предложение инженера из Великобритании по принципу действия и компоновке ГАЭС, которая заряжается за счет энергии морских волн, а разряжается по мере необходимости, то есть заряд производится без потребления электроэнергии из энергосистемы. Подробнее эта идея будет рассмотрена в гл. 15 (п. 15.3).

На рис. 4.5 для наглядности приведен суточный график работы энергообъединения с участием ГАЭС.

Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. предусматривается ввод до 2020 г. в европейской части России семи ГАЭС. Ввод этих станций существенно улучшит режим работы атомных и значительной части крупных тепловых электростанций. Однако для полной компенсации дефицита маневренной мощности в России ГАЭС, строительство которых предусмотрено генеральной схемой, недостаточно. Поэтому инновационный путь развития тепловой и атомной энергетики требует более интенсивного развития гидроаккумулирующих мощностей.

Немаловажным фактором с точки зрения оптимизации структуры генерирующих мощностей может быть широкое применение в составе электростанций *асинхронизированных синхронных электрических машин*, которые предоставляют дополнительные возможности регулирования активной и реактивной мощности и значительно повышают устойчивость и надежность генераторов. Главные недостатки электрических машин этого типа – повышенные сложность и стоимость. Однако эти недостатки с лихвой могут быть компенсированы за счет повышения маневренности энергосистем при условии, что предусмотрен соответствующий экономический механизм, стимулирующий применение более дорогого, но и более совершенного генерирующего оборудования.

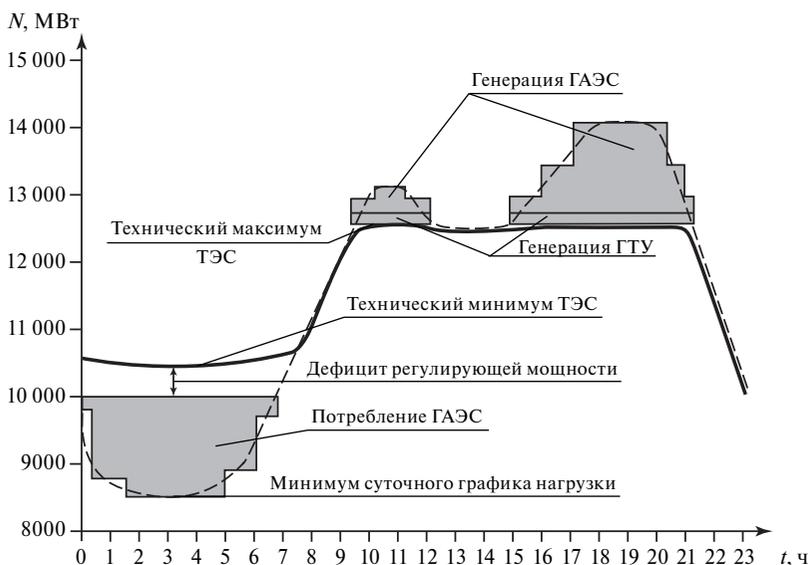


Рис. 4.5. Суточный график работы энергообъединения и участие ГАЭС

Выше упоминалось, что укрупнение единичной мощности турбогенераторов ухудшает регулирующие возможности и при отсутствии в энергообъединении резервных маневренных мощностей способствует ухудшению эксплуатационных показателей. Однако в условиях оптимальной структуры генерирующих мощностей увеличение единичной мощности турбогенераторов дает существенную экономию средств. Допустим, необходимо построить электростанцию мощностью 2400 МВт. Обычно такую мощность обеспечивают восемь блоков по 300 МВт. А если взять более мощные машины? Укрупнение мощности энергоблоков с 300 до 800 МВт уменьшает удельные капиталовложения на 10,6 %, снижает трудозатраты при строительстве на 30 %, повышает производительность труда в эксплуатации на 42 % и уменьшает расход условного топлива на 4 %.

Этим в основном и объясняется «гигантомания» при создании новых ТЭС – на Костромской ГРЭС успешно работает турбогенератор мощностью 1200 МВт, достаточно много таких генераторов эксплуатируется и за рубежом.

Однако дальнейший рост единичной мощности турбогенераторов ограничивается прочностью роторов и бандажных колец. При частоте вращения 3000 об/мин на них действуют громадные центробежные усилия, которые тем больше, чем больше диаметр ротора. По этой причине в турбогенераторе мощностью 100 МВт диаметр ротора составляет 1000 мм, а в генераторе 1200 МВт – 1250 мм, то есть при увеличении мощности в 12 раз диаметр ротора увеличился лишь в 1,25 раза. При дальнейшем увеличении диаметра ротора его могут разорвать центробежные силы.

Не меньшая проблема – нагрев конструктивных частей ротора при увеличении токовой нагрузки. Для создания генераторов мощностью более 1500 МВт потребуются новые конструктивные решения и материалы. В этой сфере ученые и конструкторы особые надежды возлагают на сверхпроводимость. У генераторов нового типа сверхпроводящая обмотка возбуждения выполняется из провода со сверхпроводящими жилами из ниобий-титана в медной матрице. Центробежные и электродинамические усилия в обмотке воспринимаются бандажом из нержавеющей стали. Между наружной толстостенной оболочкой из нержавеющей стали и бандажом размещается медный электротермический экран, охлаждаемый потоком проходящего в канале холодного газообразного гелия. По расчетам конструкторов, машина мощностью 1300 МВт будет иметь длину около 10 м при массе 280 т, в то время как аналогичная по мощности машина обычного исполнения имеет длину 20 м при массе 700 т. Ученые и конструкторы уверены, что если обычную электромашину мощностью более 2000 МВт создать практически невозможно, то при использовании сверхпроводников теоретически можно

достичь единичной мощности 20 000 МВт. Следовательно, создание *криогенных генераторов* не дань моде, а необходимость, естественное следствие технического прогресса.

Сверхпроводники оказались незаменимыми и в электрических машинах, принцип действия которых довольно прост, но которых никогда раньше не строили, так как для их работы нужны очень сильные магниты. Речь идет о создании магнитогидродинамических (МГД) машин.

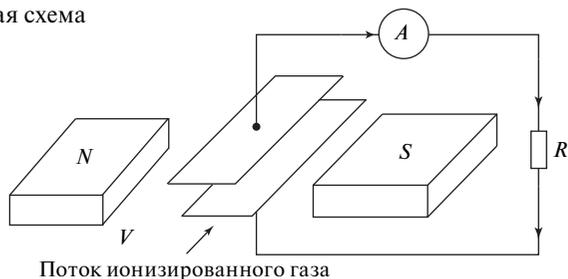
В середине прошлого столетия очень много писали о МГД-генераторах, к.п.д. которых ожидался на уровне 60 %, что на фоне существовавших тогда тепловых энергоблоков (к.п.д. 25–30 %) выглядело прорывным предложением. Этой тематикой в течение долгого времени занимались ученые многих стран.

Магнитогидродинамический генератор (МГД-генератор) – это энергоустановка, в которой энергия рабочего тела (жидкой или газообразной электропроводящей среды), движущегося в магнитном поле, преобразуется непосредственно в электрическую энергию. Название установки объясняется тем, что движение таких сред описывается магнитной гидродинамикой. Прямое (непосредственное) преобразование энергии составляет главную особенность МГД-генератора, отличающую его от генераторов электромашинных. Так же как и в электромашинных генераторах, процесс генерирования электрического тока в МГД-генераторах основан на явлении электромагнитной индукции, то есть на возникновении тока в проводнике, пересекающем силовые линии магнитного поля; отличие МГД-генератора в том, что в нем проводником является само рабочее тело, в котором при движении поперек магнитного поля возникают противоположно направленные потоки носителей зарядов противоположных знаков. Рабочими телами МГД-генераторов могут служить электролиты, жидкие металлы и ионизированные газы (плазма).

Принцип действия МГД-генератора показан на рис. 4.6. В этой схеме между металлическими пластинами, расположенными в сильном магнитном поле, пропускается струя ионизированного газа, который имеет кинетическую энергию движения частиц. При этом в соответствии с законом электромагнитной индукции появляется ЭДС, которая создает протекание тока между электродами внутри канала генератора и по внешнему кругу. Поток ионизированного газа – плазма – тормозится под действием электродинамических сил, которые возникают при взаимодействии протекающего в плазме тока и магнитного потока. Преобразование энергии происходит за счет работы по преодолению сил торможения.

До недавнего времени было известно три состояния вещества: твердое, жидкое и газообразное. Газ считался электрически нейтраль-

Рис. 4.6. Принципиальная схема МГД-генератора



ным, так как атомы и составленные из них молекулы нейтральны. Заряд электронов в атомах полностью уравнивается зарядом ядра. При нагревании газа в результате интенсивных соударений атомов происходит выбивание внешних электронов. Если отделить все электроны от ядер, то вещество будет находиться в четвертом состоянии, которое называется плазмой. Хотя плазма имеет высокую электропроводность, ее значительно увеличивают добавлением некоторых щелочных металлов, которые легко ионизируются (калий, натрий и т. п.). Если какой-нибудь газ нагреть до высокой температуры (приблизительно 3000 °С), увеличив тем самым его внутреннюю энергию и превратив его в электропроводящую плазму, то при следующем расширении плазмы в рабочих каналах МГД-генератора происходит прямое преобразование тепловой энергии в электрическую.

Принципиальная конструктивная схема МГД-генератора приведена на рис. 4.7. В камеру сгорания для получения высоких температур подается топливо, воздух и присадка для увеличения ионизации плазмы. После прохождения сопла (суженной части конструкции) происходит расширение плазмы, увеличение скорости ее движения и образование ЭДС между электродами. Продукты сгорания представляют собой поток тепловой энергии, и их можно использовать для паросилового устройства.

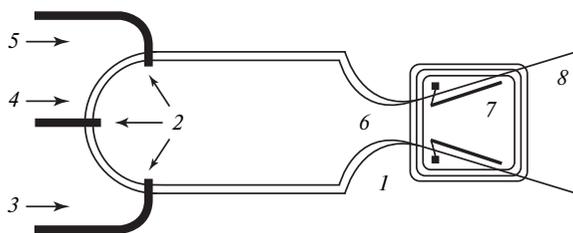


Рис. 4.7. Принципиальная конструктивная схема МГД-генератора:

- 1 – обмотка электромагнита; 2 – камера сгорания; 3 – присадка; 4 – воздух;
5 – топливо; 6 – сопло; 7 – электроды; 8 – выход продуктов сгорания

Идея возможной замены твердого проводника жидким была выдвинута английским физиком М. Фарадеем, который в 1831 г. попытался подтвердить эту идею экспериментально. Идея опыта проста. В воду Темзы на ее противоположных берегах погружали две металлические пластины. Если скорость реки 0,2 м/с, то, уподобив струи воды проводникам, движущимся с запада на восток в магнитном поле Земли, с электродов можно снять напряжение примерно 10 мкВ/м. К сожалению, этот опыт окончился неудачей, «генератор-река» не заработал. Но через несколько лет лорд Кельвин повторил опыт Фарадея и получил небольшой ток. Казалось бы, все осталось, как у Фарадея: те же пластины, та же река, те же приборы. Разве что место не совсем то – Кельвин проводил опыт ниже по Темзе, где ее воды смешиваются с соленой водой пролива. В этом и заключалась разгадка: вода ниже по течению была более соленой и, следовательно, обладала большей электропроводностью. Увеличение проводимости «рабочего тела» – основной путь увеличения мощности МГД-генератора, что и подтвердил в 1851 году английский ученый Волластон, измерив ЭДС, индуцированную приливными течениями в Ла-Манше. Однако отсутствие необходимых знаний по электрофизическим свойствам жидкостей и газов в то время долго тормозило использование описанных эффектов на практике.

Другой путь увеличения мощности МГД-генератора – повышение напряженности магнитного поля, так как мощность МГД-генератора прямо пропорциональна квадрату напряженности магнитного поля.

Надежды разработать реально работающий промышленный МГД-генератор получили реальную основу примерно в середине прошлого века вместе с появлением первых партий сверхпроводящих промышленных материалов (ниобий-титан, ниобий-цирконий), которые можно было использовать для создания сверхпроводящей магнитной системы.

МГД-генераторами занялись всерьез во многих странах, потому что в таких машинах можно использовать плазму, в 8–10 раз более горячую, чем пар в турбинах ТЭС, и при этом, в соответствии с принципом Карно, к.п.д. будет уже не 40, а 60 %. Одновременно с зарубежными специалистами МГД-генераторами занялись и отечественные ученые; первый промышленный МГД-генератор мощностью 500 МВт должен был заработать недалеко от Рязани.

Оказалось, что создать и экономично использовать такую энергоустановку непросто: оборудование для создания мощного магнитного поля довольно дорогое; в непосредственной близости должны быть расположены поток плазмы (2500 К) и криостат с жидким

гелием (4–5 К); раскаленные электроды обгорают и зашлаковываются; из шлаков надо выщелачивать те присадки, которые только что добавлялись в топливо для ионизации плазмы. Кроме того, примерно в это же время были созданы более простые и дешевые парогазовые установки, к.п.д. которых тоже приблизился к 60 %. Поэтому, несмотря на очевидный выигрыш в потреблении топлива, до массового внедрения МГД-генераторов дело так и не дошло. Тем не менее научно-исследовательские работы в этом направлении во всем мире продолжают. Принцип МГД-генераторов находит применение не только в энергетике, но и других областях (например: использование импульсных МГД-генераторов в роли экологически чистого и регулируемого инструмента воздействия на очаг готовящегося землетрясения; применение в концепции «Аякс» – гиперзвукового летательного аппарата и т. д.).

Перспективным представляется направление, связанное с совместным использованием МГД-генератора и термоядерного реактора как источника раскаленной плазмы. Но это направление может быть реализовано только после создания промышленных термоядерных реакторов.

Литература

1. *Ольховский Г. Г.* Состояние и перспективы развития тепловой энергетики // Электрические станции. 2005. № 2.

2. *Козлов А. С., Филиппов В. С.* Развитие электроэнергетики России с использованием системного эффекта ГАЭС // Электрические станции. 2007. № 8.

3. *Бут Д. А., Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р., Васюкевич П. В.* Накопители энергии. – М. : Атомэнергоиздат, 1991.

4. *Гулиа Н. В.* Удивительная механика. – М. : ЭНАС, 2006.

5. *Астахов Ю. Н., Веников В. А., Тер-Газарян А. Г.* Накопители энергии в электрических системах. – М. : Высшая школа, 1989.

6. *Астахов Ю. Н., Лабунцов В. А., Тер-Газарян А. Г. и др.* Перспективы использования сверхпроводниковых накопителей в электроэнергетических системах // Электричество. 1992. № 7.

7. *Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р.* Обобщение математического описания процессов заряда накопителей энергии в автономных электрических системах // Электричество. 1999. № 7.

8. *Рубинраут А. М., Бурбаева Н. В.* Сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии для повышения динамической устойчивости энергосистемы с синхронной нагрузкой // Электричество. 1996. № 10.

9. *Хожашнов А. И., Никитин В. В.* Автономная тяговая электрическая передача со сверхпроводниковыми электрическими машинами и индуктивными накопителями энергии // *Электричество*. 1996. № 10.

10. *Якимец И. В., Дмитриева Г. А.* Сверхпроводниковые индуктивные накопители как средство управления перетоками активной мощности по межсистемным связям // *Электричество*. 2003. № 2.

11. *Синюгин В. Ю., Магрук В. И., Родионов В. Г.* Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. – М. : ЭНАС, 2008.

12. *Алексеев Б. А., Мамиконяц Л. Г., Шакарян Ю. Г.* Регулирование режимов работы электроэнергетических систем с помощью асинхронизированных синхронных машин // *Электрические станции*. 1998. № 12.

Глава 5. РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Рационализация использования энергии может быть обеспечена различными путями: экономия энергоресурсов, прежде всего разных видов печного топлива; уменьшение потерь выработанной энергии; снижение электропотребления непосредственно на электростанциях и у потребителей; совершенствование промышленных технологий.

Энергетический кризис 1973 г. подтолкнул развитые страны Запада к тому, чтобы пересмотреть свою энергетическую политику. Тогда были впервые сформулированы основные цели этой политики: снижение нефтяной зависимости экономики, замена нефти другими энергоносителями, развитие энергосберегающих технологий.

Имеет смысл рассмотреть, насколько удалось реализовать эти планы, поскольку вокруг этих проблем образовалось большое количество мифов и легенд. Главный из этих мифов – миф о чудесах энергосберегающих технологий, которые позволили Западу сократить потребление нефти. На самом деле никаких особых чудес энергосбережения не наблюдалось. Когда экономисты говорят об энергосбережении, они обычно имеют в виду энергоёмкость ВВП, иными словами, смотрят, сколько энергии тратит та или иная страна на 1 доллар ВВП. В Соединенных Штатах принято измерять энергию в британских тепловых единицах (British Thermal Units, BTU). 1 BTU равна количеству теплоты, которое необходимо для нагревания 1 английского фунта воды (458 граммов) на 1 градус по Фаренгейту ($^{\circ}\text{F}$); $1 \text{ BTU} = 1,06 \text{ кДж}$. В 1973 г. американская экономика потребляла 75,8 квадриллионов BTU, а ее ВВП составил 4,1 трлн долларов (в ценах 1996 г.). Таким образом, в 1973 г. на производство 1 доллара ВВП затрачивалось 18,3 тыс. BTU. К 2000 г. потребление энергии возросло до 94 квадриллионов BTU, а ВВП – до 9,1 трлн долларов, то есть в 2000 г. на производство 1 доллара ВВП затрачивалось всего 10,3 тыс. BTU.

Казалось бы, эффект энергосбережения налицо – энергоёмкость ВВП уменьшилась в 1,8 раза. Однако за это же время и ВВП на душу населения увеличился в 1,7 раза. Таким образом, за период с 1973 г. по 2000 г. потребление энергии на душу населения осталось почти на том же уровне, что и в 1973 г. (уменьшение примерно на 7 %).

При этом надо учитывать, что в эти же годы в развитых странах, в том числе в США, имела место сильная тенденция деиндустриализации за счет перевода энергоемких производств в развивающиеся страны.

Чтобы более наглядно представить потребление на душу населения, переведем ВТУ в принятые в России единицы – тонны условного топлива. Напомним, что так называют топливо с энерговыделением 7000 Ккал на 1 кг топлива. Следовательно, тонна условного топлива (т.у.т.) при сжигании выделяет 7 млн Ккал, или 29,3 МДж энергии, что составляет 27,5 млн ВТУ. Таким образом, в США в 2000 г. на душу населения потреблялась энергия, которая соответствует примерно 12 т.у.т. Для сравнения: в России эта величина соответствует 6,4 т.у.т. на человека, в Германии, Франции, Великобритании, Японии – в пределах 6,1–6,4 т.у.т. Более северные Канада и Норвегия потребляют энергии на душу населения гораздо больше – 15 и 14,5 т.у.т. соответственно. Эти оценки основаны на данных Министерства энергетики США. Обобщенные данные по индустриальным странам Запада, приведенные в этом докладе, показывают, что и в других странах динамика процесса была аналогичной США.

Какие выводы можно сделать из этих оценок? Прежде всего, что трактовка энергосбережения как уменьшение затрат энергии на единицу ВВП слишком прямолинейна. Население потребляет энергию не только в виде производимых за счет потребления энергии товаров и услуг, но и непосредственно – для освещения и отопления жилищ, в различной бытовой технике, в виде топлива для личных автомобилей и т. д. Если в развитых странах автомобилизация населения уже достигла насыщения (в США один автомобиль на 1,3 человека, в Германии на 1,8 человека), то в развивающихся странах она идет бурными темпами, например, в России с 1990 по 2005 г. количество личных автомобилей увеличилось втрое – до 1 автомобиля на 6,3 человека.

Несмотря на кажущуюся очевидность ответа, рассмотрим более подробно вопрос: а зачем нужно экономить энергию? Как ни странно, в этой проблеме содержатся внутренние противоречия.

Ответим сначала на этот вопрос с точки зрения основного потребителя – промышленного производства. Понятно, что снижение энергопотребления без снижения производства ведет к снижению себестоимости продукции. Но существенной экономии можно достичь только при условии радикального изменения (усовершенствования) технологического процесса. А это недешево, к тому же чревато возможными рисками. Так стоит ли этим заниматься? С точки зрения энергетиков – нет, так как чем больше потребление энергии, тем лучше ее производителям, перерасход энергии – это дополнительные рабочие места в энергетике, выше доходы отрасли, допол-

нительные налоговые отчисления государству. Поэтому вводить на действующих предприятиях энергосберегающие мероприятия, связанные с глубокой и дорогостоящей модернизацией, как правило, вряд ли целесообразно. Другое дело — вновь создаваемые производства. Но здесь проблема решается за счет рыночного саморегулирования экономики. Современное промышленное оборудование создается в условиях жесткой конкуренции. Поэтому пользоваться спросом и покупаться будет то оборудование, которое обеспечит наиболее низкую себестоимость, в том числе и за счет снижения энергоемкости. Рынок сам порождает решение, эффективное с точки зрения энергосбережения.

Так примерно выглядит проблема энергосбережения с точки зрения производителей и потребителей энергии. Если же оценивать проблему с точки зрения национальных или глобальных (общечеловеческих) интересов, картина представляется иной:

— во-первых, прогнозируемое в не столь уж далеком будущем исчерпание ископаемых энергоресурсов переводит проблему из разряда узковедомственных экономических интересов в разряд проблемы выживания человечества;

— во-вторых, с точки зрения влияния на экосистемы энергетика оказывает одно из самых пагубных воздействий на окружающую среду. Речь идет как о косвенных видах воздействия в виде выбросов углекислого газа, двуокиси серы, золы и прочих аэрозолей, ядерных отходов и проч., так и прямом, так называемом «тепловом» загрязнении среды.

Что касается «теплового» загрязнения, то его роль в отрицательном влиянии на среду недооценивается: проблема даже не в том, что человечество производит слишком много добавочной энергии, которая, превратившись в конечном итоге в тепло, может изменить тепловой баланс планеты. Проблема в том, что антропогенное тепло распределяется на планете неравномерно. Например, в районе крупных ТЭС, а также в крупных городах температура воздуха на 2–3 градуса выше, чем на прилегающих территориях. На Западе ситуация еще хуже: там крупные города, где плотно сосредоточены производители и потребители энергии, слились в единые мегаполисы, простирающиеся на сотни километров. Влияние локальных выбросов тепла на природу изучено слабо. Но даже те немногие исследования, которые производились, показывают любопытные результаты. Например, в районе ТЭС, расположенных в южных регионах планеты, имеются зоны, где биологической жизни (кроме человека) нет вообще.

С учетом этих факторов необходимость проведения политики энергосбережения становится очевидной.

Энергосбережение является важнейшей составной частью такого комплексного технико-экономического понятия, как энергоэффективность, характеризующего качество функционирования энергетики с точки зрения соотношения затрат и результатов.

Энергетическая эффективность складывается из нескольких компонентов:

- максимальный к.п.д. энергоустановок;
- минимальные потери при передаче энергии потребителям;
- максимальный к.п.д. использования энергии потребителями.

Рассмотрим эти компоненты по порядку.

В современной энергетике большая часть электроэнергии вырабатывается на ТЭС и АЭС. К.п.д. энергоблоков ТЭС составляют от 30 % (старые энергоблоки, постепенно выводимые из эксплуатации) до 40–60 % (современные ПГУ, доля которых пока еще невелика). К.п.д. АЭС – около 33 %. К.п.д. ТЭС довольно высокий – до 80 %, но доля электроэнергии, выработанной на них, составляет для России только около 20 %. Поэтому эквивалентный к.п.д. современных энергоустановок в целом можно оценить на уровне 40 %. Иначе говоря, около 60 % энергии, потенциально содержащейся в энергоносителе, выбрасывается в атмосферу. Поэтому так актуальна проблема инновационного развития энергетики, максимального использования гидроресурсов.

Энергоэффективность системы энергетики в целом может быть повышена с помощью комплекса мероприятий, которые не требуют больших затрат для своей реализации; в их числе можно назвать широкое применение:

- когенераторных установок;
- тригенерационных установок;
- детандерных генераторов.

Поскольку эти установки по формальным признакам могут быть отнесены к категории «малой энергетики», описание их назначения и принципа действия будет дано в ч. 2 («Малая энергетика»).

Что касается транспорта энергии, то в этой области в российской энергетике далеко не все благополучно: согласно экспертным оценкам, потери тепла в тепловых сетях составляют 30–40 %; потери на передачу электроэнергии составляют, по официальной оценке, 9,1 % в магистральных сетях и 15–20 % в распределительных сетях.

Теплофикация страны традиционно шла по пути неоправданно высокой централизации и комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Это привело к созданию огромной структуры тепловых сетей, неэффективному регулированию теплопроизводительности ТЭЦ и общему перерасходу топлива.

Энергосбережение складывается из разноплановых организационно-технических направлений и касается всех видов технологической и хозяйственной деятельности.

Энергосбережение на действующих ТЭС. Одним из наиболее эффективных мероприятий по энерго- и ресурсосбережению на ТЭС всех типов в мировой практике признано использование регулируемого привода механизмов собственных нужд.

Переменные нагрузки ТЭС являются основной причиной неэкономичных режимов работы механизмов собственных нужд и потерь электроэнергии. Частые пуски и остановы энергоблоков, изменение их нагрузок сопровождаются дополнительными потерями электроэнергии и топлива из-за неоптимальных режимов работы основного оборудования и механизмов собственных нужд вследствие необходимости дросселирования теплоносителей (пара, воды, воздуха, газов и т. д.).

При переменных режимах ТЭС часы работы механизмов собственных нужд с максимальной нагрузкой на большинстве электростанций не превышают 20–25 % общего времени их использования, что приводит к значительным потерям электроэнергии.

Примерная структура потерь в технологических комплексах собственных нужд энергоблока 200 МВт приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Структура потерь электроэнергии в технологических комплексах ТЭС

Наименование потребителя системы собственных нужд	Доля потерь электроэнергии, %
Циркуляционный комплекс и водоподготовка	14,6
Золоудаление	12,7
Маслохозяйство	1,9
Освещение	1,0
Топливоподача и топливоприготовление	26,1
Тягодутьевой комплекс	16,2
Конденсатно-питательный комплекс	19,4
Вспомогательные комплексы	8,1

Переход к регулированию производительности многочисленных насосных и вентиляторных установок ТЭС с помощью электроприводов с переменной скоростью вращения позволяет добиться ощутимого энерго- и ресурсосбережения при приемлемой окупаемости затрат на энергосберегающее оборудование.

Перспективность и эффективность широкого внедрения регулируемых электроприводов для механизмов собственных нужд ТЭС и тепловых сетей можно проиллюстрировать следующими цифрами. При общем объеме обследованных в 2003 г. специалистами Научно-исследовательского института электроэнергетики (ВНИИЭ) 1155 механизмов собственных нужд суммарной установленной мощностью 15 550 МВт на объектах тепловой энергетики выявлена целесообразность применения регулируемого электропривода:

- на 289 питательных насосах;
- 254 дутьевых вентиляторах;
- 266 дымососах;
- 270 сетевых насосах;
- 76 циркуляционных насосах.

В табл. 5.2 в качестве примера приведены усредненные значения экономии электроэнергии при внедрении электроприводов с регулируемой частотой вращения на некоторых энергоблоках ТЭС.

Надо учитывать, что переход от нерегулируемого электропривода к регулируемому вовсе не является простой задачей, сводящейся к формальной замене одного электропривода другим. Оптимальное решение задачи влечет за собой и режимно-технологические изменения. Опыт показывает, что применение регулируемого электропривода наряду с повышением уровня автоматизации технологического процесса позволяет упростить технологию, облегчить прохождение таких режимов, как работа котла и турбоагрегата на скользящих параметрах пара, самозапуск электропривода после глубоких снижений напряжения или перерывов в электроснабжении собственных нужд и т. п. В результате повышается надежность работы основного и вспомогательного оборудования электростанций.

Кроме того, применение регулируемого электропривода механизмов собственных нужд ТЭС позволяет обеспечить:

- оптимизацию нагрева поверхностей парогенераторов при регулировании нагрузки энергоблоков за счет уменьшения температурных перекосов, в результате чего повышается надежность их работы и увеличивается ресурс;
- экономичное прохождение энергоблоками режима «скользящих» параметров пара, что обеспечивает маневренность и эффективность использования топлива;
- снижение уровня выброса в атмосферу загрязняющих веществ за счет оптимизации процесса сжигания топлива;
- повышение к.п.д. котлов и турбоагрегата в целом за счет повышения качества сгорания топлива.

Неблагоприятная ситуация сложилась и в сфере использования электроэнергии в промышленности и коммунальном хозяйстве.

Эффект внедрения приводов с регулируемой частотой вращения

Мощность энергоблока, кВт	Наименование механизма	Тип механизма	Количество на блок, шт.	Мощность приводного электродвигателя, кВт	Расчетное значение ожидаемой экономии электроэнергии, млн кВт·ч
160	Питательный насос	ПЭ-380	3 (2)	3200	3,8–10,5
		ПЭ-430	3 (2)	4000 (3200)	
		ПЭ-580	2	5000 (4000)	
	Дутьевой вентилятор	ВДН-24×2	2	630	0,8–1,4
		ВДН-25×2	2	800	
	Дымосос	Требуется установка форсированного рабочего колеса на осевой дымосос	2	630 800 1250	0,9–1,8
210	Питательный насос	ПЭ-380	3 (2)	3200	4,5–11,8
		ПЭ-580	3 (2)	5000 (4000)	
		ПЭ-720	2	5000	
	Дутьевой вентилятор	ВДН-25×2	2	800	1,4–1,6
		ВДН-28		1000 1250	

	Дымосос	Требуется установка форсированного рабочего колеса на осевой дымосос	2	800 1250	0,9–1,8
320	Дутьевой вентилятор	ВДН-32Б	2	800 1250 1600	1,2–2,1
		ВДН-31,5×2			
	Дымосос	Требуется установка форсированного рабочего колеса на осевой дымосос	2	1000 1250 1700 2000	1,6–2,3

Многие технологии в этих сферах являются устаревшими в силу их большой энергоемкости. Это касается и целесообразности более широкого применения частотно-регулируемых электроприводов механизмов, производительность которых необходимо регулировать во многих отраслях промышленности (нефтяная, газовая, металлургическая, химическая и т. д.) и коммунальном хозяйстве (например, тепло- и водоснабжение). Масштабы резервов, заложенные в широком применении частотно-регулируемых электроприводов, полностью еще не оценены.

Для регулирования скорости вращения электродвигателей их питание производится от полупроводниковых преобразователей частоты. Преобразователи частоты низкого напряжения для питания электродвигателей мощностью до 320 кВт в последние годы получили широкое распространение во всех странах мира, в том числе и в России. Поэтому в эксплуатации накоплен большой опыт их применения как в целях совершенствования технологии, так и в целях энергосбережения.

Что касается частотно-регулируемых электроприводов большой мощности (500–10 000 кВт), то они получили широкое распространение во многих промышленно развитых странах. Поскольку создание преобразователей частоты для питания мощных высоковольтных электродвигателей является сложной технической задачей, их стоимость (в сравнении со стоимостью низковольтных преобразователей) достаточно высока. Поэтому в России высоковольтные частотно-регулируемые электроприводы пока не нашли массового применения, что связано в первую очередь с их высокой стоимостью (250–280 долл./кВт).

Системный подход к электроэнергетике, получивший на Западе название «интегрированного планирования энергоресурсов» (ИПЭР), нашел широкое применение в США – как реакция на энергетический кризис 1970-х годов. Опыт США показал, что значительно выгоднее вначале реализовать потенциал энергосбережения у потребителей и лишь затем увеличивать производство энергии. Суммарные инвестиции при этом оказываются значительно меньше, чем при традиционном опережающем развитии генерирующей части энергосистем.

Одной из мер эффективного использования принципов такого подхода является *заинтересованность энергопроизводителей в снижении норм потребления электроэнергии*. В США энергосистемы получают от 10 до 20 % выручки от сэкономленных энергоресурсов. Более того, в 1992 г. в США принят закон, побуждающий энергокомпании оказывать помощь потребителям в снижении энергопотребления путем дотирования таких энергокомпаний.

Значительные резервы энергосбережения заложены в сфере теплоснабжения. В России на теплоснабжение страны расходуется около 40 млн т.т. при суммарном производстве тепловой энергии на ТЭС и котельных более 200 млн Гкал. Около 50 % тепла обеспечивается котельными.

Примерное распределение тепла, вырабатываемого ТЭС России, выглядит следующим образом:

- полезная тепловая мощность, отдаваемая присоединенной нагрузке – 77 %;
- потребление собственных нужд ТЭС – 8 %;
- потери в районных тепловых сетях – 8 %;
- потери в распределительных тепловых сетях – 5 %;
- потери на центральных тепловых пунктах – 2 %.

Пути совершенствования ТЭЦ связаны с повышением электрического к.п.д. и маневренности. Основное направление – строительство на действующих ТЭЦ газотурбинных надстроек и внедрение парогазового бинарного цикла.

Наряду с совершенствованием технологии теплоснабжения с использованием ТЭС становится очевидной целесообразность создания автономных мини-ТЭЦ (см. ч. 2 «Малая энергетика»).

Учитывая, что значительная часть вырабатываемого на ТЭЦ тепла теряется при его транспорте и распределении, дополнительными мероприятиями являются:

- уменьшение потерь тепла при его транспортировке и распределении;
- повышение долговечности теплотрасс;
- совершенствование режимов работы теплоисточников и систем отопления, повышение экономичности крупных котельных;
- совершенствование водно-химических режимов работы котлов и теплосетей;
- широкое использование теплонасосных систем теплоснабжения (см. ч. 2).

В новейшей истории России кампания по энергосбережению во всех отраслях топливно-энергетического комплекса, а также в энергоемких отраслях промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве (ЖКХ) была организована Постановлением Правительства № 80 от 24.01.1998 г. «О Федеральной целевой программе “Энергосбережение России” на 1998–2005 годы».

Программой был предусмотрен представительный перечень организационно-технических мероприятий, которые могли бы дать существенный технический и экономический эффект. Однако для реализации таких мероприятий требовалось масштабное финансиро-

вание, чего не было сделано. В результате программа в значительной части осталась набором благих намерений.

Литература

1. *Фаворский О. Н.* Установки для непосредственного преобразования тепловой энергии в электрическую. — М. : Высшая школа, 1965.

2. *Роза Р.* Магнитогидродинамическое преобразование энергии / пер. с англ. — М. : Высшая школа, 1970.

3. *Кириллин В. А., Шейндлин А. Е.* Магнитогидродинамический метод получения электроэнергии. — М. : Высшая школа, 1971.

4. *Проценко В. П.* Концепция перевода России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003. № 1.

5. *Алексеев С. В.* Нетрадиционная энергетика и энергоресурсосбережение в России // Энергосбережение. 2008. № 1.

6. *Шакарян Ю. Г.* О перспективном плане развития энергетики // Доклад на научной сессии Академии электротехнических наук РФ и Отделения энергетики РАН. 2007.

7. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. — М. : Россельхозакадемия, 2008.

8. *Артюх В. М., Литвак В. В.* Потери энергии в оборудовании собственных нужд электростанций // Электрические станции. 2007. № 2.

9. *Ремезов А. Н., Сорокин А. В.* Некоторые аспекты применения частотно-регулируемого электропривода на теплоснабжающих предприятиях ЖКХ // Приводная техника. 2007. № 3.

Часть II

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Глава 6. ПОТЕНЦИАЛ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. МЕСТО МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ РОССИИ

В наиболее общем виде понятие «малая энергетика» (small energetics) обычно включает в себя локальные, то есть расположенные в непосредственной близости от потребителя генерирующие установки: ТЭЦ (на Западе их обычно называют когенерирующими установками – cogeneration plants), малые и микроГЭС, установки, преобразующие энергию ветра и солнца, а также малые электростанции для отдельных, в том числе частных домов. В некоторых странах, в частности в Австрии, где предприятиям малой энергетики предоставляются льготы, установленная мощность малой станции лимитируется, к примеру, величинами 2, 4 или 10 МВт.

Поскольку при разделении энергетики на разные виды мы условились к малой энергетике относить электростанции, аналогичные традиционной энергетике, отличающиеся лишь масштабностью, в данном разделе будут рассмотрены примеры использования малых и микроГЭС, малых ТЭЦ и малых АЭС, а также некоторые комбинации, позволяющие повысить эффективность малых электростанций.

В соответствии с российскими стандартами, в электроэнергетике к малым электростанциям принято относить электростанции мощностью до 30 МВт с агрегатами единичной мощностью до 10 МВт*.

Малые электростанции в соответствии с их мощностью подразделяют на три группы:

- микроэлектростанции – мощностью до 100 кВт;
- мини-электростанции – от 100 кВт до 1 МВт;
- малые электростанции – более 1 МВт.

В теплоэнергетике к малым относятся отопительные устройства и котлы единичной мощностью до 5 Гкал/ч и котельные общей производительностью до 20 Гкал/ч. Производство тепла малыми котельными, индивидуальными отопительными установками, которых насчитывается в стране около 200 тыс., достигает 26 % от общего производства тепла.

* Данные 2003 г.

Основу малой энергетики России в настоящее время составляют до 50 тыс. различных (преимущественно дизельных) электростанций средней единичной мощностью 340 кВт и суммарной мощностью 17 млн кВт (8 % от общей установленной в России мощности), вырабатывающих до 50 млрд кВт·ч электроэнергии и потребляющих около 17 млн т.у.т. в год.

На долю малой энергетики в топливно-энергетическом балансе страны приходится около 10 % вырабатываемой электроэнергии и 20 % тепла.

Актуальность и возможность развития малой энергетики в России определяется рядом факторов:

- 70 % территории России, на которой расположено 14 краев и областей, 6 республик и несколько автономных округов, до 70 городов, 360 поселков городского типа и 1400 малых населенных пунктов, где проживает 10 % населения, находится в зонах децентрализованного энергоснабжения. Решение проблемы энергообеспечения в таких районах представляет серьезную экономическую и технологическую проблему. В особенности остро эта проблема стоит в регионах Севера и Дальнего Востока с их ежегодным дотационным «северным завозом» топлива. Топливо приходится завозить в короткий летний период навигации, и его стоимость оказывается очень высокой;

- на территории с децентрализованным энергоснабжением сосредоточено до 15 % основных фондов РФ: здесь добывается 75 % нефти, 92 % газа, 15 % угля, 40 % деловой древесины, 50 % рыбы, производится 40 % рыбоконсервной продукции;

- готовность целого ряда отечественных, преимущественно конверсионных, заводов к серийному выпуску ГТУ единичной мощностью 0,5–30 МВт;

- сравнительно небольшие капитальные затраты на строительство «под ключ» энергоустановок малой мощности;

- малые сроки строительства ГТУ (0,5–2 года), высокая экономичность и быстрая окупаемость (2–3 года);

- отсутствие необходимости строительства дорогостоящих протяженных ЛЭП. Ориентация на рассредоточенную малую энергетику резко сокращает объемы затрат на строительство и содержание линий электропередачи и трубопроводной периферии;

- возможность создания комбинированных энергоисточников в сочетании с энергоустановками, использующими ВИЭ (энергия ветра, солнца, моря и т. д.).

Малая энергетика в настоящее время обслуживает:

- интересы многих отраслей народного хозяйства и государственных структур, прежде всего предприятий нефтегазового комплекса

и металлургии, удаленных от магистральных ЛЭП, а также деревообрабатывающей промышленности;

– множество инфраструктур городского и поселкового хозяйства;

– объекты связи и коммуникаций различного назначения;

– объекты разведки и добычи полезных ископаемых, транспорта, лесной промышленности и сельского хозяйства;

– объекты силовых ведомств и т. д.

Роль малой энергетики в энергообеспечении страны сводится в основном к двум функциям.

В зонах централизованного энергоснабжения роль малой энергетики ограничена главным образом задачами резервирования на локальных уровнях при критических и чрезвычайных ситуациях: обеспечением при авариях в централизованных энергосистемах минимального электроснабжения наиболее важных потребителей – промышленных объектов с непрерывным производством, а также служб, обеспечивающих жизненно важные потребности городов (медицинские и детские учреждения, связь, транспорт, телевидение и радиовещание и т. п.).

В зонах децентрализованного энергоснабжения роль малой энергетики в обеспечении энергетической безопасности является определяющей. Автономные электростанции и котельные малой мощности должны полностью обеспечивать потребности в энергии в режиме штатного функционирования и в минимально гарантированном объеме в критических и чрезвычайных ситуациях.

Состояние малой энергетики определяется ее надежностью (бесперебойностью энергоснабжения), энергетической и экономической эффективностью. Надежность в децентрализованных зонах зависит главным образом от обеспеченности топливом, износа оборудования, наличия ремонтной базы и квалифицированных кадров.

Современные тенденции резкого удорожания топлива и транспортных расходов, а также прогресс в создании установок на базе ВИЭ могут в ближайшем будущем существенно расширить зоны экономически целесообразного применения гибридных установок: дизельные энергоустановки и ветровые энергоустановки (ВЭУ); дизельные энергоустановки и малые ГЭС и т. д. Создание подобных гибридных установок будет экономически оправданно, если затраты на их создание будут сопоставимы со стоимостью сэкономленного топлива и ресурса дизельных энергоустановок.

В качестве энергоисточников в малой энергетике используются:

– установки на базе сгораемого топлива – дизельные и бензиновые энергоустановки, ГТУ и ПГУ;

- малые и микроГЭС;
- ВЭУ, геотермальные, фотоэлектрические, приливные энергоустановки, а также их различные сочетания, называемые гибридными системами.

Надежность малой энергетики в России в последние годы существенно снижена из-за проблем топливоснабжения, износа оборудования, ослабления ремонтной базы и оттока из отрасли квалифицированных кадров.

Перебои в снабжении привозным топливом отдаленных регионов в связи с возрастанием стоимости органического топлива и его доставки, а также дефицитом средств в местных бюджетах – одна из главных причин снижения надежности энергоснабжения системами малой энергетики в последние годы.

Вторая причина – прогрессирующее старение основных производственных фондов, исчерпание ресурса и реальные перспективы массового выбытия энергетического оборудования из рабочего состояния.

Перспектива малой энергетики с широким распространением устаревших дизельных и бензиновых энергоустановок с к.п.д. около 40 % заключается в массовой их замене на ГТУ и ПГУ, которые позволяют поднять к.п.д. до 55–60 %, то есть практически в полтора раза. Но для этого требуются крупные инвестиции, предпочтительно с участием государства. Важными аргументами в пользу инновационного развития малой энергетики являются сравнительно незначительные инвестиции (в сравнении с объектами большой энергетики) и ускоренные сроки окупаемости.

Ускоренное и успешное развитие и расширенное внедрение высокоэффективной малой энергетики в России возможно лишь при выполнении ряда необходимых условий:

- создание государственных и региональных органов, координирующих развитие малой энергетики в регионах и в стране в целом (см. пример Индии – гл. 12);

- разработка и принятие нормативно-правовой базы; формирование независимой экспертной комиссии для рассмотрения и оценки проектов законодательных и нормативных актов в области малой и нетрадиционной энергетики, а также крупных проектов энергетических программ;

- проведение комплексных исследований состояния и перспектив энергоснабжения на основе малой энергетики, в первую очередь в удаленных, труднодоступных и энергодефицитных регионах страны;

- разработка федеральных и региональных программ, обеспечивающих ускоренное развитие высокоэффективной малой энергетики;

– разработка экономических и организационных механизмов реализации мер по развитию малой энергетики и обеспечению энергобезопасности страны в новых социально-экономических и политических условиях;

– создание на правовой основе системы стимулирования разработчиков, производителей и заказчиков, внедряющих в практику новую энергетическую технику и технологии (налоговые льготы, льготное кредитование, гибкие тарифы и т. п.);

– организация и ускоренное проведение предпроектных исследований, подготовка объективных технико-экономических обоснований и бизнес-планов проектов малой энергетики с учетом предложений отечественного и зарубежного рынка энергопроизводителей;

– разработка действенных инвестиционных механизмов для полномасштабной реализации программ технического перевооружения малой энергетики страны;

– формирование жизнеспособной технической, проектно-испытательской, строительной-монтажной и ремонтной базы для разработки, внедрения и эксплуатации объектов малой энергетики;

– организация системы подготовки инженеров широкого профиля (электротехнического и теплоэнергетического) для проектирования, строительства и эксплуатации систем малой энергетики на базе современных технологий и перспективных энергоисточников.

В настоящее время с учетом российской специфики весьма перспективным представляется внедрение преимущественно газотурбинной техники и ресурсосберегающих технологий – в связи с наличием в большинстве регионов страны природного газа и готовностью отечественных заводов к серийному выпуску ГТУ в широком диапазоне мощностей.

Проблема энергообеспечения отдаленных регионов с децентрализованным энергоснабжением актуальна не только для России, но и для многих других стран с обширной территорией (США, Канада, Китай, Индия и др.). Кроме того, в последние годы даже в регионах с централизованным энергоснабжением прослеживается тенденция создания высокоэкономичных автономных источников энергии. Так, в странах Европейского экономического сообщества (ЕЭС) прогнозируется рост суммарной мощности ГТУ – ТЭЦ небольшой мощности с 74 ГВт в 2000 г. до 91–135 ГВт в 2010 г. и, в соответствии с энергетической политикой Европейского союза (ЕС), до 124–195 ГВт в 2020 г., что составляет 12 % от суммарной установленной мощности электростанций стран ЕС в 2000 г., 13–18 % – в 2010 г., 15–22 % – в 2020 г.

Литература

1. *Затопляев Б. С., Редько И. Я.* Место малой энергетики в энергетическом балансе России // *Малая энергетика*. 2004. № 1.
2. *Ильин А. А.* Роль малой энергетики в обеспечении энергетической безопасности России // *Малая энергетика*. 2004. № 1.
3. *Малик Л. К.* Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках // *Малая энергетика*. 2004. № 1.
4. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. – М. : Россельхозакадемия, 2008.

Глава 7. МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА (МАЛЫЕ И МИКРОГЭС)

Гидроэлектрические станции – один из источников энергии, претендующих на экологическую чистоту. В начале XX века крупные равнинные и горные реки мира привлекли к себе внимание энергетиков, а к концу столетия большинство из них было перегорожено каскадами плотин ГЭС, дающих дешевую электроэнергию.

Однако это привело к значительному ущербу для сельского хозяйства и природы: земли выше плотин подтоплялись; на территориях, расположенных ниже, падал уровень грунтовых вод; терялись большие территории земли, находившейся в сельскохозяйственном обороте; прерывалось естественное течение рек, что в ряде случаев приводило к загниванию воды в водохранилищах, к уменьшению рыбных запасов. На горных реках все эти минусы сводились к минимуму, но добавлялся еще один: в случае землетрясения, способного разрушить плотину, катастрофа могла привести к многочисленным человеческим жертвам. Поэтому крупные ГЭС, строго говоря, не являются экологически чистыми.

Недостатки крупных ГЭС породили идею мини- и микроГЭС, которые могут располагаться на небольших реках или даже ручьях, а их гидроагрегаты способны работать при небольших перепадах уровней воды или будучи движимыми лишь силой течения. Подобные мини-ГЭС могут быть установлены и на крупных реках с относительно быстрым течением без сооружения плотин.

В соответствии со стандартом, принятым в России («Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения» ГОСТ Р 51238–98), существует следующая классификация гидростанций. Агрегаты единичной мощностью от 0 до 100 кВт – это микроГЭС, агрегаты единичной мощностью от 100 кВт до 5 МВт – это малые ГЭС. На гидростанции может устанавливаться несколько гидроагрегатов. В этом случае к микроГЭС относятся станции суммарной установленной мощностью до 100 кВт, а к малым ГЭС – от 100 кВт до 30 МВт.

Экономический потенциал гидроэнергетики в мире оценивается в 8100 млрд кВт·ч, причем малые и микроГЭС составляют в общем экономическом потенциале ГЭС примерно 10 %.

Общепризнанным лидером в развитии малой гидроэнергетики является Китай, где строительство малых ГЭС ведется очень интенсивно. В январе 2009 г. информационное агентство «Синьхуа» сообщило, что к концу 2008 г. общая мощность сельских ГЭС в Китае превысила 50 млн кВт, их годовая выработка электроэнергии достигла 150 млрд кВт·ч. Таким образом, сельские малые ГЭС стали важной составной частью государственной системы снабжения страны электроэнергией.

По информации Министерства водного хозяйства КНР, объем запасов гидроэнергетических ресурсов в сельских районах страны составляет 128 млн кВт.

Согласно имеющимся данным, в настоящее время в Китае насчитывается примерно 50 тыс. малых ГЭС, и почти половина территории Китая, третья часть уездов и четвертая часть населения страны обеспечены электроэнергией за счет малых ГЭС.

В больших масштабах ведется строительство малых ГЭС в Индии. К настоящему времени установленная мощность введенных в эксплуатацию малых ГЭС превышает 200 МВт, намечено строительство еще 4 тыс. мини-ГЭС.

Хорошие традиции в использовании энергии малых рек существуют в Польше, где еще до начала Второй мировой войны работало 6800 малых ГЭС. Широкое распространение малые ГЭС получили в Австрии, Финляндии, Норвегии, Швейцарии.

Вопросы воссоздания и развития малой гидроэнергетики в странах ЕС координируют Европейская комиссия по возобновляемой энергии и Европейская ассоциация малой гидроэнергетики (ESHА), которыми были разработаны и приняты «Директивы по возобновляемой энергии». Директивы устанавливают для малой гидроэнергетики ЕС амбициозную цель: достичь 14 ГВт установленной мощности. В целом план действий предусматривает меры по воздействию на внутренние рынки, усиление политики поддержки возобновляемой энергетики в ЕС и улучшенную координацию действий стран — членов ЕС. Значительный интерес в этом плане представляет проблема финансирования. В табл. 7.1 представлены некоторые финансовые схемы в области малой гидроэнергетики.

Таблица 7.1

Схемы финансирования малой гидроэнергетики в некоторых странах ЕС

Страна	Схема финансирования	Собственность
Австрия	Корпоративные финансы	Малые и большие электросети

Страна	Схема финансирования	Собственность
Германия	Частные финансы	Частная
	Долевые финансы	Общества с ограниченной ответственностью (GmbH)
		Муниципалитеты (Stadtwerke)
Испания	Сторонние финансы	Через правительственные организации
Италия	Корпоративные финансы	Частные инвесторы
	Сторонние финансы	Местные электросети
Нидерланды	Частные финансы	Частная
	Корпоративные финансы	Электросети
Швеция	Частные финансы	Партнерства
	Корпоративные финансы	Частная (фермеры)
		Корпорации

Поскольку уровень развития стран ЕС различный, в некоторых случаях принято разделять их на две группы: ЕС-15 (старые члены ЕС) и ЕС-10 (страны – новые члены ЕС и страны – кандидаты в члены ЕС). В табл. 7.2 и 7.3 показано состояние малой энергетики соответственно в ЕС-15 и ЕС-10.

В 2000 г. в ЕС-15 было в эксплуатации 14 488 малых ГЭС, в основном в Германии (42,8 %), Франции (11,9 %), Австрии (11,7 %), Швеции (11,1 %) и Италии (10,4 %). Почти 45 % этих станций старше 60 лет и 68 % – старше 40 лет. Средняя мощность малых ГЭС в Европе составляла в 2000 г. около 700 кВт при общей установленной мощности около 10 ГВт, то есть 9 % от общих мощностей гидроэнергетики или около 2 % от общей установленной мощности электрогенераторов (в соответствии с определением Европейской ассоциации малой гидроэнергетики, Европейской комиссии и Международного союза производителей и поставщиков электричества (UNIPED) принято, что к малым ГЭС относятся станции мощностью до 10 МВт).

Европа занимает лидирующие позиции в области малой гидроэнергетики и обладает лучшими на сегодняшний день современными технологиями. Поэтому существует возможность экспорта

Установленная мощность малой гидроэнергетики и производимая малыми ГЭС электроэнергия в ЕС-15

Страна	Количество агрегатов	Мощность малых ГЭС, МВт	Доля малых ГЭС в общей мощности в ЕС, %	Доля малых ГЭС в общей мощности ГЭС, %	Производство электроэнергии на малых ГЭС, ТВт·ч
Бельгия	82	96	0,61	6,86	385
Дания	40	11	0,09	100	30
Германия	6200	1500	1,27	16,67	6500
Греция	40	69	0,63	2,30	350
Испания	1106	1607	3,06	9,08	4825
Франция	1730	2000	1,73	7,81	7500
Ирландия	45	23	0,48	4,51	96
Италия	1510	2229	3,12	10,98	8320
Люксембург	29	39	3,25	3,55	195
Нидерланды	3	2	0,01	2,22	1
Австрия	1700	866	4,89	7,53	4246
Португалия	74	286	2,62	6,36	1100
Финляндия	204	320	1,96	11,03	1280
Швеция	1615	1050	3,20	6,40	4600
Великобритания	110	162	0,21	3,77	840
Всего	14 488	10,260	1,77	8,67	40 268

Таблица 7.3

Установленная мощность малой гидроэнергетики и производимая малыми ГЭС электроэнергия в странах ЕС-10

Страна	Количество малых ГЭС	Установленная мощность, МВт	Производство электроэнергии, ГВт·ч	Доля в выработке всех ГЭС, %	Доля в полной выработке электроэнергии, %	Потенциальная мощность, МВт		Потенциальная среднегодовая выработка, ГВт·ч		Прогноз на 2015 г., ГВт·ч
						Модернизированные	Новые установки	Модернизированные	Новые установки	
Кипр	1	0,5	—	0	0	—	1	—	0,002	0,002
Чехия	1136	250	677	32,3	1,0	10	200	50	1148	1000
Эстония	13	3,0	10	100	0,1	2	2	6	6	50
Венгрия	35	8,6	38	25,4	0,1	2	22	9	90	106
Латвия	57	1,7	14	0,5	0,3	36	60	90	150	152
Литва	29	9,3	30	3,6	0,2	3	40	11	186	100
Мальта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	—
Польша	472	127	705	31,0	0,5	—	320	—	1600	1300
Словакия	180	31	175	3,8	0,7	23	37	120	178	350
Словения	413	77	270	7,6	2,3	10	180	50	780	900
Болгария	64	141	412	22,3	1,0	—	—	—	—	1000
Румыния	9	44	287	1,8	0,5	—	—	—	—	300
Турция	67	138	500	1,7	0,4	—	—	—	—	2800

технологий за пределы Европы. Азиатские страны, особенно Китай и Индия, постепенно становятся лидерами в области использования гидроэнергии. Современные достижения в области малой гидроэнергетики есть в Австралии и Новой Зеландии. Канада, страна с большими традициями использования гидроэнергии, развивает малую гидроэнергетику с целью замены дорогих в эксплуатации дизельных генераторов в удаленных регионах страны. Рынки Южной Америки и Африки также имеют большой потенциал. В табл. 7.4 показаны страны с наиболее благоприятными условиями для экспорта европейских технологий малой гидроэнергетики.

Таблица 7.4

**Страны с наиболее благоприятными условиями
для экспорта европейских технологий малой гидроэнергетики**

Регион	Перспектива	Страны
Латинская Америка	Ближайшая, среднесрочная	Бразилия, Перу, Аргентина, Эквадор, Колумбия
Африка	Настоящее время	Уганда
Центральная и Восточная Европа	Ближайшая, среднесрочная	Словакия, Чехия, Украина, большинство стран СНГ
Азия	Ближайшая, среднесрочная	Непал, Таиланд, Шри-Ланка, Индонезия, Лаос, Вьетнам
Другие	Настоящее время	Индия, Китай, Россия, страны Карибского бассейна, Куба

В России положение с развитием малой гидроэнергетики значительно хуже. Ориентация в развитии отечественной гидроэнергетики исключительно на создание крупных электростанций привела к остановке и разрушению многих действовавших малых ГЭС, ликвидации производства оборудования для них.

В 1913 г. в России эксплуатировались 78 малых ГЭС суммарной мощностью 8,4 МВт, в том числе самой крупной была ГЭС Мургаб мощностью 1,35 МВт. К началу Великой Отечественной войны в России работало уже 660 малых сельских ГЭС общей мощностью 330 МВт, а на 40–50-е годы XX века пришелся пик строительства малых ГЭС с ежегодным вводом до 1000 энергоблоков.

В настоящее время в России эксплуатируется всего около 300 малых ГЭС суммарной мощностью примерно 1000 МВт, тогда как в 1950–1960-е годы их было около 10 тыс. Уже в 1962 г. число малых ГЭС

в России сократилось до 1665. В целом в России экономический потенциал малых и микроГЭС составляет 200 млрд кВт·ч, но используется он менее чем на 1–2 %.

Надо признать, что процесс сокращения количества строящихся и эксплуатируемых малых ГЭС был характерен не только для России, но и для большинства высокоразвитых стран, в том числе США, Франции, Японии. В США, например, было закрыто 3000 малых ГЭС.

В конце прошлого столетия из-за проблем, связанных с дефицитом и увеличением стоимости ископаемых видов органического топлива, вновь повысился интерес к малым ГЭС, в том числе и в России; в настоящее время намечается тенденция к восстановлению разрушенных и строительству новых малых и микроГЭС.

Единой точки зрения о том, что такое «малая» река, пока нет. Имеются различные подходы к ее определению, прежде всего с использованием количественных критериев для классификации рек по ряду гидрографических характеристик: площади водосбора (не более 200 км²), длине реки (не более 100 км), а также по расположению водосбора в одной географической зоне и т. д.

В соответствии с этими критериями малые реки преобладают в гидрографической сети по числу и общей длине: из 3 млн рек на территории бывшего СССР 2,9 млн – малые реки, 94 % речной сети России – малые водотоки. Их сток колеблется от 25 до 85 % и составляет в среднем около 50 % общего стока рек.

На водосборах малых рек и в их прибрежных зонах сосредоточена большая часть населения: до 44 % городских жителей и 90 % сельских; 127 тыс. малых рек используется для нужд населения и хозяйственного комплекса. Поэтому развитие малой гидроэнергетики в большинстве регионов может существенно повысить обеспеченность потребителей электроэнергией.

В настоящее время составляются кадастры малых рек для различных регионов России. В частности, составлен энергетический кадастр малых рек в Якутии, расположенных в бассейнах рек Анабар, Оленёк, Яна, Индигирка, Колыма, Алдан, Олёкма общей площадью более 2,5 млн км².

Рассмотрим кратко некоторые регионы России с точки зрения целесообразности развития малой гидроэнергетики.

Одной из многих экологических проблем Байкальского региона является загрязнение природной среды работой многих небольших дизельных электростанций. Альтернативой им может стать использование гидроэнергетического потенциала малых рек. Об этом свидетельствует анализ гидрологических характеристик 11 рек в четырех районах Бурятии, выполненный в Восточно-Сибирском филиале

ВНИИ электрификации сельского хозяйства. Исследования показали, что реки этого региона имеют большое количество участков со скоростью водного потока и глубиной русла, позволяющих построить и эффективно эксплуатировать малые бесплотинные ГЭС.

В горных и предгорных районах целесообразно строительство подземных малых ГЭС, более всего отвечающих условиям безопасности при стихийных или антропогенных воздействиях.

В Камчатской области, имеющей самый низкий в России показатель обеспеченности электроэнергией на душу населения (менее 4000 кВт·ч на человека), энергетика базируется на очень дорогом привозном органическом топливе (Петропавловск-Камчатская ТЭЦ и сотни дизельных электростанций). Трудности и нерегулярность его доставки создают постоянный дефицит в электроснабжении и тепле, что побудило гидротехников рассмотреть возможности освоения гидропотенциала рек, в том числе малых водотоков, путем сооружения на них бесплотинных малых ГЭС (обязательное условие – отсутствие плотины, так как малые реки Камчатки являются нерестовыми). Практически в течение одного года (1995) была построена и введена в эксплуатацию Быстринская ГЭС на р. Быстрой, где водозабор в гидроагрегаты осуществляется без плотины и даже без стеснения русла. Строится каскад из трех малых ГЭС на р. Толмачева суммарной мощностью 45 МВт. При этом озеро Толмачева, из которого вытекает река, используется в качестве естественного водохранилища многолетнего регулирования стока.

Предполагается создание пяти ГЭС на малых реках в Корякском автономном округе, из них три ГЭС – бесплотинные (по типу Быстринской малой ГЭС). После ввода этих станций в эксплуатацию общая годовая экономия дизельного топлива составит 17–18 тыс. т (около 30 % ежегодно завозимого в округ).

На Дальнем Востоке, где функционирует около 3000 дизельных электростанций мощностью до 500 кВт, электроснабжение большей части территории также зависит от поставок дизельного топлива. В соответствии с проработками института «Ленгидропроект», в Дальневосточном экономическом районе и в Приморье энергоснабжение ряда населенных пунктов может быть осуществлено за счет строительства 7–8 малых ГЭС укрупненной мощности, расположенных вблизи потребителей и объединенных в местные энергосистемы. Создание этих ГЭС может уменьшить количество ежегодно ввозимого дизельного топлива на 28 тыс. т, сократив тем самым автодорожные и морские перевозки. А всего институтом «Ленгидропроект» на Дальнем Востоке было предложено более 200 створов для строительства перспективных малых ГЭС с суммарной выработкой электроэнергии до 1500 млн кВт·ч в год.

Московский институт «Гидропроект» – как головная организация по проектированию ГЭС – располагает обширной базой данных и предложениями по строительству и восстановлению сотен малых ГЭС во всех регионах России, в том числе схемами размещения малых ГЭС по всему Северному Кавказу, по ряду областей Центральной России и другим регионам.

Администрацией Южного федерального округа одобрена программа по строительству энергообъектов, в которой предусмотрено сооружение: в Дагестане – семи малых ГЭС общей мощностью 21 МВт, в Ингушетии – шести (7,49 МВт), в Кабардино-Балкарии – двух (37,6 МВт), в Карачаево-Черкессии – шести (60 МВт), в Краснодарском крае – двух (3,5 МВт), в Ростовской области – пятнадцати (30,5 МВт), в Осетии – четырех (6,59 МВт), в Ставропольском крае – двух (24,2 МВт).

В Карелии реализуется программа строительства малых ГЭС, в том числе восстановления заброшенных и разрушенных. Рассматриваются технические возможности и экономическая целесообразность строительства в Карелии на р. Лососинка пяти малых ГЭС общей мощностью около 2 МВт, из них трех – в черте города Петрозаводска с использованием существующих подпорных сооружений, то есть без подъема отметок верхних бьефов и нарушения паркового ландшафта.

В Алтайском крае, по предварительным проработкам, проведенным институтом «Красноярскгидропроект» по заказу АО «Алтай-энерго», только использование гидроэнергетического потенциала малых рек и их притоков, таких как Песчаная (8 малых ГЭС), Ануй (7), Чарыш (11), могло бы дополнительно дать в год примерно 15–20 % потребляемой в крае электроэнергии.

Строительство объектов малой энергетики на малых реках и ручьях имеет ряд экономических, экологических и социальных преимуществ.

В условиях России создание малых ГЭС *экономически* целесообразно со следующих позиций:

- сооружение малых ГЭС не требует больших капиталовложений и является малозатратным, что важно для отдаленных районов;
- малые ГЭС быстро строятся и окупаются, хотя удельная стоимость 1 кВт установленной мощности на них выше, чем на средних и больших ГЭС;
- благодаря разработке типовых проектов и унифицированного оборудования стоимость малых ГЭС может быть значительно снижена, что наряду с небольшими сроками строительства и быстрой окупаемостью делает эти станции привлекательными для вложения капитала;

– малые затраты на строительство и обслуживание, простота и гибкость конструкции позволяют считать возведение малых ГЭС задачей регионов и местных энергосистем;

– возможность поочередного возведения гидроузлов с наращиванием регулирующей емкости по мере необходимости и с соответствующим поэтапным распределением капитальных вложений;

– экономия органического топлива и независимость от ситуации на рынке топлива.

Главный положительный *экологический* эффект малых ГЭС заключается в том, что малые гидроузлы удовлетворяют потребности человека при минимальном воздействии на окружающую среду. Будучи мелководными и небольшими по объему, водохранилища таких ГЭС (если они есть) не препятствуют процессам водообмена в речных системах и, напротив, способствуют перемешиванию водных масс и их аэрации.

Важен и *социальный* эффект создания малых ГЭС: они не требуют переселения жителей. Наиболее эффективны малые ГЭС на территориях с рассредоточенными потребителями энергии, удаленными от энергосистем, к которым относятся районы Крайнего Севера и многие регионы Сибири и Дальнего Востока.

Все большее распространение получают микроГЭС мощностью от 0,5 до 10 кВт и от 10 до 50 кВт различных типов, в том числе речные.

В 1990-х годах в связи с сокращением объемов крупного гидроэнергетического строительства в России частично перепрофилировали свое производство на нужды малой гидроэнергетики такие предприятия, как «ЛМЗ» и «НПО ЦКТИ» (С.-Петербург), «Тяжмаш» (г. Сызрань) и др. Одновременно возникли, в том числе в порядке конверсии, малые предприятия и акционерные компании, производящие оборудование для малых ГЭС. Среди них наиболее известны «МНТО ИНСЕТ» и «НПЦ Ранд» из С.-Петербурга, «Напор», «НИИЭС» и «Энергомаш» из Москвы. В настоящее время на российском рынке имеются комплектные гидроагрегаты с системами автоматического управления и регулирования для сетевых и автономных малых ГЭС на напоры от 1 до 250 м, а также нестандартное гидромеханическое, подъемное оборудование, напорные трубопроводы, предтурбинные затворы и другие компоненты, необходимые для строительства объектов малой гидроэнергетики. Для малых ГЭС с использованием статического напора применяются гидроагрегаты с радиально-осевыми, пропеллерными, ковшовыми, наклонно- и поперечно-струйными, фронтальными гидротурбинами упрощенной конструкции. Для малых ГЭС скоростного напора применяются гидротурбины типа «Дарье», «Уэллс», «Савониус» и др. Генераторы для малых ГЭС

производят заводы «Электросила» (С.-Петербург), «Уралэлектротяжмаш», «Привод» (г. Лысьва), «СЭГПО» (г. Сарапул), «СЭЗ» (г. Сафонов) и др.

На основании анализа современных требований, предъявляемых к энергетическому оборудованию, и на базе технических и экономических предпосылок МНТО ИНСЭТ, например, создало и освоило в производстве следующее гидроэнергетическое оборудование для малых ГЭС:

- микроГЭС мощностью до 90 кВт с пропеллерными рабочими колесами на напоры 1,5–10 м;

- микроГЭС с диагональным рабочим колесом на напоры 10–55 м мощностью до 100 кВт;

- гидроагрегаты с пропеллерными рабочими колесами на напоры 3,5–9 и 10–25 м мощностью до 500 и 1500 кВт;

- гидроагрегаты с радиально-осевыми рабочими колесами на напоры выше 25 м и мощностью до 5000 кВт;

- гидроагрегаты с ковшовыми рабочими колесами на напоры до 450 м и мощностью более 5000 кВт.

Созданные МНТО ИНСЭТ гидроагрегаты успешно работают на многих реконструированных и вновь построенных малых ГЭС как в России, так и за рубежом.

Неосвоенной областью проектирования и изготовления оборудования малых ГЭС являются гидроагрегаты на малых напорах (2–5 м) и больших расходах воды. Именно такие параметры характерны для большинства рек центральной России и многих рек других регионов. В этих случаях могут применяться наплавные ГЭС, разработанные институтом «СибНИИЭ».

Следует учитывать, что малые ГЭС не всегда обеспечивают гарантированную выработку электроэнергии, являясь сезонными электростанциями. Зимой их энергоотдача резко падает: снежный покров и ледовые явления (лед и шуга), также как и летнее маловодье и пересыхание рек, могут вообще приостановить их работу. Поэтому во многих районах России мощность таких ГЭС рассматривается не в качестве вытесняющей, а лишь дублирующей. В связи с этим малые ГЭС имеют преимущественно локальное значение.

Помимо использования малых рек одним из интересных новых применений мини- и микроГЭС является их установка в питьевых водопроводах и технологических водотоках предприятий, водосбросах ТЭЦ, а также на промышленных и канализационных стоках. Такая возможность может быть реализована в тех водотоках (продуктопроводах), где требуется применение гасителей давления. Вместо гасителей целесообразна установка микроГЭС, вырабатывающих электроэнергию для собственных нужд производства или в сеть

за счет избытка давления в водотоке. Нетрудно заметить, что принципиально такое использование микроГЭС аналогично применению детандерных генераторов на газопроводах (см. гл. 10).

Еще одной переспективной разработкой, не получившей пока широкого применения, является недавно созданная геликоидная турбина Горлова, названная по имени автора разработки. Ее особенность заключается в том, что она не нуждается в сильном напоре, используя кинетическую энергию водного потока – реки, океанского течения или морского прилива (более подробно см. гл. 15).

С учетом опыта строительства и эксплуатации малых ГЭС техническая политика для малых и микроГЭС должна быть направлена:

- на дальнейшее совершенствование проектных решений, в том числе создание унифицированных проектов с целью упрощения компоновки ГЭС, использования местных материалов, в том числе дерева для плотин и водоводов, снижения стоимости строительства;
- разработку конструктивных решений, обеспечивающих работу рукавных микроГЭС в зимний период;
- проведение натурных испытаний и разработку конструктивных решений, обеспечивающих работу малых ГЭС в условиях глубокого промерзания русла рек;
- создание свободнопоточных погружных и наплавных микроГЭС мощностью 1–2–5–10 кВт;
- создание систем управления, обеспечивающих работу станций в автоматическом режиме.

Литература

1. Дьяков А. Ф. Использование возобновляемых источников энергии в России // Вести в электроэнергетике. 2003. № 2.

2. Малик Л. К. Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках // Малая электроэнергетика. 2004. № 1.

3. Бляшко Я. И. Опыт МНТО «ИНСЭТ» по созданию и эксплуатации оборудования для микро- и малых ГЭС // Малая электроэнергетика. 2004. № 1.

4. Историк Б. Л. Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б. Малая нетрадиционная, речная и геотермальная энергетика // Малая электроэнергетика. 2004. № 1.

5. Амирова И. Н., Волшаник В. В., Пешнин А. Г., Родионов В. Б., Юрченко А. Н. Улучшение экологического состояния малых рек при их энергетическом использовании // Малая электроэнергетика. 2004. № 1.

6. Свитала Ф. Малые ГЭС на реке Слупия (Польша) // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

7. *ГОСТ Р 51238–98 «Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения».*

8. *Львовский В. А., Скворцова Е. Г. Фрумкин В. Н. Решение локальных задач надежного электроснабжения изолированных районов Приморья // Гидротехническое строительство. 2001. № 3.*

9. *Фельдман Б. Н. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в России // Гидротехническое строительство. 2000. № 8–9.*

10. *Обзор применяемых в субъектах Российской Федерации возобновляемых источников энергии. — М. : Министерство регионального развития РФ, 2007.*

11. *Линс К., Лагуна М. Освоение потенциала малых рек. Прогресс малой энергетики в Европе и развивающихся странах // Возобновляемая энергия (Renewable energy bulletin). 2005. Май.*

Одним из направлений инновационного развития атомной энергетики является промышленное производство и строительство унифицированных энергоблоков малой и средней мощности (от 200 кВт до 600 МВт электрических) для производства электричества и тепла на основе технологий атомного судостроения.

Состояние малой атомной энергетики в мире на ближайшую перспективу внушает некоторый оптимизм: есть многочисленные проектные и конструкторские заделы на второе и третье десятилетия XXI века при одновременном наличии готовых проектов для быстрой реализации. Назовем для примера лишь некоторые из них:

- Россия – «Елена», «Рута», KLT-40С;
- Китай – НТR-10;
- Япония – 4S, Rapid-L;
- США – PBMR и HTGR.

Анализ ситуации с малыми ядерными реакторами показывает: во всем мире началась гонка в этой области энергетики за обладание «призом лидера». В частности, в США малые АЭС считают вполне конкурентоспособными с энергоустановками на углеводородном топливе; в настоящее время строится малая АЭС на Аляске и заявлено о начале строительства семи реакторов для одного из регионов США, который пока не называется. Южноафриканская компания «Escom», получившая права на производство реактора PBMR, заявила еще в 1999 г. о том, что к 2016 г. она произведет 216 мини-реакторов, значительная часть которых пойдет на экспорт, а основная часть будет использована для программ развития плохо освоенных собственных территорий.

Россия еще 15 лет назад была в этой области безусловным лидером: у нас был построен целый флот из шести атомных ледоколов, чего не было ни в одной стране. Однако за последние годы Россия упустила свою фору, хотя неоспоримо, что малая атомная энергетика может и должна стать основой создания децентрализованных систем энергоснабжения малоосвоенных районов Крайнего Севера и Дальнего Востока. Что касается актуальности освоения малой атомной энергетики в мире, то она может быть использована не только для электроснабжения удаленных регионов развитых стран, но

и для территорий, расположенных в пустынях, океанических островах, а также, как это ни кажется парадоксальным, для перенаселенных мегаполисов. Так, японские лидеры в разработке миниатюрных ядерных реакторов (создатели реактора Rapid-L) утверждают, что каждое их устройство может быть использовано для тепло- и электроснабжения жилых домов или офисных небоскребов в мегаполисах. По мнению разработчиков, миниатюрные реакторы, благодаря возможностям локальной установки (в том же подвале здания или под землей на глубине от нескольких до сотни метров), получают широкое распространение как раз потому, что не требуют дорогого и редко отсутствующего в мегаполисах места для их размещения.

По мнению экспертов ООН, в ближайшем будущем не менее 30 стран ожидают серьезные трудности с пресной водой. Дефицит питьевой воды уже сейчас испытывается в Юго-Восточной Азии, Африке, Австралии, странах Ближнего Востока. Этим объясняется интерес стран из этих регионов к разработкам российских конструкторов в области создания плавучих АЭС. Их привлекает не только мобильность таких установок и возможность надежного энергоснабжения. Ядерная установка — надежный источник энергии для опреснительных комплексов, которые способны выдавать 200—400 тыс. м³ пресной воды в сутки, чего хватит на город с населением не менее 100 тыс. человек. Заинтересованность российским проектом плавучих АЭС уже высказали в Индонезии, Малайзии, Китае и ряде других стран.

Несмотря на потерю лидирующих позиций в создании реально работающих малых АЭС, Россия все-таки сохранила серьезный научный, проектный и конструкторский задел в области малых реакторов. Впервые о мобильных малых АЭС задумались еще в 60-х годах прошлого века. Но в силу ряда причин во всем мире приоритет был отдан стационарным АЭС и атомному флоту. Лишь в 1990 г. на проходившей в Мурманске международной конференции «Атомная энергетика на море. Экология и безопасность» российские ученые предложили использовать для энергоснабжения труднодоступных районов плавучие АЭС мощностью не более 100 МВт. Обоснование такого предложения было простым: завозить в такие районы традиционное углеводородное топливо трудно и дорого, а строить там гигаваттные АЭС — нерентабельно.

В 1990-е годы в России был спроектирован плавучий энергоблок, представляющий собой специальную баржу с установленными на ней двумя ядерными реакторами, турбогенераторами, другим оборудованием, постом управления и бытовыми помещениями для персонала. Рассмотрев различные варианты, пришли к выводу, что лучше всего для такого проекта подойдет реактор, созданный на основе

хорошо освоенной в производстве и эксплуатации энергетической установки атомного ледокола. Постройка головной плавучей атомной электростанции малой мощности (электрическая мощность 70 МВт, тепловая — 140 Гкал/ч), проект которой разработан Опытным конструкторским бюро машиностроения им. И. И. Африкантова (Нижний Новгород), поручена ОАО «Балтийский завод». Использована будет эта головная установка в Вилючинске (Камчатка).

Расчетные затраты на строительство этой плавучей станции составляют 9,1 млрд рублей. Это значительно меньше наземной АЭС такой же мощности благодаря применению метода модульно-агрегатного строительства, отработанного в ходе серийного производства атомных судов. Предполагается, что первая из плавучих АЭС окупится в течение ближайших 11–12 лет. При изготовлении этой станции будет отлажено технологическое взаимодействие, необходимое для серийного изготовления подобных станций для России и зарубежных стран.

Головная плавучая электростанция спроектирована в виде самоходного судна длиной 144 м, шириной 30 м, водоизмещением 21,5 тыс. т и имеет осадку 5,6 м. Штатная численность персонала для ее обслуживания — 69 человек. Снабженная двумя энергоблоками с реакторными установками КЛТ-40С (по 70 МВт каждая), мини-АЭС будет производить тепловую и электрическую энергию для производственных и бытовых нужд, то есть эта станция фактически представляет собой атомную ТЭЦ. Общий срок службы станции рассчитан на 40 лет, расчетная периодичность ремонтов — 12 лет.

В перспективе плавучие АЭС будут размещены в испытывающих энергетический дефицит прибрежных районах российского Крайнего Севера и Дальнего Востока. В ближайших планах — Дудинка (Таймыр), Вилючинск (Камчатка) и Певек (Чукотка). Всего же за 10 лет в России могут найти применение около 20 плавучих мини-АЭС; при этом появится возможность конструктивно ответить на нарекания ряда стран об отсутствии обустройства Северного морского пути.

За счет энергии малых АЭС как первичного источника при наличии соответствующего сырья может быть организовано производство синтетического горючего (этанола и метанола), а также выработка водорода. Мировая тенденция в настоящее время такова, что водородное горючее для всех видов транспорта в недалеком будущем получит широкое распространение.

В последние десятилетия за рубежом создана и успешно функционирует индустрия производства сжиженного природного газа (СПГ) в объемах до 100 млрд м³ в год. За рубежом производство СПГ в значительной степени стимулировано его более экономичной

транспортировкой. В России, как и за рубежом, предполагается организовать широкое производство СПГ, поскольку более целесообразно транспортировать газ в жидком состоянии от месторождений, расположенных в неблагоприятных для строительства газопроводов районах, а через 15–20 лет все основные российские месторождения будут располагаться именно в таких районах (Баренцево море, шельф Карского моря, шельф острова Сахалин и др.).

По оценкам специалистов, использование самого природного газа как энергоисточника для целей сжижения поглотит от 20 до 30 % исходного объема газа. Поэтому довольно привлекательным выглядит вариант использования мобильных малых АЭС в качестве источника энергии для производства СПГ. Этот вариант позволит, во-первых, сэкономить для экспорта сжигаемое сейчас сырье и, во-вторых, организовать заводы по производству СПГ непосредственно на труднодоступных месторождениях. При таком подходе, при годовой производительности завода по сжижению газа 40 тыс. т, экономия газа в сравнении с существующей технологией составит примерно 10 тыс. т, что при современных ценах на газ составит более 2 млн долларов.

Диапазон использования стационарных и мобильных малых АЭС может быть достаточно широк — они могут использоваться во всех случаях, требующих надежного снабжения тепловой и электрической энергией.

Оценка целесообразности строительства малых АЭС должна проводиться с учетом, по крайней мере, трех факторов: экономического, экологического и социального, которые тесно взаимосвязаны между собой.

Экономический фактор. Ядерные объекты, как правило, сложнее и дороже в строительстве, чем объекты обычной тепло- и электроэнергетики. Однако топливная составляющая в стоимости производимой энергии у АЭС на порядок меньше. Для отдаленных районов, где транспортные расходы превосходят начальную цену топлива, это особенно важно. Кроме того, АЭС меньше зависят от конъюнктурных скачков цен на топливо. Органическое топливо — невосполнимый ресурс, поэтому в перспективе непрерывный рост его стоимости неизбежен. Совершенно другой процесс будет идти в атомной энергетике. Уже разработанные в России технологии позволяют использовать в качестве топлива то, что сегодня идет в отходы. Это и отвалный уран, оставшийся после обогащения природного урана, и отработанное ядерное топливо, включая наиболее опасные трансурановые элементы. Этих запасов хватит на тысячелетия. Экономическая конкурентоспособность малых блочных АЭС со временем будет возрастать. Этому будет способствовать дальнейшая автоматизация управления атомными блоками, что приведет к снижению

численности персонала и к повышению безопасности их работы. Как любил повторять знаменитый американский физик Эдвард Тейлор, главная опасность на АЭС — это человек. Российский и зарубежный опыт показывает, что примерно 70 % всех аварийных ситуаций, в том числе практически все тяжелые аварии, связаны с ошибками персонала. Повышению экономичности блоков малой атомной энергетики способствует и длительный срок их работы без замены топлива, что еще более снижает затраты на транспортировку и перегрузку топлива, повышает КИУМ.

Экологический фактор. Для ТЭС в отдаленных районах в качестве топлива можно рассматривать только уголь либо дизельное топливо. Их сжигание приводит к выбросу в атмосферу окислов азота и серы, а также мелкодисперсных частиц, содержащих различные химические элементы (алюминий, свинец, радионуклиды и др.), которые оказывают негативное воздействие на здоровье людей и окружающую среду. В МАГАТЭ в течение нескольких лет большая группа специалистов из разных стран (США, Франция, Германия, Великобритания, Россия, Китай, Япония и др.) проводила оценки ущерба для окружающей среды от вредных выбросов тепловой энергетики и рассчитывала затраты, которые должно нести общество для компенсации этого ущерба, то есть рассчитывала так называемые «внешние цены», отнесенные к одному кВт·ч вырабатываемой энергии. «Внешние цены» зависят от многих факторов: качества топлива (например, для кузнецкого угля они в полтора раза выше, чем для ачинского); конструкции станции и качества ее очистных систем; расположения станции (учитывается состав населения, растительности, роза ветров и т. д.). Для России средние «внешние цены» составляют: около 10 центов/кВт·ч для угля, 4,5 для мазута и 0,2 — для АЭС. Такая разница, видимо, ни у кого не вызывает недоумения. АЭС при нормальной работе практически не имеет выбросов в атмосферу и воду загрязняющих веществ, даже радионуклидов АЭС выбрасывает в десятки раз меньше, чем угольная станция. Однако все помнят Чернобыль, и страх перед возможной аварией заставляет даже вполне трезвомыслящих людей опасаться соседства с атомной станцией. Между тем Чернобыльская авария была вызвана рядом причин.

Во-первых, непосредственной причиной аварии стали грубейшие нарушения требований безопасности со стороны персонала. Не все помнят, что за несколько лет до этого все АЭС, кроме Ленинградской, были выведены из Минатома и переданы энергетикам. Специалисты-атомщики предупреждали, что в стране в большинстве отраслей, в том числе в энергетике, отсутствует та особая «атомная» культура и дисциплина, которые создавались десятилетиями. За пультами первых реакторов, гораздо менее совершенных и надеж-

ных, чем Чернобыльский, сидели специалисты-ядерщики, и вероятность ошибок была минимальной. После передачи АЭС в другую отрасль пришли новые люди – с другими знаниями, другим опытом.

Во-вторых, ситуацию усугубили недостатки конструкции реактора. Позднее, задним числом, расчетами было показано, что если бы была установлена дополнительная защита от аварийного останова с введением стержней снизу, то аварии не произошло бы. После аварии были приняты меры, в том числе с помощью специалистов западных стран, по улучшению систем безопасности всех реакторов, в первую очередь Чернобыльского типа. Даже западные эксперты признают, что достигнут огромный прогресс в этой области.

Реакторы, используемые для малой ядерной энергетики, обладают гораздо большей безопасностью, чем реакторы большой энергетики. Это связано и с их меньшей мощностью, и с меньшей энергонапряженностью всех узлов, и с использованием систем естественной безопасности, которая обеспечивается не сложными инженерными устройствами, а ясными и безотказными законами природы (например: естественной циркуляцией теплоносителя, когда для обеспечения съема тепла не требуются насосы; падением мощности за счет нейтронно-физических характеристик при повышении температуры выше заданной). Преимущества системы естественной безопасности особенно наглядны на примере реактора «Рута». Она без вмешательства человека обеспечивает «следование» мощности реактора за нагрузкой в тепловой сети, благодаря чему стала возможной максимальная автоматизация и уменьшение влияния «человеческого фактора». Подтверждением этого тезиса повышенной безопасности малых реакторов является опыт работы с ними в сотнях университетов и исследовательских лабораторий по всему миру. Поэтому с большой долей уверенности можно утверждать, что реакторы малой мощности безопасны как для населения, так и для окружающей среды.

Социальный фактор. Основа социального благополучия в обществе – стабильность и уверенность в завтрашнем дне. Не последним фактором благополучия является надежное, не зависящее от капризов погоды и транспортных неувязок энергоснабжение, что особенно важно для отдаленных поселков и предприятий. Эта надежность может быть гарантирована при наличии собственной малой АЭС. Практическое подтверждение тому – Билибинская АЭС, более 30 лет снабжающая электричеством и теплом жителей Чукотки.

Надо учитывать, что АЭС – надежные и выгодные плательщики налогов в местный бюджет, они стабилизируют экономику и повышают уровень жизни. Атомная энергетика – высокотехнологичная отрасль, она повышает число рабочих мест высокой квалификации, в том числе вдали от самих станций.

Если говорить о влиянии АЭС на качество жизни населения в глобальном смысле, нельзя не упомянуть о дефиците пресной воды во многих регионах мира. Более 25 млн м³ опресненной воды в сутки в настоящее производят 12 500 станций, сооруженных в различных частях мира. Для энергоснабжения этих станций в значительной степени используются источники энергии на органическом топливе. Средняя мощность водоопреснительного узла равна примерно 2 тыс. м³/сут. При средних энергозатратах на опреснение воды 6 кВт·ч/м³ эта производительность соответствует установленной электрической мощности около 0,6 МВт. Таким образом, выбор ядерных энергоисточников малой мощности для опреснения воды также представляется наиболее привлекательным.

Преобразование плавучей АЭС в комбинированный ядерно-опреснительный комплекс может стать сильным ходом для продвижения таких энергоустановок на мировой рынок. По прогнозам МАГАТЭ, к 2015 г. объем глобального рынка опреснения морской воды на фоне нарастающего дефицита питьевой воды достигнет 12 млрд долларов.

Согласно недавнему отчету Американского ядерного общества, большинство действующих в мире опреснительных заводов используют органическое топливо. Специалисты организации ссылаются на негативное экологическое воздействие технологий сжигания углеводородов и указывают, что в будущем главным энергоисточником для заводов по опреснению воды должны стать именно атомные реакторы, способные вырабатывать большие объемы энергии для масштабного производства пресной воды.

В Японии уже действуют восемь ядерных реакторов, питающих опреснительные заводы; строительство демонстрационного объекта завершается в Индии, реализацию аналогичного проекта начинает Пакистан.

В русле актуальных тенденций находится и Россия, причем в определенных областях она пока лидирует – разработка судовых ядерных реакторов малой мощности, которые могут применяться для плавучих энергоблоков, а также ядерных опреснительных комплексов, столь же активно ведется лишь в Японии (реакторы Marine Reactor X).

В свое время в атомном ведомстве России активно занимались проблемой создания малых наземных АЭС; интерес к ним возрождается вновь, в том числе в связи с реформой ЖКХ.

Рассмотрим в ретроспективном порядке некоторые проекты малых АЭС, созданных и даже проверенных в эксплуатации.

Транспортабельная атомная электростанция «ТЭС-3» – один из первых проектов мобильных АЭС, а также один из очень немногих, доведенных до полномасштабных «полевых» испытаний. Такая станция была создана и отработала несколько лет.

ТЭС-3 представляла собой 4 гусеничных самоходных транспортера, смонтированных на шасси тяжелого танка Т-10. На двух транспортерах были установлены реактор и парогенератор, а на двух других размещались турбогенератор с электрической частью, системы управления и обеспечения работы станции. Транспортер с реактором весил 90 т.

Основа ТЭС-3 – водо-водяной реактор с габаритами активной зоны 60 см в высоту и 66 см в диаметре. Энергоблок выдавал мощность 1,5 МВт, что при малых размерах активной зоны реактора можно было реализовать только на высокообогащенном уране («оружейного» уровня обогащения, по критериям МАГАТЭ).

По имеющимся сведениям, опытно-промышленный экземпляр ТЭС-3 отработал в «полевых» условиях с 1961 по 1965 годы, после чего был выведен из эксплуатации.

Параллельно с гусеничной ТЭС-3 возникла идея создать передвижную АЭС на колесном ходу. Институт, призванный решить эту задачу, был размещен в Белоруссии поблизости от Минского автозавода – создателя знаменитых колесных тягачей МАЗ-537 «Ураган», способных нести вес межконтинентальной баллистической ракеты.

Мобильная АЭС «Памир» предназначалась для военных нужд – электроснабжения радаров ПВО в условиях, когда штатные системы питания будут уничтожены ракетным нападением. Одновременно «Памир» имел и второе – гражданское – назначение: использование в районах стихийных бедствий.

Поэтому при относительно небольшой мощности реактора (0,6 МВт электрических) предъявлялись высокие требования к его компактности и, в особенности, к надежной системе охлаждения, так как «Памир» предназначался для работы в широком диапазоне наружных температур (от Заполярья до среднеазиатских пустынь). В этом случае подбор надежной системы охлаждения реактора представляет собой сложную техническую задачу (заметим, кстати, что атомные ледоколы России не могут своим ходом добраться из Арктики в Антарктиду именно по той причине, что система охлаждения судовых реакторов не справится с работой при прохождении через жаркий экваториальный пояс).

После многолетних изысканий конструкторы создали для «Памира» уникальный газоохлаждаемый реактор на основе четырехоксида азота, работающий по одноконтурной схеме. На одной загрузке топлива он мог работать до пяти лет.

Мобильная АЭС «Памир» размещалась на четырех колесных тягачах «Ураган»: два из них несли реакторный и турбогенераторный блоки, а еще два – систему управления и жилые помещения персонала.

Станция успешно прошла заводские испытания и к 1986 году было изготовлено две АЭС «Памир». Но они не успели отправиться к местам службы. После Чернобыльской аварии, на волне антиядерных настроений в Белоруссии проект был закрыт, а все восемь готовых трейлеров с оборудованием были утилизированы.

Проект блочно-транспортальной атомной ТЭЦ с быстрым натриевым реактором и ГТУ БН-ГТ-300 был разработан Физико-техническим институтом (Обнинск). Он предназначен для одновременной выработки как электрической, так и тепловой энергии промышленных параметров, а также может использоваться для теплофикации коммунальных потребителей.

Основу станции составляет реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим (натриевым) теплоносителем. Применение эффективной газовой турбины призвано повысить к.п.д. турбогенератора.

Станция размещается в семи железнодорожных вагонах. При разворачивании станции на месте применения эти вагоны укрываются под легковозводимым капониром (строительные работы на площадке составляют лишь 5 % от общего объема работ, все остальное должно быть выполнено на заводе-изготовителе). По мере выработки топлива блок-вагон с реактором заменяется новым блок-вагоном, а старый отправляется на завод для замены топлива.

Реализация проекта не состоялась в числе прочих еще и по той причине, что наиболее остро нуждающиеся в тепловой и электрической энергии районы не имеют железнодорожного сообщения.

Один из наиболее подготовленных проектов Физико-технического института, имеющий хорошие перспективы внедрения, — атомная станция теплоснабжения «РУТА» стационарного размещения. Она предназначена для муниципальных систем централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения и может безопасно эксплуатироваться прямо на территории жилых кварталов. В зависимости от потребностей конкретного микрорайона разработана линейка мощностей станции от 10 до 70 МВт (тепловых).

Основа «РУТЫ» — двухконтурный водо-водяной реактор бассейнового типа тепловой мощностью 70 МВт. Именно он определяет безопасность, позволяющую размещать эту атомную котельную по соседству с жилыми домами:

во-первых, в «РУТЕ» (в отличие от водо-водяных реакторов крупных АЭС) отсутствует высокое давление в теплоносителе — оно попросту не требуется. Вода, нагреваясь в активной зоне реактора в нижней части бассейна, поднимается вверх, отдает тепло теплообменникам и, охладившись, снова опускается вниз. При мощности реактора до 70 % от номинальной эта циркуляция вообще происхо-

дит естественным путем, и только в диапазоне 70–100 % мощности требуется работа насосов;

во-вторых, «РУТА» работает с невысокой температурой теплоносителя (порядка 95–100 °С), так как для коммунальных систем отопления и водоснабжения такой температуры достаточно. С ростом температуры воды выше заданного уровня ухудшаются условия размножения нейтронов, что автоматически приводит к снижению мощности реактора;

в-третьих, небольшая активная зона погружена в значительную массу воды, поэтому запас теплоемкости бассейна очень велик. Следовательно, перегрев реактора, который в случае прекращения прокачки теплоносителя на больших АЭС происходит за считанные минуты, «РУТЕ» не грозит. Если даже из-за течи произойдет обезвоживание бассейна, то мощность реактора самостоятельно снизится до нуля, а для его охлаждения достаточно конвективных потоков воздуха.

Невысокая температура, отсутствие давления и кипения теплоносителя, его естественная циркуляция делают «РУТУ» пригодной для использования в жилых микрорайонах как хорошего конкурента газовым, мазутным и угольным котельным. Она способна снизить стоимость отопления и горячего водоснабжения в районах с продолжительной зимой (Урал, Сибирь, Север). Однако требуется преодолеть психологическое сопротивление потенциальных заказчиков, для чего «пилотный» экземпляр обнинцы намерены построить в своем городе.

Атомная ТЭЦ «ЕЛЕНА» разработана Институтом атомной энергии им. И. В. Курчатова. Отличием этой станции от «РУТЫ» является то, что она вырабатывает не только тепловую, но и электрическую энергию, причем без турбин — термоэлектрическим способом. Кроме того, в отличие от «РУТЫ», вода в первом контуре реактора находится под давлением и с температурой порядка 300 °С.

Вода циркулирует по 3-контурной схеме (из третьего — уходит на теплофикацию потребителей). А электричество вырабатывается попутно на термоэлектрических батареях, «ножки» которых погружены в воду первого и второго контуров и используют разность их температур. Таким образом, электрическая мощность «ЕЛЕНЫ» составляет всего 0,1 МВт, а тепловая — до 3 МВт.

На протяжении всего срока работы (25 лет) «ЕЛЕНА» не нуждается ни в обслуживании, ни в замене топлива. Ее водо-водяной реактор (демонстрационный прототип которого — реактор «Гамма» — эксплуатируется уже около двух десятилетий) саморегулируется без вмешательства человека, а также полностью изолирован от внешней среды.

Самоуправляемость «ЕЛЕНЫ» обеспечивает конструкция активной зоны, подобранная так, что реактор имеет «нулевую» реактивность. Таким образом, ни затухания, ни нарастания ядерной реакции не происходит, а следовательно, не требуется манипулировать стержнями-поглотителями (вводить или извлекать их из активной зоны). Выгорание топлива «ЕЛЕНЕ» компенсируют тепловые свойства воды: снижение температуры повышает ее плотность, что увеличивает замедление нейтронов, повышает реактивность и тепловыделение реактора. При перегреве воды идут обратные процессы, то есть в любом случае реактор сам поддерживает «нулевую» реактивность.

Существует целый ряд разработок малых АЭС, правда, еще далеких от промышленного внедрения.

Блочно-модульная атомная ТЭЦ «АНГСТРЕМ» электрической мощностью 6 МВт оснащена быстрым реактором со свинцово-висмутовым теплоносителем. Она может перевозиться любым видом транспорта. Однако, по мнению критиков проекта, при захвате нейтронов висмутом в таком теплоносителе накапливается изотоп полония-210, имеющий высокую активность и проникаемость, что нежелательно с точки зрения радиационной безопасности.

Малая АЭС «УНИТЕРМ» на основе водо-водяного реактора не требует обслуживания и работает на одной загрузке топлива весь срок службы (25 лет), а вдобавок еще и самостоятельно меняет режимы работы в зависимости от нагрузки потребителей, вплоть до полного снятия и последующего восстановления нагрузки.

Есть и другие проекты малых АЭС, атомных ТЭЦ и котельных: подземная реакторная установка «МАСТЕР», арктическая блочная установка «АРБУС», станции с реакторами АБВ разных модификаций («Север», «Волнолом», «Крипто»).

За рубежом также активно ведутся разработки малых АЭС. В частности, журнал «New Scientist» сообщал о разработанном в США «одно-разовом» реакторе малой мощности, который может работать 30 лет без обслуживания персоналом на единственной загрузке топлива.

Наиболее активно на этом поприще проявляет себя Япония. Фирма «Toshiba» разработала малую АЭС с быстрым натриевым реактором, который назвали «4S»: Super Safe, Small and Simple (сверх-безопасный, маленький и простой). Реактор электрической мощностью 10 МВт запроектирован на работу в течение 30 лет на одной загрузке топлива и без обслуживания персоналом. Процент обогащения топлива соответствует экспортным ограничениям МАГАТЭ – менее 20 %.

Пилотный экземпляр реактора 4S японцы предлагают разместить в городке Галена у реки Юкон на Аляске. Городок на 700 жителей расположен в удаленной труднодоступной местности, и завоз

органического топлива удорожает киловатт-час втрое относительно средней стоимости электроэнергии в США. По расчетам, киловатт-час 4S будет в два раза дешевле, чем платят жители городка сегодня.

«Toshiba» готова построить реактор в Галене уже в 2010 году. Однако реальный срок будет зависеть от результатов переговоров японской компании с атомным ведомством США, которые ожидаются трудными по следующим причинам:

- во-первых, «Toshiba» предлагает тип реактора, который принципиально отличается от используемых в настоящее время в США;
- во-вторых, имеет место острая конкуренция на таком перспективном рынке, как малые АЭС.

Изобилие проектов в этой области свидетельствует о том, что малые АЭС востребованы потребителем, и эта рыночная ниша сулит неплохие перспективы.

Литература

1. *Асмолов В. Г.* Российская ядерная энергетика сегодня и завтра // Теплоэнергетика. 2007. № 5.
2. *Воробьев А., Козлов И.* Большая энергетика малого формата // Контакты. 2007. Январь.
3. *Нигматуллин Б. И.* Стратегия и основные направления развития атомной энергетики в первой половине XXI века // Теплоэнергетика. 2001. № 1.

Глава 9. МАЛЫЕ ТЭЦ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОТОПЛИВА

Проблема стабильного энергообеспечения и создания локальных генерирующих мощностей, не зависящих от большой энергетики, волнует многих руководителей предприятий, а также местные власти.

Напомним, что понятие «малая энергетика» (small energetics) обычно включает в себя локальные, то есть расположенные в непосредственной близости от потребителя генерирующие установки: ТЭЦ (на Западе их обычно называют когенерирующими установками – cogeneration plants), малые ГЭС, ВЭУ и солнечные энергоустановки, малые электростанции для частных домов, отелей и т. д.

В данной главе речь пойдет о малых ТЭЦ различных компоновок и назначений.

В настоящее время во многих странах наряду с системами централизованного теплоснабжения довольно широкое распространение получили децентрализованные автономные системы. Этим термином условно обозначают малые системы с установленной тепловой мощностью не более 23 МВт.

Повышенный интерес к автономным источникам и системам в последние годы в значительной мере был обусловлен инвестиционно-кредитной политикой, так как строительство централизованной системы требует от инвестора значительных единовременных вложений в источник, тепловые сети и внутренние системы зданий, причем с неопределенным сроком окупаемости или практически на безвозвратной основе. При децентрализации возможно снижение капитальных затрат за счет отсутствия внешних тепловых сетей. Организация автономного теплоснабжения позволяет осуществить реконструкцию объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в централизованных системах.

Кроме того, малые теплофикационные системы, особенно с одновременной выработкой электроэнергии, являются во многих случаях безальтернативным вариантом в отдаленных районах, в небольших городах и поселках.

За рубежом строительство объектов малой тепловой энергетики признано одним из перспективных направлений развития энергетики и во многих странах объявлено государственной программой.

В Германии количество действующих, строящихся и проектируемых малых ТЭЦ достигает двух тысяч. В Японии каждый строящийся объект в обязательном порядке оснащается малой ТЭЦ. После энергетических кризисов в США, Великобритании, Италии и других странах доля генерации тепловой и электрической энергии на малых станциях, в том числе на малых ТЭЦ, непрерывно увеличивается.

Число станций, работающих на различных видах топлива, зависит главным образом от наличия ресурсов в конкретном районе. Например, в основе американской, китайской и индийской энергетики лежит уголь, а на газотурбинных станциях в США и Западной Европе вырабатывается только 20 % электроэнергии. В южных странах тепловые сети практически не используют, а теплота выхлопных газов на газотурбинных электростанциях служит, как правило, для выработки промышленного пара. Поэтому совокупный к.п.д. применения газа здесь заведомо меньше, чем на станциях, выдающих также и горячую воду.

В России необходимость развития малой теплоэнергетики обусловлена следующими обстоятельствами:

- износ основного оборудования ТЭЦ и отопительных котельных по разным оценкам составляет 50–80 %;

- средний износ коммунальных тепловых сетей по России достигает 60–70 %, а 25–30 % находится в аварийном состоянии (всего в России примерно 200 тыс. км коммунальных сетей);

- потери при передаче тепла по магистральным и распределительным теплотрассам достигают 70 %.

Организуя производство тепловой энергии рядом с потребителем, можно не только сократить потери, но и снизить риск зависимости от магистральных сетей. Поэтому малая тепловая энергетика характеризуется не столько уровнем мощности и степенью износа оборудования, сколько близостью к потребителям и соответствующим повышением надежности энергоснабжения. Основная функция малых ТЭЦ – производство тепла, электроэнергия является как бы побочным продуктом, повышающим к.п.д. и эффективность использования энергоустановки.

Важным обстоятельством, способствующим интенсивному развитию малой тепловой энергетики, является то, что сегодня и малые, и большие газовые турбины могут работать с одинаковым к.п.д. (55–60 %). Кроме того, следует учитывать, что если, по статистике, потери электроэнергии в большой энергетике при передаче и трансформации составляют до 10 % на 1000 км, то потери при передаче газа – 1 %. Поэтому зачастую эффективнее строить когенерирующие (производящие одновременно и электричество, и горячую воду)

газовые установки в непосредственной близости от потребителей, так как это позволяет значительно повысить совокупный к.п.д.

Несмотря на относительно скромную долю малой энергетики в энергобалансе России, ее значение велико. В 2004 г. 4,8 % электроэнергии произведено на малых станциях, еще 11,5 % – на собственных станциях крупных потребителей и около 61 % – на крупных ТЭС. По разным оценкам, от 50 до 70 % территории России не охвачено централизованным электроснабжением и до 80 % – централизованным теплоснабжением. Около 26 % от общего производства тепла в России вырабатывается в неэкономичных малых котельных и на индивидуальных отопительных установках, моральный и физический износ которых составляет порядка 80 %.

Итак, подводя итоги сказанному, сделаем некоторые выводы: почему именно сейчас так интенсивно стала развиваться малая тепловая энергетика?

Во-первых, появились технические возможности – высокоэффективное газотурбинное оборудование, которое изготавливается в широком диапазоне мощностей, имеет высокую заводскую готовность, то есть предоставляет возможность за сравнительно короткий срок (несколько месяцев) смонтировать и запустить ГТУ.

Во-вторых, в рыночных условиях имеется значительная неопределенность развития экономики и соответствующего спроса на тепловую и электрическую энергию; ГТУ сравнительно небольшой мощности позволяют мобильно подстраиваться под эту неопределенность.

В-третьих, не всегда бывает возможно или эффективно строить ЛЭП и теплотрассы от крупных ТЭС до удаленного потребителя.

Напомним очень кратко принцип действия газотурбинного двигателя.

На рис. 9.1 представлена принципиальная схема ГТУ. Жидкое или газообразное топливо подается с помощью топливного насоса (ТН) или газового компрессора (ГК) в камеру сгорания (КС). Туда же подается атмосферный воздух, предварительно сжатый до 15–20 атм. и подогретый в регенеративном подогревателе (Р) за счет тепла отработавших продуктов сгорания. Образовавшиеся при горении топлива газы (продукты сгорания) поступают из камеры сгорания (КС) в газовую турбину (ГТ).

Принцип работы газовой турбины (аналогичный принципу работы паровой турбины) заключается в следующем (рис. 9.2). Продукты сгорания, имеющие обычно температуру 1200–1500 °С, поступают в сопла турбины – выполненные из металла каналы, установленные в статоре турбины, то есть остающиеся неподвижными. В соплах тепловая энергия продуктов сгорания преобразуется в кинетическую

Рис. 9.1. Принципиальная схема газотурбинной установки:

Р – регенератор; ВК – воздушный компрессор (или генератор); КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ПД – пусковой двигатель; ТН – топливный насос; ГК – газовый компрессор

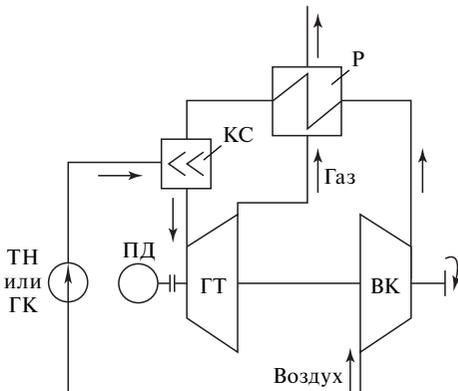
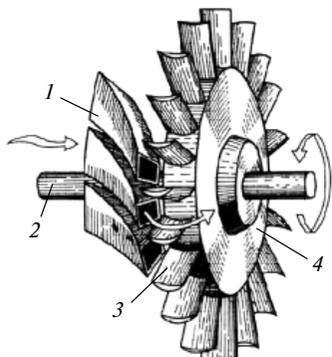


Рис. 9.2. Способ преобразования тепловой энергии в механическую в газовой турбине:

1 – сопла; 2 – вал; 3 – рабочие лопатки; 4 – диск турбины

энергию потока газа. При этом температура и давление продуктов сгорания уменьшаются, а скорость струи газа растет. Струя продуктов сгорания поступает на рабочие лопатки турбины, укрепленные на ее диске, жестко связанном с валом. Таким образом, вал, диск и рабочие лопатки, вращающиеся как единое целое, представляют собой ротор турбины.

Кинетическая энергия струи газа во время протекания по каналам, образуемым рабочими лопатками, уменьшается, но зато увеличивается кинетическая энергия ротора турбины, что и требуется. Если ротор турбины связан с электрическим генератором, то вырабатывается электрическая энергия, а если с воздушным компрессором, то осуществляется сжатие воздуха и подача его потребителю. Если газовая турбина предназначена для перекачки природного газа по газопроводу, то турбина приводит в движение уже не воздушный, а газовый компрессор. Современные газовые турбины – обычно многоступенчатые (имеющие несколько рядов сопловых устройств и рабочих лопаток) машины, рассчитанные на высокую начальную температуру продуктов сгорания.

В энергетике газовые турбины находят широкое применение:

– во-первых, в качестве пиковой установки. Напомним, что потребление электроэнергии в течение суток в большинстве случаев очень неравномерно. В период максимального потребления длитель-

ностью около 1,5–2 ч потребность в электроэнергии значительно выше, чем в среднем за сутки. Это так называемые пиковые часы суточного графика электропотребления. Экономически нецелесообразно создавать общую мощность системы, достаточную для покрытия пиковой нагрузки. Гораздо выгоднее иметь базовую мощность системы несколько меньше, а пиковую нагрузку покрывать за счет специальной пиковой мощности. Главным требованием к пиковой мощности является ее относительная дешевизна;

– во-вторых, газовые турбины используются в ПГУ на ТЭС (см. гл. 2), в которых за счет тепла продуктов сгорания топлива в газовой турбине вода превращается в пар, поступающий в паровую турбину, на одном валу с которой находится второй электрический генератор. Такого рода ПГУ позволяет использовать (утилизировать) тепло отработавших в газовой турбине продуктов сгорания. Охладившиеся в котле-утилизаторе продукты сгорания выбрасываются наружу. Отработавший в паровой турбине пар поступает, как обычно, в конденсатор, в котором отдает тепло охлаждающей воде, превращается в конденсат и затем с помощью питательного насоса снова поступает в котел-утилизатор. Совокупный к.п.д. современных ПГУ достигает 58–60 %.

Вследствие принципиальной простоты цикла и технологической схемы стоимость ГТУ существенно ниже, чем паровых. Они занимают меньше места, не нуждаются в охлаждении водой, быстро запускаются и изменяют режим работы.

Значительным резервом экономии дорогостоящих ископаемых видов углеводородного топлива в системах малой теплоэнергетики может быть перевод средних и мелких котельных на местное дешевое топливо, в том числе переход на так называемое биотопливо.

Увеличение доли местного топлива в энергетическом балансе характерно практически для всех развитых стран. Наиболее значительных результатов в применении местных биотоплив достигла Швеция. Например, природный газ как энергетическое топливо в шведской энергетике занимает не более 2 %; в то же время местное топливо – биомасса (древесина, торф, бытовые отходы) – дает не менее 21 %. Аналогичные показатели использования биомассы характерны для топливного баланса и других промышленно развитых стран. В Австрии она составляет 12 %, в Финляндии – 23 %. В целом в странах ЕС в среднем около 14 % общей энергии получено из биомассы. В Индии программа децентрализации производства энергии, инициированная в 1995 г., обеспечила поддержку проектов применения местных видов топлива. Большое внимание уделяется использованию биомассы как источника экологически чистого топлива и энергии в США, Канаде, Бразилии и других странах.

Прежде чем анализировать перспективы использования биомассы в целях энергетики, напомним некоторые понятия из этой области.

Биотопливо – это топливо из биологического сырья, как правило, из отходов сельскохозяйственного производства. Различается жидкое биотопливо (для двигателей внутреннего сгорания, например, этанол, биодизель) и твердое биотопливо (дрова, щепа, солома).

Рост цен на традиционное углеводородное топливо мотивирует внедрение альтернативных видов топлива, одним из которых стали *пеллеты*, или топливные гранулы, завоевавшие прочное место на мировом рынке биотоплива.

Топливные или древесные гранулы (пеллеты – pellets) представляют собой прессованные цилиндры диаметром 4–10 мм и длиной 2–5 см, переработанные из высушенных остатков лесоперерабатывающего производства: древесные опилки, стружка, кора, сучки, ветки и т. д. Содержание энергии в одном килограмме древесных гранул соответствует 0,5 л жидкого топлива. Кроме экономического эффекта использование пеллет способствует снижению вредных выбросов в атмосферу.

Различают два вида пеллет. Для отопления жилых домов используются гранулы, которые из-за особой белизны называются «белыми». Этот вид гранул продается по более высокой цене, чем гранулы для больших котельных – промышленные пеллеты, которые, как правило, большего диаметра, чем «белые». Промышленные гранулы из-за наличия в них высокой доли коры темнее, чем гранулы для частного отопления.

Цена на «белые» пеллеты составляет от 140 до 160 евро за тонну. Они реализуются либо в мешках, либо в контейнерах. Цена на промышленные пеллеты составляет в среднем 85 евро за тонну.

Гранулы больших размеров называются *брикетами*, которые выпускают на специальном оборудовании. Брикетки занимают значительно меньший сегмент рынка сжатых топлив: соотношение выпуска топливных брикетов и гранул в мире составляет примерно 1:20.

Основными направлениями использования биомассы для энергетики в ЕС являются:

- производство пеллет и древесной щепы (прямое сжигание);
- газификация и пиролиз («синтез»-газ или, по-европейски, «биосингаз», «сингаз», метанол для транспорта);
- производство биоэтанола;
- производство биодизельного топлива;

- производство биоводорода;
- производство биогаза.

Прогноз потребления биотоплив в Европе в 2010 и 2020 гг. дает соответственно 17,0 и 37,0 млн т нефтяного эквивалента (НЭ) при стоимости 1 т НЭ 350–450 евро.

Сырье для газификации: древесина, солома, стебли кукурузы, отходы растениеводства и лесопереработки, специальные плантации. Стоимость 1 т биогаза составляет 250 евро (500 евро/т НЭ) при стоимости исходной биомассы (с влажностью 10 %) 20 евро/т. Биосингаз используется для получения водорода, метанола, аммония, серы, а также в качестве энергетического топлива.

Для производства биосингаза все шире используют твердые бытовые отходы (ТБО). Технологии получения биосингаза при газификации ТБО отработаны во многих странах.

В Японии в провинции Чива работает завод по переработке 300 т ТБО в сутки и производства сингаза, идущего на получение водорода для сталелитейного завода. В провинциях Мутсу, Нагасаки и Токусима работают заводы по переработке ТБО мощностью соответственно 140, 300 и 120 т/сут для производства электроэнергии, в провинции Курашики – 555 т/сут для сталелитейного завода, в провинциях Юории и Изуши – 450 и 95 т/сут для тепловых ТЭС.

В Италии, в местечке Фондотто, работает электростанция на сингазе, получаемом при газификации 95 т ТБО в сутки.

В Германии в г. Карлсруэ работает завод по переработке ТБО в сингаз мощностью 720 т/сут; газ используется для производства тепловой энергии.

Пиролиз – процесс переработки лигнол-целлюлозного материала без доступа воздуха для получения жидких органических топлив (бионефти). В Канаде в провинции Онтарио в компании «Дина Мотив Энерджи Систем» работает завод по получению пиролизом бионефти; мощность переработки – 200 т/сут.

Для процесса пиролиза можно использовать до 20 видов биомассы, из которых пиролизом получают от 58 до 80 % бионефти на 1 т исходного сырья: кукурузная шелуха, ель, сосна, лиственница, береза, черный тополь, кедр, солома, ТБО и др. Наилучшим материалом является кукурузная шелуха, которая дает до 80 % бионефти, 12 % активированного угля, 7 % газов. Сосново-еловая древесина (смесь) дает до 70 % бионефти, 14 % угля, 13 % газов.

Получение *биоэтанола* (спирта C_2H_5OH): в качестве сырья используются сахарная свекла, сахарный тростник, кукуруза, пшеница, картофель, сладкое сорго, каसाва (табл. 9.1 и 9.2).

Производство спирта из разных культур с 1 га и стоимость 1 м³

Сырье	Объем производства спирта, т/га	Стоимость, долл./м ³
Сахарная свекла (15 евро/т)	2,5–3,0	300–400
Сахарный тростник	3,5–5,0	160
Кукуруза	2,5	250–400
Пшеница	0,5–2,0	380–400
Картофель	1,2–2,7	800–900
Сладкое сорго	3,0–5,0	200–300
Касава	1,5–6,0	700
Синтетический спирт	–	540
ТБО	20 м ³ /т	–

Мировой рынок этанола

Страна	Стоимость спирта, евро/м ³
Бразилия	160
Бразилия (безводный спирт)	220
США (безводный спирт)	250
Европа (безводный спирт из сахарной свеклы)	350–450
Импорт спирта в Европу	190

Мировая потребность в этаноле оценивается в объеме 2 млрд м³/год при его современном производстве 32 млн м³.

В Бразилии 90 % выпускаемых автомобилей оснащены двигателями, предназначенными для функционирования на этаноле: 3 млн машин ездит только на этаноле, а еще 16 млн – на смеси этанола и бензина.

В США 12 % автомобилей работают или могут работать на альтернативном топливе, включая этанол. В США широкое распространение получил так называемый газохол – бензин, содержащий 10 %

спирта. Применение газохолола допускается всеми крупными производителями автомобилей без переделки двигателя.

Около 90 % производственных мощностей биотоплива приходится на США, Бразилию и ЕС. Весьма вероятно, что производство может рассредоточиться по всему миру – в случае реализации правительственных программ в Китае, Малайзии и Индии.

В России ежегодное количество органических отходов составляет более 390 млн т, в том числе сельскохозяйственных – более 250 млн т. Россия могла бы стать крупным экспортером древесной щепы и пеллет для Европы и других стран, поскольку она является мировым лидером по лесным ресурсам (четвертая часть мировых запасов древесины, оцениваемых в 82 млрд м³ или 41 млрд т). В целях энергетики без нанесения ущерба для лесных плантаций можно перерабатывать как минимум до 0,16 % ежегодно.

В этой области биоэнергетики и в создании современного оборудования для газификации твердой биомассы (древесины, лузги, ТБО) в России имеются интересные разработки, как и разработки энергетических установок для использования биомассы. Но пока мы имеем дело, как правило, лишь с экспериментальными и демонстрационными образцами.

Рассмотрение других технологий переработки биомассы не входит в задачи книги; все они направлены на получение различных видов топлива или сырья для промышленности. Сделаем лишь несколько замечаний о проблемах, связанных с переработкой ТБО.

Большая часть этой категории биомассы перерабатывается путем сжигания, причем во многих регионах необходимость переработки постоянно увеличивающихся объемов ТБО настоятельно требует расширения строительства мусоросжигательных заводов с выработкой тепла и электроэнергии.

Сегодня мусоросжигательных заводов, производящих энергию, много в Германии, Японии, Швейцарии, Бельгии и других странах. В России такие заводы активно стали строиться только в последние 15–20 лет. Они имеются во Владимире, Владивостоке, Москве, Мурманске, Пятигорске, Сочи и Челябинске. Строится такой завод в Санкт-Петербурге, имеется программа строительства 10 заводов в разных районах Московской области. Однако обольщаться насчет дальнейшего тиражирования таких заводов не следует.

Сжигание ТБО – дело крайне дорогое и далеко не безвредное: все такие заводы относятся к опасным производствам. Выбрасываемые ими диоксины являются большой текущей проблемой этих заводов, а загрязнение окружающих территорий тяжелыми металлами – не только большой, но и пролонгированной проблемой, так как избавиться от них невозможно в течение многих лет.

Именно этими причинами вызвано закрытие в последние годы некоторых мусоросжигательных заводов в Англии, Нидерландах, заражение территории вокруг которых превышает среднее по стране в 50–100 раз. Такие же проблемы возникли в Польше и других странах. Одним словом, некоторые из этих заводов оказались опаснее полигонов для захоронения мусора.

Поэтому решение о строительстве, тем более массовом, таких заводов на перспективу следует, видимо, принимать только с учетом конкретной ситуации с ТБО и состоянием экологии, сложившейся в том или ином регионе. Требуется радикальное решение – разработка экологически безвредной технологии утилизации ТБО. В этом отношении представляет интерес сообщение в СМИ (июль 2008 г.) о планируемом строительстве в Ленинградской области второй очереди завода по механизированной переработке бытовых отходов «МПБО-2», который работает по уникальной технологии биотермического компостирования. Технология сжигания на этом заводе не применяется. Мусор, поступающий на завод, проходит селективный отбор с целью извлечения полезных вторичных материальных ресурсов (черного и цветного металла, стекла, полимерных отходов). Производимый на заводе компост в полном объеме готовы покупать финны в качестве сельскохозяйственного удобрения.

Однако тенденция интенсивного развития производства биотоплива имеет и своих критиков, которые предупреждают, что «энергетическое сельское хозяйство» поглотит земли, необходимые для выращивания пищевой продукции, или разрушит природные экокомплексы. Например, обнаружено, что производство биоэтанола вызывает появление и рост площади морских пустынь. Примером может служить безжизненная пустыня в Мексиканском заливе, которая в летние месяцы достигает площади 20 тыс. км² и доходит до берегов Мексики и Кубы. Всею виной река Миссисипи, несущая в своих водах большое количество биогенных веществ и удобрений.

Выращивание соответствующих культур и производство из них топлива (например, этанола из кукурузы) само по себе требует существенных энергетических затрат, что снижает эффективность биоэнергетики. Положение усугубляется тем, что большая часть земель, пригодных для выращивания сельскохозяйственной продукции, уже давно распахана. Когда их начинают использовать для культур, идущих на биотопливо (кукурузу или сахарный тростник для получения этанола, масличную пальму или сою для получения биодизельного топлива), то сразу же начинает расти цена на фуражное зерно и продовольствие. В силу глобального характера современной экономики процессы, происходящие в одной стране, проявляются и в других странах.

Тревожная ситуация складывается в тропических районах, где ради плантаций масличной пальмы и других культур, используемых в биоэнергетике, начинают сводить девственные леса и распахивать саванны (Бразилия, Индонезия, Малайзия).

Литература

1. *Степанов А.* Малая энергетика в России и за рубежом // ЭнергоРынок. 2005. № 11.

2. *Чистович С. А.* Технологические схемы систем теплофикации, теплоснабжения и отопления // Журнал АВОК. 2007. № 7.

3. *Панцхава Е. С., Пожарнов В. А.* Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

4. *Ракитова О. С.* Есть ли перспективы использования биотоплива в ЖКХ? // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

Глава 10. МАЛЫЕ КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СИСТЕМЫ

В данной главе речь пойдет не о комбинациях разных источников энергии (например, ветродизельных, солнечно-ветродизельных и т. п.), а о комбинациях выхода разных видов энергии от одного источника.

Когенераторные (когенерационные) установки. Энергоблоки любой ТЭЦ независимо от ее мощности являются, по сути, установками двойного назначения: для выработки тепловой и электрической энергии. Термин «когенераторные установки» за рубежом используется, как правило, применительно к малым теплоэнергетическим установкам с единичной электрической мощностью от 0,1 до 15 МВт и тепловой мощностью до 20 Гкал/ч. Такие установки могут поставляться комплектно, в том числе в контейнерном исполнении, либо создаваться путем реконструкции паровых или водогрейных котельных с дооснащением их электрогенерирующими агрегатами.

Таким образом, когенераторная установка (станция) обеспечивает использование первичного источника энергии (газа, жидкого топлива) для получения двух видов энергии — тепловой и электрической. Главное преимущество когенераторной электростанции состоит в том, что использование энергии топлива здесь происходит с гораздо большей эффективностью, в результате чего снижается потребность в первичном топливе.

В качестве привода электрогенераторов малых когенераторных ТЭЦ используются дизельные, газопоршневые, двухтопливные поршневые двигатели внутреннего сгорания, газовые турбины, паровые турбины с противодавлением либо конденсационного типа с промежуточным отбором пара и использованием подогретой в конденсаторе воды для технологических нужд, а также роторные или шнековые паровые машины.

В качестве теплогенераторов используются котлы — утилизаторы выхлопных горячих газов и теплообменники охлажденной воды.

Достоинством дизельных установок, как и газомоторных с искровым зажиганием, является высокий к.п.д. при выработке электроэнергии, практически не зависящий от единичной мощности

двигателя. Такие установки также малочувствительны к изменению тепловой нагрузки. По этой причине они повсеместно применяются в наземном и водном транспорте, где величина нагрузки может изменяться от работы на холостом ходу до использования максимальной мощности. Возможности утилизации тепла в таких установках уменьшаются при снижении тепловой нагрузки, так как при этом несколько понижается температура выхлопных газов. Если при полной нагрузке температура выхлопных газов составляет 400–480 °С, то при нагрузке двигателя 50 % от номинальной мощности она снижается до 175–200 °С. Это обуславливает необходимость установки пикового котла либо оснащения котла-утилизатора огневой топкой. Для обеспечения надежной работы двигателя температура в первичном контуре системы водяного охлаждения поддерживается на уровне 90–95 °С.

Отношение выработки электроэнергии к выработке тепла в подобных установках находится обычно в диапазоне 1:1,2.

Достоинством двухтопливных поршневых установок по сравнению с дизельными и газомоторными является возможность перехода на дизельное топливо при отсутствии природного газа.

По сравнению с поршневыми (дизельными и газомоторными) газотурбинные ТЭЦ, выполненные по классической схеме (газовая турбина – котел-утилизатор), имеют значительно меньшую удельную массу и габариты (кг/кВт и м³/кВт). Именно поэтому в авиации ГТУ заменили поршневые двигатели. Вместе с тем их к.п.д. по выработке электроэнергии заметно снижается с уменьшением нагрузки. Так, при снижении нагрузки до 50 % электрический к.п.д. газовой турбины снижается почти в два раза.

Наивысший к.п.д. (при номинальной нагрузке) у газовых турбин и газопоршневых двигателей около 40 %. Доля электрической нагрузки по отношению к тепловой в газотурбинных ТЭЦ комплектной поставки составляет 1:2.

При установке газовых турбин, предвключенных к существующим водогрейным котлам, то есть с отводом отработанных газов в топку котлов, соотношение электрической и тепловой нагрузки не превышает 1:7. Увеличение выработки электроэнергии на базе теплового потребления может быть достигнуто только при условии серьезной реконструкции котлоагрегатов.

Оснащение паровых отопительно-производственных котельных паротурбинными установками позволяет полезно использовать перепад давления пара в котле и перед теплообменными аппаратами для выработки электроэнергии – как для покрытия всей потребности на собственные нужды, так и для выдачи во внешнюю сеть.

Применение когенераторных электростанций в мегаполисах позволяет эффективно дополнять рынок энергоснабжения без реконструкции сетей. Автономная работа когенераторной установки позволяет обеспечить потребителей электроэнергией со стабильными параметрами по частоте и напряжению, а также тепловой энергией со стабильными параметрами по температуре.

Потенциальными объектами применения когенераторных установок в России являются промышленные производства, нефтеперерабатывающие заводы, больницы, объекты жилищной сферы, газоперекачивающие станции, компрессорные станции и т. д. Приближенность источников энергии к потребителям позволяет значительно снизить потери на передаче энергии, улучшить ее качество и, следовательно, повысить коэффициент использования энергии первичного топлива.

Энергосистемы также заинтересованы в подключении когенераторных установок к своим сетям, так как при этом они приобретают дополнительную генерирующую мощность без капитальных вложений в строительство электростанций. В этом случае энергосистема закупает дешевую электроэнергию для ее реализации по более высокому тарифу. Тепловые сети получают возможность снизить производство тепла и закупают дешевое тепло для его реализации близлежащим потребителям посредством существующих тепловых сетей.

Инвестиции в когенераторы окупаются значительно быстрее, чем капиталовложения в объекты «большой» энергетики: затраты на проектирование, закупку, ввод в эксплуатацию и амортизацию когенераторов покрываются уже на 2–3 году эксплуатации при расчетном сроке службы оборудования 25–30 лет (180–200 тыс. ч). В настоящее время технология применения газовых когенераторов, можно сказать, переживает свое рождение. Это связано с их применением в системах локальной генерации электроэнергии и тепла. Россия, испытывающая потребность в энергоснабжении удаленных районов, имеет возможность решения этой проблемы с помощью компактных когенераторов малой мощности.

Ведущими производителями когенераторных установок на основе поршневых двигателей и газовых турбин в мире на сегодняшний день являются следующие фирмы: «Atlas Copco», «Ausonia», «Capstone», «Caterpillar», «Deutz AG», «Geko», «Eisemann», «General Electric», «GE Jenbacher», «Kawasaki», «MAN B&W», «Mitsubishi Heavy Industries, Ltd», «OPRA», «SDMO», «Siemens», «Solar Turbines», «Turbomach», «Wartsila», «Waukesha Engine Division», «FG Wilson», «Ingersoll Rand».

Тригенерационные установки. Для нормального функционирования зданий (как жилых, так и производственных) и объектов их

необходимо оснащать системами теплоснабжения, электроснабжения и хладоснабжения (кондиционирования воздуха). Зачастую эти системы являются обособленными и никак не связаны друг с другом. Такая схема энергоснабжения приводит к длительному простоем части оборудования, эксплуатации установок в неэкономичных режимах и перерасходу энергии в совместных режимах. В результате вместо существенного уменьшения затрат летом потребителям приходится оплачивать расходы и на горячее водоснабжение, которое обеспечивается работой котельных в неэффективных режимах, и на кондиционирование.

Одним из перспективных направлений в этой области являются тригенерационные установки на базе парокompрессионных тепловых насосов с приводом от газового двигателя, которые могут вырабатывать теплоту, электроэнергию и холод одновременно. Применение подобных систем создает благоприятные условия для решения комплекса важных экономических и социальных проблем.

Наиболее эффективным для нашей страны может оказаться применение в качестве привода тригенерационной установки газопоршневого двигателя. Это объясняется тем, что он потребляет в два раза меньше газа, чем блочная котельная установка, и доля стоимости топлива в текущих затратах становится намного меньше.

Для выработки холода могут использоваться парокompрессионные или абсорбционные холодильные машины. В отопительный период холодильные машины могут переключаться в режим теплового насоса.

Привод компрессора парокompрессионных машин осуществляется от электрогенераторов малых ТЭЦ. Абсорбционные тригенерационные установки работают на тепловой энергии, утилизируемой этими станциями (отработанные газы, горячая вода, пар).

Упрощенная схема тригенерационной установки такова: газовый двигатель одновременно приводит во вращение электрогенератор и компрессор теплового насоса. Электрогенератор вырабатывает электроэнергию, часть которой используется для электроснабжения потребителей, а часть идет на электроснабжение самой установки. В теплонасосной установке происходит обратный термодинамический процесс, в результате которого в испарителе происходит поглощение теплоты низкопотенциального источника (воздуха), а в конденсаторе – выделение теплоты, которая расходуется на нагрев холодной воды. Вода после конденсатора попадает в пластинчатый теплообменник и экономайзер, где нагревается за счет утилизации теплоты тосола из системы охлаждения двигателя и выхлопных газов соответственно. Далее горячая вода поступает на отопление и го-

рячее водоснабжение, а холодный воздух после испарителя может применяться в системах кондиционирования и хладоснабжения.

Тригенерационные установки могут работать на различных видах топлива: природный газ, дизельное топливо, бензин, пропан-бутан и др. В качестве исходного топлива могут также использоваться древесные отходы, торф и другие местные ресурсы.

Детандерные генераторы. Строго говоря, детандерные генераторы не являются комбинированными энергоустановками. Хотя, с другой стороны, они используются в комплексе с мощными потребителями природного газа, в том числе с ТЭС.

Сеть газопроводов сегодня огромна: по территории европейской части России и самой Европы проложены многочисленные газовые магистрали. В газовых магистралях природный газ транспортируется под давлением 50–70 атм. (в зависимости от удаления от компрессорной станции). Столь высокое давление газа в магистралях принимается из чисто экономических соображений в целях достижения оптимального соотношения между пропускной способностью газопровода и расходом энергии на перекачку газа. Чтобы создать такое давление, требуется огромное количество энергии – около 7 % добытого газа затрачивается на газоперекачку, то есть на обеспечение работы газоперекачивающих станций (компрессоров).

Для потребителей такое давление газа не нужно, поэтому местные городские системы газоснабжения имеют стандартные давления газа 12, 6 и 3 атм., а в потребительские аппараты природный газ подается под давлением 1–2 атм. Снижение давления газа от магистрали до потребителя в настоящее время осуществляется путем дросселирования на газораспределительных станциях с полной потерей избыточной механической энергии, ранее затраченной на сжатие газа в компрессорах.

Идея производства так называемой «зеленой» энергии, не требующей затрат топлива, поддержанная академиком П. Л. Капицей, пришла в голову русскому ученому, академику М. Миллионщикову еще в 1948 году. В то время по объективным причинам эта идея не нашла реализации. Технология производства электроэнергии на такой установке очень проста. Вместо дросселя на газораспределительной станции в газовый поток встраивается специальная трехступенчатая турбина (так называемый детандер), соединенная с валом генератора. В принципе эта турбина по конструкции мало отличается от обычных газовых и паровых турбин. Газ входит в турбину под высоким давлением, расширяется и выходит с пониженным давлением. Когда газ расширяется, его температура понижается, то есть, в соответствии с первым законом термодинамики, он при

этом отдает тепловую энергию. За счет изменения энергии газа совершается работа — воздействуя при выходе из сопел на лопатки турбины, газ заставляет вращаться ее вал и, соответственно, соединенный с валом электрогенератор. Специальная конструкция лопаток позволяет при изменении давления газа поддерживать стабильным его расход в турбине и тем самым стабилизировать ее выходную мощность. Установка в целом называется детандер-генераторной. Ее мощность подбирается таким образом, чтобы на выходе было уже потребительское давление газа.

Чтобы при расширении газа детандер не обледеневал (температура газа понижается на 60–70 °С), газ перед поступлением в турбину пропускают через теплообменник, в котором он нагревается теплом отработанного теплоносителя, например, подогретой водой или мокрым паром ТЭЦ. Этот подогрев одновременно дополнительно увеличивает энергию газа, благодаря чему возрастают мощность и к.п.д. установки.

Как это часто бывает в российской истории, на Западе такие установки уже давно работают, а в России появились лишь в 1994 г. — на Московской ТЭЦ-21 были запущены первые две детандер-генераторные установки общей мощностью 10 МВт.

Но даже 15 лет спустя такая очевидная и легко применимая инновация в России приживается с трудом, и это при относительной малозатратности и экологической чистоте. Сегодня в России работают всего около 10 детандерных силовых установок, одна — в Белоруссии, одна — на Украине.

Созданием и внедрением детандер-генераторных установок на постсоветском пространстве занимается ОАО «Криокор». По расчетам специалистов этого предприятия, более 40 млрд м³ газа в корпорации «Газпром» в России затрачивается только на его транспортировку. Детандер-генераторные агрегаты в России можно установить более чем на 600 газораспределительных станциях. Их суммарная мощность превысит 2750 МВт, и они могут производить 22 млрд кВт·ч электроэнергии в год, компенсируя примерно четверть объема газа, затрачиваемого на перекачку. Только на тепловых станциях Москвы можно поставить 20 таких агрегатов, экономя свыше 150 тыс. т.у.т. и предотвращая выброс в атмосферу 400 т вредных веществ в год.

Сейчас совместно с «Газпромом» специалисты «Криокора» разработали линейку детандер-генераторных агрегатов (на 1; 2,5; 6 и 30 МВт), и есть надежда, что с финансовой помощью если не энергетиков, то газовиков в России, наконец, начнут внедряться эти перспективные энергоагрегаты, не потребляющие топлива и не выбрасывающие в атмосферу вредных веществ.

Стирлинг-технологии. Наряду с другими подходами к решению стоящих перед человечеством экологических и энергетических проблем одним из прогрессивных путей является разработка и широкое внедрение энергопреобразующих систем на основе машин, работающих по прямому и обратному циклам Стирлинга («машин Стирлинга»). Это направление получило распространение в малой энергетике развитых стран в последние 20 лет и считается очень перспективным в XXI веке.

Двигатель Стирлинга относится к классу двигателей с внешним подводом теплоты — это тепловой поршневой двигатель, в замкнутом объеме которого циркулирует постоянное рабочее тело (газ), нагреваемое от внешнего источника тепла и совершающее полезную работу за счет своего расширения.

Двигатель изобретен в 1816 г. шотландским священником Р. Стирлингом. В 1827 и 1840 гг. он получил еще два патента на усовершенствованные варианты своей машины, а в 1845 г. на литейном заводе в Дании была пущена машина Стирлинга мощностью 50 л. с., проработавшая в течение трех лет.

Долгое время после этого двигатели Стирлинга не строились, и только в 1890 г. было выпущено несколько образцов таких машин малой мощности. С конца XIX века в связи с успехами в развитии двигателей внутреннего сгорания машина Стирлинга была совершенно забыта, и только с 1938 г. началось ее возрождение.

Полномасштабные исследования и промышленная разработка двигателя Стирлинга вновь развернулись только в 60-х годах XX века — уже на новой научно-технической основе.

Принцип действия двигателя Стирлинга аналогичен принципу действия двигателя внутреннего сгорания: полезная работа совершается за счет того, что на сжатие холодного газа затрачивается меньше механической работы, чем получается при расширении горячего газа. Однако наличие внешнего источника тепла и постоянство рабочего тела обуславливают конструктивные различия этих двигателей: конструктивно двигатель Стирлинга представляет собой сочетание в одном агрегате компрессора, детандера и теплообменных устройств — теплообменника нагрузки (нагревателя или конденсатора), регенератора и холодильника. В качестве рабочего тела используются, как правило, гелий, водород, воздух и др. В отличие от двигателя внутреннего сгорания двигатель Стирлинга имеет в цилиндре две переменные по объему полости — горячую и холодную. Рабочее тело сжимается в холодной полости и поступает в горячую, затем после нагрева газ движется в обратном направлении и поступает в холодную полость, где, расширяясь, производит полезную

работу. Регулирование мощности двигателя достигается изменением количества газа. Главные особенности двигателя Стирлинга – возможность применения любого источника тепла (жидкого, твердого, газообразного и ядерного топлива, солнечной энергии), а также работа в большом диапазоне температур при малом перепаде давления сжатия и расширения.

В настоящее время рядом зарубежных фирм («Philips», «STM Inc.», «Daimler Benz», «Solo», «United Stirling») начато производство двигателей, технические характеристики которых уже сейчас превосходят соответствующие параметры двигателей внутреннего сгорания и ГТУ. Эти двигатели имеют высокий к.п.д. (до 45 %), малую удельную массу (от 3,8 до 1,2 кг/кВт), ресурс до 40 тыс. ч и мощность от 3 до 1200 кВт.

Широкое применение автономных систем электроснабжения на основе двигателей Стирлинга, модифицированных под местное топливо (торф, измельченный уголь, сланцы, отходы сельского хозяйства и деревоперерабатывающей промышленности), позволяет разработать и быстро реализовать концепцию энергоснабжения удаленных регионов.

Высокий к.п.д., простота и надежность конструкции двигателя Стирлинга обуславливают эффективность его использования в солнечных энергоустановках. Солнечный свет фокусируется зеркалами для разогрева двигателя (в качестве источника тепла), а в роли охладителя может использоваться окружающий атмосферный воздух.

Из известных, практически реализованных солнечных установок для получения электроэнергии наибольшим к.п.д. обладают установки с параболическими зеркалами и двигателями Стирлинга. Подобная установка спроектирована по заказу Министерства научных исследований и технологий Германии тремя немецкими и двумя испанскими фирмами. Концентратор с двумя степенями свободы отражает сфокусированные лучи, перемещаясь с учетом годовых и суточных изменений положения Солнца. Лучи направляются на теплообменник, в котором нагревается рабочее тело двигателя Стирлинга, приводящего во вращение электрогенератор.

Практика показывает, что с повышением стоимости энергоносителей электроэнергию и тепло намного выгоднее получать от местных небольших ТЭС (когенерационных установок). Напомним, что когенерация – это новая технология комбинированного производства электроэнергии и тепла на основе автономных двигателей и системы рекуперации тепла, в которой энергия охлаждающей воды используется для нужд теплоснабжения потребителей. Когенерационные установки с двигателем Стирлинга мощностью от нескольких

десятков до нескольких тысяч киловатт будут иметь неоспоримые преимущества перед автономными электростанциями с двигателями внутреннего сгорания. За рубежом уже начато производство когенерационных установок с двигателями Стирлинга электрической мощностью от 5 до 40 кВт и тепловой мощностью от 12 до 120 кВт, в качестве топлива для которых используются древесная щепа, торф, биогаз и отходы сельского хозяйства (рисовая и кофейная шелуха).

Стирлинг-технология открывает широкие возможности для энергоснабжения негазифицированных сельских районов, поселков, фермерских хозяйств, животноводческих ферм и птицефабрик России. Она может помочь решить многие проблемы ЖКХ городов.

В США, Японии и странах Западной Европы к проектированию и созданию энергоустановок с двигателями Стирлинга активно приступили четверть века назад. Сначала работы велись в рамках военных ведомств и финансировались государством, что позволило в короткие сроки провести необходимый объем экспериментальных и опытно-конструкторских работ. Энергоустановки с двигателями Стирлинга стали широко применяться на многих образцах зарубежной военной техники.

Современные тенденции развития подводного флота свидетельствуют о необходимости оснащения неатомных подводных лодок воздухонезависимыми (анаэробными) вспомогательными энергетическими установками. Если говорить более широко, анаэробные системы автономного энергоснабжения являются специфической областью теплоэнергетики и предназначены для объектов, функционирующих без связи с атмосферой (глубоководные аппараты, подводные лодки, специальные фортификационные сооружения, орбитальные космические станции и т. д.). Наиболее перспективным направлением в области создания анаэробных энергетических установок является использование двигателей Стирлинга. Бесшумность в работе, высокий к.п.д., многотопливность и значительный моторесурс современных двигателей Стирлинга (около 60 тыс. ч) позволяют рекомендовать его как универсальный двигатель для всех типов неатомных подводных лодок – малого, среднего и большого водоизмещения, а также для большинства видов подводных аппаратов, использование которых возможно в интересах подводной геологоразведки, освоения континентального шельфа, экологического мониторинга, ликвидации последствий аварий на море и т. д.

В настоящее время по пути создания анаэробных энергетических установок с двигателями Стирлинга идет большинство кораблестроительных фирм Швеции, Франции, Японии, Австралии и США.

В России Инновационно-исследовательский центр «Стирлинг-технологии» является единственной компанией, специалисты которой имеют многолетний опыт проектирования анаэробных установок с двигателями Стирлинга для специальных объектов и технических средств различного функционального назначения: космических, подводных и др.

Тепловые насосы. Сбережение невозобновляемого органического топлива — важная проблема для всего мирового сообщества. В настоящее время реализуется множество программ, направленных на повышение экономичности выработки и потребления энергии традиционными способами. Наряду с этим все большее распространение получают технологии нетрадиционной энергетики, использующие энергию солнца, ветра и т. д. В этом ряду особое место занимают теплонасосные технологии, преобразующие низкопотенциальное тепло водоемов, рек, грунтовых и геотермальных вод, канализационных стоков, тепловых выбросов ТЭЦ и АЭС. Тепловые насосы уже получили широкое распространение и вносят существенный вклад в замещение органического топлива. По оценкам Мирового энергетического комитета (МИРЭК), к 2020 г. 75 % коммунального и производственного теплоснабжения в различных странах будет осуществляться с помощью тепловых насосов.

Теплонасосные установки, осуществляя обратный термодинамический цикл на низкокипящем рабочем веществе, черпают возобновляемую низкопотенциальную тепловую энергию из окружающей среды, повышают ее потенциал до уровня, необходимого для теплоснабжения, затрачивая значительно меньше первичной энергии, чем при прямом сжигании топлива. Применение теплонасосных установок обеспечивает не только сбережение невозобновляемого органического топлива, но и защиту окружающей среды, в том числе путем сокращения выбросов парникового газа (CO_2) в атмосферу.

В данном случае имеет место одно из важнейших пересечений техники низких температур с энергетикой: тепловые насосы «произошли» из холодильной техники и, как правило, создаются и выпускаются заводами холодильного машиностроения.

Тепловой насос можно схематично представить в виде рабочего контура, состоящего из четырех основных элементов (рис. 10.1): испарителя, компрессора, конденсатора и сбросного (редукционно-го) клапана. К рабочему контуру примыкает первичный (внешний) контур (I), в котором циркулирует рабочее вещество (вода, антифриз или воздух), собирающее тепло окружающей среды, и вторичный — вода в системах отопления и горячего водоснабжения здания.

Рис. 10.1. Принципиальная схема теплового насоса:

1 – конденсатор; 2 – редукционный клапан; 3 – компрессор; 4 – хладагент (хладагент); 5 – испаритель

Испаритель – пластинчатый теплообменник, где, с одной стороны, циркулирует холодный жидкий хладагент (вещество с низкой температурой кипения, обычно фреон), а с другой стороны, на противотоке циркулирует рабочее вещество первичного контура.

Первичный контур – это контур с низкопотенциальной тепловой энергией (энергией, температуры которой недостаточно для непосредственного нагрева отопительного контура). В качестве источника энергии первичного контура может быть использовано тепло грунта (грунтовые зонды с антифризом), грунтовых вод (две скважины: подающая и поглощающая), наружного воздуха и т. п.

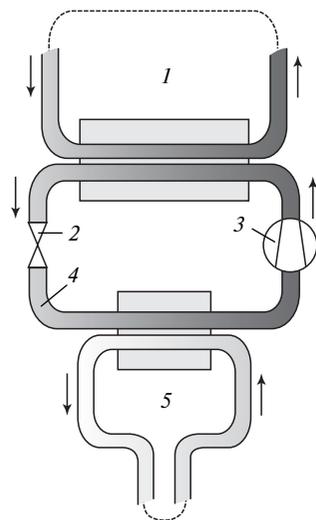
В испарителе хладагент забирает тепло первичного контура, закипает и испаряется; при этом, соответственно, понижается температура первичного контура.

Компрессор всасывает газообразный (испарившийся) хладагент и сжимает его, резко повышая таким образом его температуру. Горячий газообразный хладагент выталкивается в конденсатор.

Конденсатор по устройству – такой же теплообменник, как и испаритель. В конденсаторе со стороны рабочего контура циркулирует горячий хладагент, а со стороны вторичного контура – вода или антифриз.

Горячий хладагент, вступая в тепловой контакт с теплоносителем системы отопления или водой из системы горячего водоснабжения, конденсируется, передавая свое тепло системе отопления или горячего водоснабжения. При этом жидкий фреон стекает на дно конденсатора, откуда за счет перепада давления продавливается через редукционный клапан в испаритель. Температура его при этом резко понижается. После этого рабочий цикл начинается сначала.

В тепловых насосах абсорбционного типа вместо компрессора с механическим приводом используют систему, которую называют «термокомпрессор». Ее преимущество – возможность использования



тепловой энергии. Это может быть прямое сжигание топлива, а также различные сбросные потоки теплоты в виде горячей воды, отработанного пара и т. п. Эти машины имеют более низкий коэффициент преобразования (коэффициент трансформации) по сравнению с обычными компрессорными тепловыми насосами, однако не менее 1,2–1,3.

Основное отличие теплового насоса от других генераторов тепловой энергии, например, электрических, газовых или дизельных котлов, заключается в том, что при производстве тепла 75 % тепловой энергии берется из окружающей среды, а остальные 25 % – это электрическая энергия, необходимая для работы компрессора теплового насоса.

Соотношение вырабатываемой тепловой и потребляемой электрической энергии называется коэффициентом трансформации (или к.п.д.) теплового насоса и служит показателем эффективности его работы. Современные тепловые насосы компании «Viessmann», например, имеют коэффициент трансформации от 2 до 7 – в зависимости от используемого источника тепловой энергии и применяемой системы отопления. Чем меньше разница температур между природным источником тепловой энергии и отопительным контуром, тем больше коэффициент трансформации.

Тепловой насос не только производит тепло, но и, наоборот, может быть источником холода для системы кондиционирования. Принцип хладоснабжения очень прост. В зимнее время тепловой насос «трансформирует» тепло из окружающей среды для использования в стандартной системе отопления. Летом же «холод», например из скважины (7–9 °С), используется, чтобы создать необходимый климат в помещениях здания.

По данным компании «АЭРОПРОФ» (Белоруссия), применение тепловых насосов в 1,2–1,5 раза экономичнее самой эффективной газовой котельной и в 6–7 раз выгоднее электрических котлов. Если говорить о частных домах, то эксплуатационные расходы на отопление жилого дома площадью 180 м² (1700 ч в год) с помощью теплового насоса в 6 раз ниже, чем с помощью электродогрева.

Теплонасосные установки целесообразно использовать при переходе к децентрализованным системам теплоснабжения. Внедрение таких экономичных и экологически чистых технологий теплоснабжения целесообразно в первую очередь во вновь строящихся районах городов и в населенных пунктах при полном исключении применения электродогрева, потребление энергии которыми в 3–4 раза превышает потребление ее теплонасосными установками.

Еще одно преимущество теплонасосных установок – широкий диапазон мощности (от долей до десятков тысяч киловатт), перекры-

вающий мощности любых существующих теплоисточников, в том числе малых и средних ТЭЦ.

Применение теплонасосных установок перспективно в комбинированных схемах в сочетании с другими технологиями использования ВИЭ (солнечной, ветровой, биоэнергии), так как позволяет оптимизировать параметры сопрягаемых систем и достичь наиболее высоких экономических показателей. Такие системы могут внести очень существенный вклад в экономию невозобновляемых ресурсов.

Перечисленные преимущества теплонасосных установок обуславливают их все более широкое распространение как в развитых странах, так и во всем мире. Ставится задача не только локального или ограниченного применения таких систем теплоснабжения, а практически полного отказа от прямого сжигания для этих целей органического топлива.

Ориентиром для оценки возможности применения теплонасосных установок в России является зарубежный опыт. Он различен в разных странах и зависит от климатических и географических особенностей, уровня развития экономики, топливно-энергетического баланса, соотношения цен на основные виды топлива и электроэнергию, традиционно используемых систем теплоснабжения и т. п. При сходных условиях с учетом состояния экономики России такой опыт следует рассматривать как реальный перспективный путь развития.

Прогноз МИРЭК о развитии теплонасосных технологий успешно подтверждается. В настоящее время в мире работает порядка 20 млн тепловых насосов различной мощности – от нескольких киловатт до сотен мегаватт.

Производство тепловых насосов в каждой стране ориентировано в первую очередь на удовлетворение потребностей своего внутреннего рынка. В США, Японии и некоторых других странах наиболее распространены воздухо-воздушные реверсивные теплонасосные установки, предназначенные для отопления и летнего кондиционирования воздуха, в то время как в Европе преобладают водо-водяные и водо-воздушные установки. В Швеции и других Скандинавских странах наличие дешевой электроэнергии и широкое использование систем централизованного теплоснабжения привели к развитию крупных теплонасосных установок. В Нидерландах, Дании и других странах этого региона наиболее доступным видом топлива является газ, поэтому быстро развиваются тепловые насосы с приводом от газового двигателя и абсорбционные.

В США в настоящее время эксплуатируют миллионы теплонасосных установок, из них более половины – в жилищно-коммунальном секторе. Более всего распространены реверсивные воздухо-

воздушные теплонасосные установки с электроприводом для круглогодичного кондиционирования воздуха в помещениях. Выпускают теплоустановки в США более 50 фирм, 30 % вновь строящихся домов типа коттеджей оснащают теплонасосными установками.

В Швеции с начала 80-х годов прошлого столетия развитие теплонасосных технологий происходит очень интенсивно. В этой стране характерно использование крупных установок тепловой мощностью более 30 МВт. Источником низкопотенциальной теплоты служат в основном очищенные сточные воды, морская вода и сбросная вода промышленных предприятий. Наиболее крупные установки расположены в городах Мальме (40 МВт), Упсала (39 МВт) и Эребру (42 МВт). Самая мощная (320 МВт) в Швеции — Стокгольмская установка, использующая в качестве источника низкопотенциальной теплоты воду Балтийского моря. Эта установка, расположенная на причаленных к берегу баржах, охлаждает зимой морскую воду от 4 до 2 °С. Себестоимость теплоты от этой установки на 20 % ниже себестоимости теплоты от котельных. Количество тепловой энергии, вырабатываемой теплонасосными установками в Швеции, составляет около 50 % от требуемой.

В Германии в эксплуатации находятся сотни тысяч теплонасосных установок, которые используются в водяных, а также в воздушных системах отопления и кондиционирования воздуха, причем преобладают тепловые насосы с электроприводом. Кроме того, в Германии применяют сотни теплонасосных установок большой мощности с приводом от дизельных и газовых двигателей. Источниками низкопотенциальной теплоты служат воздух (наружный и вытяжной), грунт, вода и др. Крупные теплонасосные установки работают, как правило, в системах централизованного теплоснабжения. Построено несколько десятков абсорбционных тепловых насосов единичной тепловой мощностью до 4 МВт.

В Швейцарии первые теплонасосные установки были построены еще в 30-х годах прошлого века. Сейчас в эксплуатации находятся десятки тысяч теплонасосных установок, в основном небольшой тепловой мощности. В последние годы в Швейцарии построены крупные теплонасосные установки для работы в системах централизованного теплоснабжения. Самой крупной из них является установка в г. Лозанне тепловой мощностью 7,0 МВт с электроприводом. Швейцарской национальной программой энергосбережения предусматривалось за три года втрое увеличить производство теплоты тепловыми насосами. Эта программа успешно выполнена, для чего потребовались значительные инвестиции.

Структура действующего парка тепловых насосов по тепловым мощностям в разных странах сильно различается. Если для Японии

средняя мощность теплового насоса не превышает 10 кВт, то в Швеции она приближается к 100 кВт. Тепловая мощность мирового парка тепловых насосов, по минимальной оценке, составляет около 250 тыс. МВт, годовая выработка тепловой энергии – не менее 1 млрд Гкал, что соответствует замещению органического топлива в объеме до 80 млн т.у.т. Мировой опыт показывает, что энергетические и экологические проблемы с неизбежностью приводят к необходимости широкого применения теплонасосных технологий.

Производство и применение тепловых насосов в России развивается с большим отставанием по сравнению с мировыми тенденциями. Пионером в области создания и внедрения тепловых насосов в бывшем СССР был ВНИИхолодмаш. Еще в 1986–1989 гг. этим институтом был разработан ряд парокомпрессионных тепловых насосов «вода–вода» тепловой мощностью от 1 кВт до 11,5 МВт двенадцати типоразмеров, в том числе с использованием морской воды в качестве источника низкопотенциальной теплоты для тепловых насосов тепловой мощностью от 300 до 1000 кВт, а также «вода–воздух» тепловой мощностью на 45 и 65 кВт. Большая часть тепловых насосов этого ряда прошла стадию изготовления и испытания опытных образцов на пяти заводах холодильного машиностроения. Четыре типоразмера выпускались серийно (14, 100, 300 и 8500 кВт). Общий их выпуск с 1987 г. до 1992 г. может быть оценен в 3 тыс. единиц.

Последующий период по известным причинам характеризовался спадом спроса на новое энергетическое оборудование, и многие освоенные машины и новые разработки оказались невостребованными.

Однако в последние годы в этом отношении появилась положительная динамика, так как возникли реальные стимулы для энергосбережения. Это связано с резким удорожанием энергоносителей, с изменениями в соотношениях тарифов на электроэнергию и различные виды топлива, с ужесточением требований экологической чистоты систем теплоснабжения. Появились новые специализированные фирмы в Москве, Новосибирске, Нижнем Новгороде и других городах, проектирующие и изготавливающие тепловые насосы.

При реальной рыночной экономике в России тепловые насосы имеют перспективу резкого расширения применения, а производство тепловых насосов может стать соизмеримым с производством холодильных машин соответствующих классов.

Эта перспектива может быть оценена при рассмотрении условий теплоэнергоснабжения в основных областях возможного применения теплонасосных установок: ЖКХ, на промышленных предприятиях, в курортно-оздоровительных и спортивных комплексах, в сельскохозяйственном производстве.

В жилищно-коммунальном секторе теплонасосные установки находят наибольшее применение и в мировой и в российской практике преимущественно для отопления и горячего водоснабжения. Здесь можно выделить два направления:

- автономное теплоснабжение от теплонасосных установок;
- использование теплонасосных установок в рамках существующих систем централизованного теплоснабжения.

Для автономного теплоснабжения коттеджей, отдельных домов (в том числе школ, больниц и т. п.), городских районов, населенных пунктов используют преимущественно парокомпрессионные тепловые насосы тепловой мощностью 10–30 кВт в единице оборудования (коттеджи, отдельные дома) и до 5 МВт (для районов и населенных пунктов).

Применение тепловых насосов в системах централизованного теплоснабжения позволяет существенно повысить технико-экономические показатели систем городского энергохозяйства, обеспечивая:

- прирост тепловой мощности на величину утилизируемой теплоты, ранее выбрасывавшейся в систему охлаждения технической воды;
- снижение теплопотерь при транспортировке сетевой воды в магистральных трубопроводах;
- возрастание отопительной нагрузки (на 15–20 %) при том же расходе первичной сетевой воды и снижение дефицита в сетевой воде на тепловых пунктах в удаленных от ТЭЦ микрорайонах;
- появление резервного источника для покрытия пиковых тепловых нагрузок.

Для работы в системах централизованного теплоснабжения требуются крупные тепловые насосы тепловой мощностью от нескольких мегаватт (для установки на тепловых пунктах) до нескольких десятков мегаватт (для установки на ТЭЦ).

На *промышленных предприятиях* теплонасосные установки применяют для утилизации теплоты водооборотных систем, теплоты вентиляционных выбросов и теплоты сбросных вод (целлюлозно-бумажные комбинаты). На предприятиях, имеющих котельные, теплоту от тепловых насосов используют для подогрева подпиточной воды для котлов и собственных тепловых сетей. Для промышленных предприятий требуются тепловые насосы, как правило, большой мощности – от единиц до нескольких десятков мегаватт.

Среди *курортно-оздоровительных и спортивных комплексов* прежде всего нужно учитывать здравницы в местах их наибольшей концентрации. В районах их расположения действуют повышенные требования к чистоте воздушного бассейна. Вместе с тем там часто

используются децентрализованные системы теплоснабжения с применением мелких котельных на органическом топливе (чаще всего на мазуте). Один из потребителей теплоты – плавательные бассейны в спортивных комплексах. В современных условиях на таких объектах обязательно летнее кондиционирование. Требованиям экологически чистого теплоснабжения и летнего кондиционирования воздуха в полной мере отвечают комбинированные теплонасосные системы «тепловой насос – холодильная машина». Источником низкопотенциальной теплоты для теплонасосных установок в этих случаях служат морская вода, а также сбросная вода бассейнов. В летнее же время морская вода является приемником теплоты конденсации холодильной машины.

По аналогичной схеме работают комбинированные теплонасосные системы спортивных комплексов и аквапарков.

В *сельскохозяйственном производстве* основные области применения тепловых насосов – первичная обработка молока и теплоснабжение производственных помещений. Например, на молочнотоварных фермах значительная доля энергозатрат (до 50 %) приходится на привод компрессоров холодильных машин, предназначенных для охлаждения свежесвыдоенного молока, и нагрева воды для санитарно-гигиенических нужд. Такое сочетание потребности в тепле и холоде создает благоприятные условия для применения тепловых насосов.

В России в свое время (в 2000 г.) была сформирована программа развития нетрадиционной энергетики, которая содержала раздел по развитию теплонасосных установок. В основу этой программы были положены реальные проекты, которые планировалось осуществить в ближайшие годы. Большинство из примерно 30 крупных городов предусматривало использование теплонасосных установок для жилищно-коммунального сектора, в том числе в системах централизованного теплоснабжения. Ряд работ должен был быть выполнен в рамках региональных программ энергосбережения и замены традиционных систем теплоснабжения теплонасосными установками. К сожалению, эти программы по объективным и субъективным причинам далеки от выполнения.

Литература

1. *Степанов А.* Малая энергетика в России и за рубежом // ЭнергоРынок. 2005. № 11.
2. *Чистович С. А.* Технологические схемы систем теплофикации, теплоснабжения и отопления // Журнал АВОК. 2007. № 7.

3. *Кириллов Н. Г.* Стирлинг-технологии – прорыв в автономной энергетике XXI века // Газета. 2004. № 5.

4. *Калнинь И. М.* Перспективы развития тепловых насосов // Холодильная техника. 1994. № 1.

5. *Калнинь И. М.* Применение тепловых насосов для нужд теплоснабжения // Энергетическое строительство. 1994. № 8.

6. *Чаховский В. М.* Опыт применения энергосберегающей теплонасосной технологии в системе городского теплоснабжения // РСЭ ИНФОРМ. 1999. № 2.

Часть III

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Глава 11. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Вопросы использования ВИЭ актуальны для всех стран мира, хотя и по разным причинам. Для промышленно развитых стран – это, прежде всего, энергетическая безопасность; для стран, богатых энергоресурсами, – это возможность улучшить экологическую ситуацию и завоевать рынки сбыта оборудования. Для развивающихся стран – это наиболее быстрый и сравнительно дешевый путь к улучшению социально-бытовых условий жизни населения, возможность развития промышленности по экологически приемлемому пути. А для всего мира в целом – это экономия ископаемых топливных ресурсов и возможность уменьшения выбросов парниковых газов.

ВИЭ не являются альтернативой существующей традиционной энергетике. Тем не менее можно с уверенностью говорить, что ВИЭ положительным образом влияют на решение трех глобальных проблем человечества: энергетики, экологии, продовольствия. Поэтому во всем мире ведутся крупномасштабные научные исследования по всем видам возобновляемых источников энергии. В разных странах уровень финансирования научных работ по «возобновляемой энергетике» составляет от 10 до 30 % от объема финансирования всех работ по энергетике.

Что касается России, которая одновременно несет в себе черты и развитых, и развивающихся стран, то финансирование и, соответственно, интенсивность научных работ по тематике ВИЭ значительно уступают зарубежным, что можно объяснить следующими обстоятельствами. Как известно, при населении, составляющем 3,4 % населения мира, Россия обладает 12 % мировых запасов нефти, 35 % – газа, 16 % – угля и 14 % – урана. Это создает иллюзию, что по условию наличия топливно-энергетических ресурсов энергетический кризис в обозримом будущем нам не грозит. Однако ежегодно повторяющиеся острейшие энергетические ситуации в ряде регионов страны показывают, что это далеко не так.

Актуальность расширения использования ВИЭ в России обусловлена следующими причинами:

1. Необходимость обеспечения устойчивого тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах децентрализованного

энергоснабжения, в первую очередь, в районах Крайнего Севера и приравненных к ним.

На топливо и его завоз в районы Крайнего Севера и Дальнего Востока ежегодно затрачиваются огромные финансовые ресурсы, но это не гарантирует надежности энергоснабжения. Между тем во всех этих регионах имеются возобновляемые источники энергии, которые могут обеспечить их энергетические потребности на 70–90 %.

2. Важность обеспечения гарантируемого минимума энергоснабжения населения и производства (особенно сельскохозяйственного) в зонах неустойчивого централизованного энергоснабжения (в дефицитных энергосистемах).

3. Необходимость снижения вредных выбросов в атмосферу от энергетических установок в городах и местах массового отдыха населения.

К ВИЭ относятся: энергия солнца, ветра, рек и водотоков, морских приливов и волн, тепловая энергия Земли (геотермальная) и гидросферы (тепло воздуха и вод океанов, морей и крупных водоемов), а также энергия биомассы.

По данным Международного энергетического агентства, общее энергопроизводство в мире в 1999 г. составило 10,64 млрд т в нефтяном эквиваленте или 15,2 млрд т.т. При этом доля ископаемого топлива (нефть, уголь, газ) составила 81,3 %, или 12,63 млрд т.т., атомной энергетики – 6,2 %, или 0,94 млрд т.т., возобновляемой энергетики (включая гидроэнергетику) – 12,5 %, или 1,9 млрд т.т. Если исключить «традиционные» крупные ГЭС, то на долю ВИЭ всех видов приходится 10,3 %, или 1,57 млрд т.т.

Учеными Института систем энергетики СО РАН экономический потенциал ВИЭ в мире оценен в объеме 19,5 млрд т.т. При ежегодной добыче органического (ископаемого) топлива порядка 12,6 млрд т.т. получаем, что экономический потенциал ВИЭ превосходит годовую добычу всех видов органического топлива в мире в 1,55 раза с той разницей, что нефть, газ и уголь сжигаются безвозвратно, а потенциалом ВИЭ человечество будет располагать всегда.

Доля ВИЭ в производстве электроэнергии (без ГЭС) в мире, по данным Международного энергетического агентства, составила 1,6 % от общей выработки электроэнергии, в том числе в странах ЕС – 2,69 %, в США – 2,13 %, в России – 0,24 %.

В отличие от России темпы роста ветроэнергетики и фотоэнергетики за рубежом весьма впечатляют: за период с 1995 по 2000 гг. среднегодовые темпы роста ветроэнергетики составили 29,8 % к предыдущему году. По данным Американской (AWEA) и Европейской (EWEA) ветроэнергетических ассоциаций, в 2001 и 2002 гг. зафиксирован рекорд роста установленной мощности ветроэнергетики.

ки – 35 % к предыдущему году. За тот же период среднегодовой рост производства фотоэлементов составил 24,85 %, геотермальной энергетики – 6,8 %, гидроэнергетики – 1,7 %.

На пути развития рынка использования ВИЭ существуют психологические, экономические, технологические, законодательные и информационные барьеры.

Психология – наиболее консервативный элемент. Огромное количество людей на разных уровнях общественного положения считает возобновляемую энергетику не достойной внимания экзотической забавой. Особенно это актуально для России, где такое убеждение воспитано на богатстве страны запасами органического топлива, гигантскими электростанциями и единичными мощностями энергоустановок, привычкой к централизованной поставке.

Экономические барьеры связаны с относительно высокой стоимостью оборудования для использования ВИЭ. Что касается внутреннего российского рынка возобновляемой энергетики, то он не развивается из-за низкого платежеспособного спроса и отсутствия законодательства, защищающего права независимых производителей экологически чистой энергии.

Технологические барьеры могут быть преодолены с помощью новых энергетических технологий, которые при их освоении промышленностью повысят конкурентоспособность возобновляемой энергетики на рынке энергоресурсов и будут способствовать снижению экономических барьеров.

Законодательные барьеры связаны с отсутствием законодательных и нормативных актов и экономических регуляторов, обеспечивающих свободную поставку и продажу электроэнергии.

При подготовке законов, актов и правил присоединения частных малых энергоустановок к энергосистеме целесообразно использовать опыт европейских стран, США, Индии. В этих странах:

- существуют государственные программы создания пилотных демонстрационных установок;

- поощряются совместные предприятия и сотрудничество между электрическими компаниями и фирмами, производящими энергоустановки;

- существуют налоговые скидки и субсидии на процентную ставку при покупке оборудования в кредит и в лизинг;

- осуществляется государственная поддержка научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, региональных и международных проектов, разработки стандартов по инженерным вопросам, безопасности, сертификации и гарантиям;

- организовано обучение и стажировка специалистов всех уровней по возобновляемой энергетике;

– привлекается частный капитал через субсидии, специальные гарантированные цены на электроэнергию, умеренные ставки амортизационных отчислений, создание специальных фондов на развитие возобновляемой энергетики;

– законодательно стимулируются промышленные предприятия при расширении производства энергетического оборудования, использовании новых технологий и создании новых рабочих мест;

– стимулируется развитие рынка «солнечной» электроэнергии. Например, при строительстве здания в его стоимость включается стоимость солнечных энергоустановок.

В целом государственная поддержка развития возобновляемой энергетики заключается не в увеличении расходования бюджетных средств, а в создании благоприятных условий для производителей и потребителей оборудования, использующих ВИЭ. Это, в первую очередь, свободный доступ на рынок электроэнергии, недискриминационное льготное присоединение к электрической сети, регулирование энергетических тарифов и налогов на выбросы и загрязнение окружающей среды.

Эффективность тарифного стимулирования очень высока. В Германии введение тарифного регулирования в 2000 г. привело к увеличению годового объема производства, продаж и использования солнечных фотоэлектрических систем почти в 20 раз – с 12 МВт в 1999 г. до 200 МВт в 2004 г.

В Люксембурге мощность солнечных фотосистем за два года увеличилась в 25 раз (со 100 кВт в 2001 г. до 2500 кВт в 2003 г.), во Франции – с 1,8 МВт в 2002 г. до 3,4 МВт в 2003 г.

При этом в приведенных примерах на развитие рынка солнечной энергетики не выделялось никаких бюджетных средств.

Литература

1. *Безруких П. П., Стребков Д. С.* Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.

2. *Безруких П. П., Стребков Д. С.* Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технология. – М. : РАСХН, 2005.

Ветер, то есть движение воздушных масс относительно поверхности земли, обусловлен неравномерным нагревом солнцем земной поверхности и вращением Земли.

Воздушный поток, как и любое движущееся тело, обладает энергией движения, или запасом кинетической энергии, определяемой выражением

$$m V^2 / 2,$$

где m — масса воздуха, протекающая через заданное поперечное сечение;

V — скорость потока воздуха.

Эта энергия с помощью ветроколеса может быть преобразована в механическую энергию. В зависимости от назначения ветроустановки механическая энергия с помощью исполнительных механизмов (генератора, компрессора, электролизера и т. д.) может быть преобразована в электрическую, тепловую или механическую энергию другого вида, а также в энергию сжатого воздуха.

Мощность ветроустановки (мощность генератора) может быть определена по формуле

$$N = 0,000481 \eta V^3 D, \text{ кВт},$$

где η — коэффициент использования энергии ветра, который для лучших современных ВЭУ равен 0,4–0,5 при теоретически предельном $\eta = 0,593$;

V — скорость потока воздуха, м/с;

D — диаметр ветроколеса, м.

Потенциал энергии ветра подсчитан более или менее точно: по оценке Всемирной метеорологической организации ее запасы в мире составляют 170 трлн кВт·ч в год, в том числе в России — около 50 трлн кВт·ч/год. Экономический потенциал ветровой энергии России составляет примерно 260 млрд кВт·ч/год, то есть около 30 % производства электроэнергии всеми электростанциями страны.

Человек всегда стремился использовать силы природы, прежде всего силы воды и ветра. Впервые энергия ветра была использована,

по-видимому, для передвижения парусных судов, а позднее – также для подъема воды и размола зерна. Первые ветряные двигатели, предположительно, с вертикальной осью вращения, были построены более двух тысяч лет назад. Вавилоняне еще до нашей эры использовали их для осушения болот, а в Египте, Персии и других странах Ближнего Востока строили ветряные водоподъемники и мельницы.

В Европе, вначале во Франции, ветряные мельницы появились в XII веке. В Англии работали мельницы, однотипные по принципу действия с французскими. В Германии первая мельница была построена в 1393 г. Из Германии они распространились в другие страны. В XIV столетии голландцы широко использовали ветряные двигатели для осушения болот и озер, а в начале XVII века уже бо́льшая часть территории Голландии осушалась с помощью ветроустановок. В этот же период появились усовершенствованные конструкции мельниц и новые ветряные двигатели, которые использовали для привода машин бумагоделательных фабрик, лесопилок и других устройств. В начале XVIII века в Голландии работали 1200 ветроустановок, которые предохраняли 2/3 территории страны от обратного превращения в болота.

Конструкции первых ветряных мельниц в России были, по-видимому, заимствованы в Германии, их и называли немецкими. К началу XVIII века число мельниц в России стало достаточно большим и их применение приобрело государственное значение. В XVIII–XIX веках мельницы сооружались практически повсеместно; к началу Первой мировой войны в России эксплуатировалось более 200 тыс. мельниц, на которых ежегодно перемалывали около 2/3 всего товарного зерна.

К середине XIX века в США эксплуатировалось почти 6 млн маломощных ветродвигателей для подъема воды, выработки электроэнергии и выполнения других простых работ. Около 200 тыс. ветроустановок насчитывается в США и сегодня.

Первое изложение теории ветродвигателя относят к началу XVIII века. В более систематизированном виде она появилась в конце XIX века в Америке и Европе, а первый ветрогенератор был сконструирован в Дании в 1890 г.

В России в начале XX века Н. Е. Жуковским была разработана теория ветряного двигателя, которую его ученики Г. Х. Сабинин и В. П. Ветчинкин расширили и довели до практического использования. Ими была разработана теория идеального и реального ветродвигателей, которой сейчас пользуются во всем мире. Более того, в 1930 г. на базе отдела ветродвигателей ЦАГИ с целью практической разработки и внедрения ветрогенераторов был организован Центральный ветроэнергетический институт (ЦВЭИ), единственная в то время научно-исследовательская организация такого профиля.

В годы, предшествовавшие Второй мировой войне, во многих странах наряду с расширением масштабов производства и применения ветродвигателей небольшой и средней мощности начали уделять серьезное внимание созданию и строительству крупных ветровых электростанций (ВЭС). Так, в начале 1941 г. в США была построена первая станция мощностью 1,25 МВт с двухлопастным ветроколесом, которая проработала до 1945 г. В настоящее время крупнейшие ветроэлектростанции США расположены в штате Вашингтон, где каждый из трех генераторов, установленных на башнях высотой 60 м, с диаметром ветрового колеса 90 м, имеет мощность 2,5 МВт; проектируются системы на 4 МВт.

Разработаны и эксплуатируются мощные ВЭС во многих странах Европы, прежде всего в Голландии, Франции, Германии, Швеции и др. В мире сейчас работает более 30 тыс. ВЭУ. Германия получает от ветра около 10 % своей электроэнергии. Динамика развития ветроэнергетики за последние годы в некоторых странах приведена в табл. 12.1, а суммарные установленные мощности ВЭУ в мире – в табл. 12.2.

Таблица 12.1

Динамика развития ветроэнергетики (МВт)

Страна	2003	2005	2006	2007	2008
Германия	14 609	18 428	20 622	22 247	23 903
США	6370	9149	11 603	16 818	25 170
Испания	6202	10 028	11 615	15 145	16 754
Индия	2110	4430	6270	7580	9645
Китай	567	1260	2405	6050	12 210
Дания	–	3122	3136	3150	3180
Италия	–	1718	2123	2726	3736
Великобритания	–	1353	1962	2389	3241
Франция	248	757	1567	2454	3404
Португалия	–	1022	1716	2150	2862
Нидерланды	–	1224	1558	1746	2225
Канада	–	683	1451	1846	2369
Япония	506	1040	1394	1538	1880
Австрия	–	819	965	982	995
Австралия	–	579	817	817,3	1306

Окончание табл. 12.1

Страна	2003	2005	2006	2007	2008
Греция	–	573	746	871	985
Ирландия	–	496	746	805	1002
Швеция	–	510	571	788	1021
Норвегия	100	270	325	333	428
Бразилия	–	29	237	247,1	341
Бельгия	–	167,4	194	287	–
Польша	–	73	153	276	472
Египет	–	145	230	310	365
Турция	–	20,1	50	146	433
Чехия	–	29,5	54	116	–
Финляндия	–	82	86	110	–
Украина	–	77,3	86	89	–
Болгария	–	14	36	70	–
Венгрия	–	17,5	61	65	–
Эстония	–	33	32	58	–
Литва	–	7	48	50	–
Люксембург	–	35,3	35	35	–
Аргентина	–	26,8	27,8	29	–
Латвия	–	27	27	27	–
Россия	10	14	15,5	16,5	–
Иран	–	23	48	66	85

Таблица 12.2

Суммарные установленные мощности ВЭУ в мире (МВт)

1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (прогноз)
7475	9663	13 696	18 039	24 320	31 164	39 290	47 686	59 004	73 904	93 849	120 791	140 000	170 000

За 23 года, с 1985 по 2008 г., суммарная мощность ВЭУ в мире возросла с 1097 МВт до 120 791 МВт. К 2008 г. на первое место по установленной мощности ВЭУ вышли США с 25 170 МВт, на втором месте Германия (23 903 МВт), на третьем Испания (16 754 МВт), на четвертом Китай (12 210 МВт) и на пятом Индия (9645 МВт).

Американская (AWEA) и Европейская (EWEA) ветроэнергетические ассоциации составили в 1999 г. весьма оптимистический прогноз развития ветроэнергетики в мире, цель которого – достижение к 2020 г. 10%-ной доли ветроэнергетики в мировом производстве электроэнергии. Пока развитие ветроэнергетики идет даже с превышением этого прогноза (по прогнозу в 2002 г. – 26 901 МВт, фактически – 31 164 МВт; в 2004 г. прогноз – 41 781 МВт, фактически – 47 686 МВт).

Скромное место России в использовании и развитии ветроэнергетики не в последнюю очередь объясняется отсутствием поддержки государства, тогда как государственная поддержка этого направления во всех странах за последние 20 лет существенно возросла. Возможности быстрого развития ветроэнергетики в условиях недостатка бюджетных средств демонстрирует в последние годы Индия. В 1992 г. в Индии работали ветровые электростанции общей мощностью 40 МВт, а в 2000 г. страна вышла на пятое место в мире, опередив Нидерланды, Италию, Великобританию. Это стало возможным за счет государственного участия в планировании развития ветроэнергетики и создании выгодных условий для вложения средств частных предпринимателей – владельцев ВЭС.

В 1992 г. в Индии было создано Министерство нетрадиционных источников энергии, которое осуществляет планирование развития отрасли, разработку мер экономического стимулирования для привлечения инвестиций и кредитов. Используя бюджетные средства, Министерство проводит выбор объектов перспективного строительства, создает демонстрационные проекты, обеспечивает сертификацию оборудования. При министерстве организован фонд субсидирования и выдачи кредитов для строительства объектов ВИЭ. Решение о выдаче кредита принимается после экспертизы проекта при наличии у предпринимателя 25 % средств от стоимости проекта и соглашения о поставке оборудования. Кредит выдается на 6 лет с освобождением от выплаты процентов по кредиту на 1 год.

Для объектов ветроэнергетики в Индии введены следующие льготы:

- освобождение от налогов на прибыль в первые пять лет после ввода электростанции;
- разрешение на списание 100 % стоимости ВЭС через один год эксплуатации;

- освобождение от налогов с продаж;
- беспошлинный ввоз комплектующих для производства ВЭС и запчастей к ним;
- гарантированная стоимость продажи энергии, вырабатываемой ВЭС, в размере 7–8 центов/кВт·ч.

В настоящее время 12 индийских компаний заняты сборкой и производством ВЭС. Крупные иностранные компании принимают участие в работе совместных предприятий по производству оборудования ВЭС. На этих заводах производятся ВЭС широко известных фирм: «Vestas», «Micon», «Zond», «Carter», «Enercon» единичной мощностью от 50 до 750 кВт.

По данным министерства, годовое производство энергии на 1 кВт установленной мощности ВЭС на территории Индии составляет 2–2,5 тыс. кВт·ч, а себестоимость вырабатываемой на ВЭС электроэнергии в ряде штатов снизилась до 5–6 центов/кВт·ч. Правительство Индии планирует увеличение доли вырабатываемой ВЭС электроэнергии в 2010 г. до 5 %, а в 2020 г. – до 10 %.

Развитию ветроэнергетики способствуют крупные исследовательские программы, проводимые как в отдельных странах, так и в целых регионах. Так, в США исследовательская программа по ветроэнергетике, финансируемая из федерального бюджета, разработана и успешно реализуется Институтом электроэнергетики. Совместно с Министерством энергетики ведется разработка новой техники, оценка эффективности проектов, оптимизация характеристик ветровых турбин. Программа предусматривает также обучение эксплуатационного персонала, обсуждение новых проектов, координацию сотрудничества с ЕЭС.

Программа «Joule-II» ЕЭС координирует действия по созданию ветровых турбин в Европе между крупнейшими фирмами Германии, Италии, Дании, Швеции, Шотландии, Испании, Греции. Программа финансируется из бюджета ЕЭС.

В настоящее время ведущее место в развитии ветроэнергетики занимает Германия, где разработкой ВЭУ занято 10 институтов во всех федеральных землях. Начиная с 1995 г. в Германии ежегодно вводятся в эксплуатацию ВЭУ общей мощностью 300–500 МВт.

Обширная программа разработок и эксплуатационных исследований ВЭУ реализуется в Швеции. Программа базируется в основном на создании ВЭУ мегаваттного класса, в том числе совместно с Германией – мощностью 3 МВт.

В Канаде, в Политехническом институте Монреаля, продолжают исследования ВЭУ с вертикальной осью вращения. Ряд ВЭУ такой компоновки находится в эксплуатации, в том числе одна – мощностью 4 МВт.

В Австралии, в университете Мельбурна, и в Великобритании проводились исследования свойств ВЭУ с вертикальными шарнирно складывающимися лопастями.

Ряд научно-исследовательских программ в разных странах (Дания, Италия, Япония и др.) посвящен вопросам регулирования ветровых турбин, работающих с переменной частотой вращения, и оценке экономической эффективности их основного преимущества — увеличения отдачи мощности при изменяющейся скорости ветра.

Около 95 % вырабатываемой в мире ветровой электроэнергии производится ВЭУ, объединенными в комплексы (фермы, парки и т. д.; в нашей терминологии — ВЭС), причем большая часть — на ВЭС, работающих параллельно с электрическими системами. Такие комплексы эффективно используются как для работы на объединенные электрические сети большой мощности, так и для работы на сети соизмеримой мощности в сочетании с другими (резервирующими или аккумулирующими) источниками энергии.

Ветроэнергетические комплексы, состоящие из комбинации ВЭУ с другими источниками энергии (например, дизельными электростанциями) или аккумуляторами, обеспечивают непрерывное энергоснабжение автономных потребителей независимо от наличия и интенсивности ветра.

За рубежом широко распространены ветродизельные электростанции. Исследования таких систем проводит государственный Институт ветроэнергетики в Германии, фирма «Enercon» и Центр исследований энергетики во Франции, отдельные компании в Австралии, Испании, Греции и других странах.

Чешская компания «CEZ» строит в Румынии крупнейшую в Европе новую береговую ВЭС мощностью 600 МВт, ввод которой в эксплуатацию планируется в 2009 г. Стоимость проекта оценивается в 1 млрд евро.

Таким образом, во многих странах, начиная с 1990-х годов, ветроэнергетика сложилась в самостоятельную отрасль энергетики и промышленного производства.

Установленная мощность ВЭС в России на 2006 г. составляла около 15 МВт. Одна из самых больших ВЭС России (5,1 МВт) расположена в районе поселка Куликово Калининградской области; среднегодовая выработка этой электростанции составляет около 6 млн кВт·ч.

На Чукотке действует Анадырская ВЭС мощностью 2,5 МВт (10 ВЭУ по 250 кВт) со среднегодовой выработкой более 3 млн кВт·ч. Параллельно ВЭС установлена дизельная энергоустановка, дающая 30 % общей выработки ВЭС.

В Калмыкии в 20 км от Элисты размещена площадка Калмыцкой ВЭС общей мощностью 22 МВт с годовой выработкой 53 млн кВт·ч.

В 2006 г. на этой площадке введена в эксплуатацию первая ВЭУ «Ра-дуга» мощностью 1 МВт и выработкой 3–5 млн кВт·ч.

В республике Коми вблизи Воркуты строится Заполярная ветродизельная электростанция мощностью 3 МВт. В 2006 г. на этой станции действовали шесть ВЭУ по 250 кВт общей мощностью 1,5 МВт. В Башкортостане эксплуатируются ВЭС общей мощностью 2,2 МВт.

На острове Беринга Командорских островов действует ВЭС мощностью 1,2 МВт, созданная при техническом и финансовом содействии Дании.

Существуют (на разных стадиях проработки) проекты Ленинградской ВЭС (75 МВт), Морской ВЭС в Карелии (30 МВт), Приморской в Приморском крае (30 МВт), Магаданской (30 МВт), Чуйской на Алтае (24 МВт), Усть-Камчатской (16 МВт), Новиковской ветродизельной станции в Республике Коми (10 МВт), Дагестанской ВЭС (6 МВт), Анапской в Краснодарском крае (5 МВт), Новороссийской (5 МВт) и Валаамской в Карелии (4 МВт). Началось строительство «Морского ветропарка» в Калининградской области мощностью 50 МВт, но в 2007 г. этот проект был заморожен.

Для промышленного производства ветровой электроэнергии не хватает отечественных установок большой мощности. Как считает заместитель Генерального директора Института энергетической стратегии П. П. Безруких, в производстве больших ветряков мы отстали от западных стран безнадежно. Поэтому единственная возможность догнать — импортировать технологии путем закупки лицензий и создания совместных предприятий.

Развитию ветровой энергетики сопутствует определенная техническая проблема. Ветер является нерегулируемым источником энергии. Выработка ВЭС зависит от силы ветра — фактора, отличающегося большим непостоянством. Соответственно, выдача электроэнергии с ветрогенератора в энергосистему отличается большой неравномерностью — как в суточном, так и в недельном, месячном, годовом и многолетнем диапазонах. Учитывая, что энергосистема сама имеет неравномерную нагрузку (пики и провалы суточного графика), регулировать которую ветроэнергетика не может, введение значительной доли ветроэнергетики в энергосистему способствует ее дестабилизации. Поэтому ветроэнергетика требует резерва мощности в энергосистеме (например, в виде газотурбинных станций), а также механизма сглаживания неравномерности выработки ВЭС, например, с помощью ГЭС или ГАЭС.

Данная особенность ветроэнергетики существенно удорожает получаемую от ВЭС электроэнергию. Энергосистемы с большой

неохотой подключают ветрогенераторы к своим сетям; требуются законодательные акты, обязывающие их делать это.

Проблемы диспетчеризации энергосистем из-за нестабильности работы ветрогенераторов начинаются после достижения ими доли в 20–25 % от общей установленной мощности системы.

Обеспечение аккумулирования энергии, вырабатываемой ВЭУ, является одной из важнейших проблем ветроэнергетики. Для ее решения необходимы разработка соответствующих методов и создание экономичных и эффективных устройств. Выбор типа и емкости аккумулирующего устройства, по сути, относится к области оптимизации надежности электроснабжения. Вследствие того, что ветер как энергоисточник обладает большой изменчивостью и его режимы предсказать заранее с большой точностью трудно, приходится во многих случаях комплектовать ВЭУ аккумулирующим устройством или использовать дублирующую неветровую установку. Преимущества таких методов и предпочтительность их применения в тех или иных конкретных случаях устанавливаются на основе технико-экономического сравнения вариантов.

С помощью аккумулирующих устройств могут решаться следующие задачи:

- выравнивание пульсирующей мощности, которую вырабатывает ветроагрегат в условиях изменяющейся скорости ветра;
- согласование графиков производства и потребления энергии с целью питания потребителей в периоды, когда ветроагрегат не работает или его мощности не хватает для обеспечения всей присоединенной нагрузки;
- увеличение суммарной выработки ВЭУ;
- возможность получения пиковой мощности в течение короткого промежутка времени.

Большая часть этих задач решается с помощью аккумулирующих устройств, имеющих относительно небольшую емкость. Главная их функция – сглаживать неравномерность работы ВЭУ, вызванную микропульсациями потока воздуха и кратковременными снижениями его скорости, обеспечивать устойчивую работу при кратковременных пиковых нагрузках.

Основными требованиями, предъявляемыми к аккумулирующим устройствам ВЭУ, являются:

- высокий к.п.д. и малая стоимость на единицу запасаемой энергии;
- надежная и эффективная работа в условиях выработки ветроагрегатом непостоянной по своим параметрам энергии (мощности);
- гарантированное покрытие заданного графика нагрузки;

– простота устройства и технического обслуживания, высокая надежность и безопасность эксплуатации.

Возможны следующие системы аккумулирования энергии ветра: электрохимические (например, аккумуляторные батареи или системы с аккумулированием водорода, получаемого путем электролиза воды); термические или тепловые; системы, использующие кинетическую энергию (маховики или электромагнитные системы со сверхпроводимостью); системы, использующие потенциальную энергию (например, гидроаккумулирующие или пневмоаккумулирующие).

К аккумулирующим устройствам можно условно отнести также и такие, которые производят работу или вырабатывают продукт не только для текущего потребления, но и впрок (например, приготовление кормов или размол фуражного зерна на животноводческих фермах; заполнение резервуаров водой для ее использования в период безветрия и т. д.).

Наличие аккумулирования может облегчить диспетчерские проблемы в энергосистемах с ВЭС, возникающие вследствие изменчивости скорости ветра. Однако аккумулирование и использование энергии ветра не так тесно связаны, как иногда полагают. Использование крупных аккумулирующих установок является одним из методов сглаживания суточных графиков нагрузки энергообъединений; такие аккумуляторы должны конкурировать с альтернативными пиковыми установками. Использование аккумулирующих устройств для каждой ВЭУ или даже группы ВЭУ (ВЭС) может оказаться нецелесообразным при наличии в энергообъединении достаточных резервов регулирующей мощности, поскольку эти устройства стоят довольно дорого.

Себестоимость электроэнергии ВЭУ зависит от скорости ветра. В качестве примера в табл. 12.3 показана такая зависимость для условий США (2004 г.).

Таблица 12.3

Зависимость себестоимости ветровой электроэнергии от скорости ветра

Скорость ветра, м/с	Себестоимость, центов/кВт·ч
7,16	4,8
8,08	3,6
9,32	2,6

Для сравнения: себестоимость электроэнергии, производимой на угольных электростанциях США в это же время, составляла 4,5–6 центов/кВт·ч, средняя стоимость электроэнергии в Китае – 4 цен-

та/кВт·ч. В начале 1980-х годов стоимость ветровой электроэнергии в США составляла 38 центов/кВт·ч.

При удвоении мощностей ветрогенерации себестоимость производимой электроэнергии снижается на 15 %.

В марте 2006 г. Earth Policy Institute (США) сообщил, что в двух районах США стоимость ветровой электроэнергии стала ниже стоимости традиционной. Осенью 2005 г. из-за роста цен на природный газ и уголь в большинстве штатов стоимость ветровой электроэнергии стала ниже стоимости электроэнергии, произведенной из традиционных источников. Компании «Austin Energy» (Техас) и «Xcel Energy» (Колорадо) первыми начали продавать электроэнергию, производимую на ВЭС, дешевле, чем электроэнергию, производимую на традиционных электростанциях.

В России считается, что применение ВЭУ в быту для обеспечения электричеством малоцелесообразно по следующим причинам:

- высокая стоимость инвертора, составляющая примерно 50 % стоимости всей установки (применяется для преобразования переменного или постоянного тока, получаемого от ветрогенератора, в напряжение 220 В, 50 Гц, и синхронизации с внешней сетью в случае параллельной работы генератора);

- высокая стоимость аккумуляторных батарей, составляющая около 25 % стоимости установки (используются в качестве источника бесперебойного питания при отсутствии внешней сети или при нарушениях электроснабжения);

- для обеспечения надежного электроснабжения к ВЭУ иногда добавляют дизель-генератор, сравнимый по стоимости со всей установкой.

Тем не менее порядка десяти отечественных производителей предлагают свою продукцию для индивидуальных потребителей. Разброс цен достаточно большой; в среднем комплект мощностью 5 кВт из ветряка, мачты, аккумуляторов и кабеля стоит примерно 11 тыс. долларов. Но производимой пятикиловаттными агрегатами электроэнергии на полноценное электроснабжение, скорее всего, не хватит. Гораздо эффективнее комбинация с дизелем, но это удовольствие уже раза в два дороже.

В некоторых случаях экономически более целесообразным может быть получение с помощью ветрогенератора не электрической энергии промышленного качества, а постоянного или переменного тока (переменной частоты) с последующим преобразованием его в тепло для обогрева помещений и получения горячей воды. Эта схема имеет несколько преимуществ:

- в условиях России отопление является основным энергопотребителем любого дома;

– схема ветрогенератора и управляющей автоматики кардинально упрощается;

– в качестве аккумулятора энергии можно использовать обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения;

– потребление тепла не так чувствительно к качеству и бесперебойности: температуру воздуха в помещении без ущерба для потребителей можно поддерживать в широком диапазоне (19–25 °С), а в бойлерах горячего водоснабжения – 40–80 °С.

Для условий России очень эффективным может оказаться использование ветроэнергетики в комбинации с аккумулирующими устройствами или дизельными установками в отдаленных районах и на островах, куда завоз дизельного топлива для отопления и производства электроэнергии обходится очень дорого. Развитие ветроэнергетики в таких районах является наиболее конкурентоспособным.

По мнению экспертов, если будут реализованы перспективные планы по доведению мощностей ВЭУ в прибрежных арктических районах до 100–110 МВт, то это позволит сократить завоз дизельного топлива на 130 тыс. т в год и примерно вдвое уменьшить себестоимость электроэнергии.

Экологические аспекты ветроэнергетики. ВЭУ, как и любые другие промышленные установки, оказывают на окружающую среду определенное техногенное воздействие, причем это воздействие далеко не однозначно.

Несомненно положительным фактором использования ветроэнергетики является то, что энергоустановки этого типа не генерируют вредных выбросов в атмосферу. Более того, за счет замещения некоторой доли традиционной тепловой энергетики количество этих выбросов сокращается.

Ветрогенератор мощностью 1 МВт сокращает ежегодные выбросы в атмосферу в количестве около 1800 т CO_2 , 9 т SO_4 , 4 т окислов азота. По оценкам Global Wind Energy Council к 2050 г. мировая ветроэнергетика позволит сократить ежегодные выбросы CO_2 на 1,5 млрд т.

Ветряные генераторы практически не потребляют ископаемого топлива. Работа ветрогенератора мощностью 1 МВт за 20 лет эксплуатации (нормативный срок) позволяет сэкономить примерно 29 тыс. т угля или 92 тыс. баррелей нефти.

Однако опыт эксплуатации реально работающих ВЭУ позволил обнаружить ряд отрицательных явлений. Например, распространение ветрогенераторов может затруднить прием телепередач и создавать мощные звуковые колебания. Появление экспериментального ветродвигателя на Оркнейских островах (Англия) в 1986 г. вызвало многочисленные жалобы от телезрителей ближайших населенных

пунктов. При изучении проблемы выяснилось следующее: лопасти крыльчатой ветряной турбины были выполнены из стеклопластика, который не отражает и не поглощает радиоволны. Помехи создавал стальной каркас лопастей и имеющиеся на них металлические полоски, предназначенные для защиты от молний. Они отражали и рассеивали ультракоротковолновый сигнал. Отраженный сигнал смешивался с прямым, идущим от передатчика, и создавал на экранах помехи. В итоге около ВЭС был сооружен телеретранслятор.

Построенная в 1980 году в городке Бун (США) ВЭС мощностью 2 МВт действовала безотказно, но вызывала нарекания жителей городка. Во время работы ветряка в окнах дребезжали стекла и звенела посуда на полках. Было установлено, что шестидесятиметровый винт при определенной скорости вращения издавал инфразвук. Он не ощущается человеческим ухом, но вызывает низкочастотные колебания предметов и небезопасен для человека. После доработки профилей лопастей от инфразвуковых колебаний удалось избавиться.

ВЭУ производят две разновидности шума:

- механический шум (от работы механических и электрических компонентов);
- аэродинамический шум (от взаимодействия ветрового потока с лопастями установки).

В табл. 12.4 для сравнения приведены уровни шумов от различных источников.

Таблица 12.4

Уровни шумов от различных источников

Источник шума	Уровень шума, дБ
Шум от ветрогенератора в непосредственной близости от оси ветроколеса	Около 100
Шум от ветрогенератора на расстоянии 350 м	35–45
Шум от турбин реактивного двигателя на расстоянии 250 м	105
Шум от отбойного молотка в 7 м	95
Шум от грузовика при скорости 48 км/час в 100 м	65
Шум от легковой машины при скорости 64 км/час	55
Шумовой фон в офисе	60
Шумовой фон ночью в деревне	20–40
Болевой порог человеческого слуха	120

Законы, принятые в Великобритании, Германии, Нидерландах и Дании, ограничивают уровень шума от работающей ВЭУ до 45 дБ в дневное время и до 35 дБ ночью. При этом минимальное расстояние от установки до жилых домов должно составлять 300 м.

Визуальное воздействие ветрогенераторов – субъективный фактор. Тем не менее для улучшения эстетического вида ВЭУ во многих крупных фирмах работают профессиональные дизайнеры. Ландшафтные архитекторы также привлекаются для визуального обоснования новых проектов.

В обзоре, выполненном датской фирмой «АКФ», стоимость воздействия шума и визуального восприятия от ВЭУ оценена менее чем в 0,0012 евро на 1 кВт·ч. Обзор базировался на интервью, взятом у 342 человек, живущих поблизости от ветряных ферм. Жителей спрашивали, сколько бы они заплатили, чтобы избавиться от соседства с ветрогенераторами.

Использование земли. ВЭУ фактически занимают только 1 % от всей территории ветряной фермы. На 99 % площади можно заниматься сельским хозяйством или другой деятельностью, что и происходит в таких густонаселенных странах, как Дания, Нидерланды, Германия. Фундамент ВЭУ, занимающий около 10 м в диаметре, обычно полностью находится под землей, позволяя расширить сельскохозяйственное использование земли практически до самого основания башни. В некоторых странах земля сдается в аренду, что позволяет фермерам получать дополнительный доход. В США стоимость аренды земли под одной ВЭУ составляет 3000–5000 долларов в год.

Кроме перечисленных воздействий ветрогенераторов следует учитывать и вред, наносимый животным и птицам. По зарубежным данным, популяции летучих мышей, живущих рядом с ВЭС, на порядок более уязвимы, нежели популяции птиц.

Возле концов лопастей ветрогенераторов образуется область пониженного давления, и мелкие млекопитающие, попавшие в нее, получают баротравму. Более 90 % летучих мышей, найденных рядом с ветряками, обнаруживают признаки внутреннего кровоизлияния. По объяснениям орнитологов, птицы имеют иное строение легких, поэтому они менее восприимчивы к резким перепадам давления и страдают только от непосредственного столкновения с лопастями ветряков.

Существующие системы ветродвигателей по схеме устройства ветроколеса и его положению в потоке ветра разделяются на три класса.

Первый класс включает ветродвигатели, у которых ветровое колесо располагается в вертикальной плоскости; при этом плоскость вращения перпендикулярна направлению ветра и, следовательно, ось вра-

щения горизонтальна и параллельна потоку. Такие ветродвигатели называются крыльчатыми или пропеллерными (рис. 12.1 и 12.2).

Хорошие аэродинамические качества крыльчатых ветродвигателей, конструктивная возможность изготавливать их на большую мощность, относительно небольшой вес на единицу мощности –

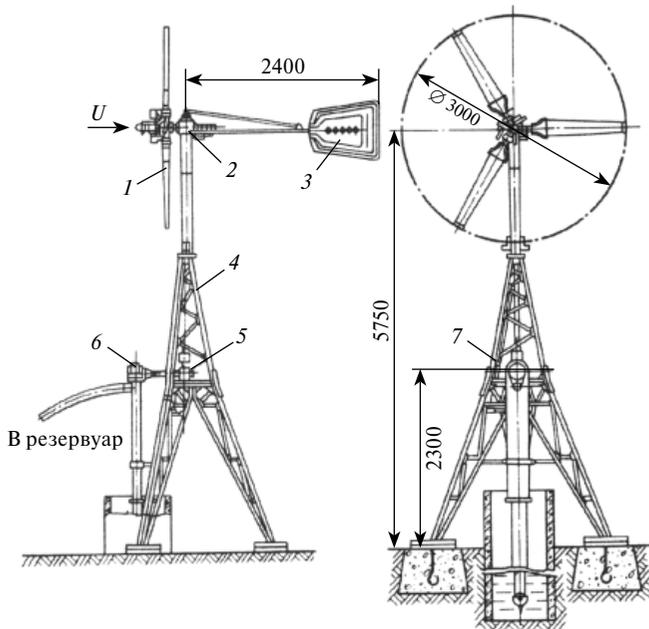


Рис. 12.1. Ветродвигатель ВБЛ–3:

1 – ветроколесо; 2 – головка; 3 – хвост; 4 – башня; 5 – нижний редуктор; 6 – водо-подъемник; 7 – рукоятка пуска-останова

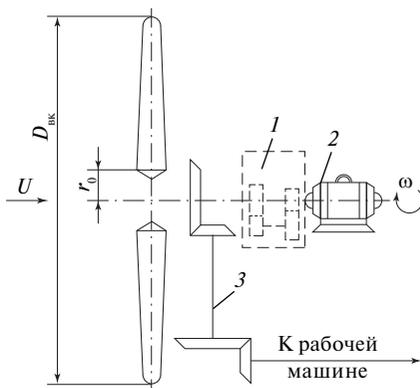


Рис. 12.2. Принципиальная схема ветродвигателя крыльчатого типа с горизонтальной осью вращения:

1 – редуктор; 2 – генератор; 3 – вертикальный вал

основные преимущества ветродвигателей этого класса, которые нашли широкое применение.

В зависимости от типа ветроколеса и быстроходности крыльчатые ветродвигатели разделяются на три группы:

– многолопастные, тихоходные, с быстроходностью $Z \leq 2$ (быстроходностью называется отношение окружной скорости конца лопасти ωR к скорости ветра V);

– малолопастные, тихоходные, в том числе ветряные мельницы, с быстроходностью $Z > 2$;

– малолопастные, быстроходные, $Z \geq 3$.

Ко *второму классу* относятся системы ветродвигателей с вертикальной осью вращения ветрового колеса. По конструктивной схеме они разделяются на две группы:

– карусельные, у которых нерабочие лопасти либо прикрываются ширмой, либо располагаются ребром против ветра;

– роторные ветродвигатели.

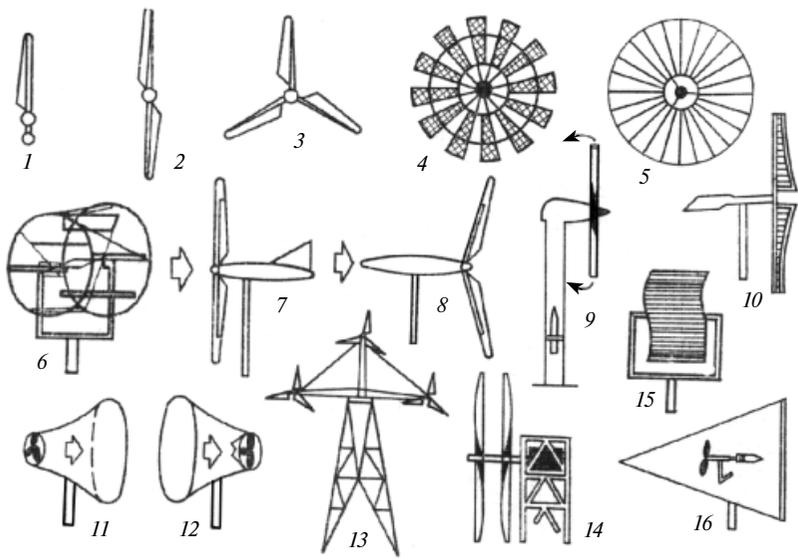
К *третьему классу* относятся ветродвигатели, работающие по принципу мельничного колеса и называемые барабанными. У этих ветродвигателей ось вращения горизонтальна и перпендикулярна направлению ветра.

Карусельные и барабанные ветродвигатели не нашли широкого применения вследствие присущих им недостатков.

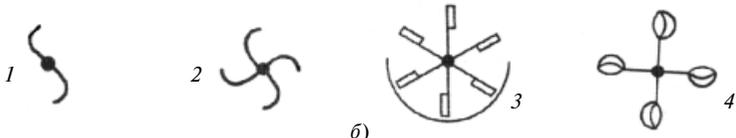
На рис. 12.3 показано большинство принципиальных конструктивных типов ветроприемных устройств.

Рис. 12.3. Типы ветроприемных устройств:

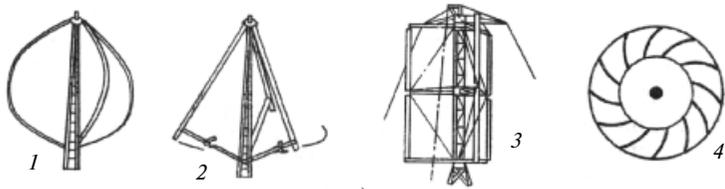
а) с горизонтальной осью вращения: 1 – однолопастное ветроколесо; 2 – двухлопастное; 3 – трехлопастное; 4 – многолопастное; 5 – многолопастное велосипедного типа; 6 – барабанное; 7 – ветроколесо, направленное навстречу потоку; 8 – ветроколесо, расположенное по потоку (за башней); 9 – ветроколесо с пневматической передачей мощности; 10 – парусное крыло; 11 – ветроколесо с диффузором; 12 – ветроколесо с концентратором энергии; 13 – многоветряковое с несколькими ветроколесами; 14 – ветроколеса встречного вращения; 15 – ротор Савониуса; 16 – ветроколесо, использующее энергию свободных вихрей; *б)* с вертикальной осью вращения с использованием силы сопротивления: 1 – ротор Савониуса; 2 – ротор Савониуса многолопастной; 3 – ротор пластинчатый; 4 – ротор чашечный; *в)* с вертикальной осью вращения с использованием подъемной силы: 1 – ротор Дарье \emptyset -образный; 2 – ротор Дарье Δ -образный; 3 – ротор с прямыми лопастями (Giromill); 4 – ветротурбина; *г)* с вертикальной осью вращения комбинированного типа: 1 – роторы Дарье \emptyset -образный и Савониуса; 2 – ротор Савониуса шелевой; 3 – ротор с использованием эффекта Магнуса; 4 – с несущими поверхностями; *д)* с вертикальной осью вращения других типов: 1 – ветроколесо с дефлекторным устройством; 2 – солнечно-ветровое устройство; 3 – ветроколесо с турбиной Вентури; 4 – ветроколесо с вихревым устройством



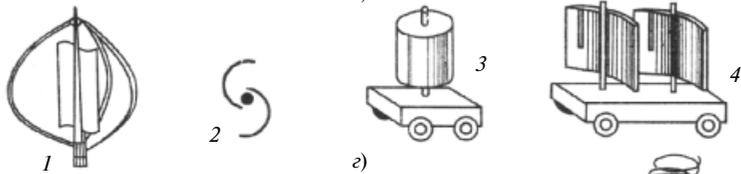
a)



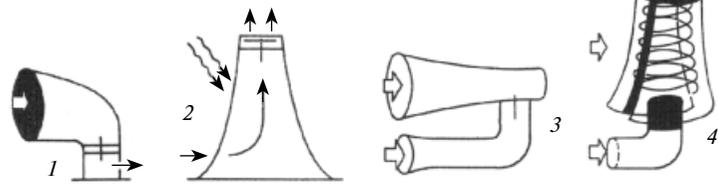
b)



c)



d)



e)

Физики из подмосковной Дубны создали ВЭУ мощностью 2,5 и 40 кВт, которые могут использоваться в качестве автономного источника питания для небольших потребителей. ВЭУ разработки этого коллектива в 2005 г. получила Гран-при и три золотых медали на Всемирной выставке в Брюсселе. Она вырабатывает на 20–30 % электроэнергии больше, чем лучшие зарубежные аналоги. Высота этих ветряков составляет 12–20 м, на их башне расположен генератор и ветровое колесо с поворотными лопастями, которое способно автоматически разворачиваться относительно направления воздушных потоков. Аэродинамические характеристики ветрового колеса выбраны настолько удачно, что оно вращается даже при малейшем дуновении ветра. Благодаря оригинальному техническому решению удалось добиться максимально возможного значения коэффициента использования энергии ветра – 0,51.

В настоящее время в мировом парке эксплуатируемых ВЭУ горизонтально-осевые (пропеллерные) установки составляют более 90 %, а их изготовлением занимаются несколько тысяч предприятий. Отставание в освоении вертикально-осевых ВЭУ вызвано несколькими причинами. Вертикально-осевые ВЭУ были изобретены позднее пропеллерных (ротор Савониуса – в 1929 г., ротор Дарье – в 1931 г., ротор Макгроува – в 1975 г.). Кроме того, до недавнего времени главным недостатком вертикально-осевых ВЭУ ошибочно считалось то, что для них невозможно получить отношение максимальной линейной скорости рабочих органов (лопастей) к скорости ветра больше единицы (для пропеллерных ВЭУ это отношение достигает 5:1).

Эта предпосылка, верная только для тихоходных роторов типа ротора Савониуса, использующих различные сопротивления лопастей при их движении по ветру и против ветра, привела к неправильным теоретическим выводам о том, что предельный коэффициент использования силы ветра у вертикально-осевых ВЭУ ниже, чем у горизонтально-осевых пропеллерных, из-за чего этот тип ВЭУ почти 40 лет вообще не разрабатывался. И только в 1960-х – 1970-х годах сначала канадскими, а затем американскими и английскими специалистами было экспериментально доказано, что эти выводы неприменимы к роторам Дарье (рис.12.4), использующим подъемную силу лопастей. Для этих роторов указанное максимальное отношение линейной скорости рабочих органов к скорости ветра достигает 6:1 и выше, а коэффициент использования энергии ветра не ниже, чем у горизонтально-осевых пропеллерных ВЭУ (0,4–0,45).

Ветродвижитель Дарье отличается тем, что его ветроприемное устройство – ротор – состоит из двух–четырех прямых или изогнутых лопастей, имеющих в поперечном сечении аэродинамический профиль. Лопасти, закрепленные в точках А и Б на оси вращения

(рис. 12.4) образуют пространственную конструкцию, вращающуюся под действием подъемной силы, возникающей на лопастях от ветрового потока. Преимуществами такого ветродвигателя являются его меньший относительный вес на единицу мощности, чем у других типов двигателей с вертикальной осью вращения, и большая быстроходность. Кроме того, в отличие от двигателей с горизонтальной осью вращения система Дарье не нуждается в механизме ориентации по направлению ветрового потока.

Играет определенную роль и то обстоятельство, что объем теоретических исследований принципиально новых вопросов аэродинамики ротора, опыт разработки, испытаний и эксплуатации вертикально-осевых ВЭУ гораздо меньше, чем горизонтально-осевых. Вертикально-осевые ВЭУ стали интенсивно осваивать с начала 80-х годов прошлого столетия, и диапазон их мощностей непрерывно расширяется. Учитывая, что одно из основных достоинств вертикально-осевых ВЭУ заключается в независимости режима их работы от направления ветра и их не нужно в процессе работы ориентировать по ветру, сегодня практически все страны эксплуатируют вертикально-осевые ВЭУ с ротором Дарье. При этом в Канаде, США, Нидерландах предпочтение отдается классической схеме с криволинейными лопастями, а в Великобритании, России и Румынии в качестве основной схемы преимущественно приняты роторы с прямыми лопастями, параллельными оси вращения. Наибольших успехов добилась фирма «VAWT» (Великобритания). В 1986 г. на острове Сардиния

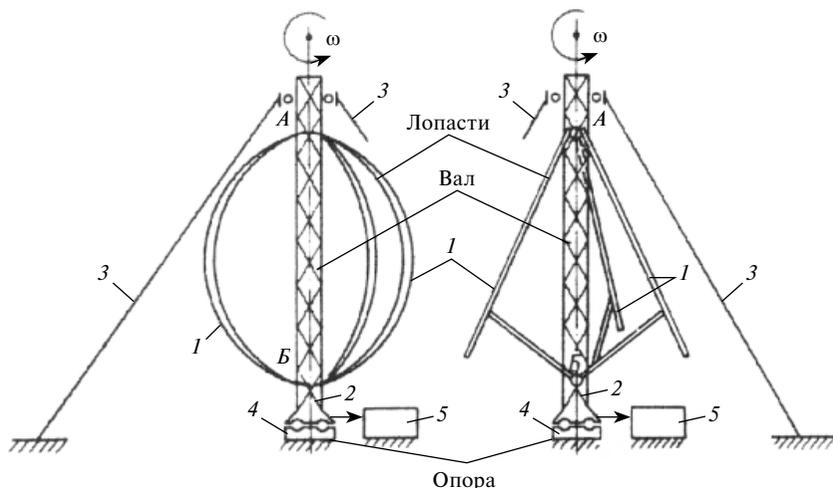


Рис. 12.4. Ветродвигатель (ротор) системы Дарье:
1 – лопасти; 2 – вал; 3 – растяжка; 4 – опора; 5 – привод

была испытана ВЭУ этой фирмы с ротором диаметром 14 м и мощностью 40 кВт. В том же году была введена в промышленную эксплуатацию ВЭУ VAWT-450 с ротором диаметром 25 м мощностью 130 кВт. В последнее время фирма работала над созданием установок VAWT-850 мощностью 500 кВт и VAWT-2400 с ротором диаметром 67 м и мощностью 1,7 мВт.

В России разработкой вертикально-осевых ВЭУ с прямыми лопастями занимаются КБ «Радуга», ООО «ГРЦ-Вертикаль», объединение «Гидропроект», ЦАГИ, ВНИИЭ, ООО «Электросфера» и др. Созданы опытные установки ВЛ-2М, ВДД-16 и др., которые при испытаниях показывают неплохие результаты. Диапазон мощностей ВЭУ, создаваемых отечественными разработчиками, достаточно широк, хотя приоритет по объективным причинам отдается ВЭУ сравнительно небольшой мощности (1,5–100) кВт.

Опыт проектирования и эксплуатации вертикально-осевых ВЭУ показывает, что отсутствие поворотных устройств и систем – не единственный оценочный параметр для сравнения их с горизонтально-осевыми пропеллерными. Вертикально-осевые и горизонтально-осевые ВЭУ имеют принципиально разные конструктивные решения, и многие характеристики этих установок не повторяются.

Российская компания «ГРЦ-Вертикаль» в своих работах в значительной степени использует мировой опыт конструирования ВЭУ. ООО «ГРЦ-Вертикаль» разрабатывает ВЭУ с 1991 г. на базе ФГУП «Государственный ракетный центр» (КБ им. Академика В. П. Макеева) и ФГУП «Кумертауское авиационное предприятие». За это время были исследованы различные конструкции ВЭУ. С 2004 г. разработки ООО «ГРЦ-Вертикаль» в области ветроэнергетики, создания ветроводородных комплексов, установок по очистке воды и многие другие финансируются Национальной лабораторией Беркли (США) под патронажем Департамента энергетики США, Международных фондов (в том числе Международного научно-технического Центра), Правительства РФ и Российского ракетно-космического агентства.

В табл. 12.5 приведена сравнительная оценка трех ВЭУ соизмеримой мощности: NEWECS-45 (Голландия), ВТО-1250Б (Россия), предварительный проект Д. де Рензо (США), из которых ВТО-1250Б является вертикально-осевой.

Таблица 12.5

Сравнительные характеристики ВЭУ различных типов

Характеристики	NEWECS-45	ВТО-1250Б	Д. де Рензо
Установленная мощность, МВт	1	1,25	1,5
Расчетная скорость ветра, м/с	14,1	20	11,5

Характеристики	NEW ECS-45	ВТО-1250Б	Д. де Рензо
Массовые характеристики, кг:			
• ветроколесо, в том числе:	–	40 000	17 430
лопасть	3000	4000	2580
втулка (ступица)	19 000	8000	12 270
траверса	–	16 000	–
• система передачи момента, в том числе:	–	16 000	35 180
редуктор	2000	10 000	20 860
прочее	–	6000	14 320
• электрическая система, в том числе:	–	10 000	–
генератор	3000	5000	6950
• опорная башня	70 000	70 000	69 360
• прочие системы	–	6000	–
Общая масса, кг	142 000	136 000	128 940

Из приведенных данных видно, что рабочие органы (лопасть, траверса) ветроколеса горизонтально-осевой пропеллерной установки легче вертикально-осевой, однако втулка (ступица) у них значительно тяжелее. Система передачи момента легче у вертикально-осевой установки, даже несмотря на наличие в ряде случаев трансмиссионного вала. Масса электрической системы и опорной башни установок обоих типов примерно одного порядка.

Тихоходные вертикально-осевые ВЭУ с точки зрения воздействия на окружающую среду имеют преимущества перед быстроходными горизонтально-осевыми пропеллерными: при их работе ниже все уровни аэродинамических и инфрашумов, вибрации, меньше теле- и радиопомехи, меньше радиус разброса обломков лопастей в случае их разрушения, ниже вероятность столкновения лопастей с птицами.

В частности, уровень шума ветрогенераторов российской фирмы «ГРЦ-Вертикаль» находится в пределах 40–50 дБ в непосредственной близости к ВЭУ, а на расстоянии 10 м заглушается шумами окружающей среды (для сравнения: шум вентилятора системного блока персонального компьютера составляет 50 дБ). Электромагнитные колебания практически отсутствуют, в связи с чем эти ВЭУ можно размещать вблизи коммуникационных центров, в том числе аэропортов, где требования к чистоте эфира высоки в связи с присутствием навигационного оборудования.

Кроме горизонтально-осевых и вертикально-осевых разработаны и действуют так называемые циклонные (вихревые) ВЭУ мощностью до 100 тыс. кВт. В этих установках теплый воздух, поднимаясь в специальной 15-метровой башне и смешиваясь с циркулирующим воздушным потоком, создает искусственный «циклон», который вращает турбину.

Системы со свободными и ограниченными вихревыми структурами исследовались для оценки того, насколько закручивание потока может увеличить мощность ветродвигателя, установленного в ядре вихря или вблизи него. Система со свободными вихрями исследовалась Нью-Йоркским политехническим институтом и университетом штата Виргиния. Для отклонения ветрового потока и образования вихря, в котором устанавливается ветроколесо, в ней используется крыловое устройство. По оценкам, такая система может развить мощность в 7 раз большую, чем обычное ветроколесо того же диаметра, помещенное в свободном ветровом потоке.

В ограниченной вихревой системе, разработанной фирмой «Grumman Aerospace Corporation», для генерирования вихрей типа торнадо используется башня, установленная над осевым ветроколесом в кольце (рис. 12.5). Вихревая система обеспечивает создание разрежения над ветроколесом и увеличение скорости проходящего через него потока.

Подобные ограниченные вихри могут создаваться в различных конструктивных устройствах с направлением и закручиванием потока, подобных круглой башне, установленной над ветроколесом

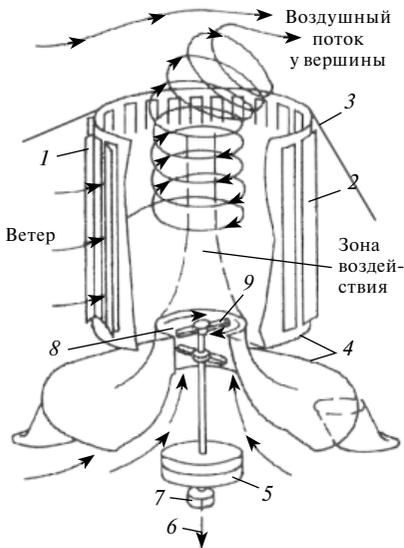


Рис. 12.5. Вихревое устройство башенного типа, действующее при любом направлении ветра:

- 1 – регулируемые вертикальные лопатки;
- 2 – лопатки закрыты;
- 3 – трос, прикрепленный к неподвижному якорю (растяжка);
- 4 – неподвижная опорно-направляющая конструкция;
- 5 – маховик;
- 6 – передача к генератору;
- 7 – подшипник;
- 8 – выходное сечение турбины;
- 9 – лопасти ветроколеса

в кольце. Для типовых систем диаметр башни может быть в 3 раза больше диаметра ветроколеса, а высота башни — в 3 раза превышать ее диаметр или быть в 9 раз больше диаметра ветроколеса.

Современные ветрогенераторы работают при скоростях ветра от 3–4 до 25 м/с. Мощность ветрогенератора зависит от площади, занимаемой лопастями генератора. Например, турбины мощностью 3 МВт производства датской фирмы «Vestas» имеют общую высоту 115 м, высоту башни 70 м и диаметр ветроколеса 90 м. В декабре 2004 г. германская компания «REpower Systems» построила свой ветрогенератор мощностью 5 МВт. Диаметр ротора этой турбины 126 м, вес гондолы 200 т, высота башни 120 м.

Для проведения надежных энергетических и технико-экономических расчетов по использованию энергии ветра, режимам работы ВЭУ, их производительности и ожидаемой выработке электроэнергии необходимы сведения о повторяемости скоростей ветра в заданной зоне, их хронологическом ходе и ряд других характеристик. Для этих целей составляется так называемый *ветроэнергетический кадастр*: совокупность объективно достоверных и необходимых количественных сведений, характеризующих ветер как источник энергии и позволяющих оценить его энергетическую ценность в той или иной местности.

Несмотря на кажущиеся низкими среднемесячные и среднегодовые скорости ветра, особенно в центре материков, в каждом регионе существуют места, где ветер дует практически постоянно. Для получения точных данных по ветрогеографии данного региона метеослужбами составляются карты ветров, которые и используются для подбора площадок и мощности ВЭУ. При этом нужно помнить, что исследования скорости ветра проводятся возле поверхности земли, как правило, на высоте 10 м. С подъемом на каждые 10 м скорость ветра увеличивается в среднем на 10 %. Поэтому, установив высокую мачту (башню), можно получить улучшенные ветровые условия.

Многолетний отечественный и зарубежный опыт показывает, что использование ВЭУ небольшой мощности (до 5–10 кВт) почти всегда экономически оправдано в зонах, имеющих скорость ветра $\leq 3,5$ –4 м/с, а применение ВЭУ большой мощности оправдано в случаях, когда скорость ветра превышает 5,5–6 м/с. Однако современные ВЭУ имеют тенденцию к снижению допустимых скоростей.

Наиболее перспективными местами для использования энергии ветра считаются прибрежные зоны. В море, на расстоянии 10–12 км от берега, строятся ветряные фермы. Башни ветрогенераторов устанавливаются на фундаментах из свай, забитых на глубину до 30 м. Могут использоваться и другие типы подводных фундаментов, а также плавающие основания.

На рис. 12.6 приведена карта ветроэнергетических ресурсов России, составленная по материалам 1100 метеостанций за 30-летний период регулярных наблюдений по единой методике.

Различные зоны страны имеют ветровые режимы, сильно отличающиеся один от другого.

Прибрежные зоны северной части страны, Каспийское побережье и Сахалин отличаются, как это видно на карте, высокой интенсивностью ветрового режима. Здесь среднегодовые скорости ветра превышают 6 м/с. В этих районах часто наблюдаются ураганные ветры (выше 30 м/с), которые сопровождаются снежными метелями и буранами. Поэтому в указанной зоне можно использовать только агрегаты высокой быстроходности, прочность которых рассчитана на ветровые нагрузки при скоростях ветра 40 м/с. В Арктике и на побережье наиболее эффективно применение ВЭС, работающих с тепловым аккумулярованием, а также в комбинации с дизельными электростанциями.

Большинство областей европейской части России относится к зоне средней интенсивности ветра. В этих районах среднегодовая скорость ветра составляет от 3,5 до 6 м/с. К этой же зоне относится южная часть Западной и Восточной Сибири.

Третья зона занимает обширную территорию северной части Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также некоторых областей европейской части России. В этой зоне скорости ветра отно-



Рис. 12.6. Карта ветроэнергетических ресурсов России:
Цифрами обозначены зоны со среднегодовыми скоростями ветра:
1 – выше 6 м/с; 2 – от 3,5 до 6 м/с; 3 – до 3,5 м/с

сительно невелики — до 3,5 м/с, и здесь рекомендуется применение современных небольших ВЭУ, работающих даже при малых скоростях ветра.

Литература

1. *Агеев В. А.* Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. — Саранск : МГУ им. Н. П. Огарева, 2004.

2. *Шефтер Я. И.* Использование энергии ветра. — М. : Энергоатомиздат, 1983.

3. *Ветроэнергетика* / под ред. Д. де Рензо. ; пер. с англ. — М. : Энергоатомиздат, 1982.

4. *Дмитриев Г. С.* Что несет развитие ветроэнергетики (экологические аспекты) // Энергия. 2004. № 8.

5. *Анохин Е. М.* Проблемы охраны окружающей среды в энергетике. Развитие возобновляемых источников энергии и их устойчивое развитие : Метод. пособ. — М. : British Council ; Defra, 2005.

6. *Дьяков А. Ф., Перминов Э. М., Шакарян Ю. Г.* Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. — М. : Изд-во МЭИ, 1996.

7. *Перминов Э. М.* Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики // Энергохозяйство за рубежом. 2003. Вып. 1.

8. *Белей В. Ф.* Ветроэнергетические установки: тенденции развития, проблемы подключения и эксплуатации в составе электроэнергетических систем // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

9. *Вашкевич К. П., Маслов Л. А., Николаев В. Г.* Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

...Вот Солнце! Оно испускает лучей в два миллиарда раз больше, чем получает вся Земля. Человеку дан разум, с помощью которого он воспользуется этой солнечной энергией...

Фрагмент молитвы, сочиненной К. Э. Циолковским

Строго говоря, Солнце является первичным и основным источником энергии для нашей планеты. Оно греет Землю, приводит в движение реки, формирует ветровые потоки и течения, а также приливы и отливы в морях и океанах. Благодаря Солнцу на Земле накоплены запасы углеводов, то есть нефти, угля, торфа и проч., которые сейчас активно сжигаются.

По существующей международной терминологии, все виды энергии, в основе которых лежит солнечная энергия, относятся к ВИЭ.

Для того чтобы сегодня человечество смогло удовлетворить свои потребности в энергоресурсах, требуется в год около 10 млрд т.у.т. В то же время, если перевести в условное топливо то количество энергии, которое ежегодно поставляет на нашу планету Солнце, то эта цифра составит около 100 трлн т, то есть в 10 тыс. раз больше, чем это необходимо для существования нашей цивилизации. Считается, что на Земле запасено различных углеводов около 6 трлн т.у.т. Следовательно, количество энергии, эквивалентное этим запасам, Солнце отдает Земле всего за три недели, и резервы его столь велики, что сегодняшняя интенсивность свечения может сохраняться еще около 5 млрд лет.

Земные растения и морские водоросли утилизируют примерно 34 % поступающей от Солнца энергии, а остальное теряется практически впустую, расходуясь на поддержание комфортного для жизни микроклимата в глубинах океана и на поверхности Земли. Если бы удалось использовать хотя бы один процент энергии излучения Солнца, это могло бы решить проблему дефицита ресурсов на века вперед.

Источником энергии солнечного излучения служит термоядерная реакция – каждую секунду на Солнце примерно $6 \cdot 10^{11}$ кг водорода превращается в гелий. Дефект массы при этом составляет

4000 кг, что в соответствии с формулой Эйнштейна $E = mc^2$ приводит к выделению $4 \cdot 10^{20}$ Дж энергии (около $110 \cdot 10^{12}$ кВт·ч).

Основная часть солнечной энергии испускается в виде электромагнитного излучения в диапазоне 0,2–3,0 мкм. При прохождении через атмосферу солнечный свет ослабляется, в основном из-за поглощения инфракрасного излучения парами воды, ультрафиолетового излучения – озоном, а также рассеяния излучения молекулами газов и находящимися в воздухе частицами пыли и аэрозолями. Параметром, отражающим влияние атмосферы на интенсивность и спектральный состав солнечного излучения, доходящего до земной поверхности, является атмосферная (или воздушная) масса. Она является функцией атмосферного давления и угла высоты Солнца над горизонтом. При нулевой воздушной массе интенсивность излучения равна 1360 Вт/м^2 .

Наиболее характерной в земных условиях является величина атмосферной массы, равная 1,5 (угол высоты Солнца над горизонтом примерно 42°). Она принята за стандартную при интегральной поверхностной плотности солнечного излучения 835 Вт/м^2 , что необходимо при обеспечении сравнимости результатов исследований различных солнечных элементов.

Количество солнечной радиации существенно различается в зависимости от времени года и географического положения местности, что следует учитывать при планировании использования солнечной энергии. В таблице 13.1 приведены данные для Европы и стран Карибского бассейна.

Таблица 13.1

Количество солнечной радиации в Европе и странах Карибского бассейна (кВт·ч/м² в день)

	Южная Европа	Центральная Европа	Северная Европа	Карибский регион
Январь	2,6	1,7	0,8	5,1
Февраль	3,9	3,2	1,5	5,6
Март	4,6	3,6	2,6	6,0
Апрель	5,9	4,7	3,4	6,2
Май	6,3	5,3	4,2	6,1
Июнь	6,9	5,9	5,0	5,9
Июль	7,5	6,0	4,4	6,0
Август	6,6	5,3	4,0	6,1
Сентябрь	5,5	4,4	3,3	5,7

	Южная Европа	Центральная Европа	Северная Европа	Карибский регион
Октябрь	4,5	3,3	2,1	5,3
Ноябрь	3,0	1	1,2	5,1
Декабрь	2,7	1,7	0,8	4,8
Среднегодовое значение	5,0	3,9	2,8	5,7

Человек в том или ином виде всегда использовал солнечную энергию. Родоначальником научного подхода к этой проблеме был Альберт Эйнштейн. Многие помнят, что этот ученый был удостоен в 1921 г. Нобелевской премии. Но мало кто знает, что получил он ее не за создание теории относительности, а за объяснение законов внешнего фотоэффекта. Еще в 1905 г. он опубликовал работу, в которой, опираясь на гипотезу Планка, описал, как именно и в каких количествах кванты света «выбивают» из металла электроны. Получить электрический ток с помощью фотоэффекта впервые удалось советским физикам в 30-е годы прошлого века. Произошло это в Физико-техническом институте (Москва), которым руководил академик А. Ф. Иоффе. Правда, к.п.д. тогдашних сернисто-таллиевых солнечных элементов едва дотягивал до 1 %. В 1954 г. американцы Пирсон, Фуллер и Чапин запатентовали первый элемент с приемлемым к.п.д. (порядка 6 %). А с 1958 г. кремниевые солнечные батареи стали основными источниками электричества на советских и американских космических аппаратах.

К середине 1970-х годов к.п.д. солнечных элементов приблизился к 10%-ной отметке и... почти на два десятилетия замер на этом рубеже. Для космических аппаратов этого вполне хватало, а для наземного использования производство дорогих солнечных кремниевых батарей по сравнению со сжиганием дешевой нефти выглядело непозволительной роскошью. Как следствие и в СССР, и за рубежом большинство исследований по разработке новых технологий в области солнечной энергетики было свернуто, а финансирование оставшихся сильно сокращено. В начале 1990-х годов нынешний лауреат Нобелевской премии академик Ж. Алферов на собрании АН СССР заявил, что если бы на развитие альтернативной, в том числе солнечной, энергетики было потрачено хотя бы 15 % от тех средств, которые мы вложили в атомную энергетику, то АЭС нам сейчас вообще были бы не нужны. Заявление, конечно, резкое, но, судя по тому, что даже на тех крохах, которые выделялись «на Солнце», удалось к сере-

дине 1990-х поднять к.п.д. солнечных элементов до 15 %, а к началу нового века — до 20 %, утверждение академика недалеко от истины.

В последние годы интенсивность научных разработок и реальных проектов объектов солнечной энергетики резко возросла в большинстве стран мира.

Солнечная радиация может быть преобразована в полезную энергию с помощью так называемых пассивных и активных солнечных систем.

Пассивные системы получают с помощью проектирования зданий и подбора строительных материалов таким образом, чтобы максимально использовать энергию Солнца для обогрева, охлаждения и освещения здания. Известно, например, что в 100 году н. э. историк Плиний Младший построил летний домик в Северной Италии, в одной из комнат которого были большие окна из тонкой слюды. Комната была теплее других и не требовала обогрева. В известных римских банях в I–IV столетиях н. э. специально устанавливались большие окна, выходящие на юг, чтобы больше солнечного тепла поступало в здание. К VI веку н. э. солнечные комнаты в домах и общественных зданиях стали настолько обычными, что император Византии Юстиниан ввел «право на солнце», чтобы гарантировать индивидуальный доступ к солнечному свету и теплу. В XIX веке во многих странах были очень популярны оранжереи, в которых выращивались экзотические южные растения.

Современные солнечные системы горячего водоснабжения для жилых домов и офисных зданий встречаются повсеместно. Значительный спрос на плоские коллекторы отмечается в Израиле, Китае, на Кипре, в Японии, Австралии, Австрии, Германии, Греции, Турции и США. В Европе повышенным спросом пользуются в основном индивидуальные системы нагрева воды для отопления жилых помещений и бассейнов. Общее производство солнечных коллекторов в мире в 1995 г. составляло 1,3 млн м², около 40 % рынка приходится на долю Европы и стран Средиземноморского региона. Общая площадь установленных солнечных коллекторов превысила 30 млн м²; отмечается быстрый рост их продаж, ежегодно увеличивающийся на 20 %.

В Европе лидером в области производства солнечных систем стала Греция, на долю которой приходится 40 % производства и 30 % продаж на рынке Германии. В 2005 г. в Греции производство таких систем достигло 1,3 млн установок с общей площадью коллекторов 5 млн м². В самой Греции ежегодно устанавливается 70 тыс. солнечных систем, что позволило снизить выбросы двуокиси углерода на 1,5 млн т за счет уменьшения использования ископаемых видов топлива.

За рубежом не только домашние хозяйства и жилые дома, но и предприятия используют солнечные водонагреватели для предварительного подогрева воды перед последующим применением других способов ее нагрева до кипения или испарения. Меньшая зависимость от колеблющихся цен на энергоносители — еще один фактор, делающий солнечные системы привлекательным вложением денег. Обычно установка солнечного водонагревателя влечет за собой быструю и существенную экономию покупаемой энергии. В зависимости от необходимого объема горячей воды и местного климата предприятие может сэкономить 40–80 % стоимости электроэнергии и других энергоносителей. Например, ежедневная потребность в горячей воде в 24-этажном офисном здании «Кук Джей» в Сеуле (Корея) более чем на 85 % обеспечивается за счет солнечной водонагревательной системы. Система работает с 1984 г.; она оказалась настолько эффективной, что перекрыла плановые проектные показатели и обеспечивает от 10 до 20 % годовой потребности в отоплении.

В мире возрастает спрос на энергию для кондиционирования и охлаждения. Это происходит не только из-за увеличивающейся потребности в комфорте в развитых странах, но и в связи с необходимостью хранения продовольствия и медицинских товаров в регионах с теплым климатом, особенно в странах третьего мира. Прогрессивный подход к решению этой проблемы состоит в том, чтобы использовать солнечную энергию от тепловых коллекторов для приведения в действие систем кондиционирования. Эта идея привлекательна еще и потому, что требуемая мощность охлаждения коррелирует с количеством солнечной радиации.

Во многих странах с интенсивным солнечным излучением существует недостаток питьевой воды. Из 2,4 млрд жителей развивающихся стран менее 500 млн имеют доступ к чистой питьевой воде, не говоря уже о дистиллированной. Решению этой проблемы также может способствовать солнечная дистилляция. Солнечный дистиллятор — это простое устройство, которое превращает соленую или загрязненную воду в чистую дистиллированную. Принцип солнечной дистилляции известен с давних пор. В IV веке до н. э. Аристотель предложил метод испарения морской воды для производства питьевой. Однако реальный солнечный дистиллятор был построен только в 1984 г., когда Дж. Хардинг и С. Вильсон построили его в Чили, чтобы дать чистую воду селению шахтеров. Этот дистиллятор площадью 4700 м² производил 24 тыс. л воды в день. В настоящее время такие установки большой производительности имеются в Австралии, Греции, Испании, Тунисе, на о. Св. Винсента в Карибском море.

В контексте книги наибольший интерес представляет использование солнечного излучения для выработки электроэнергии.

Основными критериями конкурентоспособности солнечных электростанций (СЭС) можно назвать следующие:

- к.п.д. не менее 20 %;
- годовое число часов использования должно быть равно 8760 ч. Это означает, что СЭС должна генерировать электроэнергию 24 ч в сутки 12 месяцев в году;
- срок службы должен составлять не менее 50 лет;
- стоимость киловатта установленной мощности не должна превышать 1000 долларов США;
- производство полупроводниковых материалов для СЭС должно удовлетворять потребностям их развития при приемлемой стоимости;
- материалы и технологии производства солнечных элементов и модулей должны быть экологически чистыми и безопасными.

Для преобразования энергии Солнца используют *термодинамические* (тепловые), *фотоэлектрические* и *химические* методы. Большое внимание ускоренному развитию этих методов уделяется во многих развитых и развивающихся странах, свидетельством чего является проведение различных международных и национальных научных и научно-прикладных конференций, симпозиумов и выставок.

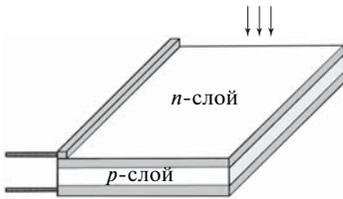
В России на значение преобразования солнечной энергии впервые обратил внимание в начале 70-х годов прошлого века нобелевский лауреат по химии академик Н. Н. Семенов. По его оценкам, годовая выработка электроэнергии электростанцией мощностью 1 млн кВт содержится в солнечной энергии, падающей на квадрат со стороной 3 км на широте Москвы и 2,3 км – в Средней Азии.

Среди перечисленных способов преобразования солнечной энергии метод использования фотоэлементов имеет ряд неоспоримых достоинств, в числе которых можно назвать:

- прямое преобразование энергии световых квантов в электричество;
- разнообразие элементной базы для создания солнечных фотоэлементов;
- отработанные технологии и возможность создания модульных систем различной мощности;
- возможность использования концентрированного (до 1–2 тыс. раз) солнечного излучения.

Предельный теоретический к.п.д. солнечных фотоэлементов, определяемый только термодинамическими потерями, может достигать 85 %, а для реальных современных систем уже сейчас вполне достижимы значения к.п.д. в 45–55 %. Например, тандемные и многокаскадные элементы на основе соединений $A^{III}B^V$ (арсенид галлия, системы AlGaAs, AlGaInAs и др.) уже имеют к.п.д. более 40 %.

Простейшая конструкция солнечного элемента (прибора для преобразования энергии солнечного излучения) на основе монокристаллического кремния показана на рис. 13.1. На малой глубине от поверхности кремниевой пластины p -типа сформирован



p - n -переход с тонким металлическим контактом. На тыльную сторону пластины нанесен сплошной металлический контакт.

Рис. 13.1. Конструкция солнечного элемента

Когда солнечный элемент освещается, поглощенные фотоны генерируют неравновесные электрон-дырочные пары. Электроны, генерируемые в p -слое вблизи p - n -перехода, подходят к p - n -переходу и существующим в нем электрическим полем выносятся в n -область. Аналогично и избыточные дырки, созданные в n -слое, частично переносятся в p -слой (рис. 13.2, а). В результате n -слой приобретает дополнительный отрицательный заряд, а p -слой — положительный. Снижается первоначальная контактная разность потенциалов между p - и n -слоями полупроводника, и во внешней цепи появляется напряжение (рис. 13.2, б). Отрицательному полюсу источника тока соответствует n -слой, а положительному — p -слой.

Для эффективной работы солнечных элементов они должны удовлетворять ряду условий:

— оптический коэффициент поглощения активного слоя полупроводника должен быть достаточно большим, чтобы обеспечить

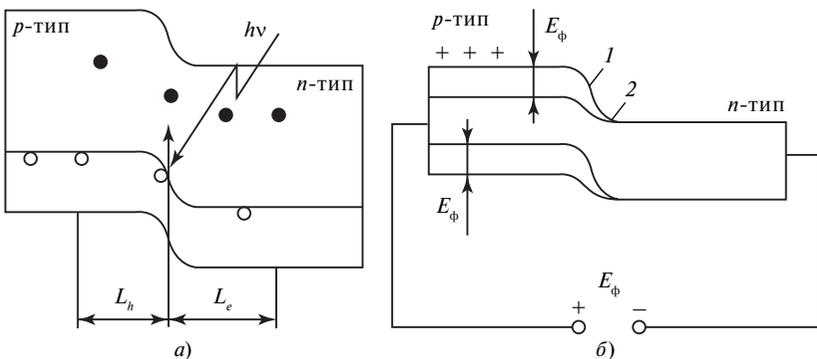


Рис. 13.2. Зонная модель разомкнутого p - n -перехода:

а) в начальный момент освещения; б) изменение зонной модели под действием постоянного освещения; возникновение фото-ЭДС

поглощение существенной части энергии солнечного света в пределах толщины слоя;

- генерируемые при освещении электроны и дырки должны эффективно собираться на контактных электродах с обеих сторон активного слоя;

- солнечный элемент должен обладать значительной высотой барьера в полупроводниковом переходе;

- полное сопротивление, включенное последовательно с солнечным элементом (включая сопротивление нагрузки), должно быть малым, чтобы уменьшить потери мощности (джоулево тепло) в процессе работы;

- структура тонкой пленки должна быть однородной по всей активной области солнечного элемента, чтобы исключить закорачивание и влияние шунтирующих сопротивлений на характеристики элемента;

- стоимость солнечного элемента должна быть приемлемой для широкого практического использования.

Производство структур на основе монокристаллического кремния, удовлетворяющих перечисленным требованиям, – процесс технологически сложный и дорогой. Поэтому внимание было обращено на такие материалы, как сплавы на основе аморфного кремния, арсенид галлия и поликристаллические полупроводники.

Большинство современных солнечных элементов обладают одним *p-n*-переходом. В таком элементе свободные носители заряда создаются только теми фотонами, энергия которых больше или равна ширине запрещенной зоны. Другими словами, фотоэлектрический отклик однопереходного элемента ограничен частью солнечного спектра, энергия которого выше ширины запрещенной зоны, а фотоны меньшей энергии не используются. Преодолеть это ограничение позволяют многослойные структуры из двух и более солнечных элементов с различной шириной запрещенной зоны. Такие элементы называются *многопереходными*, *каскадными* или *тандемными*. Поскольку они работают со значительно большей частью солнечного спектра, эффективность фотоэлектрического преобразования у них выше. В типичном многопереходном солнечном элементе (рис. 13.3) одиночные фотоэлементы расположены друг за другом таким образом, что солнечный свет сначала попадает на элемент с наибольшей шириной запрещенной зоны; при этом поглощаются фотоны с наибольшей энергией. Пропущенные верхним слоем фотоны проникают в следующий слой с меньшей шириной запрещенной зоны и т. д. (запрещенная зона характеризуется отсутствием энергетических уровней и различна по ширине для разных материалов).

Основное направление исследований в области каскадных элементов связано с использованием арсенида галлия в качестве одного или нескольких компонентов. Эффективность преобразования подобных солнечных элементов достигает 35 %. Кроме того, в каскадных элементах широко применяются аморфный кремний и сплавы на его основе. Основной недостаток арсенида галлия – высокая стоимость. Для удешевления производства предлагается формировать солнечные элементы на более дешевых подложках, выращивать слои GaAs на удаляемых подложках или подложках многократного использования.

Поликристаллические тонкие пленки также весьма перспективны для солнечной энергетики. Чрезвычайно высока способность к поглощению солнечного излучения у диселенида меди и индия (CuInSe) – 99 % света поглощается в первом микроне этого материала.

Теллурид кадмия (CdTe) – еще один перспективный материал для изготовления фотоэлементов, у него очень высокая способность к поглощению излучения. Пленки CdTe достаточно дешевы в изготовлении. Кроме того, технологически несложно получать разнообразные сплавы CdTe с Zn, Hg и другими элементами для создания слоев с заданными свойствами.

В настоящее время максимальный достигнутый в лаборатории к.п.д. солнечных элементов на основе гетерогенных структур составляет 36,9 % (фирма «Спектролаб», США), для солнечных элементов из кремния – 24 %. Практически все заводы в России и за рубежом выпускают солнечные элементы с к.п.д. 14–17 %. Фирма «Sun Power Corp.» (США) начала в 2003 г. производство солнечных элементов из кремния размером 125×125 мм с к.п.д. 20 %. Новые технологии и материалы позволят в ближайшие годы увеличить к.п.д. солнечных

элементов на основе каскадных гетероструктур в лаборатории до 40 %, в производстве до 26–30 %, а к.п.д. элементов из кремния – в лаборатории до 28 %, в промышленности до 22 %.

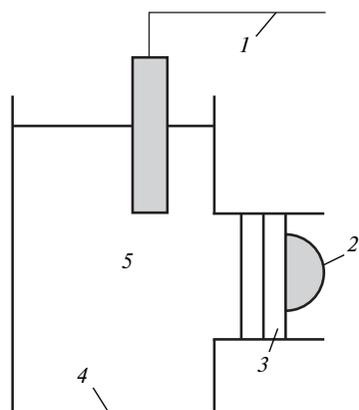


Рис. 13.3. Принцип построения многопереходного солнечного элемента:

- 1 – внешний углеродный элемент;
- 2 – омический контакт;
- 3 – фотоэлемент;
- 4 – ячейка из оргстекла;
- 5 – водный раствор $\text{Na}_2\text{S}-\text{Na}_2\text{S}_2$

Разрабатывается новое поколение солнечных элементов с предельным к.п.д. до 93 %, использующее новые физические принципы, материалы и структуры.

Существует в основном два типа СЭС, производителей электроэнергии:

- с прямым (непосредственным) преобразованием солнечного излучения в электричество путем использования фотобатарей;
- с использованием солнечной радиации для нагрева воды и получения пара, который вращает турбину турбоагрегата.

Все СЭС конструктивно подразделяют на несколько типов:

- башенного типа;
- тарельчатого типа;
- использующие параболические или параболоцилиндрические концентраторы;
- использующие фотобатареи;
- комбинированные.

СЭС башенного типа (рис. 13.4) основаны на принципе получения водяного пара с использованием солнечной радиации. В центре станции стоит башня высотой от 18 до 24 м (в зависимости от мощности и некоторых других параметров высота башни может отличаться от указанных), на вершине которой находится резервуар с водой. Этот резервуар окрашен в черный цвет для поглощения теплового излучения. В этой же башне находится насосная группа, доставляющая пар на турбогенератор, который размещается вне башни. По кругу от башни на некотором расстоянии располагаются гелиостаты – зеркала. Все зеркала подключены к общей системе позиционирования, то есть в зависимости от положения солнца они меняют свою ориентацию в пространстве. В ясную солнечную погоду температура в резервуаре может достигать 700 °С. Такие температурные параметры используются на большинстве традиционных тепловых электростанций, поэтому для получения электроэнергии на СЭС башенного типа используются стандартные

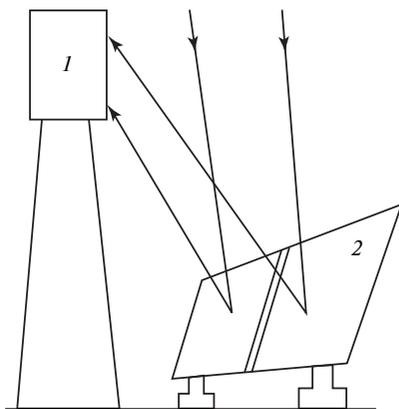


Рис. 13.4. Принципиальная схема СЭС башенного типа:

1 – приемник; 2 – гелиостаты

турбины. Фактически на СЭС такого типа можно получить к.п.д. около 20 % и довольно высокие мощности.

Первая башенная электростанция под названием «Solar One» близ Барстоу (Южная Калифорния, США) с успехом продемонстрировала применение этой технологии для производства электроэнергии. Предприятие работало в середине 1980-х годов с мощностью 10 МВт электрических. В 1992 г. было принято решение о модернизации этой станции.

«Solar Two» – башенная СЭС мощностью 10 МВт – это прототип крупных промышленных электростанций. Она впервые была включена в сеть в апреле 1996 г., что явилось началом трехлетнего периода испытаний, оценки и опытной выработки электроэнергии для демонстрации технологии расплавленных солей. Солнечное тепло сохраняется в расплавленной соли при температуре 550 °С, благодаря чему станция может вырабатывать электроэнергию круглые сутки и в любую погоду. Успешное завершение проекта «Solar Two» будет способствовать строительству таких башен в диапазоне мощностей от 30 до 200 МВт.

СЭС тарельчатого типа (рис. 13.5) используют принцип получения электроэнергии, схожий с башенными СЭС, но имеют отличия в конструкции самой станции.

Этот вид гелиосистемы представляет собой батарею радиально установленных на ферме параболических тарелочных зеркал (схожих по форме со спутниковой «тарелкой»), которые фокусируют солнечную энергию на приемники, расположенные в фокусной точке каждой «тарелки». Диаметры зеркал достигают 2 м, а количество зеркал – нескольких десятков (в зависимости от мощности модуля). Такие станции могут состоять как из одного модуля (автономные), так и из нескольких десятков (работа параллельно с сетью).

Жидкость в приемнике нагревается до 1000 °С и непосредственно применяется для производства электроэнергии в небольшой установке, соединенной с приемником и состоящей из двигателя и генератора.

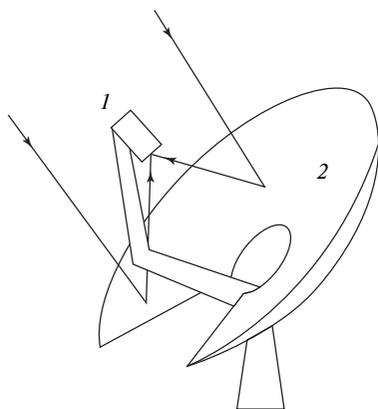


Рис. 13.5. Схема концентрации солнечного излучения тарельчатого типа:

1 – приемник;
2 – концентратор

В настоящее время для СЭС тарельчатого типа в разработке находятся двигатели Стирлинга и Брайтона. Несколько опытных систем мощностью от 7 до 25 кВт работают в США. Высокая оптическая эффективность и сравнительно малые первоначальные затраты делают системы зеркал/двигателей одной из перспективных гелиотехнологий. Системе из двигателя Стирлинга и параболического зеркала принадлежит мировой рекорд по эффективности превращения солнечной энергии в электрическую энергию. В 1984 г. на Ранчо Мираж в штате Калифорния удалось добиться практического к.п.д. 29 %. Кроме того, благодаря модульной конструкции такие системы представляют собой оптимальный вариант для удовлетворения потребности в электроэнергии как для автономных потребителей (в киловаттном диапазоне), так и для гибридных электростанций (мегаваттного диапазона), соединенных с электросетью коммунальных предприятий.

СЭС, использующие параболические или параболоцилиндрические концентраторы (рис. 13.6). В этих установках используются параболические или параболоцилиндрические зеркала, которые концентрируют солнечный свет на приемных трубках, содержащих жидкость-теплоноситель. Эта жидкость нагревается почти до 400 °С и прокачивается через ряд теплообменников; при этом вырабатывается перегретый пар, вращающий турбину обычного турбоагрегата. Как правило, такие установки включают в себя одноосные или двухосные системы слежения за солнцем.

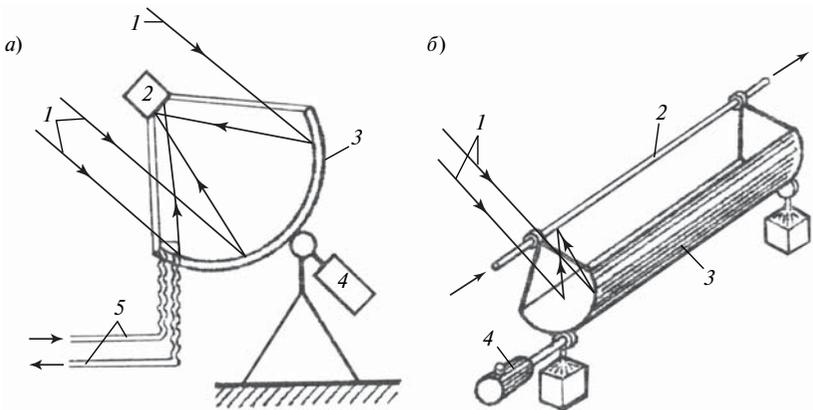


Рис. 13.6. Концентрирующие гелиоприемники с параболическим (а) и параболоцилиндрическим (б) концентраторами:

1 – солнечные лучи; 2 – тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 – зеркало; 4 – механизм привода системы слежения; 5 – трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

В табл. 13.2 представлены ключевые характеристики трех вариантов солнечной тепловой электрогенерации. Башни и параболоцилиндрические концентраторы оптимально работают в составе крупных, соединенных с сетью электростанций мощностью 30–200 МВт, тогда как системы тарельчатого типа состоят из модулей и могут использоваться как в автономных системах, так и группами общей мощностью в несколько мегаватт. Параболоцилиндрические установки на сегодня – наиболее развитая из солнечных энергетических технологий, и именно они, вероятно, будут использоваться в ближайшей перспективе.

Таблица 13.2

Характеристики солнечных тепловых электростанций

	Параболический концентратор	«Тарелка»	Электростанция башенного типа
Мощность, МВт	30–320	5–25	10–200
Рабочая температура, °С	390	750	565
Коэффициент готовности, %	23–50	25	20–77
Пиковый к.п.д., %	20	29,4	23
Практический годовой к.п.д., %	11–16	12–25	7–20
Промышленная готовность	Прототип, пропорциональный промышленной установке	В стадии демонстрации	Существующие демонстрационные проекты
Риск, связанный с развитием технологии	Низкий	Высокий	Средний
Аккумуляция тепла	Ограничено	Аккумулятор	Да
Гибридные системы	Да	Да	Да
Стоимость, долл./Вт	2,7–4,0	1,3–12,6	2,5–4,4

	Параболический концентратор	«Тарелка»	Электростанция башенного типа
Где может применяться	Соединенные с сетью электростанции; техническое тепло для промышленных процессов	Небольшие автономные энергоустановки; поддержка сети	Соединенные с сетью электростанции; техническое тепло для промышленных процессов
Преимущества	Диспетчеризация пиковой нагрузки; возможность создания гибридной системы (солнечная энергия/ископаемое топливо)	Диспетчеризация нагрузки; высокий коэффициент преобразования; модульность; возможность создания гибридной системы (солнечная энергия/ископаемое топливо)	Диспетчеризация базовой нагрузки; высокий коэффициент преобразования; аккумулирование тепла; возможность создания гибридной системы (солнечная энергия/ископаемое топливо)

СЭС башенного типа благодаря своей эффективной теплоаккумулирующей способности в ближайшем будущем также могут найти широкое применение.

Модульный характер «тарелок» позволяет использовать их в небольших установках. Башни и «тарелки» позволяют достичь более высоких значений к.п.д. превращения солнечной энергии в электрическую при меньшей стоимости, чем у параболических концентраторов. Однако остается неясным, смогут ли эти технологии достичь необходимого снижения капитальных затрат.

Параболические концентраторы в настоящее время – уже апробированная технология, ожидающая своего шанса на усовершенствование. Башенные СЭС нуждаются в демонстрации эффективности и эксплуатационной надежности технологии расплавленных солей при использовании недорогих гелиостатов. Для систем тарельчатого типа необходимо создание хотя бы одного коммерческого двигателя и разработка недорогого концентратора.

Ни фокусирующие зеркала, ни солнечные фотоэлементы не могут вырабатывать электроэнергию в ночное время (за исключением

применения технологии с расплавленной солью). Для этой цели солнечную энергию, накопленную днем, нужно сохранять в теплоаккумулирующих баках. Этот процесс естественным образом происходит в так называемых *солнечных прудах* (рис. 13.7).

Солнечные пруды имеют высокую концентрацию соли в придонных слоях воды, неконвекционный средний слой воды, в котором концентрация соли возрастает с глубиной, и конвекционный слой с низкой концентрацией соли на поверхности. Солнечный свет падает на поверхность пруда и нагревает воду. Тепло удерживается в нижних слоях воды благодаря высокой концентрации соли и отсутствию конвекции нижних слоев. Вода с высокой концентрацией соли, нагретая поглощенной дном солнечной энергией, не может подняться из-за своей высокой плотности. Она остается у дна пруда, постепенно нагреваясь почти до кипения, в то время как верхние слои воды остаются относительно холодными. Горячий придонный «рассол» используется независимо от времени суток в качестве источника тепла, благодаря которому специальная турбина с органическим теплоносителем может вырабатывать электроэнергию.

Средний слой солнечного пруда выступает в качестве теплоизолятора, препятствуя конвекции и потерям за счет уноса тепла со дна

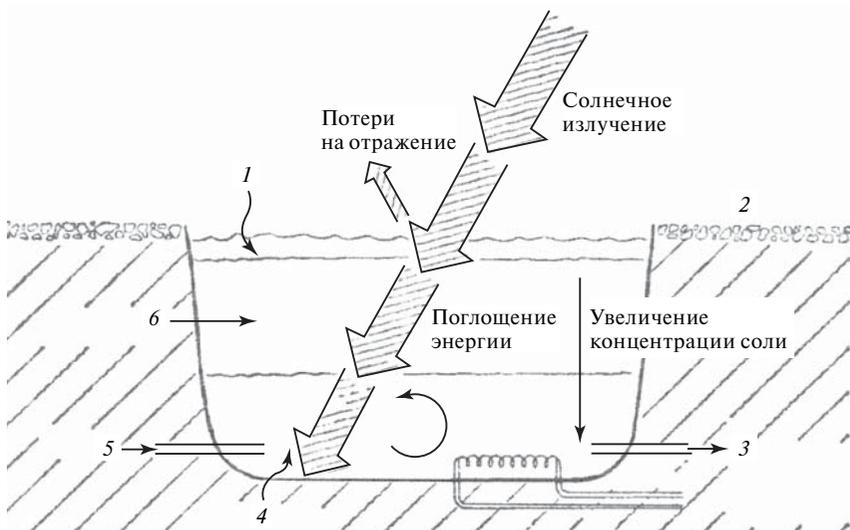


Рис. 13.7. Схема солнечного пруда с градиентом концентрации соли:

1 – поверхностный слой воды; 2 – поверхность земли; 3 – выход горячего соляного раствора к потребителю тепла или к теплообменнику; 4 – конвективная (аккумулирующая) область; 5 – возврат холодного соляного раствора; 6 – неконвективный (изолирующий) слой

на поверхность. Разница температур воды на дне и на поверхности пруда достаточна для того, чтобы привести в действие систему турбина—генератор. Теплоноситель, пропущенный по трубам через нижний слой воды, подается далее в замкнутую систему Рэнкина, в которой вращается турбина.

Этот тип электростанции испытан в БейтХААрава (Израиль) возле Мертвого моря. Израиль является мировым лидером в области использования солнечных прудов. Компания «Ormat Systems Inc.» установила несколько таких систем в акватории Мертвого моря. Самая крупная из них имела мощность 5 МВт. Пруд площадью 20 га превращает солнечное излучение в электроэнергию при к.п.д. около 1 %. Этот солнечный пруд проработал несколько лет, но в 1989 г. его пришлось закрыть по экономическим соображениям.

Крупнейшим в США является солнечный пруд площадью 0,3 га в Эль-Пасо (штат Техас), работающий с 1986 г. Этот пруд приводит в действие 70-киловаттный турбогенератор Рэнкина и опреснительную установку объемом 20 тыс. л в день, а также поставляет техническое тепло на соседний пищевой комбинат. Температура воды в пруде достигает и удерживается на уровне 90 °С в теплоаккумулирующей зоне. Во время пиковой нагрузки эта установка способна развивать мощность до 100 кВт, а объем опресненной питьевой воды составляет в этом режиме 35 тыс. л в сутки.

СЭС, использующие фотобатареи. СЭС этого типа в настоящее время распространены более всего. Они состоят в общем случае из большого количества отдельных модулей (фотобатарей) различной мощности и выходных параметров и широко применяются для энергообеспечения как малых, так и крупных объектов. Одна из первых СЭС мощностью 5 МВт с использованием солнечных элементов была построена в СССР (в Крыму). Эта станция проработала несколько лет, дав ценный материал для продолжения разработок.

В настоящее время корпорация «PowerLight» при финансовой поддержке компании «General Electric» построила крупнейшую в мире СЭС, которая размещается в одном из самых солнечных районов Европы — в 200 км к юго-востоку от столицы Португалии Лиссабона. Станция состоит из 52 тыс. фотогальванических модулей, размещенных на едином участке площадью 60 га и способных менять свою ориентацию вслед за движущимся Солнцем. Мощность станции составляет 11 МВт.

Часто на СЭС различных типов дополнительно устанавливают теплообменные аппараты для получения горячей воды, которая используется как для технических нужд, так и для отопления и горячего водоснабжения. В этом и состоит суть комбинированных СЭС.

Один из вариантов комбинированной СЭС – установка на одной площадке концентраторов и фотобатарей.

Если в 1985 г. все установленные мощности фотоэлементной отрасли мира составляли 21 МВт, то за один только 2006 г. было установлено 1744 МВт (по данным компании «Navigant consulting»), что на 19 % больше, чем в 2005 г. В Германии за один 2006 г. установленные мощности выросли на 960 МВт, в Японии – на 296,5 МВт, в США – на 139,5 МВт. К 2005 г. суммарные установленные мощности фотоэнергетики достигли 5 ГВт, а инвестиции в строительство новых заводов по производству фотоэлементов в 2005 г. составили 1 млрд долларов США.

Солнечная энергетика должна получить масштабное развитие и в России. По мнению экспертов, эта отрасль, мировые темпы роста которой составляют 40–60 % в год, актуальна для России. Во многих областях Сибири и на юге страны число солнечных дней в году достигает трехсот. Этот показатель сопоставим с климатическим состоянием Южной Европы, где фотоэлектрические установки активно используются.

В соответствии с этим, начиная с 2009 г. в России намечено строительство новых заводов по производству фотоэнергетических установок: в Санкт-Петербурге, в Красноярском крае, Иркутской области, Краснодаре и др.

Основным недостатком солнечной энергетика является то, что для нее требуется отведение больших площадей земли (например, для электростанции мощностью 1 ГВт это может составлять несколько десятков квадратных километров). Однако гидроэнергетика выводит из пользования заметно большие участки земли. К тому же фотоэлектрические элементы на крупных СЭС устанавливаются на высоте 1,8–2,5 м, что позволяет использовать земли для сельскохозяйственных нужд, например, для выпаса скота. Кроме того, проблема изъятия больших участков земли под СЭС со временем может разрешиться в случае применения аэростатных СЭС, пригодных как для наземного, так и для морского и высотного базирования.

В 1968 г. П. Е. Глезером (P. E. Glaser) в США впервые была сформулирована идея солнечной космической электростанции. Предлагалось разместить на геосинхронной орбите солнечные батареи большой мощности, снабженные преобразователями постоянного тока в сверхвысокочастотное (СВЧ) электромагнитное излучение. Выбор геосинхронной орбиты высотой около 36 тыс. км в качестве места базирования обеспечивает «зависание» станции над определенным пунктом на земной поверхности, а использование направленного пучка электромагнитного излучения позволяет передать

энергию со станции на Землю, где она может быть преобразована в электрический ток промышленной частоты. Плоскость геосинхронной орбиты выбиралась совпадающей с экваториальной плоскостью Земли, что обеспечивает круглогодичную освещенность панелей солнечных батарей. Затенение батарей Землей будет иметь место только в точках весеннего и осеннего равноденствия и в общей сложности не превысит по продолжительности 1,2 ч.

Плотность солнечной радиации на геосинхронной орбите составляет 1,4 кВт/м², то есть в 2–2,5 раза превышает среднюю на поверхности Земли, что является очевидным преимуществом перед наземными станциями.

Однако не менее очевидны и трудности, прежде всего экономические, связанные с реализацией этого проекта. Известным стимулом для развития работ в данном направлении, помимо создания нового ВИЭ, является решение проблемы сохранения окружающей среды от все более возрастающего теплового загрязнения планеты тепловыми отходами индустриальной цивилизации. Поэтому неудивительно, что несмотря на кажущуюся фантастичность проекта, с конца 60-х годов прошлого столетия ведется интенсивная теоретическая и экспериментальная проработка различных вариантов мощных СЭС на геосинхронной орбите и отдельных элементов их конструкции.

Одним из важных результатов проведенных в 1970-е годы работ явилась осуществленная в 1975 г. Лабораторией реактивного движения совместно с Научно-исследовательским центром им. Льюиса (НАСА, США) наземная трансляция 30 кВт СВЧ-мощности на расстоянии в 1,6 км (1 милю) применительно к задачам космических СЭС.

По данным Европейской ассоциации фотоэнергетики и международной общественной организации «Greenpeace», к концу 2007 г. мощность действующих фотоэлектрических систем в мире достигла 9200 МВт, а к 2030 г. эта цифра превысит 1800 ГВт. Таким образом, солнечная энергия сможет обеспечивать электричеством более 4 млрд человек и создать миллионы рабочих мест.

На сегодняшний день в структуре российского рынка энергии на ВИЭ (суммарно) приходится не более 0,7 %.

В настоящее время исследования по использованию солнечной энергии ведутся на всех континентах. В США к 2020 г. предполагают удовлетворить от 10 до 30 % энергетических потребностей страны за счет солнечных установок.

Национальные программы развития солнечной энергетики приняты в 68 странах мира.

Одним из перспективных в будущем представляется процесс разложения воды на водород и кислород под действием солнечной радиации. Дело в том, что запасы воды на Земле практически неограниченны, а водород — это ценный химический продукт, который можно использовать в виде экологически чистого топлива, не дающего вредных отходов. Водород является лучшим топливом из всех известных видов: по теплотворной способности на единицу массы он в 2,6 раза превосходит природный газ и в 3,3 раза нефть. Кроме того, по мнению ряда ученых, он может передаваться по трубам на большие расстояния с затратами, сопоставимыми со стоимостью передачи электроэнергии. Однако видимая часть солнечного света воду практически не разлагает. Поэтому вся проблема сводится к тому, чтобы найти соответствующие катализаторы. Отдельные стадии этого процесса в той или иной степени уже разработаны. Ближайшая задача состоит в том, чтобы соединить эти каталитические системы в единый законченный фотохимический преобразователь.

Литература

1. *Агеев В. А.* Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. — Саранск : МГУ им. Н. П. Огарева, 2004.
2. *Паращук Д. Ю., Кокорин А. И.* Современные фотоэлектрические и фотохимические методы преобразования солнечной энергии. — М. : ИХФ РАН, 2007.
3. *Преобразование солнечной энергии* / под ред. Н. Н. Семенова, А. Е. Шилова. — М. : Наука, 1985.
4. *Стребков Д. С.* Роль солнечной энергии в энергетике будущего // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
5. *Андреев В. М., Грилихес В. А., Румянцев В. Д.* Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. — Л. : Наука, 1989.
6. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. — М. : Россельхозакадемия, 2008.

Под геотермикой (от греч. «гео» — «земля» и «термо» — «тепло») понимается наука, изучающая тепловое состояние земной коры и Земли в целом, его зависимость от геологического строения, состава горных пород, магматических процессов и ряда других факторов.

Соответственно, под геотермальной энергетикой понимается отрасль энергетики, использующая геотермальные источники тепла.

Напомним, что во многих регионах мира значительную часть общего энергопотребления составляет теплоснабжение. Особенно это актуально для северных регионов, в том числе для России. На теплоснабжение в России расходуется до 45 % всех потребляемых энерго-ресурсов. Структура теплоснабжения России выглядит следующим образом:

- ТЭЦ (мазут, уголь, газ) — 34 %;
- централизованные котельные (мазут, уголь, газ) — 37 %;
- децентрализованные котельные (мазут, уголь, газ, дизельное топливо) — 29 %.

Среди этих тепловых источников эффективно используется лишь треть — на ТЭЦ, где одновременно вырабатывается электроэнергия и тепло. В котельных же всех категорий топливо до сих пор сжигается неэффективно и с большими выбросами в атмосферу вредных веществ. Не многим лучше обстоит дело с теплоснабжением и в других странах, интенсивно потребляющих тепловую энергию.

В то же время как в России, так и в других странах имеются геотермальные ресурсы, запасов которых в 10–12 раз больше, чем энергии всех запасов органического топлива. Проблема заключается в том, чтобы разработать технологии извлечения этих запасов более дешево в сравнении с добычей органического топлива. За счет геотермальных ресурсов и новых технологий (например, геотермальные тепловые насосы и бинарные электрические станции) можно уже в ближайшие 10–15 лет сократить потребление органического топлива на 20–30 %.

Критерием теплового состояния земного шара является поверхностный градиент температуры, позволяющий судить о потерях тепла Земли. Величина, соответствующая углублению в метрах,

при котором температура повышается на 1°C , называется геотермической ступенью. Средняя величина геотермической ступени равна 33 м, и с углублением от зоны постоянной температуры на каждые 33 м температура повышается на 1°C .

Однако геотермические условия чрезвычайно разнообразны. Это связано с геологическим строением того или иного района Земли. Известны случаи, когда геотермическая ступень составляет 2–3 м. Эти аномалии обычно находятся в областях современного вулканизма. На глубине 400–600 м в таких районах, например Камчатки, температура доходит до $150\text{--}300^{\circ}\text{C}$ и более.

В настоящее время получены данные о довольно глубоком промерзании верхней части земной коры. Геотермические наблюдения в зоне вечной мерзлоты позволили установить, что мощность мерзлых горных пород достигает 1,5 тыс. м. Так, в районе реки Мархи (приток Вилюя) на глубине 1,8 км температура составляет лишь $3,6^{\circ}\text{C}$. В этом районе геотермическая ступень составляет 500 м. На отдельных частях территории на Русской платформе температура изменяется по глубине примерно следующим образом: 500 м — не выше 20°C ; 1 тыс. м — $25\text{--}35^{\circ}\text{C}$; 2 тыс. м — $40\text{--}60^{\circ}\text{C}$; 3 тыс. м — до 100°C и более.

В земной коре существует подвижный и очень теплоемкий энергоноситель — вода, играющая важную роль в тепловом балансе верхних геосфер. Вода насыщает все породы осадочного чехла, содержится в породах гранитной и осадочной оболочек и, вероятно, в верхних частях мантии. Жидкая вода существует только до глубин 10–15 км, ниже при температуре около 700°C вода находится исключительно в газообразном состоянии. На глубине 50–60 км при давлениях около $3\cdot 10^4$ атм. исчезает граница фазовости, то есть водяной газ приобретает такую же плотность, что и жидкая вода.

В любой точке земной поверхности на определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды (гидротермы). Поэтому в земной коре можно выделить зону, условно называемую «гидротермальной оболочкой». Она прослеживается повсеместно по всему земному шару, но только на разной глубине. В районах современного вулканизма гидротермальная оболочка иногда выходит на поверхность. Здесь можно обнаружить не только горячие источники, кипящие грифоны и гейзеры, но и парогазовые струи с температурой $180\text{--}200^{\circ}\text{C}$ и выше.

Температура подземных вод колеблется в широких пределах. В соответствии с температурой теплоносителя все геотермальные источники подразделяют на эпитепральные, мезотермальные и гипотермальные.

К *эпитермальным* источникам обычно относят источники горячей воды с температурой 50–90 °С, расположенные в верхних слоях осадочных пород, куда проникают почвенные воды.

К *мезотермальным* источникам относят источники с температурой воды 100–200 °С.

В *гипотермальных* источниках температура в верхних слоях превышает 200 °С и практически не зависит от почвенных вод.

Происхождение термальных вод может быть связано с деятельностью тепловых очагов, но чаще всего вода, тем или иным способом попадая в пласт породы, совершает долгий путь, пока не приходит в контакт с тепловым потоком или постепенно разогревается, отбирая тепло у пород.

Жидкая фаза воды и тепло могут происходить из одного источника лишь в том случае, если этим источником является остывающий магматический расплав. Перегретая вода в виде паровых струй выделяется из расплава вместе с газами и легколетучими компонентами, устремляясь в верхние, более холодные горизонты. Уже при температурах 425–375 °С пар может конденсироваться в жидкую воду, в которой растворяется большинство летучих компонентов — так появляется гидротермальный раствор «*ювенильного*» (первозданного) типа.

Прямой противоположностью «ювенильных» вод являются воды *инфильтрационного* происхождения. Если «ювенильные» воды, отделяясь от магматического расплава, поднимаются к поверхности, то преобладающее движение инфильтрационных вод — от поверхности вглубь. Источник вод этого типа представляет собой атмосферные осадки или вообще поверхностные водотоки. По поровому пространству пород или трещинным зонам эти воды проникают (инфильтруются) в более глубокие горизонты. По пути они насыщаются различными солями, растворяют подземные газы и нагреваются, отбирая тепло у водопроявляющих пород.

В зависимости от глубины проникновения инфильтрационных вод они становятся более или менее нагретыми. При средних геотермических условиях для того, чтобы инфильтрационные воды стали термальными (то есть с температурой более 37 °С), необходимо их погружение на глубину 800–1000 м.

Инфильтрационные воды способны изливаться на поверхность в виде горячих источников, если существует возможность разгрузки воды на поверхность по разломам или выклиниваниям слоев, что происходит в более низких относительно области питания участках. При этом чтобы вода оставалась термальной, подъем ее к поверхности должен происходить очень быстро, например, по широким трещинам разломов. При медленном подъеме гидротермы остывают,

отдавая аккумулированное тепло вмещающим породам. Однако если пробурить скважину на глубину 3–4 тыс. м и обеспечить быстрый подъем воды, можно получить термальный раствор с температурой до 100 °С. Все это касается областей со средними геотермическими показателями и не относится к вулканическим районам или зонам недавнего горообразования. На рис. 14.1 показана принципиальная схема геотермального месторождения с инфильтрационными водами.

Вулканический тип термальных вод следует выделить особо. Горячие источники вулканических районов нельзя целиком считать «ювенильными», то есть магматическими. Опыт исследований показывает, что в подавляющем большинстве случаев вода вулканических терм имеет поверхностное инфильтрационное происхождение. Помимо гейзеров вулканический тип гидротерм включает грязевые грифоны и котлы, паровые струи и газовые фумаролы.

В геотермальной энергетике могут быть использованы практически все виды термальных вод: перегретые воды – при выработке электроэнергии, пресные термальные воды – в коммунальном теплообеспечении, солоноватые воды – в бальнеологических целях, рассолы – как промышленное сырье.

К областям распространения месторождений термальных вод относятся: вулканическое кольцо бассейна Тихого океана, Альпийский складчатый пояс, рифтовые долины континентов, срединно-океанические хребты, платформенные погружения и предгорные краевые прогибы.

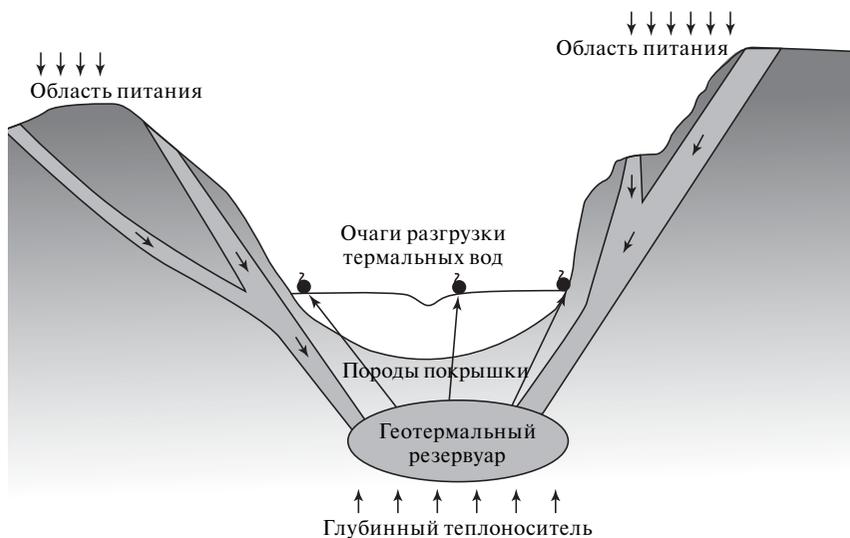


Рис. 14.1. Принципиальная схема геотермального месторождения

По своему происхождению месторождения термальных вод можно подразделить на два типа, различающиеся способом переноса тепловой энергии.

Первый тип образуют геотермальные системы *конвекционного происхождения*, отличающиеся высокой температурой вод, разгружающихся на дневную поверхность. Это районы расположения современных или недавно потухших вулканов, где на поверхность выходят не только горячие воды, но и пароводяная смесь с температурой до 200 °С и более. На сегодняшний день все геотермальные электростанции (ГеОТЭС) мира работают в районах вулканизма.

К месторождениям конвекционного типа относятся также гидротермальные проявления так называемых рифтовых зон, характеризующихся активным тектоническим режимом и умеренно повышенными геотермическими градиентами (45–70 °С/км).

Второй тип геотермальных месторождений образуется при преобладающем *кондуктивном прогреве* подземных вод, сосредоточенных в глубоких платформенных впадинах и предгорных прогибах. Они располагаются в невулканических районах и характеризуются нормальным геотермическим градиентом (30–33 °С/км).

Бурение на нефть и газ, а частично и на воду, позволило обнаружить сотни подземных артезианских бассейнов термальных вод, занимающих площади в несколько квадратных километров. Как правило, артезианские бассейны, расположенные в равнинных областях и предгорных прогибах, содержат воду с температурой 100–150 °С на глубине 3–4 км. Практически любой предгорный прогиб, который был сформирован в эпоху альпийского горообразования, содержит бассейн термальных вод. Таковы артезианские бассейны предгорных прогибов Пиренеев, Альп, Карпат, Крыма, Кавказа, Копет-Дага, Тянь-Шаня, Памира, Гималаев. Опыт показывает, что термальные воды подобных бассейнов являются наиболее перспективными для комплексного использования в практических целях.

Подсчеты запасов термальных вод основываются на имеющихся данных об объемах гравитационных вод, заключенных в пластах, об объемах самих водоносных горизонтов и о коллекторных свойствах слагающих их горных пород. Запасы термальных вод представляют собой общее количество выявленных термальных вод, находящихся в порах и трещинах водоносных горизонтов, имеющих температуру 40–200 °С, минерализацию до 35 г/л и глубину залегания до 3,5 тыс. м от дневной поверхности.

С развитием глубокого (до 10 км) бурения открываются многообещающие перспективы вскрытия высокотемпературных источников тепла. На таких глубинах в некоторых районах России (исключая вулканические) температура вод может достигать 350 °С и выше.

Сейчас геотермальные месторождения разведаны в 80 странах мира и 56 из них активно используют тепловую энергию Земли. Доля России в общемировом объеме ее использования составляет около 10 %.

Область применения и эффективность использования геотермальных энергоресурсов того или иного месторождения зависят от его энергетического потенциала, общего запаса и дебита (производительности) буровых скважин, химического состава, минерализации и агрессивности вод, наличия потребителя и его отдаленности, температурного и гидравлического режимов буровых скважин, глубины залегания водоносных пластов и ряда других факторов. Поэтому эксплуатация геотермальных источников должна базироваться на предварительных геологических исследованиях.

В настоящее время геотермальная энергия используется в двух основных направлениях: теплоснабжение и получение электрической энергии. Во многих странах мира разработан ряд современных технологий и эффективное оборудование как для получения тепловой и электрической энергии в отдельности, так и для их комбинированного производства.

Геотермальные месторождения принято классифицировать по некоторым характерным параметрам.

1. По производительности:

– малодебитные (производительность одной скважины менее 1000 т/сут);

– среднедебитные – (1000–3000 т/сут);

– высокодебитные – (более 3000 т/сут).

2. По величине избыточных давлений:

– низконапорные (менее 2 атм.);

– средненапорные (2–10 атм.);

– высоконапорные (более 10 атм.).

3. По теплоэнергетической мощности:

– малой мощности – менее 0,01 ГДж/с (< 10 МВт);

– средней мощности – 0,01–0,05 ГДж/с (10–50 МВт);

– высокой мощности – 0,05–0,1 ГДж/с (50–100 МВт);

– сверхвысокой мощности – более 0,1 ГДж (> 100 МВт).

4. По температуре теплоносителя на устье скважины:

– низкотемпературный (до 100 °С);

– среднетемпературный (100–150 °С);

– высокотемпературный (более 150 °С).

В зависимости от температуры теплоносителя использование геотермальных месторождений различно:

– низкотемпературный теплоноситель используется только по прямому назначению в тепловых насосах, коммунальном и тепличном хозяйствах, в бальнеологии;

– средне- и высокотемпературный теплоноситель может использоваться не только по прямому назначению, но и для выработки электроэнергии;

– эксплуатация месторождений, содержащих природный теплоноситель с температурой выше 220 °С, осуществляется ГеоТЭС прямого действия, когда природный теплоноситель является рабочим телом;

– эксплуатация месторождений, содержащих природный теплоноситель с температурой 100 °С и выше, осуществляется бинарными ГеоТЭС, когда природный теплоноситель передает часть своего тепла рабочему телу, пары которого вращают турбину турбоагрегата.

ГеоТЭС имеют некоторые особенности в сравнении с традиционными ТЭС:

– наличие постоянного излишка энергоресурсов, который обеспечивает использование полной установленной мощности оборудования ГеоТЭС;

– довольно простая автоматизация;

– следствия возможных аварий ограничиваются территорией станции;

– удельные капиталовложения и себестоимость электроэнергии ниже, чем в энергосистемах на основе других возобновляемых источников энергии.

ГеоТЭС можно разделить на три основных типа:

– станции, которые работают на месторождениях сухого пара (рис. 14.2 и 14.3);

– станции с сепаратором, которые работают на месторождениях горячей воды под давлением (рис. 14.4);

– станции со смешанной схемой производства (бинарным циклом), в которых геотермальная теплота передается к вторичной жидкости (например, фреон или изобутан) и осуществляется классический цикл Ренкина (рис. 14.5).

Простейшие паровые электростанции (см. рис. 14.2) работают преимущественно на гидротермальном пару. Это самая простая и доступная геотермальная энергоустановка, которая представляет собой установку с противодавлением. Пар поступает из скважины

Рис. 14.2. Схема ГеоТЭС с непосредственным использованием природного пара:

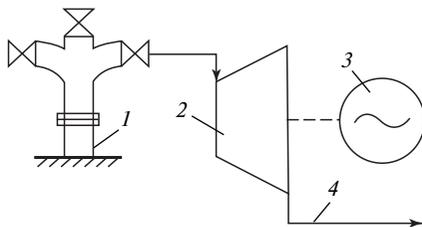
1 – скважина;

2 – турбина;

3 – генератор;

4 – выход в атмосферу

или на химический завод



непосредственно в турбину, соединенную с генератором, с последующим выходом в атмосферу или устройство, улавливающее ценные химические вещества. В турбину с противодавлением можно подавать вторичный пар или пар, получаемый из сепаратора. По этой схеме электростанция работает без конденсаторов, и, кроме того, отпадает необходимость в компрессоре для удаления из конденсаторов неконденсирующихся газов. Эта установка наиболее простая, капитальные и эксплуатационные затраты на нее минимальны. Она занимает небольшую площадь, почти не требует вспомогательного оборудования. Турбогенераторные установки с противодавлением не препятствуют промышленному использованию химических веществ, содержащихся в природном теплоносителе. Например, в природном паре некоторых месторождений Италии содержится 150–700 мг/кг борной кислоты, и при помощи подобных установок можно добывать этот ценный продукт одновременно с выработкой электроэнергии.

В Италии работает несколько таких станций. Одна из них – мощностью 4 МВт (при удельном расходе пара около 20 кг/с или 80 т/ч), другая – мощностью 16 МВт, где установлено четыре турбогенератора.

Использование геотермального пара позволяет отказаться от сжигания ископаемого топлива, а также его транспортировки и хранения. ГеоТЭС такого типа являются старейшими: первая паровая ГеоТЭС была построена в итальянской провинции Тоскана, в местечке Лардерелло около Пизы в 1904 г. и действует до сих пор. В 1920 г. начали строить ГеоТЭС в Японии, в 1950-х годах – в Новой Зеландии и Мексике, несколько позднее в США, Китае, Индонезии и других странах.

Более совершенный вариант ГеоТЭС такого типа – станция с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара (см. рис. 14.3). Пар из скважины подается в турбину. Отработанный в турбине, он попадает в смешивающий конденсатор. Смесь охлаждающей воды и конденсата уже отработанного в турбине пара вы-

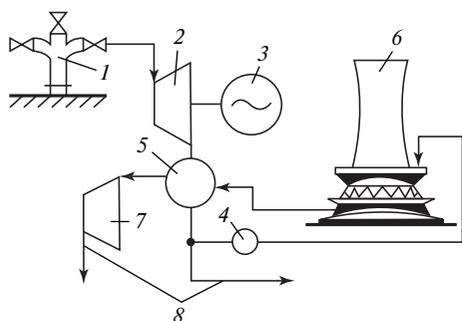


Рис. 14.3. Схема ГеоТЭС с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара:

- 1 – скважина;
- 2 – турбина;
- 3 – генератор;
- 4 – насос;
- 5 – конденсатор;
- 6 – градирня;
- 7 – компрессор;
- 8 – сброс

пускается из конденсатора в подземный бак, откуда забирается циркуляционными насосами и направляется для охлаждения в градирню. Из градирни охлаждающая вода опять попадает в конденсатор.

По такой схеме работает самая крупная в Италии ГеоТЭС «Лардерелло-3», использующая природный пар. Она была спроектирована в начале Второй мировой войны, но вступила в строй только в послевоенные годы. На станции установлено четыре турбогенератора по 26 МВт и два – по 9 МВт. КИУМ на этой станции составляет 98 %. Стабильная работа ГеоТЭС открыла путь к конструированию новых электростанций с использованием конденсационных турбин. По такой схеме работают многие ГеоТЭС, в частности «Вайракей» (Новая Зеландия) и др.

ГеоТЭС с сепаратором, которые работают на месторождениях горячей воды под давлением (см. рис. 14.4), также находят широкое применение.

Для производства электроэнергии на таких электростанциях используются перегретые гидротермы (температура выше 180 °С). Гидротермальный раствор нагнетается в испаритель для снижения давления, из-за чего часть раствора быстро выпаривается. Полученный пар приводит в действие турбину турбоагрегата. Если после испарителя остается жидкость, она может быть выпарена в следующем испарителе, что даст приращение мощности и к.п.д.

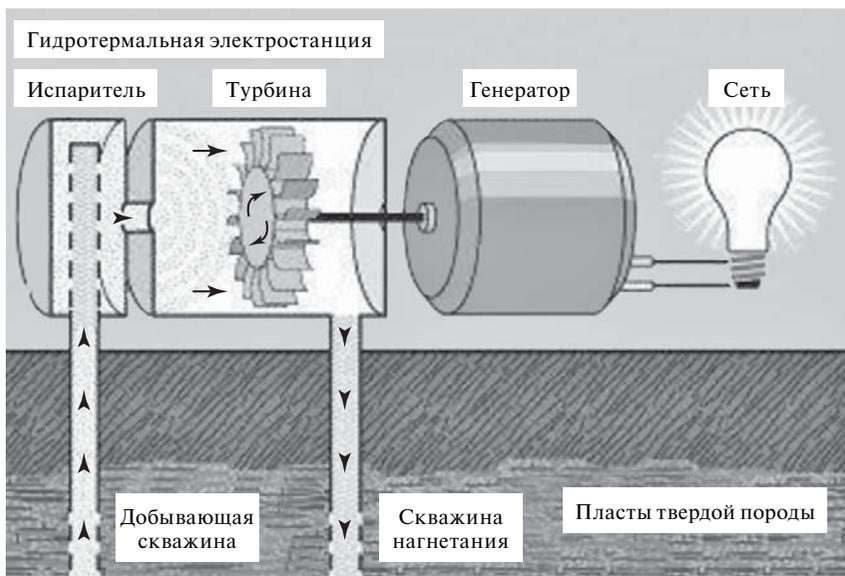


Рис. 14.4. Схема ГеоТЭС на парогидротермах

Конденсационные турбины, работающие на отсепарированном паре, нашли применение в строительстве ГеоТЭС в России (Паужетское месторождение на Камчатке), Исландии (месторождение Хвегагерди) и в других странах.

ГеоТЭС с паропреобразователем (см. рис. 14.5) работает на вторичном паре. Эти станции выгодны там, где природный пар или смесь воды с паром имеют высокую температуру и большое содержание газов.

Схема работы станции следующая: природный пар (или вода с паром) поступает в паропреобразователь и отдает свое тепло вторичному теплоносителю, после чего чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину. Отработанный природный пар идет в конденсатор. Неконденсирующиеся газы отделяются в паропреобразователе и выбрасываются в атмосферу либо идут на химические заводы. Бинарная геотермальная электростанция позволяет полностью использовать все химические вещества, содержащиеся в природном теплоносителе, так как эта система является замкнутой.

Термальные воды умеренной температуры являются наиболее распространенным геотермальным ресурсом, поэтому большинство новых ГеоТЭС будут работать на бинарном принципе.

Применение низкокипящих рабочих тел в циклах бинарных станций позволяет увеличить эффективность использования геотермального теплоносителя. Бинарные ГеоТЭС отличаются от двух предыдущих типов станций тем, что пар и вода из скважины никогда не вступают в непосредственный контакт с турбиной.

Опыт подтверждает, что стоимость бинарной ГеоТЭС немногим больше стоимости электростанции с прямым использованием пара в конденсационной турбине.

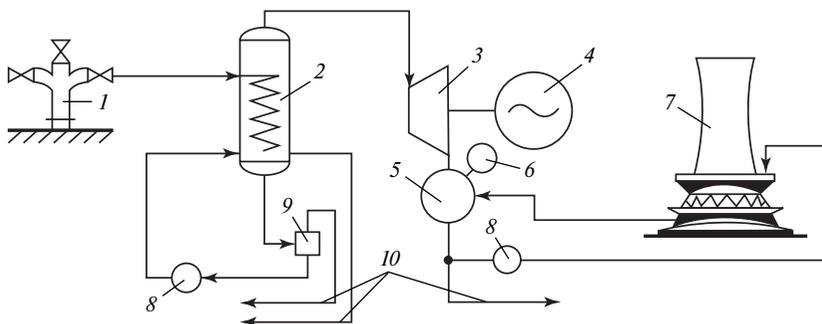


Рис. 14.5. Схема геотермальной электростанции с паропреобразователем (бинарная электростанция):

- 1 – скважина; 2 – паропреобразователь (теплообменник); 3 – турбина;
4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – вакуумный насос; 7 – градирня; 8 – насос;
9 – дегазатор; 10 – сброс

Первая в мире ГеоТЭС с бинарным циклом мощностью 700 кВт была введена в эксплуатацию в 1967 г. в России, на Камчатке, и в том же году введена Паужетская ГеоТЭС мощностью первой очереди 5 МВт (в 1982 г. увеличена до 11 МВт).

За рубежом по схеме с паропреобразователем были построены электростанции «Лардерелло-2» и «Кастельнуово» (Италия). На станции «Лардерелло-2» установлено 7 турбоагрегатов мощностью по 11 МВт.

Последние 40 лет четверть новых ГеоТЭС за рубежом строится по бинарной технологии. Большинство геотермальных районов содержит воду умеренных температур (менее 200 °С). На электростанциях с бинарным циклом производства эта вода с успехом может использоваться для выработки электроэнергии.

По сравнению с ТЭС на ископаемом топливе ГеоТЭС выбрасывают мало серы и совсем не выбрасывают оксидов азота. Кроме того, они занимают небольшие участки земли. Тем не менее промышленное освоение геотермальных источников может давать и некоторый отрицательный эффект. Геотермальная вода содержит примеси, которые в небольшом количестве не представляют угрозы (соли разных металлов, сероводород), а также вредные вещества (мышьяк, бор). Кроме того, выделяются углекислый газ, метан, аммиак, а выход на поверхность значительных объемов воды может ухудшать состояние грунтов и грунтовых вод в зоне эксплуатации (заболоченность и засол).

В 2004 г. суммарная установленная электрическая мощность ГеоЭС в мире составила 8785 МВт, за последние 35 лет ежегодный прирост мощностей составил 7 %. Геотермальное тепло используется для получения электроэнергии в 27 странах, и перечень этих стран расширяется. В таблице 14.1 представлены данные об установленных мощностях и производстве электроэнергии на геопольях мира (данные 2004 г.). Ожидается, что суммарная установленная мощность ГеоЭС в мире в 2010 г. может составить около 20 тыс. МВт (эл.).

Т а б л и ц а 14.1

Установленные мощности и производство электроэнергии на ГеоТЭС

Континент	Электроэнергия			Тепло		
	Уст. мощность, МВт (эл.)	Общее производство		Уст. мощность, МВт (тепл.)	Общее производство	
		ГВт·ч/год	%		ГВт·ч/год	%
Африка	134	1130	2,1	125	500	0,8
Америка	3722	24 490	44,8	8500	9260	15,8

Континент	Электроэнергия			Тепло		
	Уст. мощность, МВт (эл.)	Общее производство		Уст. мощность, МВт (тепл.)	Общее производство	
		ГВт·ч/год	%		ГВт·ч/год	%
Азия	3381	18 300	33,5	4610	24 220	41,3
Европа	1065	6970	12,8	5720	22 660	38,6
Океания	483	3700	6,8	345	2060	3,5
Всего:	8785	54 590	100	19 300	58 700	100

В последние 10–15 лет активно развиваются технологии прямого использования геотермальных ресурсов в теплоснабжении. С 1995 по 2004 г. суммарная установленная мощность геотермальных систем теплоснабжения возросла от 8667 МВт (тепл.) до 19 300 МВт (тепл.). Это связано прежде всего со значительным увеличением количества геотермальных тепловых насосов, особенно в США. Предполагается, что к концу 2010 г. суммарная мощность геотермальных систем теплоснабжения достигнет почти 45 тыс. МВт (тепл.).

В Исландии 86 % потребностей теплоснабжения обеспечивается геотермальными ресурсами. В Турции суммарная мощность систем геотермального теплоснабжения составляла в 2004 г. 820 МВт (тепл.), а к концу 2010 г. планируется довести эту мощность до 3500 МВт (тепл.), что позволит за счет георесурсов обогреть около 30 % жилых помещений страны. Во Франции квартиры более 20 городов отапливают в холодное время года горячей водой, поднятой с километровой глубины.

Геотермальная электроэнергетика также развивается высокими темпами.

Мировым лидером по использованию геотермальной электроэнергетики стали Филиппины, которые несколько лет назад по показателю установленных мощностей (около 3 тыс. МВт) обогнали США (более 2 тыс. МВт). ГеоТЭС Филиппин удовлетворяют до трети потребностей страны в электроэнергии.

В Японии также в последние годы вернулись к идее строительства ГеоТЭС. Японские компании «Мицубиси», «Материау» и «Джей пава» приступили к строительству в префектуре Акита новой станции мощностью 60 МВт. В настоящее время в Японии действуют 18 ГеоТЭС суммарной установленной мощностью 500 МВт, что составляет не более 0,2 % от общего объема электроэнергетики страны.

В США в Калифорнии, Неваде и некоторых других местах геотермальная энергия используется на больших электростанциях. Так, в Калифорнии около 5 % электроэнергии вырабатывается за счет геотермальных ресурсов.

Во многих странах мира приняты национальные программы развития геотермальной энергетики (Китай, Кения, ЮАР, Исландия, Сальвадор, Мексика и др.).

По прогнозам некоторых ученых, в ближайшее десятилетие новые технологии позволят создать ГеоТЭС мощностью до 15 ГВт.

Подземные резервуары с паром и горячей водой являются лишь малой частью геотермальных ресурсов. Земная магма и сухая твердая порода могут обеспечить дешевой, экологически чистой и практически неиссякаемой энергией. Дело за разработкой технологий их утилизации.

Ниже земной коры находится слой горячего расплавленного камня – магмы. Тепло возникает там, прежде всего, за счет распада природных радиоактивных элементов, таких как уран и калий. Энергетический потенциал тепла на глубине 10 км в 50 тыс. раз превышает энергию всех мировых запасов нефти и природного газа.

Недра России хорошо исследованы; сегодня известны основные ресурсы тепла Земли, которые имеют значительный энергетический и промышленный потенциал. Практически на всей территории России имеются запасы тепла Земли с температурой от 40 до 300 °С, имеющие практическое значение.

Еще в 1983 г. был составлен атлас ресурсов термальных вод СССР. На территории России к настоящему времени разведано 56 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, к 2005 г. пробурено более 3000 скважин с целью использования геотермальных ресурсов. Стоимость выполненных исследований геотермии и буровых работ в ценах 2005 г. составляет более 4 млрд долларов США.

Например, на Камчатке уже пробурено на геотермальных полях 365 скважин глубиной от 255 до 2266 м. По данным института вулканологии Дальневосточного отделения РАН, уже выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатку электричеством и теплом на 100 лет.

Наряду с высокотемпературным Мутновским месторождением мощностью 300 МВт (эл.) на юге Камчатки известны значительные запасы геотермальных ресурсов на Кошелевском, Большебанном, а также на севере Камчатки – Киреунском месторождениях. Суммарный энергопотенциал пароводных терм Камчатки оценивается в 1 ГВт рабочей мощности.

Чукотка также имеет значительные запасы геотермального тепла на границе с Камчатской областью, уже открытые здесь запасы

геотермальных вод могут в настоящее время активно использоваться для энергообеспечения региона.

Курильские острова располагают запасами тепла Земли, которых достаточно для их тепло- и электрообеспечения на 50–200 лет. Например, на острове Итуруп много лет ведутся исследования Океанского геотермального месторождения и уже обнаружены крупные запасы двухфазного геотермального теплоносителя, достаточного для того, чтобы обеспечить электрическую мощность 30 МВт в течение ближайших 100 лет. Аналогичная ситуация и на других островах Курильской гряды.

На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70 до 180 °С, которые находятся на глубине от 300 до 3000 м. Уже много лет геотермальная вода используется здесь для теплоснабжения и горячего водоснабжения – на Северном Кавказе около 500 тыс. человек используют геотермальное водоснабжение.

Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский регионы также располагают запасами геотермального тепла, пригодного для широкомасштабного использования в промышленности, сельском хозяйстве и на предприятиях ЖКХ. Есть некоторые (правда, менее впечатляющие) запасы геотермального тепла и в Северо-Западном, Центральном-Черноземном и Поволжском районах.

Российские ученые полагают, что в России доля геотермальной электроэнергии может составить, в лучшем случае, 1–1,5 % от общей выработки электроэнергии. В то же время такие районы, как Камчатка, Курильские острова, ряд районов Северного Кавказа, Калининградская область, могут получать более значительную часть электроэнергии за счет геотермальных ресурсов.

С целью более эффективной реализации современных геотермальных энергетических проектов все шире начинает использоваться международное сотрудничество с применением различных финансовых схем.

В начале 2002 г. Всемирный банк реконструкции и развития разработал программу поддержки развития геотермальной энергетики Восточной Европы и Центральной Азии, которая предполагает выделение (в рамках Геофонда) соответствующих средств на техническое содействие, частичные гарантии рисков и инвестирование геотермальных проектов.

Успешным примером проектного финансирования строительства новой Мутновской ГеоТЭС на Камчатке является сотрудничество ОАО «Геотерм» с Европейским банком реконструкции и развития и получение кредита порядка 100 млн долларов США.

Мутновская геотермальная электростанция мощностью 60 МВт (эл.) – крупнейший в России экологически чистый объект, в котором для производства электроэнергии используются возобновляемые ресурсы региона – тепло недр Земли. Мутновская ГеоТЭС обеспечивает около 30 % общего объема выработки электроэнергии в центральном энергоузле полуострова. Энергетический потенциал Мутновского месторождения в целом оценен в 300 МВт.

Подобные проекты локальных систем геотермального тепло- и электроснабжения готовятся к реализации с применением бинарных технологий в Краснодарском и Ставропольском краях, а также в Калининградской области, где имеются воды с температурой 100–120 °С.

Литература

1. *Агеев В. А.* Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. – Саранск : МГУ им. Н. П. Огарева, 2004.
2. *Дворов И. М.* Геотермальная энергетика. – М. : Наука, 1976.
3. *Поваров О. А., Томаров Г. В.* Развитие геотермальной энергетике в России и за рубежом // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.
4. *Историк Б. Л., Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б.* Малая нетрадиционная морская, речная и геотермальная энергетика // *Малая энергетика*. 2004. № 1.

15.1. Баланс возобновляемой энергии океана

Основная часть энергии, поступающей в Мировой океан – результат поглощения им солнечного излучения (волны, течения и градиенты температур). Кроме того, энергия поступает в океан в результате гравитационного взаимодействия космических тел и водных масс планеты, создающего приливы, а также поступления тепла из глубины планеты.

Поверхность Мирового океана занимает около 70 % поверхности планеты и составляет примерно 360 млн км². Большая часть этой поверхности открыта (свободна ото льда) и хорошо поглощает солнечное излучение. В океанской воде примерно 65 % солнечного излучения поглощается первым метром водной толщи и до 90 % – десятиметровым слоем. В дневное время в низких широтах вода прогревается на глубину около 10 м и более за счет процессов теплопроводности и турбулентного перемешивания.

Запасенное океаном тепло частично переизлучается, а частично передается в атмосферу теплопроводным пограничным слоем и вследствие испарения. Соотношение этих процессов в полосе широт $\pm 70^\circ$ характеризуется примерно одинаковыми значениями: длинноволновое излучение в атмосферу и космическое пространство – 41 %, передача тепла атмосфере за счет теплопроводности – 5 %, потери на испарение – 54 %.

Разница температур на различных участках земной и океанской поверхности провоцирует возникновение движений воздушных и водных масс (ветров и океанских течений). За счет движения воздушных и водных масс запасенная океаном энергия переносится по всей планете, причем в области между экватором и 70° с. ш. в среднем 40 % тепла переносится океанскими течениями, а на 20° с. ш. вклад океана в перенос энергии составляет до 74 %.

Около 70 % суммарного солнечного излучения испытывает в океане и на поверхности суши различные изменения: преобразуется в тепло 43 %; расходуется на испарение и образование осадков 22 %; сообщение энергии рекам, ветру, волнам, различным видам течений в океане составляет 0,2 %. Примерно 0,02 % всей энергии восприня-

того планетой солнечного излучения идет на образование продукции фотосинтеза и частично на образование ископаемого топлива.

Соизмерим с этой величиной суммарный поток энергии, поступающей в океан из недр Земли (тепло) и существующей в виде приливной энергии. Выделить из указанных потоков те, что непосредственно имеют отношение только к океану, достаточно трудно, да и не столь важно с точки зрения практической энергетики. Для энергетики важны не абсолютные величины мощностей различных источников, а лишь та их часть, которую можно преобразовать в требуемые для хозяйственной деятельности виды энергии.

Сотрудниками Океанографического института Скриппса (США) в период 1977–1982 гг. выполнены оценки суммарных и допустимых для переработки мощностей различных океанских источников энергии. Данные этих исследований за 1982 г. приведены в табл. 15.1, в которой выделены два уровня – суммарный и допускающий преобразование.

Таблица 15.1

Распределение океанских источников энергии по мощности

	Всего, МВт	Допускающих преобразование, МВт
Приливы	$1 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^4$
Течения	$3 \cdot 10^5$	$9 \cdot 10^2$
Биомасса	$3 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^4$
Волны	$1 \cdot 10^6$	$9 \cdot 10^4$
Градиент солености	$3 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^5$
Градиент температуры	$4 \cdot 10^7$	$4 \cdot 10^4$
Океанские ветры	$9 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^5$

При оценке возможностей различных видов энергии океана приняты и учтены следующие условия:

- энергетическое использование приливной энергии возможно только в течение 30 % времени;

- данные по океанским течениям получены с учетом 1%-го допустимого замедления скорости течения;

- при оценке возможностей энергетического использования продукции океанского фотосинтеза приняты во внимание 50 % эффективности преобразования бурых водорослей в метан и возможность размещения соответствующих ферм в 20 % районов естественного апвеллинга (*апвеллинг* – подъем глубинных вод, богатых биогенными веществами, играющими роль удобрений);

- для прибрежных волновых генераторов установлены к.п.д. 50 % и время работы 40 % годового бюджета времени;
- к.п.д. преобразования градиента солености принят равным 3 %, а градиента температур – 5 %, причем в последнем случае считается реальным разместить преобразователи на 2 % поверхности океана в тропической зоне;
- для ВЭС коэффициент преобразования энергии ветра принят равным 60 %.

Немаловажны и такие «технологические» свойства океанских ресурсов энергии, как плотность энергии и стабильность источника энергии. Эти свойства определяют размеры преобразователей, возможные установленные мощности, режимы преобразования энергии.

Как видим, океан допускает использование семи видов источников энергии. Учитывая ограниченный объем книги, рассмотрим лишь некоторые наиболее известные и употребляемые источники: энергию приливов-отливов, течений и волн; энергия ветра рассмотрена в гл. 12.

15.2. Энергия приливов и отливов

Уровень воды на морских побережьях в течение суток неоднократно меняется. Основные периоды этих колебаний – суточные, продолжительностью около 24 ч, и полусуточные – около 12 ч 25 мин. Такие колебания особенно заметны в заливах и устьях рек, впадающих в море. Древние греки объясняли колебания уровня воды волей повелителя морей Посейдона. В XVIII веке английский физик Исаак Ньютон разгадал тайну морских приливов и отливов: взаимодействие космических сил системы Земля–Луна–Солнце приводит в действие огромные массы воды в Мировом океане (рис. 15.1). В результате в одних местах Земли через каждые 12 ч 25 мин, а в других через 24 ч 50 мин волна приливов наступает на берег и плавно повышает около него уровень воды. При этом амплитуда колебаний уровня моря достигает максимума (*сизигия*) при расположении Земли,

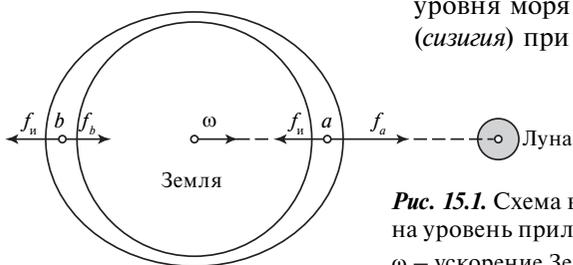


Рис. 15.1. Схема влияния Луны на уровень приливов:

ω – ускорение Земли, вызванное притяжением Луны; f_n – сила инерции; f_a' , f_b – силы притяжения частиц воды Луной $f_b < f_n < f_a$

Луны и Солнца на одной прямой, а минимума (*квадратуры*) – при их расположении в вершинах треугольника, образуемого этими космическими телами. Уровень прилива в зависимости от взаиморасположения указанных космических тел, формы береговой линии и рельефа дна колеблется от нескольких сантиметров во внутриматериковых морях (Черное, Балтийское, Средиземное и др.) до многих метров в вершинах воронкообразных заливов, открытых в сторону океана.

Наивысший прилив (19 м) наблюдается на берегах залива Фанди (Канада), у северо-западных берегов США – 10 м, в Южной Америке (Аргентина, Галетос) – 11 м, в Англии (Бристоль) и Франции (Сен-Мало) – 14 м, а также у берегов Австралии, Индии, Китая, Кореи – до 10 м. У берегов России высокие приливы наблюдаются в Пенжинском (до 13,4 м) и Тугурском (до 10 м) заливах в Охотском море и Мезенском заливе (до 10 м) в Белом Море. В табл. 15.2 приведены сведения о приливах в некоторых портах, а в табл. 15.3 – приливные ресурсы в некоторых регионах мира.

Таблица 15.2

Сведения о приливах в некоторых портах мира

Порт	Интервал между приливами		Средняя высота прилива, м
	ч	мин	
Рейкьявик, Исландия	4	50	2,77
р. Коксоак, Гудзонов пролив, Канада	8	56	7,65
Барнтко, залив Фанди, Канада	0	9	12,02
Портленд, шт. Мэн, США	11	10	2,71
Бостон, шт. Массачусетс, США	11	16	2,90
Нью-Йорк, шт. Нью-Йорк, США	8	15	1,34
о. Марака, Бразилия	6	0	6,98
Бальбоа, Панама	3	5	3,84
Сан-Франциско, шт. Калифорния, США	11	40	1,19
Сиэтл, шт. Вашингтон, США	4	29	2,32
Ситка, шт. Аляска, США	0	7	2,35
Санрайз, залив Кука, шт. Аляска, США	6	15	9,24
Дарвин, Австралия	5	0	4,39

Порт	Интервал между приливами		Средняя высота прилива, м
	ч	мин	
Рангун, Мьянма	4	26	3,90
Занзибар, Танзания	3	28	2,47
Гранвиль, Франция	5	45	8,69
Лит, Великобритания	2	8	3,72
Лондон, Великобритания	1	18	5,67
Дувр, Великобритания	11	6	4,42
Эйвонмут, Великобритания	6	39	9,48
Рамси, о. Мэн, Великобритания	10	55	5,25
Гамбург, Германия	4	40	2,23

Таблица 15.3

Приливные ресурсы в некоторых регионах мира

Регион	Средняя разница между уровнями прилива и отлива, м	Потенциальная мощность, МВт
Северная Англия	9,8	1680
Мон-Сен-Мишель, Франция	8,4	9700
Тугурский залив, Россия	9	8000
Пенжинская губа, Россия (вариант в южном створе)	11	87 000
Пенжинская губа, Россия (вариант в северном створе)	13,4	21,4
Мезень, Россия	10	11,4–19,2
Пассамакводди, США, Канада	5,5	1800
Кобсук, США	5,5	722
Аннаполис, Канада	6,4	765
Майнас-Кобеквист, Канада	10,7	19 900

Регион	Средняя разница между уровнями прилива и отлива, м	Потенциальная мощность, МВт
Камберленд, Канада	10,1	1680
Петиткодиак, Канада	10,7	794

Напомним, что еще в XI–XII веках на побережье Франции, Англии и Шотландии существовали мельницы, использовавшие энергию приливов. А в Великобритании в устье р. Дебен и сейчас работает мельница, первые упоминания о которой имеются в записях Вудбриджского прихода, датированных 1170 г. Эти мельницы устраивались путем перекрытия дамбами, в которых располагались мельничные колеса, небольших бухт. Мельничные колеса действовали при опорожнении бухт в отлив. Аналогичные мельницы существовали и у русских поморов в XVI веке, а в XVIII веке в Архангельске работало даже несколько приливных лесопилок. В США и сейчас еще на лесопилках имеются приливные установки.

В XIX и XX веках появилось много предложений, авторы которых стремились получить от прилива большую, чем это можно было осуществить в мельницах, энергию. С 1856 по 1939 гг. насчитывалось 280 патентов на использование приливной энергии. В наше время число подобных патентов также постоянно увеличивается.

Наиболее очевидным способом использования океанской энергии в современных условиях представляется строительство приливных электростанций (ПЭС). Суммарная мощность морских приливов оценивается различными авторами в довольно широком диапазоне – от 1 до 4 млрд кВт, в то время как мощность водотоков всех рек – в 850 млн кВт.

Главным препятствием для проектирования и строительства ПЭС оказалась суточная неравномерность и прерывистость приливной энергии. Над устранением неравномерности приливной энергии специалисты работали более 200 лет. Они пытались решить эту задачу путем разделения залива, отсекаемого от моря приливной станцией, на два или три бассейна и поочередной коммутацией этих бассейнов через турбины с морем или между собой. Дискуссии о целесообразности многобассейновых ПЭС продолжаются до сих пор, однако однозначного мнения на этот счет не выработано.

Благоприятные условия для строительства ПЭС имеются в 23 странах мира. Но общее количество пунктов, в которых сооружение ПЭС более или менее экономически оправданно, не превышает 80.

Считается экономически целесообразным строительство ПЭС в районах с приливными колебаниями уровня моря не менее 4 м. Проектная мощность ПЭС зависит от характера прилива в районе предполагаемого строительства станции, объема и площади приливного бассейна, числа используемых турбин.

Соотношения, позволяющие оценить мощность приливных течений, подобны тем, которые используются в ветроэнергетике. При этом однако следует иметь в виду, что плотность воды во много раз выше плотности воздуха, а скорости течения воды относительно низки.

Для определения потенциальной мощности P_n (кВт) и годовой выработки электроэнергии \mathcal{E}_n (кВт·ч) отдельных створов, в которых возможно сооружение ПЭС, рекомендуются следующие эмпирические формулы:

$$P_n = 225 A^2 F; \quad \mathcal{E}_n = 1,97 \cdot 10^6 A^2 F,$$

где A – среднегодовая амплитуда прилива, м;

F – площадь бассейна, км².

Технический потенциал ПЭС оценивается в 33 % потенциальной энергии, так как значительная ее часть не может быть использована вследствие снижения напора и скорости приливного течения.

Высота, ход и периодичность приливов в большинстве прибрежных районов хорошо описаны и проанализированы благодаря потребностям навигации и океанографии. Поведение приливов может быть предсказано достаточно точно, с погрешностью не более 4 %. Таким образом, приливная энергия является предсказуемой и весьма надежной формой возобновляемой энергии. Однако при ее преобразовании существуют и некоторые неудобства:

- несовпадение основных периодов возникновения приливов (12 ч 25 мин и 24 ч 50 мин), связанных с движением Луны, с привычным для человека периодом солнечных суток (24 ч), в связи с чем оптимум приливной генерации находится не в фазе с потребностями в энергии;

- изменение высоты прилива и мощности приливного течения с периодом в две недели, что приводит к колебаниям выработки энергии в течение лунного месяца;

- необходимость создания больших потоков воды с большим расходом при малом перепаде высот, что заставляет использовать большое количество сравнительно маломощных турбин, работающих параллельно;

- более высокие в сравнении с ГЭС капитальные затраты на сооружение ПЭС;

- потенциальные экологические нарушения и изменение режимов морских акваторий.

Существует два принципиально различных подхода к методам использования приливной энергии. Первый из них заключается в том, чтобы использовать циклический рост и падение уровня моря, а второй – в том, чтобы использовать местные приливные течения на основе некоторой аналогии с ветровой энергией.

В соответствии с этими подходами ПЭС могут быть напорными и безнапорными, напорные станции – однобассейновыми и многобассейновыми.

Наиболее отработанной является однобассейновая схема, предусматривающая строительство в устье реки или залива плотины (дамбы), в которую встраиваются гидроагрегаты (рис. 15.2). За дамбой создается приливной бассейн, который наполняется приливным течением.

Однобассейновые ПЭС могут выполняться как одностороннего, так и двустороннего действия. Режим (или цикл) ПЭС одностороннего действия заключается в следующем. После заполнения во время прилива бассейна, куда вода поступает через специальные отверстия в здании ПЭС, эти отверстия закрываются затворами. Когда уровень моря снижается в результате начавшегося отлива, начинают работать турбины, пропуская воду в море из бассейна. Когда напор становится ниже минимального, при котором могут работать турбины, они останавливаются. После этого цикл повторяется.

Эта схема проста, не требует глубокой сработки бассейна, что важно при наличии мелководных бассейнов, но степень использования потенциальной энергии не превышает 22 %.

При режиме двустороннего действия турбин компоновка сооружений аналогична предыдущей схеме, а цикл работы следующий. После начала работы прилива закрываются затворы водопропускных отверстий, отделяя бассейн от моря, в результате чего между обеими акваториями образуется перепад уровней, достаточный для работы турбин. Турбины пускаются, и вода, проходя через них, наполняет

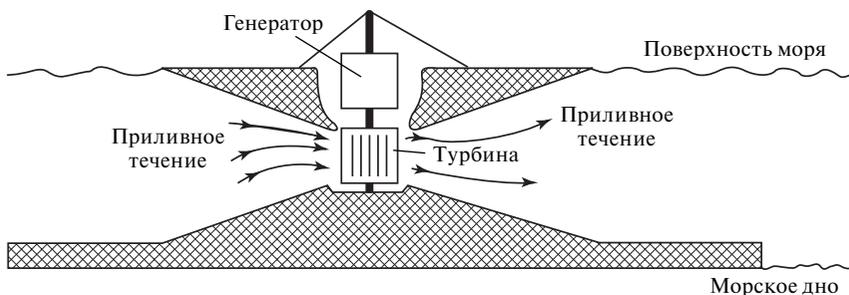


Рис. 15.2. Схема электростанции на приливном течении

бассейн. После начала отлива отверстия снова закрываются до момента создания перепада уровней между бассейном и морем, достаточного для работы турбин. Турбины включаются и пропускают воду из бассейна в море. При снижении уровня ниже минимального турбины останавливаются. Далее цикл повторяется.

Рассмотренный режим ПЭС двустороннего действия с выработкой электроэнергии как во время прилива, так и при отливе увеличивает использование потенциальной энергии приливов до 33 %. Дальнейшее увеличение выработки ПЭС достигается за счет работы их оборудования в обратимом режиме (как на ГАЭС), который применяется при низких напорах и дает возможность продлить время работы турбинного режима с более высоким напором. Поэтому на ПЭС «Ранс», а также на Кислогубской ПЭС к турбинным режимам работы агрегатов в обоих направлениях (при приливе и отливе) добавляется еще насосный режим.

Целью этого режима работы ПЭС двустороннего действия является уменьшение времени простоя оборудования при низких напорах. Достигается это следующим образом: после начала прилива во время первого простоя агрегаты в насосном режиме откачивают воду из бассейна в море, а при простое во время отлива вода перемещается из моря в бассейн.

Первая морская ПЭС мощностью 635 кВт была построена в 1913 г. в бухте Ди около Ливерпуля. В 1935 г. приливную электростанцию начали строить в США. Американцы перегородили часть залива Пассамакводи на восточном побережье, истратили 7 млн долларов, но работы пришлось прекратить из-за неудобного для строительства, слишком глубокого и мягкого морского дна, а также из-за того, что построенная неподалеку крупная ТЭС сделала строительство ПЭС неактуальным.

Следующая ПЭС мощностью 240 МВт была пущена лишь в 1966 г. во Франции в устье реки Ранс, впадающей в пролив Ла-Манш, где средняя амплитуда приливов составляет 8,4 м. На ПЭС «Ранс» (La Rance) 24 гидроагрегата вырабатывают в среднем за год 502 млн кВт·ч электроэнергии. Для этой станции создан приливный капсюльный агрегат, позволяющий осуществлять три режима работы: прямой (генераторный), обратимый (насосный) и в качестве водопропускного отверстия. По оценке специалистов, эксплуатация ПЭС «Ранс» является экономически оправданной, годовые издержки эксплуатации ниже, чем на ГЭС, и составляют не более 4 % капитальных вложений.

В 1968 г. на Баренцевом море, недалеко от Мурманска, введена в строй опытно-промышленная Кислогубская ПЭС мощностью 630 кВт. Новизна Кислогубской ПЭС состоит в следующем: она —

первое в России гидроэнергетическое сооружение, эксплуатируемое в условиях океанической среды; единственное в мире по долговечности сравнительно крупное бетонное сооружение, выполненное в районах Арктики; первое в практике мирового гидроэнергетического строительства сооружение, выполненное наплавным способом.

Для экономического обоснования проектов ПЭС необходимо было преодолеть барьер стоимости, который определился после сооружения ПЭС «Ранс» во Франции: удельная стоимость этой станции оказалась в два раза выше соответствующей стоимости сопоставимой по мощности речной ГЭС. Для решения этой проблемы в России было предложено использовать известный, но никогда не применявшийся при сооружении ГЭС наплавной метод строительства. Осуществленный при строительстве Кислогубской ПЭС, этот способ позволил исключить сооружение в море дорогостоящих отсечных перемычек, в результате чего стоимость строительства была снижена на 45 %. Применение наплавного способа, который в канадских, английских и австралийских проектах назван «российским» методом строительства ПЭС, оценено как выдающееся достижение ученых и инженеров XX века.

Всего в настоящее время в мире действуют десять напорных ПЭС, выполненных по однобассейновой схеме. Кроме ПЭС «Ранс» во Франции и Кислогубской в России в 1971–1980 гг. построены семь ПЭС в Китае суммарной мощностью 10 МВт и ПЭС «Аннаполис» в Канаде (20 МВт, 1985 г.).

Существуют проекты крупных ПЭС в Великобритании («Северн», 1000 МВт), в Канаде («Кемберленд», 1150 МВт и «Кобекуид», 4030 МВт), ведутся проектные работы по ПЭС в России, Австралии, Индии, Аргентине, строится ПЭС «Гаролин» в Корее.

Периодическое несовпадение во времени прохождения максимума нагрузки и выработки энергии ПЭС с однобассейновой схемой затрудняет использование приливной энергии. Поэтому были предложены схемы ПЭС с двумя и тремя бассейнами, которые дают возможность получать энергию непрерывно с небольшими колебаниями в течение суток, то есть переводят работу ПЭС в базовую часть суточного графика нагрузок.

Однако стоимость многобассейновых ПЭС резко возрастает, поэтому целесообразность их строительства до сих пор не вышла из стадии дискуссий. Вследствие этого для ПЭС с однобассейновыми схемами ведутся поиски возможностей компенсации неравномерности режима их работы как в суточном, так и в месячном разрезе. Идеальным вариантом адаптации ПЭС к графикам суточного потребления могло бы быть совместное использование ПЭС и располагаемой рядом ГАЭС, хотя стоимость строительства подобного

энергокомплекса существенно возрастает. В то же время предлагаемый некоторыми российскими специалистами вариант передачи проблемы «сглаживания» за тысячу и более километров, формально снижающий стоимость строительства ПЭС, фактически резко увеличивает ее в сравнении с совместным строительством ГАЭС: при этом требуется строительство нескольких дорогостоящих ЛЭП, которые большую часть времени будут незагружены, и не исключаются мероприятия по сглаживанию в месте приема энергии ПЭС. Например, основоположник теории и практического использования приливной энергии в СССР Л. Б. Бернштейн полагал целесообразным строительство ГАЭС мощностью 5 млн кВт в едином комплексе с Тугурской ПЭС мощностью 8 млн кВт.

ПЭС традиционного исполнения, предусматривающие полное отсечение от моря используемого залива и создание одного или нескольких энергетических бассейнов, имеют четыре принципиальных недостатка, сдерживающих развитие этой отрасли энергетики:

- существование замкнутого напорного фронта заметно меняет экологическую ситуацию в бассейне;

- располагаемая мощность ПЭС, определяемая режимом прилива-отлива, непрерывно изменяется, обращаясь в ноль неоднократно в течение суток;

- велика стоимость здания станции и сооружений напорного фронта, рассчитываемых на штормовую океанскую волну и тяжелую ледовую нагрузку. Это определяет высокие удельные затраты на единицу установленной мощности и относительно высокую себестоимость вырабатываемой электроэнергии;

- наличие напорного фронта определяет неблагоприятный режим финансирования объекта, так как лишь после полного окончания (и оплаты) работ по напорному фронту станция начинает работать и возвращать капитальные затраты.

Другим направлением использования приливной энергии, которое получает развитие в новейших разработках, является применение свободнопоточных турбин, помещаемых в потоке приливного течения. Несколько лет назад у берегов Великобритании начала работать опытная электростанция, использующая энергию приливных течений. Установку построила компания «Marine Current Turbines» совместно с партнерами из Германии. Проект финансируется правительствами двух стран и Европейской комиссией.

Опытный генератор мощностью 300 кВт изготовлен по упрощенной схеме: он содержит только один двухлопастной ротор диаметром 11 м и может использовать течение лишь одного направления. Ротор вместе с редуктором и генератором закреплен на площадке, которая может перемещаться по вертикальной колонне, жестко установлен-

ной на морском дне. После окончания испытаний планируется запустить «полноразмерный» прототип энергоблока мощностью 750–1200 кВт с двумя роторами. Эта установка сможет использовать водный поток, идущий в двух направлениях. Следующий этап этого проекта – создание «фермы» приливных турбин общей мощностью 4–5 МВт. Недостаток свободнопоточных турбин – пониженный к.п.д.

Кроме достаточно дорогих пропеллерных турбин (они конструктивно сложны и требуют высокой культуры изготовления), могут быть использованы так называемые ортогональные турбины.

Идея создания этой турбины состоит в использовании тянущей силы крыла, обтекаемого с углом атаки, меньшим критического; при этом благодаря относительно большому диаметру трассы лопастей происходит восстановление энергии потока на подходе к тыльному строю лопастей, и эффективность турбины оказывается выше.

Турбина может состоять из двух или более расположенных один над другим кольцевых роторов. Встречное вращение роторов, каждый из которых имеет лопасти, ориентированные противоположным образом, обеспечивает высокие относительные скорости, взаимную компенсацию поперечных сил, действующих на роторы, и, соответственно, уменьшает суммарную нагрузку на центральный пилон, уменьшает материалоемкость и повышает надежность установки.

Этот вариант ортогональной турбины не является единственным для реализации общей идеи использования энергии приливно-отливных течений. В определенных пределах могут быть использованы конструктивные схемы геликоидных турбин (А. М. Gorlov, Patent USA 5451137, 19.09.1995; В. М. Лятхер, И. В. Семенов, патент СССР № 1150395 с приоритетом от 17.01.1983), обеспечивающие самозапуск и постоянство крутящего момента, турбины Дэвиса и др.

Несколько подробнее о турбине Горлова будем говорить в разделе 15.4, а пока скажем лишь, что если ожидания оправдаются, подобная турбина откроет широкие возможности для строительства ПЭС без дамб, сокращая общие расходы на строительство. Южнокорейские ученые, например, говорят о возможном использовании турбины Горлова для строительства бесплотинной ПЭС у побережья Южной Кореи.

Собственно, и ортогональная турбина, и турбина Горлова представляют собой варианты ротора системы Дарье.

Кроме того, должным образом не оценена возможность установки свободнопоточных турбин в разных сечениях одного залива или в разных близко расположенных заливах, а также комбинированной компоновки традиционной ПЭС (с дамбой и бассейном) со свободнопоточными турбинами, располагаемыми в глубине создаваемого бассейна или в русле рек, впадающих в морской залив.

Сдвиг по фазе в выработке электроэнергии турбинами разных типов может позволить организовать непрерывную в течение суток выработку электроэнергии. Этому же эффекта можно достичь при расположении свободнопоточных турбин в разных близко расположенных заливах с высокоскоростными приливными течениями при условии, что режимы работы турбин в разных заливах сдвинуты по фазе. Предлагаемое решение с группами сдвинутых по фазе турбин может быть применено для любых бассейнов.

Например, залив Fundy в Канаде является одним из лучших в мире мест для использования энергии приливов, высота которых достигает здесь рекордных значений – 18 м (рис. 15.3).

Известно много проектов ПЭС, разработанных ранее для этого района. Один из них на мощность 20 МВт в районе города Annapolis Royal был даже осуществлен (створ 1). Весьма эффективным может быть дополнительное расположение свободнопоточных агрегатов в створах 2–4. Подобрав оптимально соотношение мощностей ПЭС, расположенных в разных створах, можно добиться того, что суммарная мощность всех ПЭС будет близка к постоянной в течение суток.

Аналогичные комбинации ПЭС, использующих традиционную компоновку (с отсечением бассейна), и ПЭС, использующих течения приливов-отливов, могут быть реализованы в Мезенской губе (Белое море), Тугурском заливе (Приморье). Это позволило бы без дополнительных сглаживающих систем получить распределенный в течение суток график выдачи мощности и сократить количество отходящих ЛЭП.

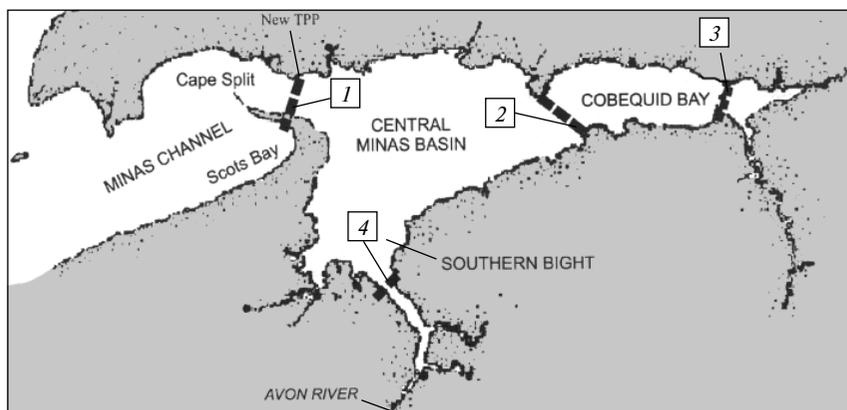


Рис. 15.3. Приливная электростанция на восточной части залива Fundy (Minas Basin) в створе мыса Split:

1 – створ агрегатов основной ПЭС; 2–4 – створы ПЭС, формирующих базисную мощность

15.3. Преобразование энергии волн

Идея получения электроэнергии от морских волн была предложена еще в 1935 г. советским ученым К. Э. Циолковским. В настоящее время существует достаточно много проектов использования энергии волн. Мощность, переносимая волнами на глубокой воде, пропорциональна их периоду и квадрату амплитуды. Поэтому наибольший интерес для специалистов по океанской энергетике представляют длиннопериодные волны большой амплитуды ($T \approx 10$ с и $a \approx 2$ м), позволяющие снимать с единицы гребня волны в среднем от 50 до 70 кВт/м.

Наибольшее число волновых энергетических устройств разрабатывается для извлечения энергии на глубокой воде, где средняя глубина моря превышает величину половины длины волны. Поверхностные волны на глубокой воде имеют следующие основные особенности:

- волны являются неразрушающимися, синусоидальными, с нерегулярной длиной, фазой и направлением прихода;
- в то время как изменяющиеся очертания волн свидетельствуют о распространении волнового движения, сами по себе частицы жидкости не связаны с этим движением и не перемещаются в его направлении;
- амплитуда движения частиц жидкости экспоненциально уменьшается с глубиной;
- амплитуда волны не зависит от ее длины, скорости распространения и периода, а зависит лишь от характера предшествовавшего взаимодействия ветра с морской поверхностью.

В основе работы волновых преобразователей энергии лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т. п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрогенераторов преобразуется в электрическую. Существует некоторое разнообразие конструкций преобразователей энергии волн, хотя реально прошедших проверку временем и ставших классическими, не так уж и много. В этом классе преобразователей наиболее известна разработка профессора Эдинбургского университета Стефана Солтера, получившая название «утка Солтера» (техническое название такого преобразователя – колеблющееся крыло). Форма этого преобразователя обеспечивает максимальное извлечение мощности (рис. 15.4).

Волны, поступающие слева, заставляют «утку» колебаться. Цилиндрическая форма противоположной поверхности обеспечивает отсутствие распространения волны направо при колебаниях «утки» вокруг оси. Мощность может быть снята с оси колебательной системы

с таким расчетом, чтобы обеспечить минимум отражения энергии. Отражая и пропуская лишь незначительную часть энергии волны, это устройство обладает высокой эффективностью преобразования в широком диапазоне частот возбуждающих колебаний.

В проекте предусматривается монтаж большого количества крупных поплавков, последовательно укрепленных на общем валу. Под действием волн поплавок приходит в движение и возвращается в исходное положение силой собственного веса. При этом приводятся в действие насосы внутри вала, заполненного специально подготовленной водой. Через систему труб различного диаметра создается разность давления, приводящая во вращение установленные между поплавками и поднятые на поверхность моря турбины. Вырабатываемая электроэнергия передается по подводному кабелю. Для более эффективного распределения нагрузок на валу устанавливается 20–30 поплавков.

Первые испытания в условиях, близких к морским, были проведены в мае 1977 г. на оз. Лох-Несс: 50-метровая гирлянда из 20-метровых «уток» массой 16 т была опущена на воду и испытывалась в течение четырех месяцев при различных волновых условиях. В декабре того же года эта модель в 1/10 реальной величины будущего океанского преобразователя была вновь спущена на воду и дала первый ток. В течение трех месяцев модель первой английской волновой электростанции работала с к.п.д. 50 %.

Дальнейшие разработки Солтера направлены на то, чтобы обеспечить «утке» способность противостоять ударам максимальных волн и создать заякоренную гирлянду преобразователей в виде достаточно гибкой линии. Нить из «уток» протяженностью несколько километров предполагается установить в районе с наиболее интенсивным волнением западнее Гебридских островов. Мощность этой станции будет составлять около 100 МВт.

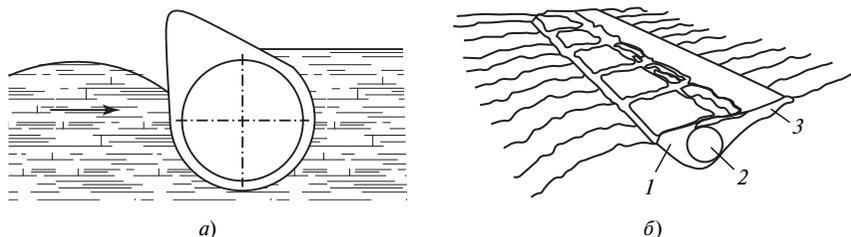


Рис. 15.4. Конструктивная схема «утки Солтера»

а) схема преобразования энергии волны; *б)* вариант конструкции преобразователя: 1 – плавучая платформа; 2 – цилиндрическая опора с размещенными в ней приводами и электрогенераторами; 3 – асимметричный поплавок

Аппарат Солтера – единственный аппарат, который использует энергию как горизонтального, так и вертикального движения волн. Благодаря этому его к.п.д. приближается к 85 % по сравнению с 50 % в других системах.

Недостатки «уток Солтера»:

- необходимость передачи медленного колебательного движения на привод генератора;
- необходимость снятия мощности с плавающего на значительной глубине устройства большой протяженности;
- вследствие высокой чувствительности системы к направлению волн необходимо отслеживать изменение их направления для получения максимального к.п.д.;
- затруднения при сборке и монтаже из-за сложности формы поверхности «утки».

Другой вариант преобразователя с качающимся элементом – контурный плот Коккерелла. Его модель также в 1/10 реальной величины испытывалась в 1977 г. в проливе Солент вблизи г. Саутгемптона. Контурный плот – многозвенная система из шарнирно соединенных секций (рис. 15.5). Как и «утка Солтера», он устанавливается перпендикулярно к фронту волны и отслеживает ее профиль. Вся конструкция удерживается на месте якорями. Трехсекционный плот Коккерелла длиной 100 м, шириной 50 м и высотой 10 м может дать мощность до 2 тыс. кВт. В СССР модель волнового плота испытывалась в 1970-х годах на Черном море. Она имела длину 12 м и ширину поплавков 0,4 м. На волнах высотой 0,5 м и длиной волны 10–15 м установка развивала мощность 150 кВт.

Детальные лабораторные испытания модели плота показали, что его эффективность преобразования составляет около 45 %. Это ниже, чем у «утки Солтера», но близость конструкции к традиционным судостроительным делает такой преобразователь более предпочтительным.

Первая в своем роде в мире и довольно необычная электростанция, использующая поплавковую систему, введена в 2008 г. в Португалии

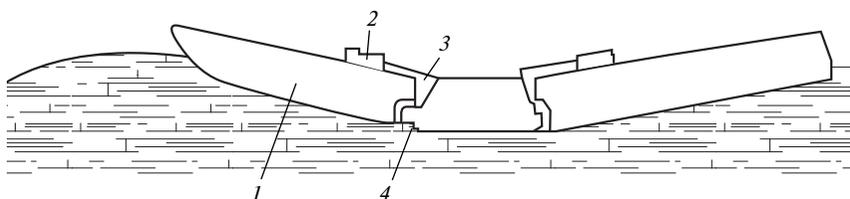


Рис. 15.5. Контурный плот Коккерелла:

1 – колеблющаяся секция; 2 – преобразователь; 3 – тяга; 4 – шарнир

в районе Агусадора, в 5 км от берега. На первом этапе введены в работу три конвертера волновой энергии, разработанные и построенные шотландской фирмой «Pelamis Ware Power». Каждый преобразователь (называемый «Pelamis Ware Energy Converter») сравним по длине и сечению с небольшим железнодорожным составом. Взаимное угловое перемещение его «вагонов» и приводит в действие электрогенераторы, смонтированные внутри понтонов. Размер этих преобразователей – диаметр 3,5 м и длина 140 м – дал повод прозвать их «морскими змеями» («sea-snake»).

Pelamis – это полузатопленная структура, состоящая из четырех цилиндрических секций, связанных шарнирными соединениями. Волны заставляют эту плавающую «змею» изгибаться, за счет чего внутри, в местах соединения соседних секций, перемещаются гидравлические поршни, прокачивающие масло через гидравлические двигатели, в свою очередь вращающие электрогенераторы.

В дальнейшем предполагается установить еще 25 аналогичных преобразователей, что увеличит мощность электростанции до 21 МВт. Это будет означать снижение выбросов углекислого газа тепловыми станциями на 60 тыс. т в год.

Перспективные планы «Pelamis Ware Power» предусматривают развертывание аналогичных комплексов близ Орнейских островов и у побережья Корнуолла, где должно быть установлено соответственно четыре и семь преобразователей.

Существуют также преобразователи, использующие энергию колеблющегося водяного столба. При набегании волны на частично погруженную полость, открытую под водой, столб воды в полости колеблется, вызывая изменение давления газа (воздуха) над жидкостью. Из-за колебаний уровня воды воздух то выходит из полости, то входит в нее. Верхняя часть полости связана с атмосферой через турбину, которая вращается в одном направлении независимо от направления потока воздуха. Даже небольшие волны амплитудой 35 см заставляют турбину вращаться со скоростью более 2000 об/мин. Уже известно по крайней мере два примера коммерческого использования устройств на этом принципе – сигнальные буи, внедренные в Японии Масудой и в Великобритании сотрудниками Королевского университета Белфаста (рис. 15.6). Более крупное и впервые включенное в электрическую сеть устройство, использующее принцип колеблющегося водяного столба, в 1985 г. построено в Тофтестоллене (Норвегия) фирмой «Kvaerner Brug A/S». Эта установка представляла собой железобетонную камеру, заглубленную в скале. Над ней была установлена башня высотой 12,3 м и диаметром 3,6 м. Входящие в камеру волны создавали изменение объема воздуха. Возникающий воздушный поток через систему клапанов

приводил во вращение турбину и связанный с ней генератор мощностью 500 кВт. Годовая выработка составляла 3,2 млн кВт·ч. Зимним штормом в конце 1988 г. башня станции была разрушена.

Поэтому была разработана и построена новая башня из железобетона. Конструкция второй установки состоит из конусовидного канала в ущелье длиной около 170 м с бетонными стенками высотой 15 м и шириной в основании 55 м, входящего в резервуар между островами, отделенный от моря дамбами, и плотины с энергетической установкой. Волны, проходя по сужающемуся каналу, увеличивают свою высоту с 1,1 до 15 м и вливаются в резервуар, уровень которого на 3 м ниже уровня моря. Из резервуара вода проходит через низконапорные турбины мощностью 350 кВт.

Главное преимущество устройства на принципе колеблющегося водяного столба состоит в том, что скорость воздуха перед турбиной может быть значительно увеличена за счет уменьшения проходного сечения канала. Это позволяет сочетать медленное волновое движение с высокочастотным вращением турбины. Кроме того, здесь имеется возможность вынести генерирующее устройство из зоны непосредственного воздействия соленой морской воды.

Широкое распространение в волноэнергетических установках на принципе колеблющегося водяного столба получила турбина Уэллса, обеспечивающая независимость направления вращения от направления потока воздуха. Однако опыт Индии показал, что эффективность турбины Уэллса находится в пределах 15–25 %, а эффективность всего сооружения – около 5 %. Поэтому с большим интересом было встречено сообщение об изобретении турбины

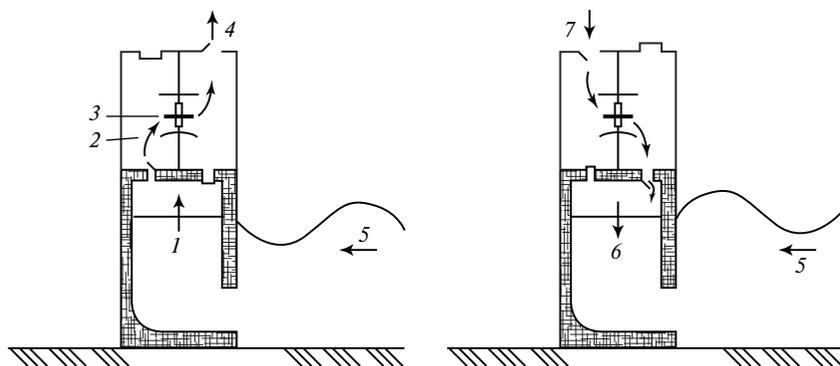


Рис. 15.6. Схема установки, преобразующей энергию колеблющегося водяного столба:

1 – волновой подъем уровня; 2 – воздушный поток; 3 – турбина; 4 – выпуск воздуха; 5 – направление волны; 6 – опускание уровня; 7 – впуск воздуха

Денниса (Австралия). Особенность этой турбины заключается в том, что в отличие от турбины Уэллса лопасти турбины Дэнниса выполнены подвижными. Угол атаки лопасти, определяющий эффективность турбины, задается с помощью специальных сенсорных датчиков. Предполагалось, что в июле 2005 г. в порту Кэмпбелл (Австралия) будет запущено волноэнергетическое устройство, основанное на принципе работы турбины Дэнниса. Однако в связи с техническими осложнениями турбина была демонтирована и отправлена на доработку.

В Великобритании разрабатывается оригинальная конструкция волновой энергоустановки типа «моллюск», в которой в качестве рабочих органов используются мягкие оболочки камеры. В них находится воздух под давлением, несколько большим атмосферного. Накатом волн камеры сжимаются, образуется замкнутый воздушный поток из камер в каркас установки и обратно. На пути потока установлены турбины Уэллса с электрогенераторами. Создается опытная плавучая установка из 6 камер, укрепленных на каркасе длиной 120 м и высотой 8 м. Ожидаемая мощность составляет 500 кВт. Дальнейшие разработки показали, что наибольший эффект дает расположение камер по кругу.

Кроме частично погруженных волноэнергетических преобразователей разрабатываются системы подводных устройств, преимущество которых состоит в том, что эти устройства позволяют избежать штормового воздействия на преобразователи. Однако при их применении увеличиваются трудности, связанные с извлечением энергии и эксплуатационным обслуживанием.

В качестве примера рассмотрим преобразователь типа «бристольский цилиндр», относящийся к группе устройств, работающих под действием скоростного напора в волне. Наполненный воздухом плавучий корпус (цилиндр), имеющий среднюю плотность $0,6-0,8 \text{ т/м}^3$, закреплен под водой на опорах, установленных на грунте. Цилиндр колеблется в волне, совершая движения по эллиптической траектории и приводя в действие гидравлические насосы, смонтированные в опоры и преобразующие энергию движения цилиндра. Перекачиваемая ими жидкость может подаваться по трубопроводам на генераторную станцию, единую для системы из нескольких цилиндров.

Используя этот принцип, в Великобритании намерены построить волновую станцию «Archimedes Wave Swing» («Архимедово волновое качание», AWS). Это погружная станция, верхние части которой находятся на глубине 6, а нижние – 40 м. Ее главный элемент – пустотелый цилиндр высотой 30 м. В процессе прохождения волны верхняя подвижная часть периодически сдвигается вниз, сжимая газ внутри полости цилиндра, а потом под давлением сжатого газа

возвращается в исходное положение. Челночное механическое движение преобразуется во вращательное движение электрогенератора. Одна такая «банка» весом 800 т и стоимостью 4 млн евро имеет мощность 500 кВт. Недостаток – довольно высокая себестоимость получаемой электроэнергии, на порядок дороже электроэнергии ТЭС. Но перспективы весьма заманчивы: с помощью таких устройств планируют получать мощность 150 МВт с квадратного километра; разработчики надеются уменьшить стоимость установок за счет поточного производства ее конструктивных модулей и поточного же строительства.

Одним из преимуществ идеи «бристольского цилиндра» является то, что после настройки на оптимальную частоту он не отражает энергию других частот, а дает ей возможность распространяться далее, где она может быть использована другими преобразователями.

Как модификацию этой идеи можно рассматривать устройство «Searaser» (что можно перевести как «морской наполнитель»); как и весь проект под названием «Dartmouth Wave Energy», это – плод усилий британского изобретателя Элвина Смита (Alvin Smith).

На первый взгляд, это давно известный волновой генератор, созданный на основе качающегося вверх-вниз поплавка. Но особенность конструкции Смита в том, что никаких электрических систем в поплавке нет.

В основе установки – два поплавка (рис. 15.7), которые установлены один над другим и способны двигаться (перемещаться) относительно друг друга. Нижний поплавок закреплен на дне, а верхний перемещается в соответствии с характером волнения на поверхности. Между поплавками находится насосная станция, а попросту –

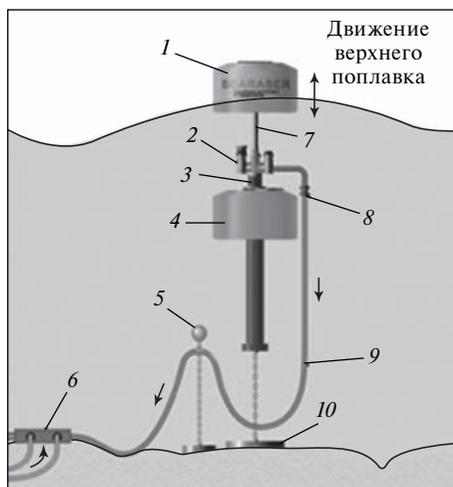


Рис. 15.7. Схема поплавковой системы Смита:

- 1 – верхний поплавок;
- 2 – клапаны;
- 3 – приливная колонна;
- 4 – нижний поплавок;
- 5 – поплавок поддержки шланга;
- 6 – коллектор;
- 7 – поршень;
- 8 – разъем;
- 9 – шланг;
- 10 – якорь

цилиндр с поршнем двойного действия (он качает воду при движении поршня как вверх, так и вниз). Поршень смазывается самой водой, что исключает загрязнение акватории протечками масла. Необычная добавка в конструкцию – автоматическая подстройка высоты положения верхнего поплавка от уровня моря, меняющегося в отлив и прилив. Выполнена эта подстройка в виде телескопической трубы, раздвигающейся и складывающейся под действием сил Архимеда и тяжести. К этой телескопической колонне крепится сам насос с верхним поплавком.

По оценке создателя системы, полномасштабный образец «Seagaser» сможет поднимать воду на высоту до 200 м, что позволит организовать на прибрежной возвышенности накопительный (аккумулирующий) бассейн. Потенциальная энергия поднятой в аккумулярующий бассейн воды может использоваться для вращения гидрогенераторов, располагаемых на уровне моря. Один полноразмерный поплавок «Seagaser» развивает мощность 250 кВт. Но в одном комплексе могут работать десятки и сотни насосов, направляющих воду в единое водохранилище. Поэтому коллектор на дне нужен, чтобы объединить напорные шланги от нескольких поплавков-насосов в единый трубопровод, идущий к аккумулялирующему водоему.

По сути дела система «Seagaser» представляет собой ГАЭС, отличие которой от традиционных ГАЭС заключается, во-первых, в том, что ее заряд производится не за счет электроэнергии, полученной от энергосистемы, а за счет энергии волн, и, во-вторых, она не нуждается в строительстве нижнего бассейна, роль которого выполняет море. Как и обычная ГАЭС, система «Seagaser» выполняет функцию регулятора, оперативно реагируя на колебания спроса и предложения электроэнергии в электрической сети.

В настоящее время волноэнергетические установки используются для энергопитания автономных буев, маяков, научных приборов. Попутно крупные волновые станции могут быть использованы для волнозащиты морских буровых платформ, открытых рейдов, марикультурных хозяйств. Практически началось промышленное использование волновой энергии. В мире уже около 400 маяков и навигационных буев получают питание от волновых установок. В Норвегии с 1985 г. действует первая в мире промышленная волновая станция мощностью 850 кВт. Создание волновых электростанций определяется оптимальным выбором акватории океана с устойчивым запасом волновой энергии, эффективной конструкцией станции, в которую встроены устройства сглаживания неравномерного режима волнения.

Волновая энергоустановка «Каймей» («Морской свет») – самая мощная действующая энергетическая установка с пневматическими преобразователями – построена в Японии в 1976 г. Она исполь-

зует волны высотой до 6–10 м. На барже длиной 80 м, шириной 12 м и водоизмещением 500 т установлены 22 воздушные камеры, открытые снизу. Каждая пара камер работает на одну турбину Уэллса. Общая мощность установки 1000 кВт. Первые испытания были проведены в 1978–1979 гг. близ г. Цуруока. Энергия передавалась на берег по подводному кабелю длиной около 3 км.

В Великобритании разработан проект мощной волновой энергоустановки на основе системы Солтера, состоящей из 20–30 поплавков диаметром 15 м, укрепленных на валу длиной 1200 м. Предполагаемая мощность установки 45 тыс. кВт.

Ученые давно работают над проблемой использования океанского прибоа. По подсчетам специалистов, волна с амплитудой 1,5 м и длиной 15 м имеет мощность 4,3 кВт; с амплитудой 3 м – 17,9 кВт, с амплитудой 6 м – 220 кВт. Однако использование этой энергии технически очень сложно, так как эти волны в основном разрушают, а не созидают. Они разрушают причальные стенки, волноломы, перемещают большие массы песка и камней. Промышленно использовать потенциал прибоа пока не удается.

15.4. Использование энергии океанских течений

Наиболее мощные течения океана – крупный потенциальный источник энергии. Механическая мощность, которую можно извлечь из океанского течения, определяется тем же соотношением, которое используется для оценки этой величины в ветроэнергетике

$$P = 1/2 \cdot k S \rho V^3,$$

где k – коэффициент преобразования;

S – площадь, перекрываемая концентратором энергии в потоке, м²;

ρ – плотность воды, кг/м³;

V – скорость течения, м/с.

Коэффициент преобразования энергии, зависящий от типа турбин, для ориентировочной оценки можно принять равным 0,6 для свободно вращающегося рабочего колеса и 0,75 для того же колеса в насадке.

Приведенное соотношение позволяет в какой-то мере проанализировать технические возможности электростанций в океанских течениях.

Современный уровень техники позволяет извлекать энергию течений при скорости потока более 1 м/с, при этом мощность от 1 м² поперечного сечения потока составляет около 1 кВт. Напомним, что преобразование энергии излучения Солнца в средних широтах позволяет с 1 м² поверхности получить мощность примерно 100 Вт.

Следовательно, для получения мощности 100 МВт концентратор солнечной энергии будет занимать площадь, равную 1 км², а для концентрации энергии океанского течения потребуется перекрыть поток в этом течении в 10 раз меньше, причем при возрастании скорости течения эта площадь еще уменьшится. Отсюда следует логический вывод, что концентраторы солнечной энергии с постепенно наращиваемой конструкцией с технико-экономической точки зрения целесообразнее размещать не на Земле, а в космосе. Размещение же концентраторов энергии морских течений с постепенно наращиваемой конструкцией может осуществляться в Мировом океане на такой глубине, где не будет вызывать проблем, связанных, например, с судоходством или рыболовством. К тому же достаточное заглубление океанской электростанции надежно защитит ее от волн и штормов на поверхности океана.

Отчуждение огромных площадей на Земле для проектов, связанных с использованием солнечной энергии, а также высокая стоимость защиты солнечных установок от воздействия окружающей среды во многих случаях позволяет по этим показателям отдать предпочтение энергетическим проектам, использующим энергию океанских течений.

Строительство крупных ветровых турбин (диаметром до 200 м) практически невозможно из-за ограничений, связанных с прочностью материала и массовыми (весовыми) характеристиками подобных устройств. Для турбин, работающих в морской среде, массовые ограничения менее существенны из-за действия на элементы конструкции силы Архимеда. Повышенная плотность воды позволяет, кроме того, уменьшить столь существенное для воздушных турбин воздействие вибраций, вызывающих усталостное разрушение материалов. Известно, что для турбины в насадке при установленной мощности 40 МВт, при скорости течения 1,5 м/с понадобится рабочее колесо диаметром 200 м. Такие размеры для турбины, работающей в морской среде, по прочностным соображениям вполне допустимы.

Для эффективного использования течений важно, чтобы они имели определенные характеристики. В частности, требуются высокие скорости потоков, достаточная их устойчивость, удобная для строительства и обслуживания топография дна и побережья и т. д. Таким требованиям могут отвечать многие известные течения глобального океанского «конвейера» в Мировом океане. В них энергия настолько сконцентрирована, что не должно возникать сомнений в перспективности разработок многих технических идей для этого вида энергетики.

Если взять за эталон течение со скоростью 1 м/с, то на земном шаре найдется достаточно мест для размещения электростанций в океанах и вблизи их берегов (рис. 15.8). Особенно интересен в этом

отношении Атлантический океан (Гольфстрим, Северное Пассатное, Бенгельское, Гвинейское, Флоридское течения). В Тихом океане внимание привлекают течение Куроисио и экваториальные течения, которые использовались древними цивилизациями при освоении новых тихоокеанских островов и континентов. Могут быть также использованы течения в различных проливах: Гибралтарском, Бабель-Мандебском, в Ла-Манше, между островами Курильской гряды и т. д. В этих проливах можно использовать не только поверхностные, но и глубинные потоки, часто имеющие противоположные поверхностным направления течения и обладающие требуемыми скоростями. В узких и не слишком глубоких проливах системы Ла-Манш и в проливах между некоторыми островами Курильской гряды нередки течения со скоростями до 10 м/с.

Однако практическое создание океанских электростанций на энергии течений связано с рядом технических трудностей, прежде всего с созданием энергетических установок больших размеров, представляющих потенциальную угрозу судоходству. В качестве других недостатков преобразователей энергии океанских течений следует отметить подверженность этих конструкций обрастанию и коррозии, а также сложности передачи энергии.

По аналогии с ВЭУ, существующие преобразователи энергии течений можно условно разделить на две группы. К первой относятся те, которые работают на принципе преобразования скоростного напора во вращательное движение турбин. Ко второй группе относятся преобразователи, использующие другие физические принципы (объемные насосы, упругие преобразователи и др.).

Для характеристики способов установки преобразователей можно выделить две основные схемы: сооружения, закрепляемые на морском дне, и сооружения, плавающие в толще воды и заякоренные ко дну.

Самым древним устройством из первой группы является водяное колесо. До сих пор создаются различные варианты этого устройства для водной энергетики. При этом существуют две тенденции:

- совершенствование характеристик колеса (конструкций ферм, концентраторов-лопастей, механизмов передачи энергии, расположения в потоке, применение современных материалов и т. д.);

- принципиальное изменение конструкции.

В процессе эволюции появилось водяное колесо-транспортёр (ленточное колесо), принципиальная схема которого представлена на рис. 15.9.

Ленточное колесо оказывается более компактным, менее материалоемким, менее подверженным воздействию среды. Эффективность преобразования скоростного напора повышается за счет того, что сразу несколько лопастей оказываются под воздействием потока.

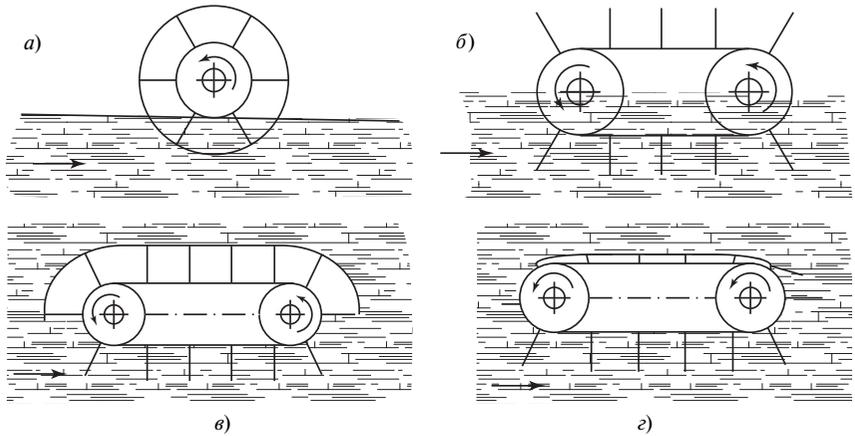


Рис. 15.9. Эволюция водяного колеса:

а) колесо-прототип; б) ленточное колесо на плавучем основании; в) ленточное колесо в толще потока; г) ленточное колесо со складными лопастями

Лопастям на ленточном колесе необходимо устанавливать с таким расчетом, чтобы исключалось взаимное влияние в потоке: в этом случае каждая из них получит максимально возможную энергию.

Наибольшие надежды гидроэнергетики, занимающиеся разработкой преобразователей энергии океанских течений, связывают с агрегатами, с помощью которых могут быть получены значительные единичные мощности. В качестве вариантов таких устройств рассматриваются рабочие колеса в виде свободного пропеллера, пропеллера в насадке, водяной аналог турбины Дарье, системы с управляемым крылом (рис. 15.10).

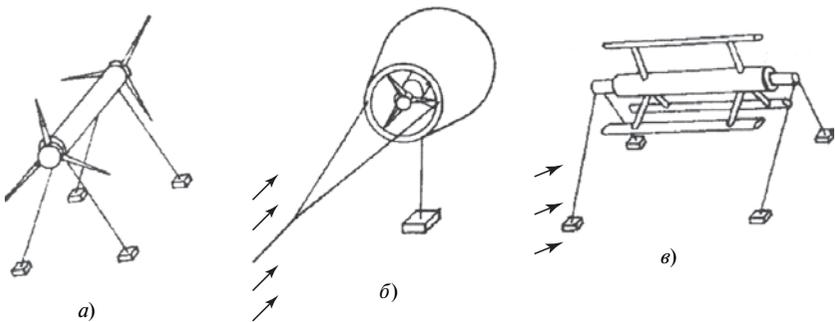


Рис. 15.10. Варианты схем перспективных турбин для океанских ГЭС:

а) свободный ротор; б) ротор в насадке; в) ротор, устанавливаемый поперек потока

Наилучшими показателями обладает турбина, выполненная в виде рабочего колеса с горизонтальной осью в насадке. Это объясняется тем, что такое рабочее колесо меньше возмущает поток, не так сильно, как свободное, вовлекая жидкость во вращательное движение. Насадок как бы отделяет возмущенную часть потока от невозмущенной и в то же время обеспечивает некоторую концентрацию потока. Форму насадка выбирают с таким расчетом, чтобы обеспечить плавное безотрывное течение потока на подходе к турбине, сделать всю систему устойчивой на потоке, максимально снизить завихренность потока на выходе из нее.

Увеличения мощности одного такого агрегата можно достигнуть за счет удлинения крыла. По сравнению с ветровыми преобразователями океанские турбины в этом отношении имеют преимущество: критический размер крыла, при котором достигается предел прочности материалов, для такой турбины выше. Но существуют ограничения и для водной среды: при слишком большой длине крыла на смену изгибающим моментам, создаваемым под действием силы тяжести, приходят моменты, создаваемые силой давления потока.

Другое ограничение диаметра рабочего колеса связано с технологическими трудностями при постройке и монтаже столь громоздких сооружений в океане. Специалисты сходятся во мнении, что диаметр турбин в насадках не превысит 200 м. Накопленный к настоящему времени опыт строительства эксплуатационных платформ для добычи нефти и газа водоизмещением в сотни тысяч тонн показывает, что соизмеримые по габаритам сооружения могут быть созданы и в целях энергетики.

Представленные «колесный» и «ленточный» варианты рабочих колес могут быть дополнены другими известными устройствами этого класса. Например, в одном из устройств плоскости лопастей установлены под углом к потоку, в результате чего все лопасти работают одновременно.

Известны американские проекты по программе «Кориолис», предусматривающей установку во Флоридском проливе, в 30 км восточнее города Майами 242 турбин, каждая с двумя рабочими колесами диаметром 168 м, которые вращаются в противоположных направлениях. Пара рабочих колес размещается внутри полой камеры из алюминия, обеспечивающей плавучесть турбины. Для повышения эффективности лопасти колес предполагается сделать достаточно гибкими. Вся система «Кориолис» общей длиной 60 км будет ориентирована по основному потоку. Ее ширина (при расположении турбин в 22 ряда по 11 турбин в каждом) составит 30 км. Агрегаты предполагается отбуксировать к месту установки и заглубить на 30 м, чтобы не препятствовать судоходству. Полезная мощность каждого

агрегата с учетом потерь на собственные нужды и при передаче мощности на берег составит 43 МВт. Опытный образец такой турбины диаметром 1,5 м испытан во Флоридском проливе; были сообщения о разработке турбины с рабочим колесом диаметром 12 м и мощностью 400 кВт.

Аналогичные эксперименты проводятся у побережья Великобритании.

К преобразователям скоростного напора относятся также различные устройства с винтовыми поверхностями, причем существуют варианты с внешним и внутренним обтеканием.

Большой интерес у специалистов вызывает оригинальная конструкция геликоидной турбины Горлова (от греч. «геликс» — «спираль» и «эйдос» — «вид»), которая по сути представляет собой ротор Дарье. Роторы Дарье обычно применяются для преобразования энергии ветра в различных ветродвигателях. Преимущество такого ротора в том, что направление его вращения не зависит от направления потока воздуха или воды. Обычно у роторов Дарье применяют две лопасти, тогда как у турбины Горлова их три. Закрученность лопастей вокруг вертикальной оси преодолевает известный недостаток прямолопастных роторов: неизбежный срыв пограничного слоя, резко увеличивающий лобовое сопротивление крыла. Действительно, изогнутая по спирали лопасть пересекает границу критического угла атаки не одновременно всей длиной, а плавно втягиваясь в нее небольшим сегментом. При этом точка срыва потока будет скользить вдоль поворачивающегося крыла, смещаясь по вертикали. За счет этого к.п.д. турбины значительно выше, чем у свободнопоточных турбин других типов. Эта турбина, изготовленная из пластика, имеет следующие параметры: диаметр 50 см, длина (высота) 84 см, вес 35 кг. Эластичное покрытие поверхности лопастей уменьшает трение о воду и исключает налипание водорослей и моллюсков, а форма и количество лопастей обеспечивают необходимую проходимость.

В США фирмой «Гольфстрим энержи» разрабатывается проект строительства океанской электростанции мощностью 136 МВт с использованием турбины Горлова на Гольфстриме во Флоридском проливе, где перемещается 25 млн м³/с.

Что будет представлять собой эта электростанция? Металлическую платформу с энергетическим оборудованием погрузят на глубину и закрепят якорями. Станция состоит из большого количества отдельных секций. Каждая секция представляет собой 16 турбин, жестко соединенных и образующих вертикальную конструкцию длиной 13 м. Электрогенератор в водонепроницаемой оболочке установлен на ее верхнем конце. Мощность одного генератора — 38 кВт.

Для проектируемой станции мощностью 140 МВт понадобится установить 3700 таких секций.

Полученную электроэнергию можно либо передавать на материк, либо использовать в непосредственной близости на специально оборудованном судне для электролиза морской воды и получения жидкого водорода.

Электростанция на Гольфстриме может стать «первой ласточкой» в освоении энергии Мирового океана, имеющего много достаточно мощных течений. Японские ученые, например, проявившие большой интерес к экспериментам с турбиной Горлова, говорят о большой эффективности подобных сооружений на тихоокеанском течении Курошио. О его колоссальном энергетическом потенциале позволяют судить следующие цифры: у южной оконечности острова Хонсю ширина течения составляет 170 км, глубина проникновения — до 700 м, а объем потока — около 38 млн м³/с.

В перспективе широкое использование океанских электростанций позволит Японии обеспечить электроэнергией так называемые морские города в Тихом океане. Долгосрочный проект японских ученых предусматривает постепенное переселение значительной части жителей на искусственные острова. Это поможет не только улучшить экологическую обстановку, но и справиться с перенаселением страны. Пока программа находится в стадии разработки; ведутся консультации с лабораторией Горлова. Однако уже сейчас свою заинтересованность в проекте высказало также правительство Тайваня.

Для решения конструктивных проблем турбин для океанских электростанций, использующих энергию течений, проводятся исследования в следующих направлениях.

1. Разработка технологии изготовления океанских концентраторов энергии низкой стоимости с необходимыми рабочими характеристиками при малой массе. С этой целью необходимо изучить возможности уменьшения стоимости элементов их конструкций путем автоматизации производства и применения новых перспективных материалов.

2. Определение возможности использования существующих материалов или необходимости создания новых, необходимых для постоянно работающих в морской воде силовых конструкций и поворотных механизмов преобразователей.

3. Разработка методических руководств и средств обслуживания океанских электростанций. Первые разработки таких устройств должны опираться на результаты полунатурных экспериментальных исследований проблем обслуживания гигантских конструкций в морской воде — с учетом подверженности этих конструкций обрастанию и коррозии, трудностей передачи энергии потребителю.

Необходима разработка технологии монтажа и демонтажа оборудования и составных частей станции, которая, очевидно, во многом может использовать приемы и способы, применяемые в судостроении и космонавтике.

4. Разработка систем, обеспечивающих ориентацию и управление пространственным положением станции как непосредственно в океанском течении, так и во время профилактических работ на поверхности океана.

5. Исследование проблем, связанных с передачей энергии от генератора до потребителей; разработка критериев и оценка эффективности совместной работы энергетического оборудования.

6. Исследование возможности транспортировки персонала, оборудования и грузов, необходимых для обеспечения нормальной эксплуатации станций.

Обзор проблем и устройств по преобразованию и использованию энергии океанских течений позволил украинским исследователям разработать общую схему компоновки электростанции (для ленточного типа преобразователя), в определенной степени свободную от недостатков существующих проектов. Один из фрагментов такой компоновки показан на рис. 15.11.

Отметим лишь главные конструктивные особенности предлагаемой компоновки океанской электростанции, использующей энергию течений. Преобразователи и электрогенераторы установлены в океанском течении на платформе, удерживаемой якорями. Узлы крепления платформы и якорей позволяют осуществить необходимую ориентацию станции относительно направления океанского течения.

Конструкция преобразователей энергии, электрогенераторов и поддерживающих платформ позволяет осуществить блочную сборку всех составных частей станции. Единичные блоки станции, в свою очередь, способны неограниченно наращиваться по количеству в пространстве океанских течений по всем направлениям. При необходимости проведения профилактических или ремонтных работ станция или ее отдельные блоки поднимаются на поверхность океана поддерживающими платформами.

Принцип работы и конструкция выбранного типа преобразователя с неограниченно наращиваемыми концентраторами энергии позволяют строить в океане электростанции практически любой мощности. В связи с тем, что стоимость энергии, получаемой традиционными способами, постоянно повышается, ресурсы ископаемых видов топлива истощаются, а мировая потребность в энергии неуклонно растет, исследования и разработки по совершенствованию преобразователей энергии для электростанций в океанских течениях

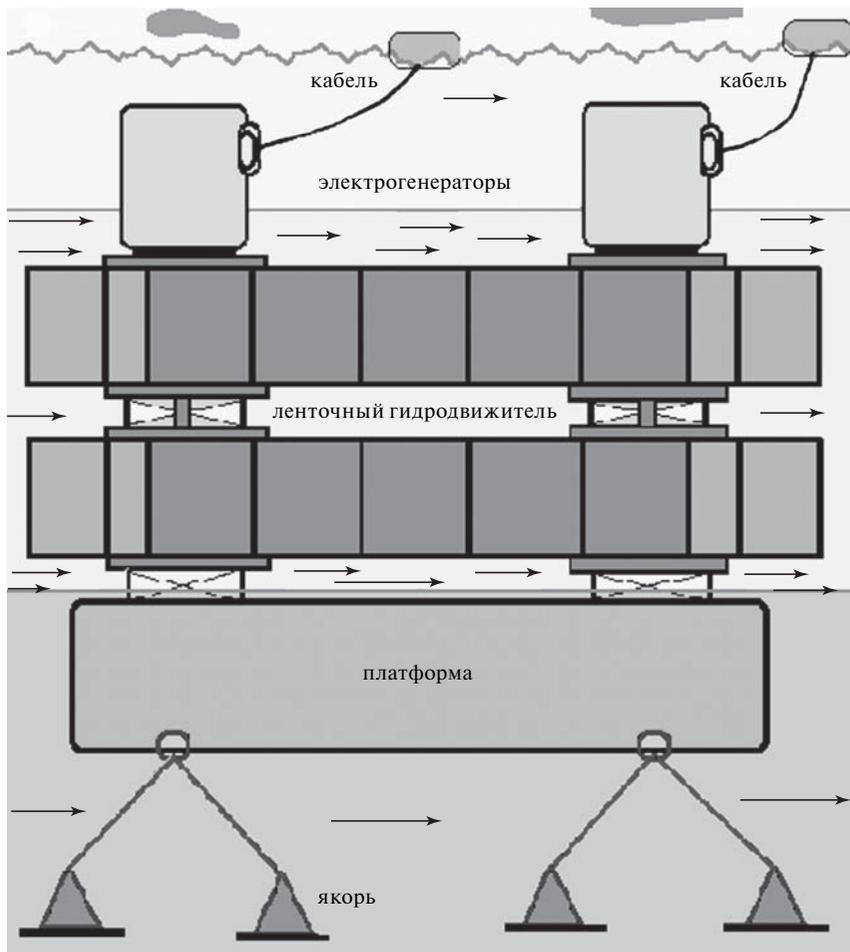


Рис. 15.11. Компоновка океанской электростанции с ленточным преобразователем

следует признать не только перспективными, но и приоритетными. Строительство таких электростанций уже в ближайшее время весьма целесообразно, так как они позволят проверить надежность и эффективность преобразователей. Они также позволят изучать свойства течений и тех последствий, которые возникнут при массовой установке подобных станций во многих течениях глобального океанского конвейера. Основываясь на опыте первых океанских электростанций, можно получить технико-экономические данные для будущего развития океанской энергетики.

Несколько десятилетий назад люди мало знали о процессах, скрытых толщей поверхностных вод, о спонтанно возникающих гигантских вихрях в открытом океане. Сейчас известны примеры и «постоянно действующих» вихрей.

Один такой вихрь находится в 400 км от о. Огасавара (Япония) в Тихом океане. Его диаметр около 200 км. Он поднимается с глубины 3 км почти до поверхности и примерно раз в 100 дней изменяет направление вращения на противоположное. Удельные энергетические характеристики этого водоворота значительно выше, чем у океанских течений. Однако физическая природа этих гигантских вихрей изучена пока очень слабо, а проблема возможного использования их потенциала для извлечения энергии еще ждет своих исследователей.

15.5. Преобразование тепловой энергии океана

Мировой океан – крупнейший естественный коллектор солнечного излучения. В нем между теплыми, поглощающими солнечное излучение поверхностными водами и более холодными придонными существует разность температур в 10–20 °С. Это обеспечивает непрерывно пополняемый запас тепловой энергии, которая может быть преобразована в другие виды энергии. Сам термин «преобразование тепловой энергии океана» – «ocean thermal energy conversion» (ОТЕС) – означает преобразование некоторой части этой тепловой энергии в механическую работу и далее в электроэнергию.

Идея использования тепловой энергии, накопленной тропическими и субтропическими водами океана, была предложена еще в конце XIX века. Первые попытки реализации этой идеи были предприняты в 30-х годах прошлого столетия и показали ее перспективность.

Преобразование тепловой энергии, запасенной океаном, требует создания тепловой машины, тем или иным способом использующей естественный перепад температур между прогретыми поверхностными и охлажденными глубинными слоями вод.

В первом приближении доля преобразуемой энергии может быть определена через к.п.д. термодинамического цикла Карно как $\Delta T/T$, где ΔT – величина перепада температур между нагревателем и холодильником; T – абсолютное значение температуры нагревателя.

Первая такая оценка была выполнена в 1977 г. Она базировалась на том, что в среднем по Мировому океану разность температур между поверхностью и глубинами примерно в 400 м составляет 12 °С, лишь в некоторых районах вблизи экватора достигая 20 °С. Эта оценка показала, что возможная величина запасенной тепловой энергии составляет $15 \cdot 10^{23}$ Дж = $15 \cdot 10^{17}$ МДж = $4,2 \cdot 10^{17}$ кВт·ч.

Определение ресурсов океанской тепловой энергии будет не полным, если не учитывать потенциальные возможности еще двух перепадов температур, существующих между приповерхностными слоями воздуха и поверхностными слоями воды, а также между придонными водами и породами, слагающими дно. Эти ресурсы пока не оценены, однако уже ведутся работы по созданию действующих моделей преобразователей, использующих первый перепад, представляющий особый интерес для Арктики, где в зимнее время (практически не менее 8 месяцев в году) температуры воздуха ниже -20°C при относительно постоянных температурах воды подо льдом ($+2 - +3^{\circ}\text{C}$). Расчеты показывают, что при таком перепаде температур каждый 1 м^3 морской воды, будучи пропущен за 1 с через преобразователь, позволит получить около 10 кВт мощности при к.п.д. установки 5 %.

Схема установки, работающей по замкнутому циклу Ренкина, приведена на рис. 15.12. В такой системе с помощью теплых поверхностных вод, прокачиваемых насосом через теплообменник испарителя, превращают в пар какое-либо подходящее рабочее тело (аммиак, фреон, пропан и др.), создают пар повышенного давления, давая ему возможность расширяться при переходе через вращаемую турбину в холодильник, где пар конденсируется при контакте с охлаждаемыми поверхностями второго теплообменника, омываемого глубинной водой.

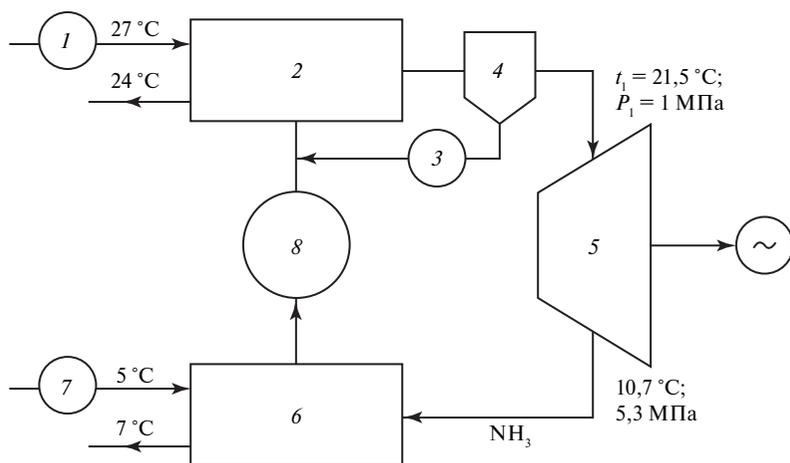


Рис. 15.12. Схема термальной установки, работающей по замкнутому циклу: 1 – насос теплой воды; 2 – испаритель; 3 – насос осушителя парообразного рабочего тела; 4 – осушитель; 5 – турбина с генератором; 6 – конденсатор; 7 – насос для забора холодной воды; 8 – насос для подачи рабочего тела

При теоретическом к.п.д. такой системы, равном 7,3 %, реальный к.п.д. (с учетом конструктивных ограничений и потерь на собственные нужды станции) составляет примерно 2,5 %. Это, в свою очередь, означает, что для получения 1 МВт «полезной» мощности через теплообменники такой станции должно пройти не менее 40 МВт тепловой мощности. Именно поэтому океанские ТЭС (ОТЭС) требуют огромных расходов теплой и холодной воды, измеряемых в тысячах кубометров в секунду.

Для того чтобы представить себе, что представляет собой реальная промышленная ОТЭС, можно указать такие ориентировочные цифры: плавучая станция мощностью 40 МВт должна иметь водоизмещение примерно 70 тыс. т, диаметр трубопровода холодной воды – 10 м и рабочую поверхность теплообменника – около 45 тыс. м².

Схема установки, работающей по *открытому циклу Клода*, показана на рис. 15.13. В качестве рабочего тела здесь использована морская вода, подаваемая в испаритель через деаэратор, который освобождает воду от растворенных в ней газов. Предварительно из полостей испарителя и конденсатора удаляется воздух, так что давление над поверхностью жидкости определяется только давлением насыщенных паров, которое зависит от температуры. При характерных для ОТЭС температурах этот перепад составляет примерно 1,6 кПа (0,16 атм.), тогда как при замкнутом цикле этот перепад составляет

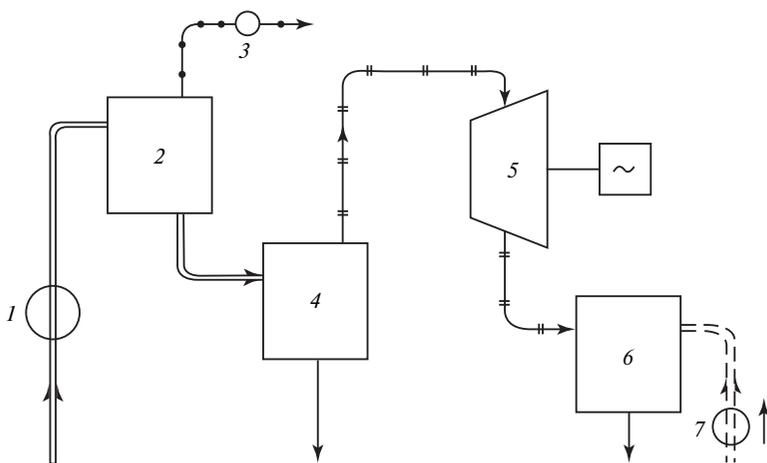


Рис. 15.13. Схема ОТЭС, работающей по открытому циклу Клода:

1 – насос теплой воды; 2 – деаэратор; 3 – вакуумный насос; 4 – испаритель; 5 – турбина с электрогенератором; 6 – конденсатор; 7 – насос для подъема холодной воды

500 кПа. Под действием этого перепада пары воды приводят в движение турбину и потом попадают в конденсатор, где превращаются в жидкость.

Основное отличие цикла как раз и состоит в малости перепада давлений, что требует соответствующих гигантских турбин диаметром несколько десятков метров. Это основной технический недостаток открытого цикла. Основное же достоинство — отсутствие гигантских нетехнологичных теплообменников. Кроме того, при работе систем открытого цикла могут быть получены большие количества пресной воды, что немаловажно для жаркого пояса планеты.

Идея использования перепада температур между холодным воздухом и незамерзающей (теплой) водой подо льдом Арктики была впервые высказана во Франции А. Баржо, развившим идею Д'Арсонваля о преобразовании тепловой энергии, запасенной в океане. В нашей стране с ее протяженным арктическим шельфом работы в этой области всегда вызывали интерес. Этой темой в свое время занимались российские ученые Г. Покровский, В. М. Марочек, А. К. Ильин и В. В. Тикменов.

Особенность работы таких станций — так называемый «треугольный» цикл: нагрев и испарение рабочего тела в результате политропного процесса, адиабатное расширение через турбину, изотермическое сжатие при подаче в испаритель с одновременным отводом избыточного тепла в холодильник. К.п.д. такого цикла, как показано в одной из работ А. К. Ильина, ниже к.п.д. термического цикла Карно примерно в 2 раза.

Расчеты показывают, что удельная мощность, получаемая с 1 м² площади океана при разности температур воды и воздуха 10 °С составляет примерно 18 кВт/м², при разности температур 20 °С — 60 кВт/м², при разности температур 30 °С — 125 кВт/м².

Хотя идея использования перепада температур между холодным воздухом и незамерзающей (теплой) водой подо льдом Арктики очень привлекательна, учитывая протяженность арктического побережья, наиболее экономичное место для размещения ОТЭС — тропики. Учитывая это, США построили лабораторию на Гавайях. Активно ведутся работы в этом направлении в Японии, Индия в 2000 г. запустила плавучую электростанцию мощностью 1 МВт и продолжает финансирование исследований.

Кроме термодинамических циклов для преобразования запасенного тепла океана может быть использована схема прямого термоэлектрического преобразования.

На рис. 15.14 показана схема, в основе действия которой — явление Зеебека, заключающееся в возникновении разности потенциалов в электрической цепи, составленной из материалов с различной

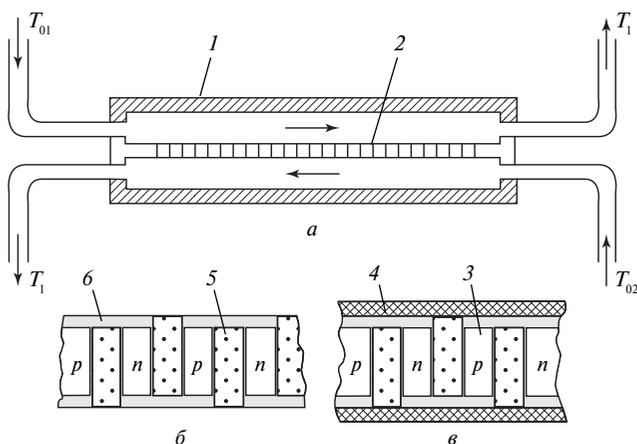


Рис. 15.14. Схема ОТЭС с прямым преобразованием тепловой энергии в электрическую:

а) устройство отдельного блока: 1 – кожух; 2 – термоэлектрический генератор; б) и в) варианты устройства термоэлектрического преобразователя: 3 – полупроводниковые элементы с *n*- и *p*-проводимостью; 4 – поверхностное изолирующее покрытие; 5 – изолятор; 6 – соединительные шины

концентрацией носителей заряда, места соединений которых нагреты до разных температур.

Действие такой системы полностью описывается законами термодинамики, а к.п.д. полупроводникового преобразователя достигает 10 %, то есть значительно больше, чем у систем, работающих по циклу Ренкина и Клода. Кроме того, в таких ОТЭС потери на собственные нужды станции могут быть сведены к минимуму. Величина термо-ЭДС для полупроводниковых пар может достигать нескольких милливольт на градус. Другое достоинство полупроводниковых систем – возможность обеспечения достаточно высокой теплоизоляции между нагревателем и холодильником, что влияет на к.п.д. системы.

К недостаткам таких систем относятся достаточно высокая стоимость материалов и необходимость изолировать спаи от непосредственного контакта с морской водой, так как в этом случае происходит шунтирование (через воду) соседних элементов, обладающих высоким собственным сопротивлением, и, следовательно, снижение выходной мощности. В свою очередь, изолирование спаев не только приводит к удорожанию преобразователей, но и к ухудшению показателей их работы. Работы, выполненные группой исследователей из университета Осаки (Япония), показывают, что при отсутствии

изолятора в несколько раз увеличивается съём полезной мощности. Однако необходимо иметь в виду, что в опытах японских исследователей использовалась не сама морская вода, а фторуглеродистые соединения.

ОТЭС, созданные на принципе прямого термоэлектрического преобразования, могут быть применены для обеспечения электроэнергией комплексов подводной добычи полезных ископаемых на океанском дне.

15.6. Другие виды энергии океана

Гидроосмотические электростанции. Прежде всего напомним физический принцип осмотического давления. Если раствор соленой воды отделен от чистой воды мембраной, которая является непроницаемой для соли, вода будет проникать из объема с чистым растворителем в соляной раствор. Движущая сила данного процесса называется «осмотическим давлением». Его величина зависит от концентрации солей, а также числа ионов в растворе. Для того чтобы вода потекла обратно из раствора соли в чистую воду, раствор должен быть подвергнут воздействию гидростатического давления, большего, чем его осмотическое давление. Это принцип «обратного осмоса».

Соленая вода океанов и морей таит в себе огромные неосвоенные запасы энергии, которая может быть эффективно преобразована в другие формы энергии в районах с большими градиентами солености. Это, например, устья крупнейших рек мира, таких как Амазонка, Парана, Конго и др. Осмотическое давление, возникающее при смешении пресных речных вод с солеными, пропорционально разности в концентрациях солей в этих водах. В среднем это давление составляет 24 атм., а при впадении реки Иордан в Мертвое море — 500 атм. В качестве источника осмотической энергии предполагается также использовать соляные купола, заключенные в толще океанского дна. Расчеты показали, что при использовании энергии, полученной при растворении соли среднего по запасам нефтяного купола, можно получить не меньше энергии, чем при использовании содержащейся в нем нефти.

Работы по преобразованию «соленой» энергии в электрическую находятся в стадии проектов и опытных установок. Среди предлагаемых вариантов представляют интерес гидроосмотические устройства с полупроницаемыми мембранами. В них происходит всасывание растворителя через мембрану в раствор. В качестве растворителей и растворов используются пресная вода — морская вода или морская вода — рассол. Последний получают при растворении отложений соляного купола.

В гидроосмотической камере рассол из соляного купола смешивается с морской водой. Отсюда проходящая через полупроницаемую мембрану вода под давлением поступает на турбину, соединенную с электрогенератором.

Принципиальная схема работы подводной гидроосмотической станции такова. Подводная гидроосмотическая электростанция размещается на глубине более 100 м. Пресная вода подается к гидротурбине по трубопроводу. После турбины она откачивается в море осмотическими насосами в виде блоков полупроницаемых мембран. Остатки речной воды с примесями и растворенными солями удаляются промывочным насосом.

Морские водоросли как источник энергии. В биомассе водорослей, находящихся в океане, заключается огромное количество энергии. Предполагается использовать для переработки на топливо как прибрежные водоросли, так и фитопланктон. В качестве основных способов переработки рассматриваются сбраживание углеводов водорослей в спирты и ферментация больших количеств водорослей без доступа воздуха для производства метана. Разрабатывается также технология переработки фитопланктона для производства жидкого топлива. Эту технологию предполагается совместить с эксплуатацией океанских термальных электростанций, подогретые глубинные воды которых будут обеспечивать процесс разведения фитопланктона теплом и питательными веществами.

Комплекс «Биосоляр». В проекте комплекса «Биосоляр» обособляется возможность непрерывного разведения микроводоросли хлорелла в специальных контейнерах, плавающих по поверхности открытого водоема. Комплекс включает систему связанных гибкими трубопроводами плавающих контейнеров и оборудования для переработки водорослей, располагаемого на берегу или морской платформе. Контейнеры, играющие роль культиваторов, представляют собой плоские ячеистые поплавки из армированного полиэтилена, открытые сверху для доступа воздуха и солнечного света. Они связаны трубопроводами с отстойником и регенератором. В отстойник откачивается часть продукции для синтеза, а из регенератора в контейнеры поступают питательные вещества – остаток от анаэробной переработки в специальном резервуаре (метантенке). Получаемый в нем биогаз содержит метан и углекислый газ.

Предлагаются и совершенно экзотические проекты. В одном из них, например, рассматривается возможность установки термальной электростанции прямо на айсберге. Холод, необходимый для работы станции, можно получать ото льда, а выработанная энергия используется для передвижения гигантской глыбы замороженной пресной воды в те места земного шара, где ее очень мало, например,

в страны Ближнего Востока. Другие авторы предлагают использовать полученную энергию для организации морских ферм, производящих продукты питания.

Мысли ученых постоянно обращаются к неисчерпаемому источнику энергии – океану.

Литература

1. *Агеев В. А.* Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. – Саранск : МГУ им. Н. П. Огарева, 2004.

2. *Коробков В. А.* Преобразование энергии океана. – Л. : Судостроение, 1986.

3. *Сичкарев В. И., Акуличев В. А.* Волновые энергетические станции в океане. – М. : Наука, 1989.

4. *Бернштейн Л. Б.* Приливные электростанции. – М. : Гидроэнергоиздат, 1961.

5. *Усачев И. Н.* Возобновляемая и экологически чистая энергия морских приливов // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

6. *Кудояров Л. И., Бернштейн Л. Б.* Перспективы строительства мощных приливных электростанций // Энергетическое строительство. 1974. № 3.

7. *Лятхер В. М.* Базисная мощность приливных электростанций без плотин // Гидротехническое строительство. 2006. № 11.

8. *Лятхер В. М.* Комплекс приливных электростанций, обеспечивающих заданный график выдачи мощности // Гидротехническое строительство. 2006. № 4.

9. *Лятхер В. М.* Приливные электростанции без напорного фронта // Гидротехническое строительство. 2006. № 4.

10. *Новоженин В. Д., Усачев И. Н., Эрлихман Б. Л.* Приливные электростанции – источники дешевой, экологически чистой возобновляемой энергии // Гидротехническое строительство. 1998. № 12.

11. *Обрезков В. И., Малинин Н. К., Кароль Л. А. и др.* Гидроэнергетика. – М. : Энергоатомиздат, 1981.

Часть IV

**АЛЬТЕРНАТИВНАЯ
ЭНЕРГЕТИКА**

Как-то руководителя английской термоядерной программы, лауреата Нобелевской премии Джона Кокрофта спросили, когда термоядерный реактор даст промышленный ток. Кокрофт ответил: «Через 20 лет». Этот же вопрос ему задали через десяток лет. Ответ был прежним: «Через 20 лет». Журналисты не преминули припомнить Кокрофту его слова десятилетней давности, но невозмутимый англичанин ответил: «Вы видите, я не меняю своей точки зрения».

Термоядерная энергия будет получена тогда, когда она станет необходимой человечеству.

Л. А. Арцимович

В гл. 3 были рассмотрены физические принципы образования энергии, высвобождающейся при делении атомного ядра, основанные на наличии такой характеристики ядерных сил, как дефект масс.

Оказывается, энергия, обусловленная дефектом массы, может выделяться не только при делении, но и синтезе, то есть слиянии легких ядер. В отличие от деления при синтезе нет необходимости в свободных нейтронах. В этом случае задача состоит в том, чтобы, преодолев электрическое отталкивание, сблизить легкие ядра на достаточно малые расстояния друг от друга, где между ними уже начинают действовать ядерные силы притяжения. Если бы можно было заставить четыре атома водорода объединиться с соответствующими превращениями в ядро атома гелия, то при этом выделилась бы огромная энергия.

Чтобы представить себе масштаб этой энергии, рассмотрим простой численный пример. Предположим, что четыре атома водорода соединились вместе с образованием одного атома гелия. Осуществить такую реакцию химическими методами невозможно. В природе такие превращения элементов происходят, по-видимому, в очень горячих звездах. Излучение Солнца, например, поддерживается ядерными реакциями, происходящими по схеме кругового цикла, но подобные реакции при обычных земных температурах невозможны. Пока пренебрежем этим фактом и предположим, что мы хотим получить около 4 кг гелия. Тогда нам потребуется четыре порции

водорода по 1 кг каждая (атомный вес водорода составляет 1,0081, а гелия — 4,0039).

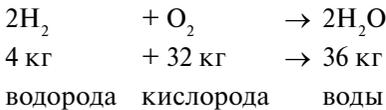
После соединения (превращения) с учетом точных атомных весов получаем

$$4 \times 1,0081 \text{ кг вещества (водорода)} \rightarrow 4,0039 \text{ кг вещества (гелия)}$$
$$\text{или } 4,0324 \text{ кг вещества (водорода)} \rightarrow 4,0039 \text{ кг вещества (гелия)}$$

Разность, равная 0,0285 кг, составляет массу энергии, высвобождающейся в виде излучения, кинетической энергии и т. д. Принимаемая во внимание известное соотношение $E = mc^2$, ожидаем выделения энергии

$$(\Delta m) \cdot c^2 = 0,0285 \text{ кг} \cdot (3,0 \cdot 10^8 \text{ м/с})^2 \approx 2,6 \cdot 10^{15} \text{ Дж} =$$
$$= 2,6 \cdot 10^9 \text{ МДж} = 2,6/3,6 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 720 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для наглядности сравним это значение с «молекулярным синтезом» атомов водорода и кислорода при образовании воды:



с выделением 14 000 больших калорий или 168 кВт·ч.

Получаем, что при использовании того же самого количества водорода, соединяющегося с кислородом воздуха, выделяется энергии в четыре миллиона раз меньше, чем при его превращении в гелий.

Подобный эффект имеет место для любого ядра в периодической системе элементов (кроме водорода): масса ядра всегда меньше суммы масс составляющих его нуклонов. Поэтому при образовании *любого* ядра из протонов и нейтронов (а это теоретически возможно) должна выделяться огромная энергия. Эта энергия называется *энергией связи* ядра. При объединении в ядро составляющие его нуклоны должны потерять часть своей массы, соответствующую энергии связи.

Заставить ядра сблизиться можно с помощью нагрева до высоких температур, когда в результате обычных столкновений ядра смогут сблизиться на столь малые расстояния, чтобы начали действовать ядерные силы и произошел синтез.

Начавшись, процесс синтеза (за счет выделения энергии, соответствующей дефекту массы) сможет дать такое количество тепла, которое необходимо для продолжения процесса синтеза ядер. Такой процесс, по-видимому, и происходит в горячих звездах, в том числе на нашем Солнце. Сгорание водорода в звездах идет с малой скоростью, но гигантские размеры и плотности звезд обеспечивают ис-

пускание огромных потоков энергии в течение миллиардов лет. *Термоядерными* такие реакции называют именно потому, что они возможны только при высокой температуре.

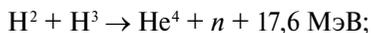
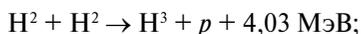
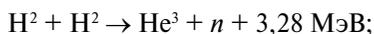
Сами термоядерные реакции синтеза были открыты еще в 30-х годах прошлого столетия в связи с изучением источника энергии, поддерживающего в горячем состоянии Солнце и звезды. Исторически искусственная реакция синтеза была осуществлена на 4 года раньше реакции деления. В 1934 г. в лаборатории Э. Резерфорда был проведен синтез ядер дейтерия с получением трития. Однако сложилась парадоксальная ситуация: на энергии деления ядер урана уже давно работают АЭС, тогда как управляемый синтез легких ядер до сих пор не дает положительного баланса энергии.

Что касается наших земных возможностей, то синтез ядер обычного водорода требует слишком высоких температур или же слишком большого времени (за которое успевают происходить случайные столкновения необычайной силы), чтобы этот процесс можно было использовать. Ядра тяжелого водорода – дейтроны – легче синтезировать, но это также задача исключительной трудности. Лучше использовать тритоны, то есть еще более тяжелые ядра водорода, для соединения их с ядрами обычного водорода или дейтерия. Однако сам тритий (сверхтяжелый водород) нужно получать в специальном, дорогостоящем и технически чрезвычайно сложном реакторе.

Долгое время исследования ядерных реакций были засекречены – в связи с созданием атомного и водородного оружия. Но весной 1956 г. И. В. Курчатов – ведущий советский физик, возглавлявший работы по созданию атомной и водородной бомбы, находясь в Великобритании в составе советской правительственной делегации, выступил в Харуэллском атомном центре с лекцией о фундаментальных исследованиях, проводимых в Советском Союзе. В своем выступлении он рассказал об экспериментах по использованию тех же ядерных реакций, которые идут в водородной бомбе, в мирных целях – для производства электроэнергии. Примеру Советского Союза последовали США и Великобритания, завеса секретности с этих работ была снята. В 1956–1958 гг. одна за другой состоялись три международные конференции, где ученые разных стран обнародовали результаты работ, которые велись уже в течение нескольких лет в обстановке глубочайшей секретности.

Теоретически осуществлять реакцию синтеза можно, используя любые вещества, от водорода до железа, но кулоновские силы отталкивания тяжелых ядер настолько велики, что при наличии теоретической возможности практически осуществить ее невозможно. Поэтому трудности преодоления кулоновских сил отталкивания заставили сосредоточиться на реакциях с участием самых легких

ядер – изотопов водорода, гелия, лития. При участии этих элементов возможно осуществить довольно много разных реакций ядерного синтеза. Приведем для примера некоторые из них:



где n – нейтрон; p – протон.

Именно эти реакции представляют наибольший интерес для решения проблемы управляемого термоядерного синтеза. В особенности привлекательна третья реакция, сопровождающаяся большим энерговыделением и протекающая со значительной скоростью. Однако тритий радиоактивен (период полураспада 12,3 года) и не встречается в природе. Следовательно, для обеспечения работы предполагаемого термоядерного реактора, использующего в качестве ядерного горючего тритий, должна быть предусмотрена возможность воспроизводства трития. С этой целью рабочая зона рассматриваемой системы может быть окружена слоем легкого изотопа лития, в котором будет идти процесс воспроизводства трития: $\text{Li}^6 + n \rightarrow \text{H}^3 + \text{He}^4$.

Долгое время главной проблемой осуществления управляемого ядерного синтеза было обеспечение устойчивости искусственной реакции. В 1945 г. на Сахалине у учащегося вечерней средней школы Олега Лаврентьева (будущего академика) блеснула дерзновенная идея, которая сулила создание искусственного солнца. Как позднее писал сам Олег Александрович, он «сформулировал принцип тепловой изоляции электрическим полем полностью ионизированного газа с целью промышленной утилизации термоядерных реакций» и направил предложение прямо в адрес И. В. Сталина. Письмо осталось без ответа, но повторное предложение в ЦК ВКП(б) сработало мгновенно. В 1954 г. эта идея, оказавшаяся весьма плодотворной, была экспериментально воплощена в Институте атомной энергии им. И. В. Курчатова. Так появилась первая исследовательская термоядерная установка, которая по предложению А. Д. Сахарова и И. Е. Тамма, рассчитавших ее первый проект, была названа *токамаком* (тороидальная камера с магнитными катушками). Первый токамак был создан под руководством академика Л. А. Арцимовича в 1960-е годы. В его камере, заполненной смесью изотопов водорода, при температуре в сотни миллионов градусов происходила термоядерная реакция синтеза инертного газа гелия с выделением обладающих огромной энергией нейтронов. На рис. 16.1 представлена фотография одного из первых токамаков, созданных в Институте атомной энергии, а на рис. 16.2 – наиболее мощный современный

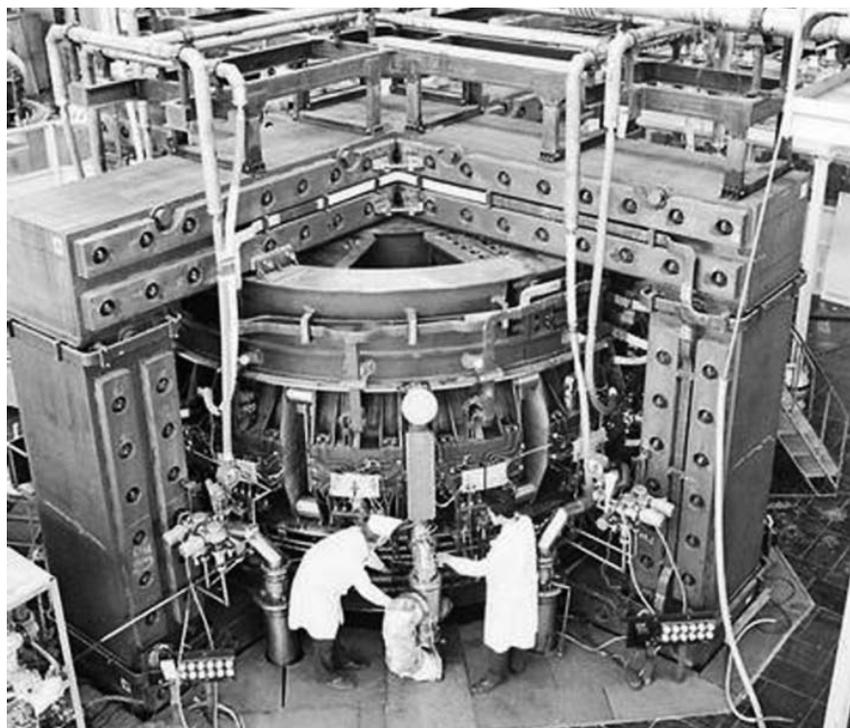


Рис. 16.1. Один из первых токамаков Института ядерной энергии им. И. В. Курчатова

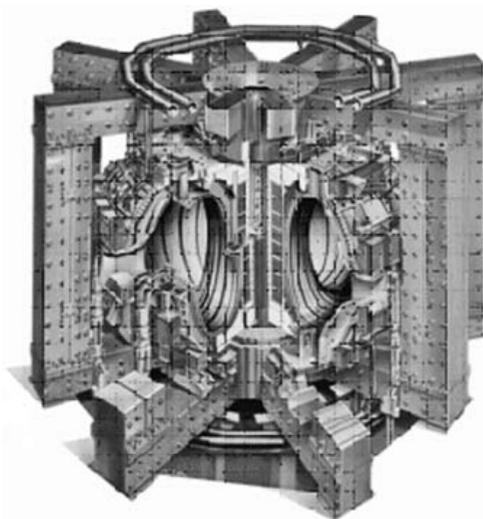


Рис. 16.2. Конструкция токамака «JET»

токамак «JET» (Joint European Torus – Объединенный Европейский Тор), который был сооружен в г. Абингоне в районе Оксфорда (Великобритания) в научном центре «Culham lab». Этот токамак высотой 10 м создает плазму с температурой до 100 млн градусов (что примерно в 10 раз превышает температуру в центре Солнца) и сохраняет ее при достаточной плотности несколько секунд.

Одна из основных проблем управляемого термоядерного синтеза – как предохранить топливо (разогретую плазму) от контакта с окружающими стенками реактора: в процессе неконтролируемого дрейфа плазма «сползает» к внешним стенкам реактора, мгновенно охлаждается, и происходит «большой срыв» реакции. Сравнительно недавно время удержания плазмы составляло десятые доли секунды. Сейчас счет идет уже на секунды (современный токамак позволяет поддерживать реакцию до 14 с), но тем не менее на удержание плазмы приходится тратить почти столько же энергии, сколько производится. Вторая фундаментальная трудность связана с проблемой примесей. Даже малая добавка чужеродных атомов с большим атомным весом при высокой температуре находится в ионизированном состоянии и в конечном итоге приводит к возрастанию энергетических потерь выше допустимого уровня.

Сейчас существует два способа удержания плазмы: магнитный и инерционный. Хронологически раньше стал развиваться магнитный способ удержания, примененный в первом токамаке. Работы в области инерционного удержания начались позже. Оно основано на осуществлении небольших последовательных термоядерных взрывов, во время которых выделяется энергия. В этом случае вещество удерживает сила инерции и термоядерная реакция идет до тех пор, пока вещество не разлетается.

К системе магнитного удержания специалисты различных стран подходят по-разному. В России и в Европе развивалась система токамаков, в США и Японии бóльшую популярность получило другое направление – *стеллараторы*. Их главное различие состоит в том, что в токамаке магнитное поле генерируется при помощи соленоида и электрического тока, и поэтому по самой плазме течет электрический ток, тогда как в стеллараторе геликоидальное поле создается без тока с помощью магнитов очень сложной конфигурации. В принципе, у стелларатора есть одно преимущество: в отличие от него в токамаке ток флуктуирует, и эти флуктуации могут быть причиной нестабильности плазмы. Идея стелларатора красива, но это идея чисто теоретическая. Реально такую установку трудно построить, она очень сложна и дорога. Физики считают, что разработкой стелларатора стоит заниматься, но при этом надеяться, что он не понадобится, так как если удастся получить стабильно работающий токамак,

это будет и дешевле, и проще. Сегодня самой продвинутой системой считается токамак, и именно этот механизм лежит в основе международного проекта «ITER» (International Thermonuclear Experimental Reactor). На рис. 16.3 показана принципиальная схема токамака.

Вакуумная камера в форме тора заполнена смесью изотопов водорода и свободных электронов. Она охватывает стальной сердечник, играя роль вторичной обмотки трансформатора. На первичную обмотку подается переменное напряжение, индуцирующее в камере электрический ток – направленное движение свободных электронов. Сталкиваясь с атомами, электроны высокой энергии ионизируют их, и величина тока соответственно возрастает. В камере возникает плазма. На камеру надеты обмотки тороидального поля, которое сжимает плазму в шнур. Поле тороидальных катушек удерживает плазменный шнур в центре камеры, не давая ему коснуться стенок.

В США первый токамак был построен практически одновременно с СССР (с недельным опозданием), а чуть позже к этой проблеме и строительству токамаков подключились Япония, европейские страны, Южная Корея, Китай, Индия, Иран и др. В это же время выяснилось, что магнитная система удержания плазмы нелинейна и поэтому не описывается простыми уравнениями. В результате родилась новая отрасль физической науки – физика плазмы. Исследования нелинейного поведения плазмы заняли четверть века и стоили миру больше 30 млрд долларов.

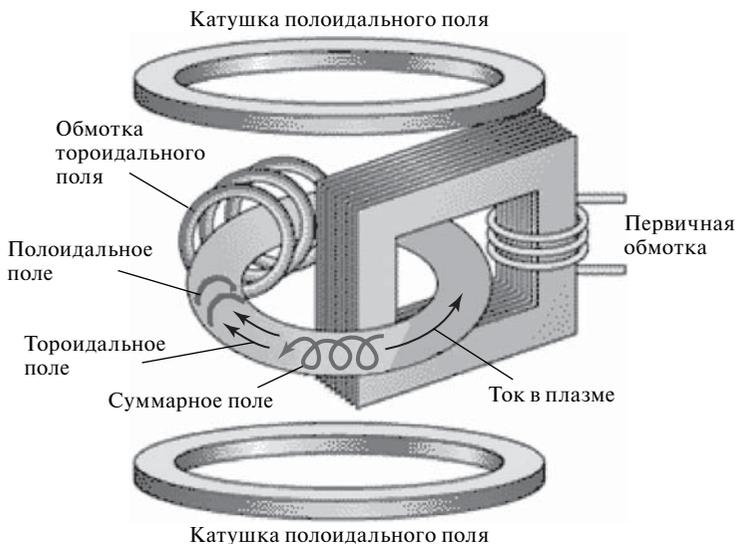


Рис. 16.3. Принципиальная схема токамака

В результате стало предельно ясно, что создание термоядерной энергетики — дело чрезвычайно дорогостоящее и вряд ли под силу одному государству. Поэтому по инициативе российского академика Е. П. Велихова в 1988 г. было заключено межправительственное соглашение о совместной разработке токамака нового поколения (ITER), и в 1998 г. инженерный проект токамак-реактора «ITER» был закончен. Работы проводились совместными усилиями четырех сторон: Европы, России, США и Японии с целью создания первого экспериментального реактора, рассчитанного на достижение долговременного термоядерного горения смеси дейтерия с тритием.

Кроме разработки собственно токамака, в рамках проекта изучались особенности физики термоядерной горячей плазмы; ITER должен был продемонстрировать работоспособность ключевых технологий, обеспечивающих поддержание плазмы в термоядерном реакторе. Сам реактор еще не предназначен для того, чтобы коммерчески вырабатывать электроэнергию, но он уже имеет, если так можно сказать, полупромышленные масштабы.

25 мая 2006 г. в Брюсселе было подписано соглашение о начале практической реализации проекта. Проект будет реализован в исследовательском центре в г. Карадаш, в провинции Прованс на юге Франции. В проекте участвуют Евросоюз, США, Россия, Япония, Китай, Южная Корея и Индия.

Теоретически термоядерная электростанция выглядит просто и изящно: это кольцевая вакуумно-плазменная камера, в которой, удерживаемый сверхсильными магнитными полями, висит плазменный тор, в котором и протекает реакция синтеза. Одна из задач этого грандиозного экспериментального проекта — научиться удерживать реакцию горения как минимум 400 с. На рис. 16.4 представлена принципиальная схема (без соблюдения масштаба) устройства и принципа работы термоядерной электростанции. В центральной части располагается тороидальная (в форме бублика) камера объемом ~2000 м³, заполненная тритий-дейтериевой плазмой, нагретой

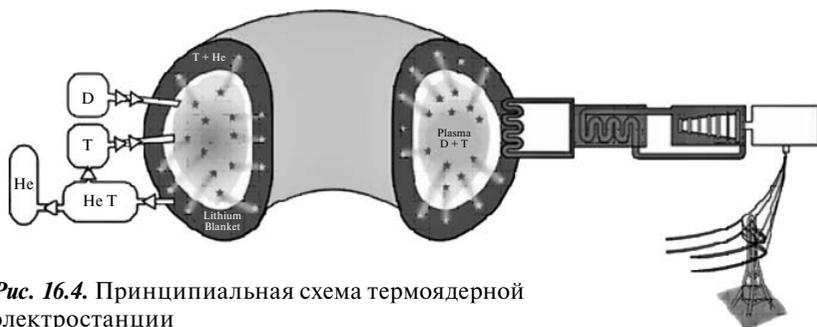


Рис. 16.4. Принципиальная схема термоядерной электростанции

до температуры выше 100 млн °С. Образующиеся при реакции синтеза нейтроны покидают систему и передают свою энергию стенкам реактора толщиной около 1 м (нагревают). Отбираемое от стен тепло и является источником энергии для работы турбин, вращающих электрогенераторы. По принципу работы термоядерная электростанция похожа на обычные ТЭС и отличается от них лишь конструкцией «котла» и типом топлива.

Но, как часто бывает с «простыми» решениями, практическая реализация проекта встречает серьезные трудности. Недаром в описании термоядерной электростанции отсутствует описание генератора, то есть преобразователя энергии термоядерной реакции в электрическую энергию. Этому есть простое объяснение: задача увеличения продолжительности термоядерной реакции поглотила все внимание ученых, и решение конкретной задачи преобразования энергии отложено на более позднее время. Цель проекта – получить и изучить стабильную термоядерную реакцию. Это планируется сделать в 2023–2026 гг. После этого реактор будет заглушен, тритий выгружен, радиоактивная пыль удалена из вакуумной камеры, а позднее, в течение 2026–2037 гг. будут проведены дезактивация, демонтаж оборудования и захоронение радиоактивных отходов и токсических веществ. Предполагаемая термоядерная мощность ITER составляет около 500 МВт.

За последние два десятилетия наблюдался значительный прогресс в теоретическом понимании поведения плазмы. В этой области необходимо отметить два результата, имеющих особую важность в проблеме создания термоядерных реакторов, которые были учтены при проектировании реактора ITER:

1. Была обнаружена способность горячей плазмы (теоретически предсказанная в лаборатории «Culham», Великобритания) к самогенерации собственного тока, что получило название «зашнуровки» плазмы. Например, можно ожидать, что примерно 80 % от тока величиной 15 МА, необходимого для удержания плазмы в ITER, будет возникать на основе этого эффекта, в результате чего поддержание рабочего режима реактора потребует намного меньше энергии, а само управление его работой станет гораздо более простым.

2. В институте физики плазмы в Гархинге (Garching, Германия) в экспериментах по термоядерному слиянию наблюдался режим «высокого удержания», позволяющий значительно повысить давление в системе, то есть увеличить эффективность работы установки при некоторых значениях напряженности магнитного поля.

В результате в проекте реактора ITER достигнут десятикратный выигрыш в энергии (по отношению к энергии, затрачиваемой на разогрев плазмы).

Сооружение ITER, рассчитанное на мощность 500 МВт, будет выглядеть впечатляюще (рис. 16.5). Это башня диаметром около 20 м и высотой около 30 м. Внутри этого сооружения, в вакуумно-плазменной камере будет находиться плазменный тор с внешним диаметром 12,4 м и внутренним диаметром 4 м. Объем плазмы составит 837 м³. Эта камера является первым элементом станции.

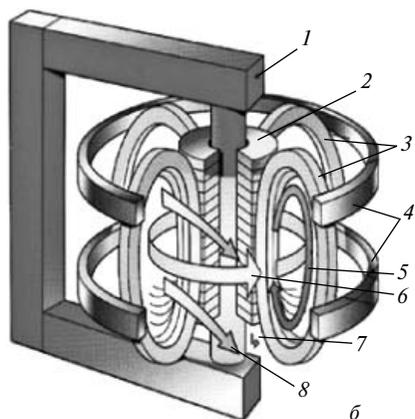
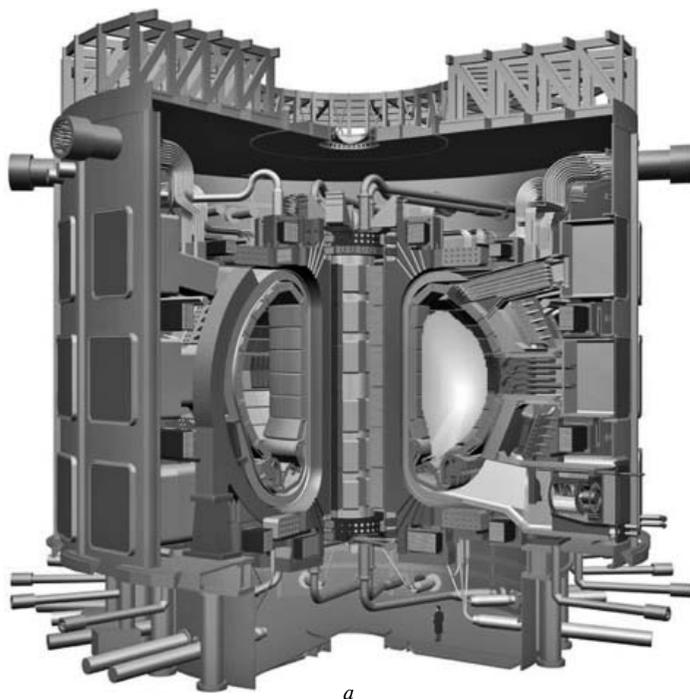


Рис. 16.5. Модель в разрезе (а) и принципиальная схема (б) ITER:

- 1 – магнитопровод;
- 2 – первичная обмотка;
- 3 – катушка тороидального поля;
- 4 – катушка полоидального поля (для управления положением и формой плазменного шнура);
- 5 – полоидальное поле;
- 6 – тороидальное поле;
- 7 – плазма с током I_p (вторичный виток трансформатора);
- 8 – результирующее магнитное поле

Второй элемент станции – система генерации сверхсильных электромагнитных полей, основанная на применении сверхпроводящих электромагнитов. На сегодняшний день только сверхпроводники могут создать магнитное поле требуемой для удержания плазмы мощности. Эти системы очень сложны и дороги, причем их сложность и стоимость мало зависят от размеров реактора. Система генерации электромагнитных полей потребует больших затрат электроэнергии, которые для проекта «ITER» будут компенсированы из энергосистемы Франции. В будущем, если задачи управления термоядерной реакцией будут решены, для функционирования термоядерной электростанции придется, скорее всего, строить вспомогательную АЭС.

Третий элемент станции – это собственно электрогенератор (преобразователь энергии). Пока что это наиболее неясный момент в конструкции термоядерной электростанции. Но эксперименты с разработкой и совмещением генератора с термоядерным реактором начнутся только тогда, когда удастся достичь устойчивой термоядерной реакции. В рамках проекта «ITER» эти проблемы решать не предполагается, поскольку, напомним, главная задача проекта – получение стабильной термоядерной реакции.

Следующий за ITER международный термоядерный реактор «ДЕМО» будет построен, как ожидается по оптимистическому сценарию, в 2030-е годы. Его мощность должна подняться по сравнению с ITER в 5 раз и достичь 1 ГВт электрической мощности. Как только ДЕМО докажет свою работоспособность, должно начаться проектирование и строительство промышленной станции. По европейскому сценарию «Fast Track», который направлен на скорейшее продвижение термоядерной технологии, первая опытно-промышленная термоядерная станция может быть построена уже к 2050 г.

Научиться управлять энергией термоядерного синтеза, то есть слияния тяжелых изотопов водорода (дейтерия и трития), в целях получения энергии чрезвычайно актуально. Во-первых, термоядерный синтез в 10 млн раз калорийнее углеродосодержащего топлива; во-вторых, экологически намного чище сжигаемых углеводородов; в-третьих, безопаснее ядерного расщепления; в-четвертых, не так привлекателен для террористов, как водородное топливо или АЭС. Кроме того, термоядерная энергетика выглядит многообещающей, поскольку она обладает неисчерпаемым ресурсом: запас лития и дейтерия в воде практически неограничен.

Правда, у термоядерной энергетике очень много оппонентов, даже среди ученых, которые считают, что, во-первых, перспектива промышленного использования термоядерной энергии далека и иллюзорна и, во-вторых, что перспективы экономической эффективности и безопасности прогнозируются слишком оптимистично.

Вообще говоря, опыт показывает, что технические проблемы в любой области, как правило, разрешаются при возникновении необходимости. Поэтому не следует оценивать перспективные идеи исключительно с точки зрения научных и технических воззрений сегодняшнего дня.

Если бы во времена Пушкина кто-то сказал людям, что через несколько десятилетий в их дома по тонким металлическим ниткам придет какое-то электричество и зажжет яркие лампы вместо свечей, то такого человека подвергли бы обструкции даже самые серьезные ученые того времени. А ведь именно так и случилось — уже в конце XIX века электричество стало реальной работающей силой, хотя незадолго до этого даже образованные граждане считали его не более чем предметом лабораторных фокусов. Лишь немногим более столетия отделяет эту справедливую по тем временам репутацию от нынешних мощнейших электростанций и покрывших планету электрических сетей, от электропоездов, дуговых металлургических печей, телефона и телевидения. Что-то похожее может (и должно) произойти и со столь нужным человечеству неисчерпаемым источником энергии — управляемым термоядерным синтезом.

Тем не менее рассмотрим некоторые аргументы оппонентов термоядерной энергетики.

1. Термоядерная электростанция, чтобы она могла окупить расходы на строительство и затраты на эксплуатацию, должна иметь мощность примерно 20–30 ГВт. Напомним, что 20 ГВт — это мощность всех российских АЭС, вместе взятых. Если даже не вдаваться в обсуждение размеров термоядерного реактора такой мощности, а также вопросов снабжения такого монстра электроэнергией от вспомогательной АЭС, остается главный вопрос: как организовать потребление такой мощности, сконцентрированной в одном месте?

2. Термоядерная электростанция совместно со вспомогательной АЭС требует сложного и дорогого комплекса обслуживания, что делает себестоимость электроэнергии несопоставимой с обычными ТЭС и АЭС.

3. Для полного использования потенциала термоядерной реакции, по всей видимости, требуется совершенно иная экономика, требующая создания ряда новых, сегодня отсутствующих отраслей.

4. Реальная безопасность термоядерных электростанций может оказаться значительно ниже прогнозируемой:

во-первых, тор будет испускать высокочастотное рентгеновское излучение, пагубно воздействующее на прочность материалов. Это означает, что либо плазменный тор придется регулярно гасить для проведения ремонтов, либо придется разработать технологию за-

мены элементов реактора при сохранении вакуума в камере и сильном электромагнитном поле;

во-вторых, тор излучает быстрые нейтроны, которые, поглощаясь в конструкционных материалах реактора, создают мощное гамма-излучение. Это приводит к радиоактивности конструктивных элементов реактора. Источников радиоактивного загрязнения в термоядерном реакторе несколько: изотоп водорода — тритий, наведенная радиоактивность в результате облучения нейтронами, радиоактивная пыль от воздействия плазмы на стенки вакуумно-плазменной камеры, радиоактивные продукты коррозии оборудования системы охлаждения;

в-третьих, большую проблему безопасности представляет устойчивость электромагнитного поля. Если это поле потеряет стабильность или даже исчезнет в результате нештатного отключения электромагнитов, то, вероятнее всего, вся энергия, которую содержит тор в момент исчезновения поля, будет передана окружающей среде. Температура тора — 100 млн градусов, и любой материал при соприкосновении с ним мгновенно превратится в пар со всеми вытекающими последствиями.

Проблема прочности конструкционных материалов реактора с точки зрения надежности и безопасности работы термоядерных реакторов действительно имеет первостепенное значение.

Создание материалов для любой термоядерной установки является очень сложной задачей, поскольку они (особенно те, которые располагаются в непосредственной близости к плазменному шнуру) должны работать в течение многих лет при непрерывной бомбардировке интенсивным ($\sim 2,5$ МВт·м⁻²) потоком нейтронов с энергией около 14 МэВ. Облучение потоком высокоэнергетических нейтронов должно неизбежно приводить к смещению атомов в материале оболочки от своих средних положений в кристаллической решетке (в среднем каждый такой атом будет подвергаться смещению примерно 30 раз в течение года). Обычно смещенные атомы возвращаются в исходные положения за счет тепловых колебаний решетки, позволяющих таким атомам занимать свободные узлы решетки (вакансии), однако в сложных условиях свободные атомы и вакансии могут мигрировать по-разному. В этом случае отдельные атомы и вакансии будут скапливаться на границах кристаллических зерен, что практически всегда приводит к «разбуханию» материала, повышению его хрупкости и общему снижению механической прочности.

Ранее считалось, что длительное нейтронное облучение без сильных повреждений могут выдерживать только специальные, экзотические материалы (например, композитная керамика на основе

карбида кремния). Однако в 1990-х годах было обнаружено, что высокой стойкостью при этих условиях могут обладать также некоторые сорта стали, имеющие специфический тип кристаллической решетки (а именно — объемно-центрированную структуру). Испытания на реакторах подтвердили, что детали, изготовленные из таких типов стали, действительно могут работать в требуемых условиях в течение примерно пяти лет без замены, что стало приятным сюрпризом для проектировщиков и инженеров. С учетом далекой перспективы необходимо продолжить разработку композитов из карбида кремния, способных выдерживать очень высокие температуры (возможно, выше 1000 °С), и это позволит значительно повысить термодинамическую эффективность установок, что является основной целью конструкторов.

Возникает закономерный вопрос: если с этим проектом существует столько, мягко говоря, неясностей, то чем объяснить готовность правительств многих стран нести такие колоссальные затраты, исчисляемые сотнями миллионов и даже миллиардами долларов?

Дело в том, что чисто внешне, если не вдаваться в специфические детали, идея выглядит чрезвычайно просто и привлекательно.

Термоядерный реактор будет сжигать дейтерий и литий, а в результате реакции будет образовываться инертный газ гелий. Для работы реактора необходимо очень небольшое количество дейтерия и лития. Например, реактор электрической мощностью 1 ГВт сжигает около 100 кг дейтерия и 300 кг лития в год (напомним, что литий — это сырье для получения трития). Если предположить, что все термоядерные электростанции будут производить 10 трлн кВт·ч электроэнергии в год, то есть столько же, сколько сегодня производят все электростанции планеты, то годовое потребление дейтерия и лития составят, соответственно, 1500 и 4500 т. При таком расходе содержащегося в воде дейтерия (0,015 %) хватит на многие миллионы лет. Но поскольку для производства трития необходим литий, энергетические ресурсы такого типа реакторов ограничены запасами лития. Разведанные рудные запасы лития составляют 10 млн т, и этих запасов должно хватить на многие сотни лет. Кроме того, литий содержится в морской воде в очень малой концентрации (менее 0,0000002 %), но в количестве, в тысячи раз превышающем разведанные запасы. Запасы лития внушают оптимизм, даже если учесть, что на литий претендует также современная радиоэлектронная промышленность (например, литий-ионные аккумуляторы для сотовых телефонов, видеокамер и фотоаппаратов).

Кроме того, в любом из известных вариантов управляемого термоядерного синтеза термоядерные реакции не могут войти в режим

неконтролируемого нарастания мощности без последующего срыва плазмы и прекращения реакций. Таким образом, термоядерным реакторам присуща внутренняя безопасность.

И последнее. Исходное топливо, потребляемое термоядерным реактором (дейтерий и литий), как и конечный продукт реакций (гелий), не радиоактивны. Радиоактивными являются промежуточные продукты реакций. В реакторе, использующем реакцию слияния дейтерия и трития, существуют два принципиальных источника радиоактивности. Первый — тритий, который участвует в топливном цикле реактора. Тритий радиоактивен и превращается в гелий с испусканием бета-излучения с периодом полураспада 12,3 года. Второй источник радиоактивности — это активация нейтронами конструкционных материалов внутренней стенки и теплоносителя. В результате облучения нейтронами в них будут образовываться и накапливаться радиоактивные продукты ядерных реакций. Первоначальный монтаж термоядерного реактора полностью может производиться людьми, поскольку все исходные материалы не радиоактивны. Однако текущий ремонт и тем более демонтаж отработавшего нормативный срок реактора должны производиться специальными роботами-манипуляторами.

Специалисты утверждают, что термоядерная электростанция с тепловой мощностью 1 ГВт в плане радиационной опасности эквивалентна урановому реактору мощностью 1 кВт (типичный университетский исследовательский реактор).

Перечисленные обстоятельства во многом определяют пристальное внимание правительств многих стран к термоядерной энергетике. Небольшое количество радиоактивных отходов и минимальная радиационная опасность даже в случае катастрофического разрушения термоядерного реактора в сочетании с огромными запасами топлива для таких электростанций делает термоядерную энергетику крайне перспективной в плане преодоления грядущего энергетического кризиса.

Подводя итоги, можно предположить, что ответы на многие из поставленных вопросов могут быть получены при реализации проекта «ITER». Это пока что колоссальный эксперимент в самом начале реализации, и какие результаты будут получены на экспериментальном реакторе, сейчас предсказать невозможно.

Определенно можно сказать, что термоядерный реактор, в случае успешного решения проблемы управляемой термоядерной реакции, не станет всеобщей панацеей от энергетических проблем, а будет, скорее всего, особо изощренным способом получения энергии. Он будет занимать ту же самую нишу, что и атомная энергетика. Вероятнее всего, термоядерная энергия будет доступна немногим странам,

обладающим ядерными технологиями и средствами для строительства столь дорогого сооружения.

Не обходилось в этом серьезном деле и без курьезов. В США в Лос-Аламосской лаборатории физик У. Так создал камеру в виде бублика-тора, заполненного газом. При разряде конденсаторной батареи через катушку, надетую на этот тор, внутри него индуцировался ток в десятки тысяч ампер.

Один из скептиков, услышавший, каких результатов хотят добиться с помощью этого устройства, назвал его в шутку «импоссиблитроном» (Impossiblytron), то есть «невозможнотроном». Тогда У. Так, отвечая ему и желая отразить свой оптимизм, назвал первую экспериментальную модель «перхэпсатроном» (Perhapsatron) — «возможнотроном». С таким названием эта установка и вошла в историю создания управляемого термоядерного синтеза.

А вот курьез, так сказать, с обратным знаком. В 1989 г. двое ученых из США — Стэнли Понс и Мартин Флейшман — сообщили, что им удалось добиться слияния ядер дейтерия при комнатной температуре в стакане тяжелой воды, подвергая ее электролизу с помощью палладиевых электродов (палладий является для дейтерия эффективным адсорбентом, позволяющим увеличить концентрацию ядер дейтерия). При этом выделялась энергия. Естественно, такой способ слияния ядер был бы намного дешевле классического термоядерного синтеза и теоретически обеспечивал человечество неограниченным количеством энергии. Но повторить эксперимент в других лабораториях не удалось, а после проверки расчетов выяснилось, что если бы реакция синтеза шла так, как описали физики, то выделившийся поток нейтронов должен был бы немедленно убить их. «Прорыв» Флейшмана и Понса оказался просто неграмотно поставленным экспериментом, и «холодный синтез» стал хрестоматийным примером научной ошибки.

После этой истории большинство серьезных исследователей прекратили работы по поиску путей осуществления холодного ядерного синтеза. Однако в 2002 г. с претензией на покорение природы выступили физики из США Рузи Талейархан (Rusi Taleyarkhan) и Ричард Лейхи (Richard T. Lahey). Они заявили, что смогли добиться необходимого для реакции сближения ядер, используя не палладий, а эффект кавитации.

Кавитацией называют образование в жидкости полостей (или пузырьков), заполненных газом. Образование пузырьков может быть, в частности, спровоцировано прохождением через жидкость звуковых волн. При определенных условиях пузырьки лопаются, выделяя большое количество энергии. Как пузырьки могут помочь в ядерном синтезе? Очень просто: в момент «взрыва» температура внутри

пузырька достигает 10 млн °С, что сопоставимо с температурой на Солнце, где свободно происходит ядерный синтез.

Талейархан и Лейхи пропускали звуковые волны через ацетон, в котором легкий изотоп водорода (протий) был заменен на дейтерий. Им удалось зарегистрировать поток нейтронов высокой энергии, а также образование гелия и трития.

Научная общественность восприняла заявление физиков более чем прохладно, на них обрушилось огромное количество критики, касающейся постановки эксперимента и регистрации потока нейтронов.

В университете Пердью было проведено независимое расследование. По его итогам был вынесен вердикт: эксперимент поставлен верно, ошибок или фальсификации не обнаружено. Тем не менее вопрос о признании кавитационного ядерного синтеза научным фактом повис в воздухе.

Физики из Университета Осаки в июне 2009 г. в присутствии 60 человек (физиков и репортеров) продемонстрировали реакцию холодного ядерного синтеза. По утверждениям ученых, им удалось при комнатной температуре «заставить» два ядра дейтерия превратиться в ядро гелия.

При реакциях ядерного синтеза выделяется большое количество энергии. Однако до сих пор физики не смогли добиться осуществления этой реакции в условиях низких температур и давления. Японские физики под руководством профессора Йошиаки Арата (Yoshiaki Arata), опубликовавшие несколько статей по этой теме, утверждают, что нашли способ осуществить реакцию ядерного синтеза без экстремальных воздействий.

Физики заставили атомы дейтерия сблизиться на необходимом для реакции расстоянии, используя вещество-абсорбент. Дейтерий запускался в ячейку, содержащую палладий, смешанный с оксидом циркония. По словам Араты, эта смесь абсорбирует большое количество дейтерия, в результате чего отдельные атомы сближаются без применения сверхвысоких давлений и температур.

Как утверждают ученые, доказательством протекания реакции синтеза является увеличение температуры внутри ячейки после пропускания дейтерия. Когда Арата добавил газ к смеси палладия и оксида циркония, температура поднялась до 70 °С. По словам профессора, в этот момент в ячейке происходили ядерные и химические реакции. После того как поступление газа в ячейку прекратилось, температура внутри нее оставалась повышенной еще в течение 50 ч. Арата утверждает, что это свидетельствует о протекании внутри ячейки реакций ядерного синтеза.

Пока рано говорить, правы японцы или нет. Эксперимент должен быть неоднократно повторен, а результаты проверены. Скорее всего, несмотря на скепсис, многие лаборатории займутся этим. Тем более что руководитель исследования, профессор Арата — очень уважаемый физик. О признании заслуг Араты свидетельствует тот факт, что демонстрация работы прибора проходила в аудитории, носящей его имя. Но, как известно, ошибаться могут все, особенно тогда, когда очень хотят получить вполне определенный результат.

Во время публичной лекции «На пути к термоядерной энергетике», прочитанной 17 мая 2009 г. в ФИАН, лектору — профессору Оксфордского университета, председателю Совета ITER Кристоферу Ллэллину-Смиту задали вопрос: «Стоит ли тратить время и усилия на исследования в области так называемого холодного ядерного синтеза?»

Ответ был таков: «Это научная фантастика».

Эта реакция типична для большинства физиков, занимающихся ядерным синтезом.

Литература

1. *Роджерс Э.* Физика для любознательных. Т. 3. Атомы и ядра. — М. : Мир, 1971.
2. *Басов Н. Г., Лебо И. Г., Розанов В. Б.* Физика лазерного термоядерного синтеза. — М. : Знание, 1988.
3. *Скворень Р.* Сквозь тернии к звездам // Наука и жизнь. 2001. № 9.
4. *Никонов А. П.* Верхом на бомбе. — М. : ЭНАС ; СПб. : Питер, 2008.

От ученых постоянно ждут революционных решений в области альтернативной энергетики и в этом смысле самые большие надежды возлагают на энергетику водородную, тем более что перспектива овладения термоядерной энергией и ее использования в качестве альтернативы нефтяной энергетике в ближайшем будущем весьма призрачна.

Крупномасштабная концепция водородной энергетики как одного из направлений научно-технического прогресса сформировалась в середине 70-х годов прошлого столетия в разгар охватившего мир энергетического кризиса. Главная идея этого направления – замена ископаемых органических видов топлива во всех сферах их применения на новый энергоноситель – водород, при сжигании которого образуется только вода и практически отсутствуют какие-либо вредные выбросы. Работы по водородной энергетике во многих странах относятся к приоритетным направлениям социально-экономического развития и находят все большую поддержку как со стороны государства, так и частного бизнеса.

Энергетика является неотъемлемой составной частью экономики (как национальной, так и глобальной) и подчиняется общим законам циклического развития.

С точки зрения циклической динамики энергосектор периодически проходит качественные преобразования, меняясь со сменой поколений техники и технологических способов производства. А эти изменения сопровождаются энергокризисами и волнами энергоинноваций различной глубины и длительности. Соответственно, можно выделить такие категории, как энергоциклы – от краткосрочных до сверхдолгосрочных (цивилизационных), энергокризисы при смене циклов и энергетические революции.

Сверхдолгосрочные (цивилизационные) энергоциклы характеризуются тем, что экономика к концу цикла в основном исчерпывает возможности удовлетворения своих энергопотребностей при сложившейся структуре ресурсов и технологий. В этих условиях экономика, по выражению Г. М. Кржижановского, подходит к очередному энергетическому порогу, ограничивающему возможности

дальнейшего развития общества. Порог преодолевается на основе очередной энергетической революции, которая происходит раз в несколько столетий — в ритме смены мировых цивилизаций.

Первая энергетическая революция произошла 7–8 тысячелетий назад, когда к своей мускульной силе как первичному энергоисточнику человек добавил силу прирученных им животных.

Вторая революция развернулась в конце I — начале II тысячелетий н. э., когда на службу человеку была поставлена энергия падающей воды и силы ветра. Это стало энергетической основой средневековой и раннеиндустриальной цивилизации.

Далее ритм энергетических переворотов учащается. Третью энергетическую революцию можно связать с освоением силы пара, созданием паровых двигателей.

Четвертая революция по времени относится к концу XIX — началу XX века, когда новые возможности удовлетворения энергопотребностей общества были обеспечены освоением электрической энергии, жидкого топлива, созданием двигателей внутреннего сгорания. Возможно, вторым этапом этой революции можно считать освоение энергии природного газа и атомной энергии.

Каждая энергетическая революция сопровождалась крупными инновациями, которые меняли лицо общества. Как отмечал нобелевский лауреат Саймон Кузнец, «энергия пара и электричества, а также крупные предприятия, необходимые для их использования, не совместимы с семейным производством, неграмотностью или рабством, которые преобладали в ранние эпохи в большинстве даже развитых стран и которые пришлось заменить на более подходящие социальные институты и соответственно изменить общественные взгляды».

В начале XXI века человечество стоит у нового энергетического порога, и он может быть преодолен путем очередного ряда инноваций, контуры которых еще не вполне определены. Сейчас уже вполне ясно, что инерционное развитие существующих технологий в энергетике является по существу тупиковым и нужно искать принципиально новые пути трансформации энергетического сектора.

В первые годы наступившего столетия становится все более очевидным, что ключевое место в разворачивающейся глобальной энергетической революции займет водородная энергетика — производство водорода и его использование на основе топливных элементов в промышленности, энергетике, на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве и т. д.

Такого рода перспектива определяется несколькими важнейшими факторами:

– во-первых, *демографическим* фактором – быстрым ростом потребности в энергии из-за увеличения численности населения и роста среднедушевого энергопотребления;

– во-вторых, *природно-экологическими* факторами: ресурсы ископаемого топлива не возобновляются, а богатые и доступные месторождения быстро исчерпываются. К тому же растущие выбросы парниковых газов в атмосферу оказывают необратимое воздействие на климат планеты;

– в-третьих, к скорейшему осуществлению этой глобальной стратегии подталкивают *экономические* факторы: добыча и переработка ископаемого топлива становится все дороже и отвлекает все больше ресурсов;

– в-четвертых, водородной энергетике благоприятствуют *научно-технологические* факторы – в последние десятилетия появились изобретения и технологии, которые позволяют производить в необходимых масштабах водородное топливо и эффективно использовать топливные элементы;

– в-пятых, не стоит сбрасывать со счетов и *геополитические* факторы. Сейчас подавляющая часть запасов нефти и газа принадлежит трем цивилизациям – мусульманской, евразийской и латиноамериканской. От устойчивости поставок из этих регионов зависит экономика других цивилизаций, в том числе развитых, а также китайской и индийской. Источники и пути поставок могут подвергаться атакам международных террористов. В случае освоения водородной и другой альтернативной энергетики резко уменьшится зависимость стран-потребителей от импорта нефти и газа.

Все эти факторы обуславливают тенденцию выдвижения программ водородной энергетике в центр энергетической стратегии XXI века. Предпосылки для этого были заложены в последней четверти XX века – в 1974 г. была создана Международная ассоциация по водородной энергетике (МАВЭ) со штаб-квартирой в Институте чистой энергии (США), которая раз в два года организует всемирные конференции по водородной энергетике.

На состоявшейся в 2004 г. в Донецке международной конференции «Водородная обработка материалов» был принят меморандум о переходе от ископаемых топлив к водородной экономике, в котором, в частности, записано: «Реальный, научно обоснованный, исторически длительный переход к экологически чистой жизни, сохраняющей первозданность биосферы и экосистемы, может быть осуществлен только одним путем: постепенной заменой углеродосодержащих энергоносителей на водород, единственно возможный энергоноситель, который при использовании не дает вредных

выбросов в атмосферу. Переход к водородной экономике, а затем к водородной цивилизации — это *единственный* возможный, научно обоснованный путь для сохранения биосферы и экосистемы Земли, пригодной для жизни».

Отдавая должное энтузиазму пионеров в области водородной энергетики, необходимо все же сделать несколько оговорок в отношении упомянутого меморандума:

— во-первых, первозданные биосфера и экосистема давно уже не существуют: они преобразованы, и не всегда в лучшую сторону, человеческим разумом и трудом;

— во-вторых, вряд ли в будущем водород станет единственным источником энергии; вероятнее всего, сохранится множественность энергоисточников, хотя и в иной пропорции, чем сейчас;

— в-третьих, вряд ли правомерно говорить о *водородной экономике* и тем более о *водородной цивилизации*. И экономика и цивилизация — это многомерные, многоэлементные системы, и энергосектор — лишь один из элементов этих систем.

При планировании национальной стратегии в отношении развития водородной энергетики следует учитывать еще одно обстоятельство. Современный период, совпадающий с объективной необходимостью разработки водородной технологии — это время высочайшей волны инноваций не только в энергетике, но и в других отраслях экономики. В результате осуществления этих инноваций одни страны вырвутся вперед, закрепят лидирующее положение в глобальном инновационно-технологическом пространстве, а другие будут отброшены на периферию мирового научно-технического прогресса. В этих условиях России, которая в 50—80-е годы XX века располагала мощным научно-техническим потенциалом и была одним из лидеров в разработке и освоении новых технологий, а в 1990-е в результате непродуманных рыночных реформ была отброшена назад и оказалась в состоянии технологической деградации, предстоит сделать выбор на долгосрочную перспективу. Это выбор между двумя стратегиями: инерционно-рыночной со слабой регулирующей ролью государства, что закрепит технологическое отставание страны, и стратегией инновационного прорыва, который даст возможность повысить конкурентоспособность отечественной продукции. На первый план такого прорыва выдвигаются инновации в области водородной энергетики.

К развитию водородной энергетики подключились правительства ряда стран и межгосударственные объединения, формирующие национальные и международные водородные программы. Около 1000 фирм, компаний, концернов, университетских лабораторий, и научно-исследовательских объединений Запада уже много лет

усиленно работают в различных направлениях водородной энергетики.

Еще в 1996 г. в США законом «Hydrogen Future Act» (Закон о водородном будущем) была принята «всеобъемлющая национальная энергетическая стратегия», разработанная Министерством энергетики. Закон устанавливал, что базовыми элементами в разработке технологий водородной энергетики должны быть признаны топливные элементы, а также принимал многолетний план научно-исследовательских работ, предложенный Министерством энергетики США. Частью этой стратегии стала «Водородная программа», целью которой является переход экономики США в течение 20 лет на водород как основной энергоноситель. В частности, должны быть разработаны, созданы и внедрены экономически приемлемые ключевые водородные технологии и продукты: топливные элементы, высокоэффективные технологии хранения водорода и т. д. Создание этих технологий потребует государственной поддержки промышленных лидеров-разработчиков.

В 2001 и 2003 гг. в США были приняты дополнительные законы «О водородном будущем». В 2003 г. президент США выступил с «Инициативой в области водородного топлива». На реализацию провозглашенной инициативы выделено 5 млрд долларов бюджетных ресурсов, и в десять раз больше тратит частный капитал. Для координации реализации программы создана межведомственная рабочая группа, включающая представителей девяти федеральных министерств, под руководством Управления по научно-технической политике при президенте США. Даже отдельно взятый островной штат Гавайи реализует собственную водородную программу и намеревается в будущем экспортировать водород и водородные энергоносители – стать своего рода водородным «тихоокеанским Кувейтом».

Кроме США эти направления наиболее динамично развиваются в Канаде и Японии, где наряду с большим объемом исследований ведутся активные работы по коммерциализации водородной энергетики. Создано большое количество энергетических установок на топливных элементах мощностью от единиц ватт до мегаватт, уже сейчас конкурентоспособных с аналогичными установками, основанными на традиционных технологиях сгорания углеводородного топлива. В Японии принята водородная программа на период до 2020 г. с выделением 4 млрд долларов; уже в 2010 г. намечено поставить на рынок 10 тыс. автомобилей с водородным двигателем. В 2002 г. в Японии началось осуществление проекта по демонстрации и испытанию транспортных средств и стационарных приложений на основе топливных элементов (Japan Hydrogen and Fuel Cell Demonstration Project). Для этого был построен специальный парк

с демонстрационным залом, гаражом и заправочной станцией. В 2003 г. в Токио и Йокогаме открылись пять заправочных станций, использующих различные способы получения водорода. В 2004 г. открыты еще три подобные станции. Среди участников проекта – крупнейшие японские и иностранные автомобильные производители: «Тойота», «Хонда», «Нисан», «Мицубиси моторс», «Судзуки», «Дженерал моторс» и «Даймлер Крайслер».

Другие страны также активно занимаются водородной тематикой. Например, Китай осуществляет интенсивное внедрение водородных топливных элементов, электростанций и энергоустановок на базе топливных элементов в национальные электроэнергетические системы. Показателем высокого уровня конкурентоспособности в области водородной энергетики является тот факт, что Китаю принадлежит около 25 % от общего количества зарегистрированных в мире патентов в области топливных элементов. Один из проектов связан с применением водородных топливных элементов в автомобилестроении.

Министерство коммерции, индустрии и экономики Южной Кореи в 2005 г. приняло план строительства водородной экономики к 2040 г. Декларируемая планом цель – производить на топливных элементах 22 % всей энергии и 23 % электроэнергии, потребляемой частным сектором. Если цели плана будут выполнены, Южная Корея в 2040 г. будет производить с помощью водородных технологий 8 % ВВП страны.

В Индии создан Индийский национальный комитет водородной энергетики. В 2005 г. комитет разработал «Национальный план водородной энергетики». Планом предусмотрены инвестиции в размере 250 млрд рупий (примерно 5,6 млрд долларов) до 2020 г. Из них 10 млрд рупий выделяется на исследования и демонстрационные проекты, а 240 млрд рупий – на строительство инфраструктуры по производству, транспортировке и хранению водорода. Планом поставлены ближайшие цели – к 2020 г. вывести на дороги страны 1 млн автотранспортных средств, работающих на водороде, и построить водородные электростанции суммарной установленной мощностью 1000 МВт.

Правительство Южно-Африканской республики в 2008 г. приняло водородную стратегию, в соответствии с которой ЮАР планирует к 2020 г. занять 25 % мирового рынка катализаторов для водородных топливных элементов.

Такие страны Европы, как Норвегия, Италия, Франция, Швейцария, Швеция, Великобритания, Германия, реализуют ряд национальных проектов в области водородной энергетики. Ожидается, что

в 2010 г. около 10 % всех новых автомобилей на дорогах Великобритании будут работать на топливных элементах. Германия является лидером в «водородном» автомобилестроении и технологиях создания систем водородных заправочных станций, в том числе с применением ВИЭ для получения водорода из воды путем электролиза.

В ЕС в рамках шестой программы по научным исследованиям на разработку проблем водородной энергетики выделено 300 млн евро. В 2004 г. провозглашена Европейская технологическая платформа в области водородной энергетики и топливных элементов, предусматривающая программу работ до 2050 г. с выделением 2 млрд евро. В соответствии с этой программой разработан график освоения водородной энергетики на европейском континенте, который предусматривает:

- 2010 г. – начало серийного производства автомобилей на водородном топливе, создание сети водородных заправок;
- 2020 г. – достижение конкурентоспособности водородных автомобилей, появление дешевых высокотемпературных топливных элементов;
- 2030 г. – появление устройств длительного хранения водорода и производство электроэнергии домашними топливными элементами;
- 2040 г. – водородная энергетика станет доминирующей;
- 2050 г. – появление водородных самолетов.

Перечень стран, принявших национальную стратегию развития водородных технологий, можно продолжить, но приведенных примеров, по-видимому, достаточно для представления об общей тенденции.

В России работы в этом важнейшем направлении энергетической революции XXI века ведутся разрозненно, при слабом участии государства и недостаточном финансировании. По словам руководителя российской водородной программы академика Г. Месяца, годовой бюджет программы – 40 млн долларов. По мнению М. Прохорова, бывшего генерального директора компании «Норильский никель», работы в области водородной энергетики – единственная возможность для нашей страны снова попасть в число ведущих экономических держав мира. «По ВВП мы находимся во втором десятке и серьезно зависим от экспорта сырья и импорта высоких технологий, – подчеркнул М. Прохоров. – Просто линейное увеличение ВВП не вернет Россию в ряд великих экономических держав. Если наша экономика будет развиваться со скоростью 8 % в год, а США – 1 % в год, то мы достигнем их потенциала через 236 лет. Наше дальнейшее развитие зависит от высоких технологий».

Существуют три базовых аргумента, объясняющих, почему именно водородная энергетика является шансом для России:

– во-первых, сегодня мир стоит на пороге нового технологического уклада, и отнюдь не факт, что этот переход удастся именно тем странам, которые сейчас считаются экономическими и технологическими лидерами в мире. Наоборот, крупные вложения (триллионы долларов) в уже существующую дорогостоящую инфраструктуру могут не позволить им достаточно оперативно переориентироваться;

– во-вторых, у России просто нет выбора. Основа водородных технологий – снижение зависимости от современных энергоносителей, то есть нефти и газа, составляющих основу наших сегодняшних экономики и бюджета. Если через 15–20 лет мир перейдет на водород, то потребление нефти и газа резко сократится и Россию ждет депрессивная модель развития;

– в-третьих, чтобы конкурировать, нужны конкретные преимущества, а они у нас есть: фундаментальные разработки Российской академии наук и наличие металла будущего – палладия: Россия контролирует 50 % его мирового производства.

Для водородной энергетики этот металл платиновой группы имеет первостепенное значение. Дело в том, что одна из основных причин, которая до сих пор сдерживает развитие водородной энергетике – высокая стоимость топливных элементов, которая определяется, прежде всего, необходимостью применения платиновых катализаторов процесса. Палладий, который существенно дешевле платины, позволяет в принципе решить эту проблему.

У российских ученых есть совершенно уникальные разработки почти во всех областях водородной энергетике, и только недостаточное финансирование сдерживает их реализацию. Например, наши физики умеют сжимать водород до огромных давлений, которых пока не достигли западные коллеги; есть уникальные разработки по углеродным наноматериалам и стеклянным микросферам, которые могут быть использованы для хранения водорода. Однако пока что свои достижения мы не используем в достаточной мере, обрекая себя на отставание в перспективной области энергетике, что в будущем может поставить нас в зависимость от мировой экономической, технологической и политической конъюнктуры.

Основные причины, препятствующие работам по водородной энергетике в России:

– отсутствие национальной программы по разработке и производству топливных элементов и энергетических установок на их основе;

– отсутствие целевого государственного финансирования фундаментальных и прикладных исследований и разработок в области топливных элементов;

– неразвитость и неготовность промышленной базы для производства топливных элементов и энергоустановок на их базе;

– неготовность частного бизнеса к субсидированию исследований в области водородной энергетики;

– отсутствие четкой и ясной государственной политики и реальной поддержки работ по экологически чистым ресурсо- и энергосберегающим технологиям.

Пока окончательно шанс еще не упущен, необходимо разработать и утвердить на самом высшем уровне национальную инновационную программу «Водородная энергетика» на перспективу 30–40 лет и обеспечить гарантированное финансирование ее реализации.

Практически безальтернативный выбор водорода в качестве альтернативного энергоносителя (простите за нечаянный каламбур) объясняется следующими причинами:

– во-первых, водород имеет высокую теплотворную способность: при сжигании 1 г водорода получается 120 Дж тепловой энергии, а при сжигании 1 г бензина – только 47 Дж;

– во-вторых, высокий к.п.д. топливных элементов, достигающий 75 % по электроэнергии, а учитывая, что при этом выделяется еще и тепло, суммарный к.п.д. системы с топливными элементами может достигать 90–95 % (напомним, что к.п.д. современных ТЭС, работающих на органическом топливе, составляет около 40 %, а АЭС – 33 %);

– в-третьих, водород – наиболее распространенный элемент во Вселенной, в том числе и на Земле;

– в-четвертых, экологическая чистота. При сгорании водорода выделяется чистая вода и отсутствуют какие-либо вредные выбросы в атмосферу;

– в-пятых, водород позволяет осуществить аккумулирование энергии;

– в-шестых, широкое применение водородных топливных элементов снизит зависимость от наличия дорогостоящих ЛЭП;

– в-седьмых, водород находит широкое применение не только в энергетике в качестве энергоносителя, но и в других отраслях промышленности (металлургии, химической и нефтехимической промышленности и т. д.). Мировое производство водорода превысило 50 млн т и быстро растет.

Основными эксплуатационными недостатками являются низкая плотность жидкого водорода (70 кг/м^3) и низкая температура кипения ($20 \text{ }^\circ\text{K}$).

Водород может сжигаться как прямым образом (в двигателях внутреннего сгорания, котлах ТЭС и т. п.), так и с помощью топливных элементов. Прямое сжигание вряд ли будет применяться широко в связи со склонностью водорода к детонации. В США еще в 1944 г. делались попытки использования водорода в качестве ракетного горючего, но в итоге от этой идеи отказались именно из-за опасности непредсказуемых взрывов при малейших утечках.

Практически всеми национальными «водородными» программами предусмотрено использование в водородной энергетике топливных элементов в качестве базовых.

Знание общих принципов работы топливных элементов становится необходимой составной частью современной технической культуры человечества. Рассмотрим эти принципы на примере топливного элемента на твердополимерном электролите. Единичная ячейка такого элемента изображена на рис. 17.1.

Топливный элемент (см. рис. 17.1) состоит из анода (водородный электрод) и катода (кислородный электрод). Анод и катод разделены твердополимерным электролитом в виде мембраны. Топливом служит газообразный водород, который вводится в зону анода. Анод содержит платиновый катализатор, в результате чего молекулы водорода адсорбируются на поверхности катализатора и сначала распадаются на атомы, а затем атомы — на положительно заряженные протоны и отрицательно заряженные электроны.

Важнейшая особенность твердополимерной мембраны состоит в том, что через нее могут проникать (диффундировать) к катоду только положительно заряженные протоны. Соответственно, на водородном электроде (аноде), с которого уходят протоны, накапливаются избыточные электроны, и он заряжается отрицательно.

Напротив, на кислородном электроде (катоде) накапливаются протоны, и он заряжается положительно. Другими словами, между анодом и катодом возникает разность потенциалов (ЭДС). Поэтому при замыкании внешней электрической цепи, содержащей нагрузку, в ней потечет электрический ток, который может совершать полезную работу. Электроны, поступившие при протекании тока на катод, с участием катализатора делают возможной реакцию образования воды из проникших через мембрану протонов и кислорода, подаваемого на катод извне: $\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + \text{e}^- = 2\text{H}_2\text{O} + Q$, где Q — тепловой эффект реакции.

Напомним, что при прямом способе сжигания водорода тоже образуется вода в результате химической реакции горения: $\text{O}_2 + 2\text{H}_2 =$

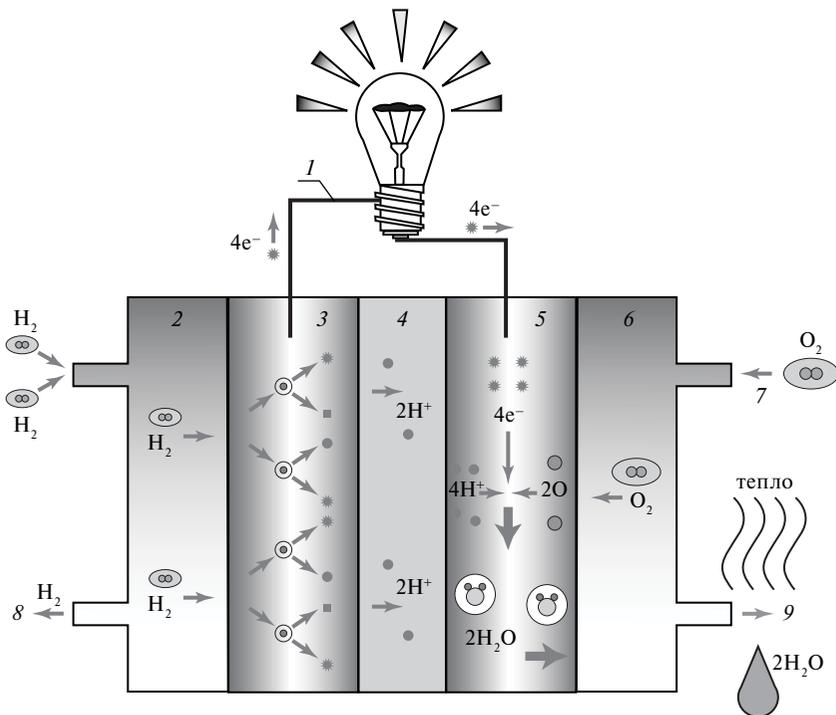


Рис. 17.1. Принципиальная схема топливного элемента:

H_2 – молекула водорода; H – атом водорода; H^+ – протон; e^- – электрон; O^2 – молекула кислорода; O – атом кислорода; H_2O – молекула воды; 1 – внешняя электрическая цепь; 2 – водородная камера; 3 – анод (каталитический слой); 4 – мембрана (твердополимерный электролит); 5 – катод (каталитический слой); 6 – кислородная камера; 7 – обогащенный кислородом воздух; 8 – отработанный H_2 ; 9 – обедненный кислородом воздух

$= 2H_2O + Q$. При этом химическая энергия реагентов (водорода и кислорода) в реакции горения полностью переходит только в тепло.

Реакция образования воды в топливном элементе проходит иначе. Здесь окисление водорода проходит как *электрохимическая* реакция, и в результате большая часть химической энергии реагентов (теоретически 83 %) *напрямую* преобразуется в энергию электрического тока и лишь частично – в тепло. Таким образом, топливный элемент является весьма эффективным источником электрической энергии и дополнительно к этому – источником низкопотенциального тепла. Важнейшей составной частью топливных элементов являются платиновые катализаторы, как правило, на углеродном носителе: Pd/C; Pt–Ir/C; Pt–Pd/C; Pt–Ru/C; Pt–Rh/C; Pt–Ru–Ir/C;

Pd–Ru–Pd/C и др. Стоимость платиновых катализаторов составляет около 30 % стоимости топливного элемента. На каждый кВт мощности топливного элемента расходуется около одного грамма платиновых металлов. Предполагается, что уже в 2010 г. мировая индустрия на топливных элементах потребует примерно 20 т платины, а в дальнейшем годовая потребность в платине или иных платиновых металлах возрастет до 180–200 т. Есть информация, что в США разработаны новые катализаторы на основе нанотехнологий, использующие сплав платины с кобальтом и медью, которые существенно дешевле и в 5 раз эффективнее.

Напряжение, возникающее на отдельном топливном элементе, не превышает 1,1 В. Для получения необходимой величины напряжения топливные элементы соединяются в батареи последовательно, а для получения необходимой мощности – параллельно. Такие батареи топливных элементов вместе с элементами газораспределения и терморегулирования монтируются в единый конструктивный блок, называемый электрохимическим генератором.

Существуют различные типы топливных элементов. Их обычно классифицируют по используемому топливу, рабочему давлению и температуре, а также по характеру применения.

Наибольшее распространение получила классификация по типу электролита, то есть среды для внутреннего переноса протонов:

- твердооксидный топливный элемент (Solid-oxide fuel cells – SOFC);
- топливный элемент с протонообменной мембраной (Proton-exchange membrane fuel cell – PEMFC);
- обратимый топливный элемент (Reversible fuel cell – RFC);
- прямой метанольный топливный элемент (Direct-methanol fuel cell – DMFC);
- расплавной карбонатный топливный элемент (Molten-carbonate fuel cell – MCFC);
- фосфорнокислый топливный элемент (Alkaline fuel cell – AFC).

Применение топливных элементов возможно в следующих сферах:

- стационарные приложения:
 - производство электрической энергии на электростанциях;
 - аварийные источники питания;
 - автономное электроснабжение;
- транспорт:
 - электромобили, автотранспорт;
 - морской транспорт;
 - железнодорожный транспорт, горная и шахтная техника;

- вспомогательный транспорт (складская, аэродромная техника и т. д.);
- бортовое питание:
 - авиация, космос;
 - подводные лодки, морской транспорт;
- мобильные устройства:
 - портативная электроника;
 - питание сотовых телефонов;
 - зарядные устройства для армии.

В целях энергетики в традиционном понимании используются малые стационарные установки на базе топливных элементов мощностью от 0,75 до 10 кВт и более мощные – единичной мощностью более 10 кВт.

Малые стационарные установки предназначены главным образом для автономного или резервного электроснабжения мало-мощных потребителей. В конце 2006 г. в мире находилось в эксплуатации около 5000 малых стационарных водородных энергоустановок; в 2007 г. установлено еще примерно 3000 устройств. Производство малых стационарных установок наиболее быстрыми темпами развивается в Японии. Одна только фирма «Nippon Oil Corporation» планирует к 2013 г. ежегодно производить до 100 тыс. установок мощностью до 10 кВт.

Стационарных энергоустановок мощностью более 10 кВт к концу 2006 г. во всем мире было установлено более 800 комплектов суммарной мощностью около 100 МВт, в том числе за один только 2006 г. было построено более 500 установок суммарной мощностью около 18 МВт.

Для повышения эффективности, снижения себестоимости энергии и для утилизации тепловой энергии топливных элементов применяются установки, совмещающие топливные элементы и газовые турбины. Компания «Fuel Cell Energy» (США) разработала гибридную версию топливных элементов и газовой турбины. В этой схеме топливные элементы производят 80 % электроэнергии, а остальную часть – блок «газовая турбина – генератор». К.п.д. этой технологической схемы приближается к 70 %. Проходит практические испытания созданная по этой схеме электростанция мощностью 40 МВт, состоящая из 10 топливных элементов и одной газовой турбины мощностью 10 МВт. В США и Японии планируется строительство крупных ТЭС мощностью 40–700 МВт двойного и тройного цикла с общим к.п.д. более 80 % и выбросами CO_2 на 30 % меньше, чем на традиционных угольных электростанциях.

В табл. 17.1 приведен перечень компаний – основных производителей энергоустановок на базе топливных элементов.

Компании – производители энергоустановок на базе топливных элементов

Компания	Страна	Технология	Мощность установок
Ansaldo Fuel Cells	Италия	MCFC	500 кВт – 5 МВт
Fuel Cell Energy	США	MCFC	250 кВт – 1 МВт
Gen Cell	США	MCFC	40 – 100 кВт
Ishikawajima Harima Heavy Industries	Япония	MCFC	300 кВт – 1 МВт
MTU CFC Solutions	Германия	MCFC	200 кВт – 3 МВт
Fuji Electric	Япония	PAFC	100 кВт – 1 МВт
KoreaGas	Корея	PAFC	40 кВт
UTC Fuel Cells	США	PAFC, MCFC, PEMFC	200 кВт, транспортные приложения
Ballard Power Systems	Канада	PEMFC	1–200 кВт
General Motors	США	PEMFC	75–300 кВт
Hydrogenics	Канада	PEMFC	7–65 кВт
J-Power	Япония	SOFC	Разрабатывает тройные системы: топливные элементы, газовые турбины и паровые турбины
Mitsubishi Materials	Япония	SOFC, PEMFC	10 кВт
Mitsubishi Heavy Industries	Япония	SOFC, PEMFC	200 кВт. Также разрабатывается SOFC электростанция тройного цикла 700 МВт
Rolls-Royce Group plc	Япония	SOFC	80 кВт
Siemens AG Power Generation	Великобритания	SOFC	125 кВт
Ztek		SOFC	25 кВт – 1 МВт

К сожалению, при использовании водорода возникает целый ряд проблем, требующих решения:

- получение водорода;
- хранение и транспортировка водорода;
- создание водородной инфраструктуры;
- водородная безопасность и экологические проблемы.

Еще одна немаловажная проблема, фактически являющаяся следствием перечисленных выше, – низкая рентабельность водородных технологий. Сейчас производство водорода и топливных элементов обходится дорого, но прогнозируется их постепенное удешевление.

Сегодня существуют два практических способа получения водорода. Во-первых, это давно известный электролиз воды – разложение молекул воды на водород и кислород под действием электрического тока. Для производства водорода методом электролиза в настоящее время используется высокопотенциальная энергия, на получение которой, в свою очередь, затрачивается дефицитное ископаемое топливо (уголь, природный газ, нефтепродукты) или электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях. Такое производство водорода всегда будет оставаться неэкономичным и экологически опасным и, следовательно, бесперспективным. Поэтому ученые всего мира заняты поиском возможностей для осуществления электролиза с использованием ВИЭ, прежде всего солнечной.

В этом смысле представляют интерес исследования, связанные с разработкой принципиально новой технологии получения водорода по методу фотосинтеза. Получение водорода этим методом основано на способности поглощенного кванта света разрывать водородные связи в молекуле воды или других водородосодержащих соединениях. Поэтому сейчас интенсивно осуществляется разработка эффективных фотокатализаторов. Такие химические соединения могут осуществлять разложение воды на основе искусственных (не существующих в природе) фотохимических реакций. Искусственные химические соединения представляют собой сложные молекулы с развитой пространственной структурой, которые способны осуществлять отрыв атома водорода от молекулы воды.

Второй способ (точнее, группа способов) связан с различными технологиями реформинга (разложения) традиционных органических видов топлива с выделением водорода в качестве конечного продукта. Здесь в качестве примера можно назвать паровую конверсию природного газа (метана), газификацию угля. В конце XX века в развитых экономиках около 80 % водорода получали из природного газа и нефтепродуктов. Крупнотоннажное производство водорода осуществляется в основном путем паровой конверсии природного газа. Для осуществления эндотермического процесса паровой

конверсии метана сжигается около половины исходного газа. С целью его экономии и снижения выбросов продуктов горения в России, США и Японии продолжают разработки этого процесса с отводом тепла от высокотемпературного гелиевого реактора АЭС.

Большое внимание уделяется сейчас перспективному термолитическому методу, который заключается в разложении воды на водород и кислород при температуре 2500 °С. Но такой температурный предел еще не освоен в больших технологических агрегатах, в том числе и работающих на атомной энергии (в высокотемпературных реакторах пока рассчитывают лишь на температуру около 1000 °С). Поэтому исследователи стремятся разработать процессы, протекающие в несколько стадий, что позволило бы вырабатывать водород в температурных интервалах ниже 1000 °С.

Необходимо отметить также новейшие перспективные разработки американских ученых, связанные с идеей извлечения водорода из дешевой биомассы. Известно, что при определенных условиях водоросли и бактерии могут производить водород, однако этот способ пока находится на стадии экспериментальных работ.

Возможен прорыв в решении проблемы удешевления производства водорода при использовании новейших нанотехнологий. Совсем недавно появилось сообщение, что ученые из университетов Пенсильвании и Вирджинии (США) разработали процесс расщепления молекул воды, катализируемый специально созданными алюминийсодержащими кластерами. Авторы работы синтезировали из атомов алюминия кластеры различной геометрической структуры и изучали, как они взаимодействуют с молекулами воды. Некоторые из кластеров связывали молекулы воды так, что каждая молекула оказывалась между двумя группами атомов, одна из которых являлась кислотой, а другая – основанием Льюиса. Кислотой Льюиса называют соединение, которое может принять дополнительные электроны. Основание Льюиса является донором этих электронов.

Группа атомов алюминия, являющаяся кислотой Льюиса, «притягивает» кислород из воды, а основание Льюиса – водород. В результате связь между ними разрывается. Когда аналогичный процесс происходит с другой молекулой воды, два атома водорода объединяются в молекулу H_2 . Исследователи заявляют, что некоторые из синтезированных ими кластеров разлагают воду при комнатной температуре. Однако эта технология пока не готова для внедрения в промышленность.

В свое время специалисты NASA уверяли Министерство энергетики США в существовании «залежей» ископаемого водорода в земной коре. По их расчетам, в недрах Земли может содержаться до тысячи литров водорода на каждый кубический метр породы. Однако

их предположения не нашли подтверждения и были раскритикованы гидротехниками. «Водород может высвобождаться в виде свободного H_2 из газгидратов, выходить из разломов земной коры и при извержении вулканов в составе смеси газов, — считают специалисты Института геохимии РАН. — Но по пути следования водород обязательно прореагирует с кислородом и оксидами углерода, так что в результате получатся вода и метан».

В России ученые, занимающиеся разработкой водородной энергетики, не надеются на природные залежи свободного водорода. Большинство из них считают, что самым перспективным методом получения водорода является его синтез на АЭС, поскольку АЭС — одновременно источник высоких температур и сравнительно дешевого электричества.

Однако нельзя обойти вниманием еще одну гипотезу, автором которой является российский ученый — геолог В. Н. Ларин. Прежде чем говорить непосредственно о гипотезе и ее влиянии на перспективу получения водорода, целесообразно, вслед за Лариным, совершить небольшой экскурс в теорию образования планет.

Из астрономических наблюдений ученые-механики давно поняли, что масса внутри нашей планеты распределяется неравномерно — в центре Земли есть какое-то плотное тяжелое ядро. Это стало известным из расчетов уже в середине XIX века. Позже (в начале XX века) ядро было обнаружено экспериментально при обработке результатов наблюдений сети сейсмических станций, в результате чего нашли так называемую *сейсмическую тень* от некоего очень плотного ядра. Но какое есть плотное и при этом достаточно широко распространенное во Вселенной вещество? Первым кандидатом на эту роль оказалось железо.

Далее нужно вспомнить, что начало XX века — это время бурного становления во всем мире металлургии, доменного процесса. В домне более легкие шлаки всплывают вверх, а тяжелое жидкое железо стекает вниз. Если учесть, что у истоков геохимии стояли люди с металлургическим образованием и опытом, ничего удивительного, что родилась аналогия планеты с домной: когда Земля была еще горячей, тяжелое расплавленное железо под действием гравитации стекло вниз, а легкие силикатные шлаки всплыли вверх. Эта идея, фактически ничем, кроме умозрительных рассуждений, не подтвержденная, утвердилась во всех учебниках по геологии.

В соответствии с этой гипотезой считается, что когда из газопылевого облака образовывалась Солнечная система, солнечный ветер выдул все легкие элементы типа водорода на окраину, и из них сформировались гигантские газовые планеты — Юпитер и Сатурн. А все тяжелые элементы, в частности, металлы, остались поблизости

от Солнца, и из них образовались мелкие тяжелые планеты – Меркурий, Венера, Земля, Марс. Но последние научные наблюдения противоречат этой гипотезе. По составу метеоритов мы можем судить о составе пояса астероидов, который находится в три раза дальше от Солнца, чем Земля. И этот состав полностью опровергает теорию солнечного ветра, поскольку подтверждает наличие в астероидах тяжелых металлов. Например, иридия там в десятки раз больше, чем на Земле, а должно быть в десятки раз меньше.

Английский физик Хойл в первой половине XX века на уровне чистой идеи высказал предположение, что при формировании планет не столько солнечный ветер распределял вещество от центра к периферии, сколько магнитное поле молодого Солнца. Дело в том, что вещество в туманности, из которой позднее сформировались планеты, было частично ионизировано. При этом атомы разных элементов имеют разную склонность к ионизации: чем дальше электроны от ядра атома, тем легче они могут быть потеряны. Например, электрон с внешней оболочки цезия может быть потерян от света зажженной спички, а вот у гелия или водорода электроны удалить достаточно тяжело, так как они расположены на внутренней орбите максимально близко к ядру, где силы электрического притяжения отрицательно заряженных электронов и положительного ядра велики. Поэтому атомы с высокой способностью к ионизации задерживаются около протосолнца магнитным полем, а другие, с малой способностью к ионизации, свободно улетают. Именно поэтому на периферии Солнечной системы находятся гигантские газовые пузыри, а вблизи – маленькие «металлические» планеты. Другими словами, на стадии формирования планет под влиянием магнитного поля Солнца осуществлялась магнитная сепарация вещества по степени его ионизации.

В. Н. Ларин сопоставил распространенность разных элементов в Солнечной системе в зависимости от расстояния от Солнца и сравнил это со способностью элементов к ионизации. Оказалось, что эти графики практически идентичны. Чем ближе планета расположена к Солнцу, тем больше там содержание элементов с низким потенциалом ионизации. Этим блестяще подтвердилась идея Хойла.

Зная состав протосолнечного диска (по составу сегодняшнего Солнца), а также потенциалы ионизации, Ларин спрогнозировал состав изначальной Земли, который вошел в противоречие с основной догмой геологии о железном ядре. Для планеты с железным ядром и силикатно-шлаковой оболочкой в составе протоземли должно быть 30 % кислорода и 40 % железа. Однако магнитная сепарация ограничила среднюю концентрацию кислорода в пределах 1–2 %, а железа – примерно в 12 весовых процентов (заметим, что именно

такая концентрация железа фактически наблюдается в глубинных мантийных породах). Исходная же концентрация водорода по теории Ларина составляла 60 атомных процентов. Водород оказался везде: при формировании планеты все остальные элементы были в виде водородных соединений (гидридов).

Ларин изучал свойства разных гидридов в условиях различных давлений и температур (в лабораторных условиях); при этом выяснились любопытные вещи. Например, теория Ларина предсказывала, что во внешней оболочке ядра водород присутствует в виде раствора. Различные методы геофизики показывают, что внешние оболочки ядра действительно находятся в жидком состоянии. Раньше предполагалось, что это следствие высоких температур. Но тогда непонятно, почему жидкими являются только внешние слои, а внутреннее ядро — плотное. Согласно теории Ларина, жидкое состояние внешней зоны ядра обусловлено присутствием в металлах водорода в растворенном виде (раствор водорода в металле называется гидридом металла). Металлы, содержащие растворенный водород, при увеличении давления сначала становятся пластичными, а затем начинают течь, как будто они расплавлены, даже при комнатной температуре. Это явление подтверждено экспериментально.

Иначе говоря, в соответствии с теорией Ларина, водород на Земле присутствует не только в виде всем известной воды, но в большей мере в виде гидридов металлов в глубинных зонах. Глубина залегания металлгидридов — сотни километров (напомним, что самая глубокая скважина, пробуренная человеком, — 15 км). Но в так называемых зонах рифтогенеза*, где земная кора тоньше, кремниево-магниево-железистые слои с растворенным водородом подходят к поверхности планеты на 30–40 километров. Для добычи это тоже слишком большие глубины. Однако в этих зонах есть места, в которых металлы отдельными языками дотягиваются почти до самой поверхности и залегают на глубине 4–6 км, что вполне доступно даже при современной технике бурения. Большая часть таких зон находится в океане, но есть несколько и на суше:

— в Байкальской области рифтогенеза в Тункинской впадине на глубине 5–6 км электромагнитное зондирование выявило огромную зону с аномально высокой проводимостью. Традиционная геология этот феномен объяснить не может;

* Рифтогенез — процесс образования рифтов. Рифт (*нем.* «расселина», «ущелье») — опущенный участок земной коры, имеющий вид протяженного ущелья или системы ущелий, которые могут быть заполнены осадочными или вулканическими породами. Зоны молодого рифтогенеза проходят в Северной Америке, в Африке, на Ближнем Востоке, Центральной Азии (система рифтов, проходящая через Байкал) и т. д.

– другие зоны близкого залегания металлогидридов находятся в Исландии, Израиле и на границе США и Канады в штате Невада.

Вероятно, не все представляют, какое же количество водорода может содержаться в гидридах металлов. Так вот, металл поглощает сотни объемов водорода на один свой объем и при этом не разбухает, а, наоборот, уплотняется вдвое при обычном давлении.

Любопытно, что еще в годы советской власти Россия чуть было не вышла в лидеры в области получения водорода и, следовательно, в области водородной энергетики. В октябре 1989 г. академическое совещание в Геологическом институте Академии наук, заслушав доклад Ларина, постановило: «Рекомендовать сверхглубокое бурение (до 10–12 км) в области современного рифтогенеза... Предложить в качестве объекта Тункинскую впадину, где бурение может иметь исключительно большое значение для энергетики и экологии, так как позволит оценить и проверить научно обоснованную возможность обнаружения принципиально нового и экологически чистого энергоресурса, могущего составить конкуренцию традиционным энергетическим источникам...» Но перестройка и последующее крушение СССР помешали реализации этого проекта. В Сибирском отделении АН СССР даже успели сделать технико-экономическую оценку проекта, в соответствии с которой с 10 км² можно было сравнительно легко получать 100–200 млн т.у.т. в год.

Если бы удалось реанимировать этот проект, то в условиях надвигающейся энергетической революции это могло бы предоставить России хороший шанс для технологического прорыва.

Вероятно, уместно вспомнить здесь один случай из геологической практики – в качестве информации для размышления. В середине прошлого века в Якутии бурили скважину в зоне кимберлитовой трубки «Удачная». И когда бур дошел до глубины 375 м, раздался страшный вой и через пробуренную скважину в небо ударил фонтан газа. В принципе, ничего странного в этом не было: фонтаны природного газа при бурении наблюдались неоднократно. Но анализ показал, что метан в этом фонтане практически отсутствует, а в основном фонтан представляет собой чистый водород. Из-за случайной искры водород воспламенился и сжег буровую. Дебит водорода составлял около 600 л/с и оставался неизменным. Факел горел две недели, и потушить его удалось только взрывом. Скважину затопнировали, а официальная наука не обратила на этот факт никакого внимания.

Практически во всех национальных программах по водородной энергетике присутствует направление по разработке методов хранения и транспортировки водорода. Правда, Н. С. Прохоров, специалист по безопасности водорода, считает, что эта проблема давно

решена. В СССР в свое время производили около 500 тыс. т жидкого водорода в год и перевозили его автомобильным, железнодорожным и воздушным транспортом. Водород в больших количествах нужен был для космоса (напомним, что 15 мая 1987 г. был запущен комплекс «Энергия – Буран», в котором, в частности, использовались водородные топливные элементы). Поэтому проблема хранения и транспортировки водорода сегодня не столько технологическая, сколько экономическая.

Тем не менее во всем мире продолжают исследования и разработки в этом направлении. Выделяется ряд базовых принципов хранения водорода: в сжатом виде под давлением, в виде жидкости, в химически связанном виде (металлогидриды), впитанным в пористые материалы. Хранение газа с использованием углеродных нанотрубок привлекло очень большое внимание благодаря их способности заполняться газообразными веществами и связывать большое количество газа. В настоящее время продолжают интенсивные поиски путей повышения водород-углеродного отношения при аккумулировании до практически приемлемого уровня – с целью применения в топливных элементах для транспортных средств или в большой и малой стационарной энергетике.

При разработке водородных технологий следует учитывать, что водород обладает высокой степенью взрывопожароопасности, поскольку образует с воздухом взрывоопасные смеси.

Кроме того, и у экологов есть свои претензии к водороду, точнее, к перспективе бурного развития водородной энергетики. Они резонно замечают, что сейчас водорода в атмосфере всего 0,00005 % и его влияние на климат Земли ничтожно.

Но ученые из Калифорнийского технологического института во главе с Трейси Тромпом уже создали математическую модель климата времен массового использования топливных элементов и пришли к неутешительным выводам: утечка газа из водородных двигателей, трубопроводов и терминалов неизбежна (от 10 до 20 % производимого водорода). А вслед за этим последуют деградация озонового слоя на 7–8 % и охлаждение атмосферы за счет соединения водорода и кислорода с образованием воды. Тромп считает, что такое увлажнение атмосферы снизит ее температуру на 0,5 °С.

И еще одна экологическая проблема всплывает в связи с развитием водородной энергетики. Дело в том, что одним из основных источников водорода являются природные органические соединения: метан, уголь, древесина и т. д. Специалисты Массачусетского технологического института подсчитали, что выбросы заводов, производящих водород, сведут к минимуму выгоду от полученного экологически чистого продукта.

Остается добавить, что суммарные инвестиции в поиски альтернативной, прежде всего водородной, энергии за последние годы превысили 100 млрд долларов. Инвесторы – люди прагматичные, они надеются, что энергетическая революция наступит в ближайшие годы. Мир должен перейти на так называемую концепцию «Энергия 2,0».

Термин «Энергия 2,0» впервые был придуман ученым Массачусетского технологического института Нолом Брауном. Он писал, что по аналогии с новым бесплатным поколением Интернета, который теперь называют Интернетом версии 2,0, новую энергию, не загрязняющую окружающую среду, можно назвать энергией версии 2,0. В массовом сознании термин «Энергия 2,0» начал укрепляться после доклада ООН о глобальном потеплении «Изменения климата–2007».

Литература

1. *Никонов А. П.* Верхом на бомбе. – М. : ЭНАС ; СПб. : Питер, 2008.

2. *Кузык Б. Н., Кушлин В. И., Яковец Ю. В.* На пути к водородной энергетике. – М. : Институт экономических стратегий, 2005.

3. *Кузык Б. Н., Яковец Ю. В.* Россия–2050. Стратегия инновационного прорыва. – М. : Экономика, 2005.

4. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. – М. : Россельхозакадемия, 2008.

5. *Меморандум о переходе от ископаемых топлив к водородной экономике // Международная конференция «Водородная обработка материалов».* – Донецк, 2004.

6. *Супрамолекулярный способ получения водорода // NanoWeek.* 2009. № 51.

7. *Коровин Н. В., Кулешов В. П., Тельнов В. П.* Водородная энергетика. Способы получения водорода для энергоустановок : учеб. пособ. – М. : МЭИ, 1990.

8. *Мешков П. И.* Хранение водорода с помощью наноматериалов. – www.nanometer.ru.

9. *Домашенко А. М.* Проблемы взрывопожароопасности при создании и эксплуатации систем хранения и транспортирования жидкого водорода. – <http://isjaee.hydrogen.ru>.

Часть V

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ,
ИДЕИ, РАЗРАБОТКИ**

Всему свое время, и время всякой вещи
под небом.

Екклесиаст

Каждая новая идея, как правило, проходит три стадии: «этого не может быть», «а в этом что-то есть» и – «кто же этого не знал?»

Макс Планк

«Среди проектов энергетических установок будущего встречаются, например, устройства, использующие энергию морского прилива или действующего вулкана. Однако существует гигантский источник энергии, который пока как будто еще не удостоен внимания изобретателей. Это вращающийся земной шар, огромный маховик, миллиарды лет назад раскрученный природой.

Нужно заметить, что человек уже сейчас черпает энергию, запасенную вращающейся Землей. Дело в том, что источником энергии морских приливов... является не Луна, как кажется с первого взгляда, а вращающаяся Земля. Именно она то пододвигает к Луне, то убирает от нее моря и океаны...

Энергия, запасенная вращающейся Землей, колоссальна. При нынешнем уровне потребления энергии того, что запасено Землей-маховиком, человечеству хватило бы на 20 миллиардов лет.

Правда, если отобрать у Земли всю энергию вращения, то она просто перестанет вращаться, что приведет к некоторым неудобствам, и вообще неизвестно, чем все это может закончиться. Но если не быть алчными и уменьшить скорость вращения Земли всего на 1 %, то и тогда освободившаяся кинетическая энергия в течение примерно 400 миллионов лет может снабжать человечество энергией, заменив все действующие электростанции...

Кстати, о Луне. А нельзя ли использовать и ее энергию? Подсчет показывает, что кинетическая энергия Луны, вращающейся на своей орбите, примерно в 20 раз меньше энергии вращения Земли — значит, Луна может нам доставить энергию приблизительно на 1 миллиард лет...».

Автор приносит свои извинения за небольшую мистификацию: выше приведен фрагмент из *научно-фантастической юморески*. Эта пространная цитата может служить своего рода ориентиром, с которым можно сравнивать некоторые идеи и предложения. (Кстати, К. Э. Циолковский долгое время обдумывал идею использования центробежной силы вращающейся Земли.)

Сразу оговоримся, что, во-первых, ниже приведена лишь мизерная часть существующих проектов и, во-вторых, все они либо представляют собой официально зарегистрированные действующие

изобретения или патенты, либо являются плодом работ серьезных исследователей и инженеров.

Давая описание некоторых идей, автор не берет на себя смелость как-то их комментировать: во-первых, он считает себя недостаточно компетентным для этого, и, во-вторых, как уже отмечалось выше, оценивать перспективные идеи с позиций сегодняшнего уровня знаний и техники – дело неблагодарное.

И последнее. Описание отдельных идей дается достаточно подробно, а по некоторым приведено только краткое изложение сути, поскольку не по всем предложениям опубликована подробная информация. По мере возможности автор старался давать формулировки, максимально близкие к оригиналу.

1. *Принципиальная схема сверхсуперинерционной системы.* Существует российский патент (на имя Н. В. Гулия) на маховичную систему, суть которой состоит в следующем. Предлагается построить герметичный подземный кольцевой туннель с диаметром кольца 2–3 тыс. км. Из туннеля в максимально возможной степени откачать воздух для уменьшения сопротивления движущемуся объекту. В качестве инерционного движущегося объекта поместить в туннель подвижный объект, конструктивно напоминающий поезд с массой в несколько десятков тысяч тонн. Будучи единожды разогнанной от внешнего источника энергии, эта инерционная масса в безвоздушном пространстве будет сохранять кинетическую энергию движения сколь угодно долго при условии обеспечения конструктивными методами минимального сопротивления движению.

2. *Бесплотинные ГЭС.* Существует множество патентов различных авторов в разных странах, в которых предлагаются самые разнообразные конструкции движителей, использующих энергию свободного течения воды (океанские течения, течения морских приливов-отливов, течение реки). Особенно много предложений, интерпретирующих идею водяного колеса-транспортера. В качестве иллюстрации приведем лишь два примера.

2.1. Парашютный вариант ленточного водяного колеса американского изобретателя Г. Сильмана (США, патент № 3887817, 1975), показанный на рис. 18.1. В этой конструкции на замкнутой петле троса (эллипсе), опущенного вдоль потока, закреплены парашюты, автоматически открывающиеся при попадании на «рабочую» ветвь непрерывно движущегося троса, который проходит через приводное колесо, раскручивает его и через него раскручивает вал электрогенератора. Приводное колесо и электрогенератор смонтированы на барже, установленной на якорях.

Ротор Сильмана на испытаниях во Флоридском заливе показал высокий к.п.д., но оказался ненадежным в эксплуатации из-за мягкой

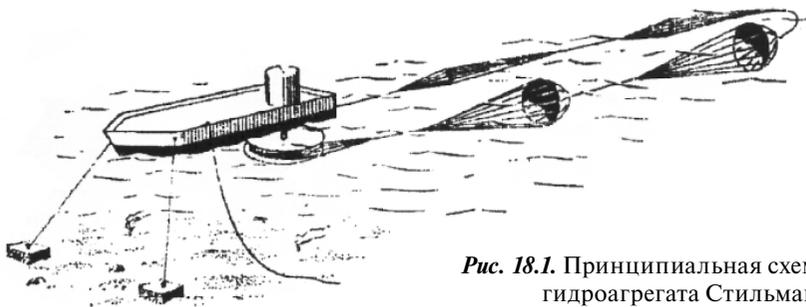


Рис. 18.1. Принципиальная схема гидроагрегата Стильмана

основы. Очевидная простота такого устройства не исключает проблем, связанных с запуском и контролем его работы в океане. Отсутствие второго колеса на месте разворота петли способствует возникновению нежелательных колебаний даже при небольших возмущениях потока, что мешает складываться парашютам и четко приходить к приводному колесу. Из-за асимметрии приложения усилий к тросу он смещается от заданного направления строго по потоку, что создает дополнительные помехи.

2.2. Недостатки конструкции Стильмана попытался устранить российский изобретатель Г. И. Озеров (РФ, патент № RU2227227). В предлагаемой конструкции сохраняется принцип работы гидроагрегата Стильмана в смысле обеспечения работы криволинейных лопастей, опущенных вдоль потока, только вместо парашютов на тросе применены двустворчатые лопасти из жесткого материала, закрепленные на транспортной цепи и замкнутые в эллипсоидную петлю, конфигурация которой обеспечивается наличием барабанов на обоих концах петли (рис. 18.2). Усилие преобразуется через жесткую увязку – зубчатое колесо, шестерню и т. п.

Оси двустворчатых лопастей крепятся на цепной передаче на определенном расстоянии друг от друга. Открытие и закрытие створок лопасти происходит автоматически силой потока. Фиксация открытия створок по заданному углу производится механическими ограничителями. В отличие от ротора Стильмана конструкция имеет

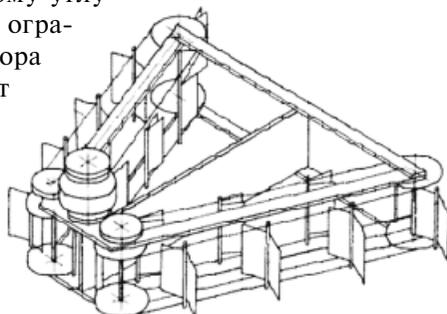


Рис. 18.2. Аксонометрическое изображение турбины Озерова

две замкнутые петли, разнесенные под углом от центральной перегородки, ориентированной строго по направлению потока. Это сделано с двойной целью:

- включение в работу потока с обеих сторон изделия;
- исключение затенения открывшимися лопастями последующих.

Фиксация конструкции в водном потоке может быть выполнена разными способами: закрепление на донном фундаменте; закрепление на плавающем средстве с последующим подтоплением в нужном месте; фиксация в полводы с помощью якорей и поплавков и т. п.

Проведенные автором натурные испытания макета предлагаемой конструкции подтвердили ее эффективность: к.п.д. движителя составляет примерно 65 %.

3. *Получение электричества из ионосферы.* Известно, что на высотах более 100 км над поверхностью Земли протекают ионосферные токи, обладающие большим потенциалом мощности. Предлагается эти токи использовать для преобразования в электрический ток технического назначения. Принцип работы такого конвертера заключается в преобразовании электромагнитной энергии, являющейся следствием работы сил планетарного характера и сосредоточенной в ионосфере в районах геомагнитных полюсов и на экваторе. Возникновение электромагнитной энергии в ионосфере является конечным звеном цепочки электромагнитных связей, начинающихся от вспышки или других динамических процессов на Солнце. Электромагнитные импульсы, генерируемые во время нестационарных процессов на Солнце, индуцируют повышенные токи в действующих высоковольтных сетях; это явление отмечалось неоднократно. Например, в марте 1989 г. в провинции Квебек (Канада) после мощной вспышки на Солнце и прохождения большого заряда энергии по цепочке процессов на линии «Солнце–Земля» векторные характеристики поля электромагнитной индукции в данной зоне оказались расположенными таким образом, что в высоковольтных ЛЭП возникли большие индукционные токи. Мощность этих токов оказалась такова, что устройствами защиты было отключено около 40 % мощности энергообъединения «Гидро-Квебек». Заметим, что эти мощные индукционные токи возникли в системе спонтанно, без каких-либо специальных технических мероприятий. Это является предпосылкой возможности искусственного создания конфигурации электрических сетей, специально ориентированной на получение токов из ионосферы.

Принцип работы предполагаемого конвертера энергии основан на законах электромагнитной индукции Фарадея-Максвелла, согласно которым в рассматриваемом на поверхности Земли одно-

проводном контуре (с очень малым сопротивлением) под действием быстрых изменений геомагнитного поля индуцируется ЭДС. Условно можно сказать, что ионосферные токи и ток в гипотетическом сверхпроводящем контуре образуют гигантский трансформатор с воздушным сердечником (слоем атмосферы).

Суммарная мощность токов, протекающих в ионосфере Земли, значительно превышает потребности человечества. Дело за малым – научиться рационально использовать энергетические возможности этих токов.

Для оценки энергетических возможностей конвертера со сверхпроводящим контуром, включающем индуктивность L и полезную нагрузку r , назовем промежуток времени, в течение которого скорость изменения геомагнитного потока остается постоянной, *элементарным циклом конвертера*. Тогда мощность, выделенная наведенным током при каждом элементарном цикле конвертера,

$$P = I^2 r,$$

где величина тока, пропорциональная ЭДС, будет определяться параметрами контура и длительностью элементарного цикла конвертера. В табл. 18.1 приведены соответствующие оценки мощности для некоторых частных условий.

Таблица 18.1

Длительность элементарного цикла τ	Сопротивление нагрузки, Ом	Мощность (кВт) при различной ЭДС (В)	
		10	16 000
≥ 30 с	0,01	10	$25 \cdot 10^6$ (для $r = 0,01$ и $\tau \geq 20$ мин)
≥ 100 с	0,001	100	
≥ 5 мин	0,0001	1000	

Какова природа энергии, поступающей в ионосферу и магнитосферу Земли?

Не вдаваясь в физику сложных солнечно-земных связей, можно несколько упрощенно сказать, что энергия поступает в ионосферу по двум каналам.

Первый – посредством стационарного затекания плазмы солнечного ветра и формирования «магнитосферного хвоста» длиной около 30 радиусов Земли с последующей передачей энергии в ионосферу. Запас энергии в ближайшей к Земле части этого «хвоста» оценивается величиной в 10^{16} Дж ($\approx 28 \cdot 10^9$ кВт·ч). Механизм передачи энергии внутрь магнитосферы не вполне ясен. Тем не менее принято считать, что средняя мощность, поступающая в магнито-

сферу в течение полного цикла (3–6 ч) конвекции плазмы при средних параметрах солнечного ветра составляет $10^7 - 10^8$ кВт.

Второй – нестационарный канал – это энергия, которая поступает в ионосферу в периоды солнечных вспышек и следующих за ними ионосферных бурь. В этом случае в магнитосферу поступает в течение нескольких часов энергия порядка 10^{14} Дж ($\approx 28 \cdot 10^7$ кВт·ч). Кроме того, имеются источники, поставляющие энергию из нижних слоев атмосферы (энергия гроз), а также энергия флуктуаций магнитного поля Земли.

Таким образом, из приведенных данных можно сделать два вывода:

- конвертер способен извлечь из ионосферы достаточную для промышленных целей электроэнергию;
- ионосфера и магнитосфера обладают достаточным для указанных целей запасом энергии.

Энергетический запас ионосферы в настоящее время не может быть оценен достаточно корректно. Имеющиеся в литературе оценки различных энергетических процессов в солнечно-земной физике различаются на несколько порядков. Для того чтобы внести в этот вопрос большую ясность, в 90-е годы прошлого столетия была создана специальная международная научная программа по исследованию энергетики процессов на линии «Солнце–Земля». Эффективность выполнения этой программы и полученные результаты автору неизвестны.

Более того, если не ограничивать себя излишней строгостью формулировок, то нельзя не упомянуть о концепции некоторых авторов, согласно которой планета Земля – это природная электрическая машина. Она представляет собой совмещенный по конструкции и режимам работы природный электромеханический индуктивно-емкостной мотор-генератор, работающий от энергии солнечной плазмы. Первичным источником электроэнергии служит мощный поток солнечной плазмы, который преобразуется в электроэнергию околосолнечным МГД-генератором. Дополнительный ощутимый вклад в природное электричество вносит электростатический генератор планеты. Все эти природные «геоэлектрогенераторы» обладают свойством совмещения их пространственных конструкций и режимов работы. Осталось только найти способ подключения к этому генератору.

4. *Атмосферное электричество.* Этот вероятный источник электроэнергии также является очень привлекательным для множества изобретателей всего мира. Рассмотрим наиболее характерные из таких идей. Нетрудно заметить, что предложения авторов этой группы являются вариацией предыдущих (ионосферное электричество).

В природе существует уникальный, экологически чистый возобновляемый источник энергии, который до сих пор не используется — электрическое поле Земли.

Наша планета в электрическом отношении представляет собой подобие сферического конденсатора, заряженного примерно до 300 кВ. Внутренняя сфера — поверхность Земли — заряжена отрицательно, внешняя сфера — ионосфера — положительно. Изолятором между «обкладками» этого «конденсатора» является атмосфера Земли.

Через «изолятор» — атмосферу постоянно протекают ионные и конвективные токи утечки конденсатора, которые суммарно достигают многих тысяч ампер. Однако, несмотря на наличие токов утечки, разность потенциалов между обкладками конденсатора не уменьшается.

Это дает основания говорить о существовании в природе источника (генератора), который постоянно восполняет утечку зарядов с обкладок конденсатора. Таким генератором является *магнитное поле Земли*. Чтобы воспользоваться этой энергией, необходимо каким-то образом подключиться к обкладкам этого конденсатора.

Подключиться к отрицательному полюсу очень просто: для этого достаточно сделать надежное заземляющее устройство, а вот подключение к положительному полюсу является сложной технической задачей, которая может быть выполнена различными способами.

Как и в любом заряженном конденсаторе, в нашем «глобальном» существует электрическое поле, напряженность которого распределяется очень неравномерно по высоте: она максимальна у поверхности земли и составляет около 150 В/м. С высотой напряженность уменьшается приблизительно по закону экспоненты и на высоте 10 км составляет около 3 % от значения у поверхности земли.

Таким образом, почти все электрическое поле сосредоточено в нижнем слое атмосферы. Вектор напряженности электрического поля Земли E направлен вниз (во всяком случае, в своих рассуждениях будем использовать только вертикальную составляющую этого вектора). Электрическое поле Земли, как и любое электрическое поле, действует на заряды с определенной силой F , которая называется кулоновской силой. Если умножить величину заряда на напряженность электрического поля в какой-то точке, то получим величину кулоновской силы для этой точки $F_{кул}$. Под действием этой силы при создании соответствующих условий возникнет встречное движение зарядов: отрицательных — вверх, а положительных — вниз.

Предположим, что на поверхности земли установлен вертикальный металлический проводник, имеющий хороший контакт с землей. Пусть верхняя точка этого проводника находится на уровне

некоторого потенциала U электрического поля Земли. В соответствии с законами электростатики в проводнике начнется движение электронов вверх, создавая тем самым избыток электронов в верхней точке проводника. Такое движение электронов будет продолжаться до тех пор, пока избыточный отрицательный заряд не сравняется с положительным потенциалом поля в этой точке.

Возникает вопрос: что произойдет с проводником, если помочь избыточным электронам покинуть этот проводник? Ответ простой: снова возникнет движение электронов, то есть электрический ток. Остается решить вопрос, каким образом удалять (эмитировать) избыточные электроны с верхней точки проводника.

Для этого необходимо устройство, представляющее собой излучатель электронов, или *эмиттер*. Если теперь этот эмиттер электронов установить в верхней точке нашего проводника, чтобы он излучал электроны, а в расщелку самого проводника включить нагрузку (потребитель электрической энергии), то протекающий по проводнику ток будет совершать полезную работу (рис. 18.3).

Эмиттер может быть построен на базе высоковольтного генератора небольшой мощности, который способен создать коронный разряд вокруг излучающего электрода. Такие высоковольтные генераторы используются в промышленности в дымоулавливателях, ионизаторах воздуха и т. д. Генератор создает вокруг излучателя электронов искровой, коронный или кистевой разряд. Такой разряд

является проводящим плазменным каналом, по которому электроны стекают в атмосферу под действием электрического поля Земли. Для этой же цели могут быть использованы трансформатор или так называемая катушка Теслы.

Оценим возможную мощность установки. Пусть верхняя точка находится на высоте 100 м, средняя напряженность электрического поля по высоте проводника $E_{cp} = 100$ В/м. Тогда разность потенциалов электрического поля по концам проводника будет

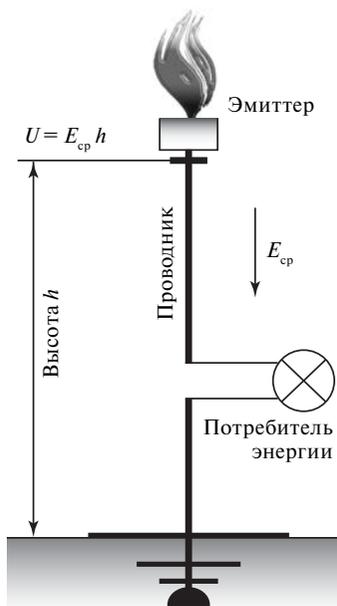


Рис. 18.3. Принципиальная схема установки для использования атмосферного электричества

равна 10 кВ. Мощность такого источника будет определяться эффективностью работы эмиттера. Если с его помощью возможно будет установить ток в проводнике, равный 10 А, то мощность установки составит 100 кВт.

Если учесть, что проводниками, имеющими потенциал Земли, являются деревья, высокие постройки, в том числе жилые и производственные здания, то очевидно, что в условиях города наш проводник с эмиттером должен быть поднят над крышами городских домов и разного рода антеннами, деревьями, шпильями и т. п. на высоту, как минимум в три раза превосходящую высоту наземных объектов. Заметим, что в средствах массовой информации появляется много сообщений о намерении в разных городах на крышах высотных зданий установить подобные установки и использовать их для электроснабжения этих зданий. К сожалению, найти информацию о реализации этих намерений и результатах экспериментов автору не удалось.

Одним из вариантов реализации рассмотренной идеи является предложение поднять на аэростате тонкий металлический трос на высоту 10–20 км. По сути, этот трос-кабель размещается в двух электропроводящих средах планеты, находящихся под большим электрическим потенциалом природного ионосферного генератора. Такая простая, бестопливная тросовая электростанция может обеспечить мощность от нескольких киловатт до нескольких мегаватт в зависимости от длины троса (высоты его подъема), а также от площади зарядосборных электродов.

Примером конкретной конструкции устройства для получения атмосферного электричества может быть изобретение В. Н. Ковалевского (РФ, патент № RU2019918), в котором предлагается «устройство приема, передачи и накопления атмосферного электричества, включающее токоприемник атмосферного электричества в виде стержня, соединенного с токоотводом, прикрепленным к несущей опоре и соединенным с накопителем и нагрузкой, отличающееся тем, что стержень токоприемника выполнен диаметром не менее 12 мм и высотой не более 1,3 м из сплава на основе кобальта и титана, а токоотвод выполнен высотой 15,7–15,9 м».

Попытки получения и использования атмосферного электричества неоднократно предпринимались и ранее. Еще в XIX столетии довольно много исследователей пыталось получить электричество из воздуха в достаточных для практики масштабах. В 1850–1860 гг. получили патенты Лумис (Mahlon Lumis) и Уард (William H. Ward) в США, Вийон (Hippolyte Charles Vion) во Франции и др.

М. Лумис использовал атмосферное электричество для питания длинных (400–600 миль) телеграфных линий и для первых опытов

по беспроводной связи, кстати, вполне успешных. В библиотеке Конгресса США сохранились документы и свидетельства о беспроводной связи телеграфом между холмами Западной Вирджинии на расстоянии 18 миль в 1868 г. Антенны Лумис поднимал воздушными шарами с вершин холмов на высоту около 200 м.

На рубеже XIX и XX веков появилось немало исследователей атмосферного электричества, предложивших практические конструкции. Это Пеннок (Walter Pennock) и Девей (M. W. Dewey) в США, Паленкасар (Andor Palencsar) в Венгрии, Рудольф (Heinrich Rudolph) в Германии. В 1898 г. Рудольф описал интересную конструкцию аэростата в форме эллипса с малым сопротивлением ветру. Решетка по периметру баллона, металлизированная ткань на баллоне и система проводов-растяжек служат для сбора атмосферного электричества.

На рис. 18.4 приведена иллюстрация из патента Пеннока. Два аэростата вытянутой формы (1) поднимают металлическую сеть (40), собирающую электричество. Стекая по тросам (6), оно заряжает батарею лейденских банок (конденсаторов) (50). Закрылки (4) увеличивают подъемную силу аэростатов, а рули (3) ориентируют их по ветру, снижая сопротивление.

Однако лидером явился, безусловно, доктор Герман Плаусон, эстонец по происхождению, живший и работавший в Германии и Швейцарии. В Финляндии он провел эксперименты с аэростатами, изготовленными из тонких листов магниево-алюминиевого сплава, покрытого очень острыми, электролитическим способом изготовленными иглами. Иглы могли содержать также примесь радия, чтобы увеличить местную ионизацию воздуха. В то время еще плохо знали о радиоактивной опасности и широко использовали, например, часы со стрелками, окрашенными радиоактивными составами и светящимися в темноте. Поверхность аэростата также красили цинковой амальгамой, которая в солнечную погоду давала дополнительный ток вследствие фотоэффекта.

Плаусон получил мощность 0,72 кВт от одного аэростата и 3,4 кВт от двух, поднятых на высоту всего лишь 300 м. На свои устройства он в 1920-х годах получил патенты США, Великобритании и Германии. Его книга «Gewinnung und Verwertung der Atmosphärischen Elektrizität» («Получение и применение атмосферного электричества») содержит детальное описание разработанной технологии.

Устройства для сбора электричества из атмосферы, как правило, дают высокое напряжение при весьма малом токе, поэтому необходимы преобразующие устройства для получения низкого напряжения при значительном токе. Это может сделать трансформатор, но он работает только на переменном токе, а ток из атмосферы — постоянный. Способ преобразования высокого постоянного на-

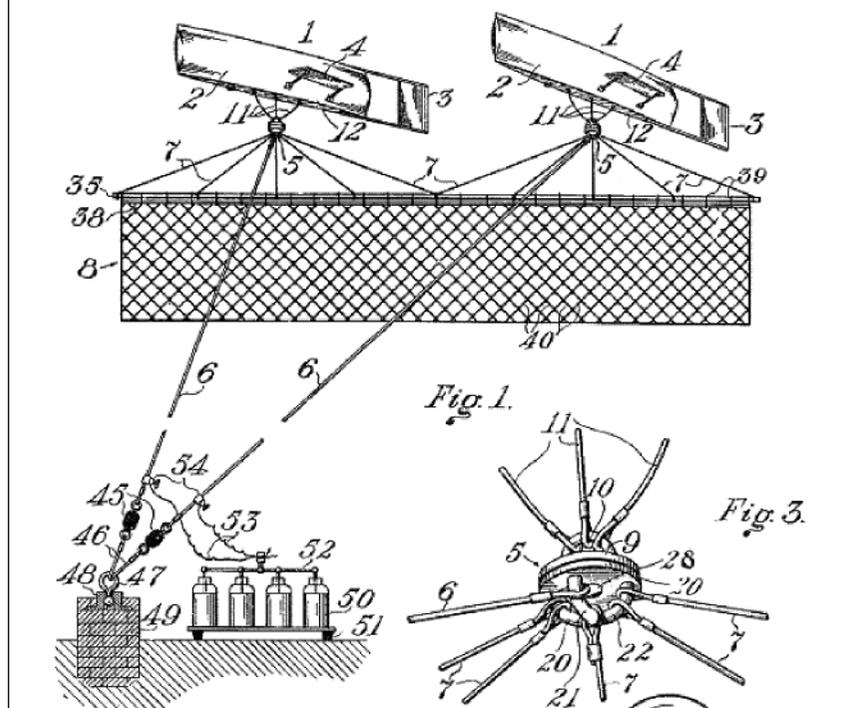


Рис. 18.4. Система Пеннока для сбора атмосферного электричества

пряжения в низкое переменное предложил еще в 1890-х годах Никола Тесла.

Идея сводилась к зарядке конденсатора и разряду его через искровой промежуток на катушку с большим числом витков. Разряд носил колебательный характер, а катушка могла быть обмоткой понижающего трансформатора. Эту идею и развил Плаусон. В своем патенте он начинает с пояснения, как можно понизить напряжение обычной электростатической машины (рис. 18.5).

От коллекторов (щеток) машины заряжаются имеющиеся в ней лейденские банки (конденсаторы) (5) и (6). Когда между шарами разрядника (7) и (8) проскакивает искра, замыкается цепь колебательного контура, образованного конденсаторами и катушкой (9).

H. PLAUSON

CONVERSION OF ATMOSPHERIC ELECTRIC ENERGY

Filed Jan. 13, 1921

12 Sheets-Sheet 1

Fig. 1.

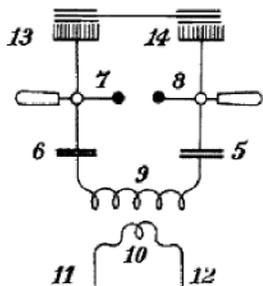


Fig. 2.

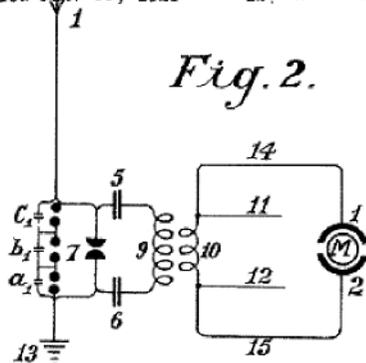


Рис. 18.5. Конвертер Плаусона

Тогда в катушке (10) со значительно меньшим числом витков индуцируется значительный ток при низком напряжении, и к выводам (11) и (12) можно подключить лампочку накаливания или электромотор.

Так и сделано в конвертере атмосферного электричества Плаусона. Разрядники (a1), (b1), (c1) служат для целей безопасности. Они замыкают антенну (1) на землю, например, при близком разряде молнии. В обычной же работе конвертера они не участвуют, а действует основной разрядник (7). Любопытно, что на этом рисунке показана метелочная антенна, содержащая пучок острых игл. С тех пор на радиосхемах любую антенну изображают именно так, совершенно позабыв о ее первоначальном предназначении.

В заключение заметим, что описанные грандиозные устройства так и не получили широкого практического применения ввиду их громоздкости, непрактичности, а самое главное, нестабильности снимаемой мощности, которая целиком зависит от «электрической погоды» в атмосфере. И второе: многие предложения современных авторов практически повторяют технические решения, предложенные и опробованные более ста лет назад.

В последние годы снова появляются проекты получения атмосферного электричества, но уже не с помощью аэростатов, а с использованием лазерного луча.

Проблема заключается в том, чтобы или плавно «слить» атмосферный статический заряд в наземный накопитель, или сделать то же самое, спровоцировав молнию искусственно. Такие разработки на уровне патентов имеются в том числе и в России.

В одном из экспериментов луч «синего» лазера ионизирует воздух, образуя тонкий ионизированный (следовательно, проводящий) шнур, уходящий в небо на значительную высоту. Было сообщено, что японским ученым таким способом удалось разрядить грозовое облако, вызвав молнию, ударившую вдоль луча. Сам лазер был при этом надежно защищен мощной металлической заземленной решеткой. Люди также были защищены, так как наведение лазера производилось системой дистанционного управления.

5. *Энергия грозовых разрядов.* Идея сбора статического атмосферного электричества сейчас пользуется меньшей популярностью, чем 100–150 лет назад. Тем не менее интерес к исследованиям атмосферного электричества, а точнее — к энергии грозовых разрядов, возрос, и в самые недавние годы были достигнуты значительные успехи. С помощью космической съемки обнаружено, например, что примерно на каждые 10 разрядов молний на землю приходится один разряд в ионосферу. Этим разрядам дали романтические названия *спрайтов, эльфов и джетов*. Физические модели этих разрядов являются предметом научных дискуссий.

В настоящее время многие зарубежные исследователи и промышленные компании работают над проблемой практического использования грозовой энергии. Известно, что над практическим использованием энергии грозовых разрядов работал в начале прошлого века великий ученый-электротехник, автор концепции трехфазной системы Никола Тесла.

Энергия молний колоссальна. Разность потенциалов между ее концами может достигать 1–2,5 млн В, а ток в канале разряда доходит до 200 кА. По данным некоторых исследователей из США, энергии, выделяемой при одной-единственной сильной грозе, достаточно, чтобы в течение 20 мин поддерживать электроснабжение всей страны. Учитывая, что на земле каждую секунду происходит около 2 тыс. гроз, нетрудно оценить потенциальные возможности этого вида энергии.

Однако на пути практической реализации этой привлекательной идеи стоят достаточно сложные технические проблемы. Одна из них — преобразование энергии молнии в переменный ток стандартной промышленной частоты — похоже, на грани практического решения. Для этого предлагается использовать сверхъемкие электрические конденсаторы и тиристорные преобразователи постоянного тока в переменный.

Американская компания «Alternative Energy Holdings» (Alt-Holding) предложила свой способ использования грозовой энергии, суть которого пока не раскрывается. Специалисты компании утверждают, что им удалось разработать способ сбора и утилизации энергии, возникающей во время электрических разрядов в грозовых облаках. Проект получил название «Сборщик молний» (Lightning Harvester). Предполагалось запустить экспериментальную установку в 2007 году.

По утверждению представителей Alt-Holding, стоимость одного киловатт-часа электроэнергии, произведенной «Сборщиком», не превысит 0,5 цента. Компания считает, что такой способ производства электроэнергии будет актуален для местностей, характеризующихся повышенной грозовой активностью. В пресс-релизе компании сказано, что первые промышленные электростанции, использующие энергию грозовых разрядов, появятся во втором десятилетии текущего столетия.

6. *Электростанция из торнадо.* Большинству людей известно, что торнадо непредсказуемы, неуправляемы и опасны. Но, по мнению канадского инженера Луиса Мичауда, бывшего инженера-нефтяника, они станут в будущем источником выработки электроэнергии. Изобретатель предполагает извлекать энергию из искусственных торнадо.

Л. Мичауд намерен использовать неутраченное тепло от электростанций обычного типа для создания «атмосферного вихревого двигателя» — небольшого контролируемого торнадо, который будет вращать турбины и вырабатывать электроэнергию. Мичауд уверен в своей разработке, более того, он считает, что в будущем смогут также функционировать искусственные торнадо, использующие тепло солнечной энергии.

Его последний проект — круглая стена без крыши диаметром 200 м и высотой 100 м. Горячий воздух будет поступать во внутреннюю полость через клапаны, установленные по периметру сооружения, и, приобретая вращательное движение вокруг стен, образует вихрь — имитацию настоящего торнадо. Получив первоначальный старт, вихрь будет втягивать через клапаны все больше горячего воздуха, увеличивая мощность. Будучи пропущен через турбины, этот вихрь в конечном итоге будет вырабатывать электроэнергию.

Изобретатель подсчитал, что вихревой двигатель его конструкции с указанными размерами способен обеспечить мощность установки от 50 до 500 МВт. Он впервые запатентовал свою идею в 1975 г. как «вихревую энергетическую систему» и с тех пор создавал различные варианты действующих моделей. Последний анализ независимого инженера-консультанта Клемма Брауна и его коллег привел к выводу, что данная идея заслуживает дальнейших исследований.

7. *Парниковые электростанции.* Проект такой электростанции внешне напоминает рассмотренную выше разработку Л. Мичауда. Грандиозный проект парниковой электростанции разработан в Австралии и, по замыслу конструкторов, эта электростанция по выработке электроэнергии должна быть соизмеримой с одним стандартным блоком АЭС. Предложенная конструкция представляет собой огромную стеклянную колбу высотой 1000 и диаметром 7000 м. Из-за разницы температур на земле и километровой высоте внутри колбы образуется тяга воздуха, причем расчетная скорость ветра должна достигать 13 м/с. Предполагается, что этот поток воздуха будет крутить 32 турбины, располагаемые в основании колбы. За счет резервуаров с водой, находящихся под парником и играющих роль тепловых аккумуляторов, разница температур будет поддерживаться примерно постоянной независимо от времени суток, и выработка электроэнергии будет стабильной. Проектная стоимость сооружения составляет 500 млн долларов США, но объявленное начало строительства австралийцы по неизвестным причинам откладывают уже несколько лет.

8. *Атмосферная термальная электростанция.* Проектов использования разницы температур на уровне земли и на высоте нескольких километров существует довольно много, и не следует думать, что все они являются плодом фантазии дилетантов-энтузиастов. В качестве примера можно привести работу российской научно-исследовательской группы под руководством Павла Крюкова.

Как известно из курса термодинамики, любая разница температур является источником энергии, поскольку всякая тепловая машина в соответствии с первым законом термодинамики совершает полезную работу за счет передачи тепла от более нагретого тела (рабочего тела) к менее нагретому (холодильнику). Чем больше перепад температур между рабочим телом и холодильником, тем эффективнее тепловой двигатель.

Группа Крюкова на уровне рабочих чертежей разработала проект атмосферной электростанции, где в качестве холодильника используется холод (около -50°C) на высоте 9-10 км, а рабочим телом является воздух на уровне земли.

В соответствии с проектом, на высоте около 10 км находится аэростат-холодильник специальной конфигурации. Для лучшей теплоотдачи и устойчивости этот аэростат должен иметь форму, напоминающую поставленное вертикально самолетное крыло, причем размер этого «крыла» по вертикали, согласно расчетам, составляет около километра.

На «нижнем этаже» электростанции располагаются силовые агрегаты, представляющие собой сидящие на одном валу турбину,

компрессор и генератор. Компрессор сжимает легкий газ (гелий или водород), и через нагреватель, в котором сжатый газ нагревается теплом нижних слоев атмосферы, нагретый сжатый газ попадает на лопатки турбины, вращая ее (реализуя газотурбинный цикл Брайтона). После турбины газ по гибким трубопроводам прокачивается в холодильник — пространство между двойными стенками аэростата. По другому трубопроводу охлажденный газ стекает вниз к силовому агрегату, вновь поступая в компрессор.

Суть идеи в том, что компрессор сжимает холодный газ, а турбину вращает газ нагретый. Но, в соответствии с циклом Брайтона, работа по сжатию холодного газа всегда меньше, чем работа, совершаемая при расширении горячего газа.

Не вдаваясь в детали конструкции, заметим лишь, что для размеров аэростата, которые выбраны разработчиками, минимально возможная расчетная мощность такой электростанции составляет около 200 МВт.

Предполагается, что от места изготовления эти станции-аэростаты будут своим ходом лететь к месту использования, причем энергию для своего перемещения они станут вырабатывать сами. На них же можно располагать дополнительное оборудование, например, радиолокаторы, высотные метеостанции, антенны и т. п.

9. *Энергия из «всякой всячины»* (улыбаться не возбраняется).

Из погоды. Эта идея пришла в голову американскому инженеру Энтони Мамо, когда он рассматривал карты погоды и увидел на них буквы «Н» и «В», обозначающие области соответственно низкого и высокого давления. Инженер поднял архивы наблюдений и выяснил, что в одних районах США давление, как правило, повышенное, а в других — пониженное. Так почему бы не соединить их трубой? Тогда искусственный ветер, заключенный в трубу, сможет крутить турбину.

Изобретатель умер, но успел получить патент и создать фирму под названием «Холодная энергия», которая реализует его идею — тянет трубу в штате Аризона и планирует поставлять на рынок электроэнергию по цене менее цента за киловатт-час.

Расчеты и эксперименты показывают, что в трубе протяженностью 200–300 км с некоторыми хитростями в виде переменных сечений создается сверхзвуковой «сквозняк» при разнице давлений всего в 0,03 атм. По словам директора фирмы Джона Крокера, мощность «трубоэлектростанции» может составить сотни мегаватт. Но, чтобы не сильно зависеть от капризов погоды и пользоваться максимальной разницей атмосферного давления, она должна состоять из системы труб с автоматически переключаемыми заслонками для оптимального выбора мест забора и выпуска воздуха.

Из живых деревьев. Какова физика этого эффекта, никто объяснить не может, но эффект существует. «Убедиться просто, – говорит изобретатель Гордон Уодл. – Воткните алюминиевый стержень через кору в ствол живого дерева, а в почву рядом – медную трубку так, чтобы она вошла на глубину примерно 20 см. Теперь подсоедините вольтметр, и окажется, что между стержнем в стволе дерева и заземленной трубкой есть потенциал 0,8–1 В постоянного тока».

Вот эти вольты и намерена использовать специально созданная в штате Массачусетс (США) фирма «MagCap Engineering». Специалисты фирмы уверены, что через несколько лет это свойство живых деревьев будет использоваться очень широко. Уодл создал устройство, которое повышает выходное напряжение, его прототип уже дает 2 В. А в ближайшее время энтузиасты этого направления обещают 12 В при токе 1 А с каждого дерева. И еще один замеченный ими интересный эффект: напряжение почему-то повышается зимой, когда листья сброшены.

Из телерадиоэфира. Возможно, деревья черпают энергию из радиоволн, которые несут не только информацию, но и энергию, которая не используется. С бесхозностью эфира взялась бороться гавайская компания «Ambient Micro», но без деревьев, а путем создания магнитных антенн и сопутствующих конструктивных элементов, которые могут преобразовать энергию радиосигнала в постоянный ток. Естественно, речь идет о мощностях в доли ватта, но и такая мощность может быть использована для питания разнообразных электронных устройств, приборов, датчиков вместо нынешних аккумуляторов.

Сейчас компания работает над аппаратом, который будет утилизировать всеэфирную энергию одновременно: любой свет, радиоволны, шум, вибрацию и перепады температур. Прототип для демонстрации уже готов.

Из унитаза. «Сортирную» мини-электростанцию разработали исследователи из университета Пенсильвании (США). Электрический ток вырабатывает 15-сантиметровая пластмассовая трубка, соединенная с унитазом. В трубке – бактерии, которые поедают фекалии. Благодаря химическим реакциям, в которые вступают отходы жизнедеятельности бактерий, между атомами начинают перемещаться электроны. Их-то и улавливают электроды. По расчетам разработчиков, если установить подобные электростанции в канализационных трубах по всему городу, то суммарной мощности хватит для движения трамваев и троллейбусов. Эффект двойной: и очистка стоков, и энергия.

Из грязи. Еще один удивительный микроорганизм нашли Чарльз Милликен и Гарольд Мэй из медицинского университета

Южной Каролины (США) — так называемую десульфитобактерию. Она вырабатывает электричество, питаясь любой грязью, вплоть до ядовитой и нефтяной, охотно ест и бытовой мусор. Исследователи утверждают, что если даже просто воткнуть один электрод в грязь с бактериями, а другой разместить в чистой воде, появится электричество, по мощности достаточное для питания компьютера.

«Пока у этих организмов есть пища, они способны поставлять энергию 24 часа в сутки», — говорит доктор Милликен. А такой «пищи» у человечества — неисчерпаемые и постоянно пополняемые запасы.

Из дохлых кошек. Немецкий фермер Кристиан Кох нашел способ изготовления дешевого биодизеля из органических отходов. Для его производства он соорудил в коровнике специальный аппарат. Уже 30 лет Кох работает над своей технологией и готов делиться рецептами. Среди прочего его аппарат может перерабатывать стаканчики из-под йогурта, старые шины, сорняки и дохлых кошек. По словам рационализатора, можно даже теоретически рассчитать количество кошек, необходимое для производства топлива: из взрослого шестикилограммового кота получается 2,5 л биодизеля, на 100 км пути нужно четыре дохлых кота, а чтобы заправить полный бак, понадобится 20 дохлых кошек.

Из чистой воды. Чистая вода, оказывается, тоже является источником электричества. Это доказал профессор Лари Костюк из университета Альберты (Канада), который нашел способ получения из нее электроэнергии и уже создал экспериментальную электрокинетическую установку. В изобретении реализован удивительный феномен — так называемый двойной электрический слой. Обнаружилось, что если вода течет по каналу диаметром 10 микрон с непроводящими стенками, то на одном его конце возникает положительный заряд, а на другом — отрицательный. Первый генератор Костюка, размером в 2 см и состоящий из 400 тыс. каналов, выдал разность потенциалов 10 В.

10. *Идеи, проходящие по ведомству «лженауки».*

Уже в начале текущего столетия в России по инициативе Президиума РАН сформирована и работает комиссия по борьбе с лженаукой и фальсификацией научных исследований. Однако, памятуя о том, что в не столь уж отдаленном прошлом, например, кибернетика тоже считалась «лженаукой», рискнем все же кратко изложить некоторые идеи, которые пока не подтверждаются ни научными данными, ни практикой. И первой в этом ряду по экзотичности и захватывающим перспективам должна быть названа идея о том, что вакуум обладает неисчерпаемым количеством энергии.

Энергия вакуума. Общие положения. В представлении людей, не связанных с физикой, вакуум — это «когда ничего нет» — ни вещества, ни частиц, ни полей. Стандартное определение вакуума — это состояние, в котором отсутствуют частицы. Поскольку энергия заключена именно в частицах, то, как резонно полагали в свое время даже физики, нет частиц — нет и энергии. Значит, энергия вакуума равна нулю. Все четко и ясно. Но вся эта благополучная картина рухнула в 1998 г., когда астрономические наблюдения показали, что разбегание галактик немного отклоняется от закона Хаббла*. Поиски объяснения этого феномена привели к идее о существовании положительной энергии вакуума.

Физический вакуум стал предметом изучения физики благодаря усилиям известных ученых — П. Дирака, Р. Фейнмана, Дж. Уиллера, Г. Казимира, Я. Б. Зельдовича и др. Понимание физического вакуума как не пустого пространства сформировалось в квантовой теории поля. Теоретические исследования указывают на реальность существования в физическом вакууме энергии нулевых колебаний.

Физический вакуум непосредственно не наблюдается, но проявление его свойств регистрируется в экспериментах. В физике известен ряд вакуумных эффектов, таких как рождение электронно-позитронной пары, эффекты Лэмба-Ризерфорда, Казимира, Унру. Эффект Казимира, например, состоит в возникновении силы, сближающей две пластины, находящиеся в вакууме. Этот эффект указывает на принципиальную возможность извлечения механической энергии из вакуума.

Современная физика стоит на пороге перехода от концептуальных представлений о физическом вакууме к теории физического вакуума. Проблема, с одной стороны, состоит в том, чтобы не представлять физический вакуум геометрическим объектом, а с другой стороны, оставляя физический вакуум в статусе физической сущности, не подходить к его изучению с механистических позиций. Создание непротиворечивой теории физического вакуума требует прорывных идей, далеко выходящих за рамки традиционных подходов.

Сейчас реальность такова, что в рамках квантовой физики, породившей саму концепцию физического вакуума, теория вакуума не состоялась. Не удалось создать теорию вакуума и в рамках классических представлений. По всей видимости, квантовая теория должна быть следствием и продолжением теории физического вакуума,

* В соответствии с законом Э. Хаббла, любая галактика удаляется от нас в среднем со скоростью, пропорциональной расстоянию до нее: $V = Hr$, где V — скорость удаления галактик; H — постоянная Хаббла; r — расстояние до галактики.

поскольку физическому вакууму отводится роль наиболее фундаментальной физической сущности, роль основы мира.

В настоящее время преобладает концепция, в рамках которой считается, что вещество происходит из физического вакуума и свойства вещества проистекают из свойств физического вакуума. Такой концепции придерживались Дирак, Хойл, Зельдович и др. Я. Б. Зельдович исследовал даже более амбициозную задачу – происхождение всей Вселенной из вакуума. Он показал, что твердо установленные законы природы при этом не нарушаются: строго выполняются закон сохранения электрического заряда и закон сохранения энергии.

Стимулом стойкого интереса к физическому вакууму является надежда на то, что он откроет доступ к океану экологически чистой вакуумной энергии. Некоторые основания для этого есть: в рамках квантовой электродинамики теория указывает на реальность существования в физическом вакууме энергии, плотность которой может быть очень большой. Однако, вследствие высокой симметрии вакуума, непосредственный доступ к этой энергии весьма затруднителен. Поэтому внимание ученых привлекают новые физические эффекты и феномены – в надежде на то, что они позволят получить доступ к энергии физического вакуума.

По одной из гипотез, предложенной российским ученым А. В. Рыковым, абсолютно весь мир основан на электромагнетизме. Вакуум, в соответствии с этой гипотезой, физически представляет собой «решетку» с зарядами «+» и «-» в ее узлах, между которыми существуют элементарные потоки магнитной индукции. Оценка потенциальной электрической энергии вакуума, исходя из энергии одного диполя, равного $1,6 \cdot 10^{-13}$ Дж, дает для одного кубического сантиметра вакуума величину порядка 10^{+25} Дж = 10^{+19} МДж = $2,8 \cdot 10^{+18}$ кВт·ч = $2,8 \cdot 10^{+9}$ млрд кВт·ч, что эквивалентно аннигиляции вещества массой в 1 млрд т (прогнозируемое общемировое потребление электроэнергии в 2010 г. составит около 17 млрд кВт·ч).

Процесс поисков и попыток использовать известные эффекты, связанные с физическим вакуумом, привел к изобретению различных устройств, которые, по мнению авторов, доказывают принципиальную возможность получения энергии. В этом ряду можно назвать генераторы Альфреда Хаббарда, Лестера Дж. Гендершота, Ганза Колера, Виленкина и др. В числе этих разработок есть и такие, которые якобы используют энергию гравитации. Например, Г. Колер изобрел устройство, которое он назвал конвертером энергии гравитационного поля. Правда, все эти предложения пока не выходят за рамки лабораторных демонстрационных образцов.

Однако существуют и многочисленные разработки, претендующие на практическое использование энергии вакуума. В этом ряду

покажем разработку московского изобретателя Н. А. Шестеренко, который предложил так называемый «насадок Шестеренко» (рис. 18.6).

Схема этого насадка очень проста. Шестеренко соединил герметично два сопла Лаваля, подобрав параметры так, что при эжекции воздуха в левое сопло на выходе правого сопла появляется заметный прирост мощности суммарного потока. Сам автор объясняет принцип работы своей установки (на которую получено несколько патентов РФ, в частности № RU2206409) следующим образом. Воздух, закачиваемый в левое сопло, увлекает окружающий воздух, и постепенно смесь разгоняется от сечения (6) к сечению (3). Затем в сечении (8) смесь отрывается от стенок сопла и в виде цилиндрического потока устремляется к стенкам правого сопла, где постепенно вновь разгоняется до сечения (4), и после выхода уже в расширяющуюся часть правого сопла поток имеет не только большую массу, но и сверхзвуковую скорость. Возникает вопрос, за счет чего удастся получить столь значительный прирост мощности потока?

Объяснений несколько:

– во-первых, это захват начальным потоком значительной добавочной массы воздуха по той причине, что поток, имея с самого начала заметную скорость, имеет по закону Бернулли давление внутри себя ниже, чем давление окружающего воздуха. Поэтому окружающий воздух, устремляясь в зону пониженного давления, как бы подсасывается к основному потоку;

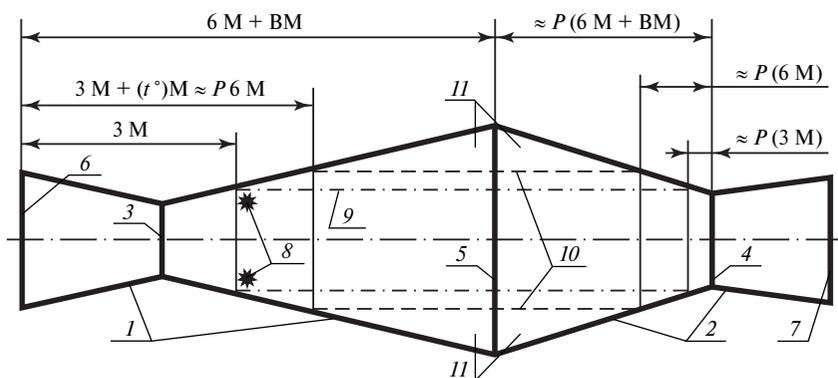


Рис. 18.6. Принципиальная схема насадка Шестеренко:

1, 2 – сопло Лаваля; 3, 4 – критическое сечение; 5 – сечение наибольшего расширения сопла Лаваля 1; 6 – входное сечение; 7 – выходное сечение; 8 – форсунки подвода водорода; 9 – линия отрыва от сопла Лаваля 1 и движения потока газа со скоростью 3 М (три Маха); 10 – линия отрыва от сопла Лаваля 1 и движения потока газа со скоростью 6 М (шесть Махов); 11 – вакуумируемая полость

– во-вторых, внутри соединенных сопел Лавала появляется зона (II), в которой уровень давления оказывается ниже, чем на входе в насадок. Эта зона пониженного давления (в некотором приближении – вакуум), оказавшаяся в своеобразной ловушке, из-за конструкции насадка и постоянно движущегося потока воздуха не только не разрушается, а наоборот, постоянно возобновляется и усиливает тягу, засасывая дополнительные объемы воздуха извне. Этот эффект сродни усилению тяги по мере усиления пожара;

– в-третьих, воздушный поток, взаимодействуя с воздухом в вакуумированной зоне, формирует вокруг себя вращающийся торовидный вихрь, а это еще больше стабилизирует воздушный поток внутри насадка;

– в-четвертых, вероятнее всего этот вихрь начинает пульсировать, изменяя как свои размеры, так и уровень давления внутри себя. Это означает, что по отношению к потоку воздуха вдоль оси насадка, такой торовидный вакуумный вихрь играет роль своеобразного поршня, дополнительно проталкивающего воздушный поток из левого сопла в правое.

(Не с помощью таких ли труб в древности был разрушен Иерихон?)

Шестеренко утверждает, что уровень экспериментальной науки США и Австралии позволил подтвердить правильность его рассуждений. В качестве доказательства он ссылается на информацию 2004 г. о проведении NASA (США) испытания ракеты и прямоточного двигателя комплекса X-43, при которых в качестве топлива был использован водород, находящийся в ракете, и кислород, который брали из окружающего воздуха. Шестеренко считает, что на самом деле американцы испытывали комбинированный вариант гиперзвукового прямоточного двигателя с генератором энергии, извлекаемой из физического вакуума.

От теории Шестеренко может быть совершен плавный переход к разного рода «вихревым» и «струйным» технологиям, а также к теории «торсионных полей», излагать которые в целях экономии места и времени не будем. Академик Александров в связи с этими теориями считает, что никаких торсионных полей в природе вообще не существует. Независимые эксперименты показали, что эффективность, например, вихревого теплогенератора ниже, чем у обычного бытового кипятильника, а стоимость его несоизмеримо больше.

«Единственное, зато бесспорное достижение торсионщиков – это изобретение “системы откатов”, при которой подписавший документ чиновник получал определенный процент от выделенной на эксперименты суммы, – делится впечатлениями академик. –

На этих условиях еще в советские времена чиновники от науки готовы были финансировать любой, самый безумный проект».

У идеи «вакуумной» энергии существуют как сторонники, так и противники, причем и те и другие представляют собой самые высокие и авторитетные научные направления. Нам же из этого факта остается сделать следующие выводы:

– во-первых, отсутствуют убедительные доказательства, подтверждающие наличие у физического вакуума энергии;

– во-вторых, отсутствуют убедительные доказательства, опровергающие возможность того, что физический вакуум обладает энергией.

КОРТЭЖ – короткозамкнутый тороидальный электронный жгут.

Несмотря на такой жесткий отзыв академика, рассмотрим все-таки еще одну любопытную идею специалистов ФГУП «МИТ» (Федеральное государственное унитарное предприятие «Московский институт теплотехники») А. Бережного и Б. Игнатова. Но сначала немного истории в виде нескольких на первый взгляд не связанных между собой фактов.

Еще в 1916 г. состоялся полузабытый ныне эксперимент Толмена-Стюарта под руководством Х. Лоренца. Его целью было экспериментальное определение частицы – носителя электрического тока. Для этого была изготовлена катушка с большим числом витков из тонкой медной проволоки длиной около 500 м. Катушку приводили во вращение вокруг оси, причем средняя линейная скорость достигала 300 м/с, а затем резко останавливали. В момент остановки за счет сил инерции в катушке возникал электрический ток.

Экспериментаторы установили, что носителями электротока в металлах являются свободные электроны – истина для наших дней тривиальная. Но совсем не тривиальными могли быть последствия этого эксперимента для нашей цивилизации, сделай экспериментаторы еще один шаг, взвесив катушку до начала вращения и в момент остановки.

По сохранившимся данным опытов 1916 г. не очень сложно просчитать вариации веса катушки Толмена-Стюарта. Еще тогда экспериментаторы могли определить, что вес катушки при ее остановке за 10^{-6} с меняется в пределах ± 2 мг. Очень вероятно, что если бы эта информация стала известна физику такого класса, как Х. Лоренц, то он вряд ли прошел бы мимо этого факта, и, возможно, наша цивилизация базировалась бы на другой энергетике, не столь беспощадной к нашему собственному дому.

Одним из самых эффектных опытов с быстровращающимися маховиками был эксперимент наших современников – члена-корреспондента Академии наук Белоруссии А. Вейника и И. Добромыслова. В их опытах надежно фиксировалось, что вес маховика либо уменьшался, либо увеличивался – в зависимости от направления вращения – на величину 200 мг на 1 кг веса маховика. На этот результат не могли повлиять ни суточное вращение планеты, ни точность балансировки, ни остаточное магнитное поле планеты (от которого установка тщательно экранировалась), ни давление света или оставшиеся в вакуумной камере молекулы воздуха.

30 июня 1968 г. английский инженер-электрик Дж. Сэрл успешно испытал в полете модель в виде диска массой 500 кг. Модель создавалась им на базе эмпирически предполагаемых принципов движения «летающих тарелок». «Тарелочка» диаметром 3 м, установленная на открытой местности, после раскрутки на специально намагниченных роликах опор сорвалась с них и, засветившись слабым мерцающим светом, через три минуты исчезла в небе.

Свои эксперименты Сэрл ставил неоднократно. Его диски иногда «испарялись» еще на опорах, иногда взлетали, скрываясь «в неизвестном направлении». Официальная наука предпочла этот факт не заметить, поэтому в широкой печати было опубликовано много интерпретаций результатов эксперимента, от самых фантастических до откровенно спекулятивных, и «антигравитация» была среди них еще не самой экзотической.

В 1983 г. в печати промелькнуло сообщение, что Сэрл осуществил радиоуправляемый полет диска своей конструкции на 600 км (из Лондона в Корнуэлл и обратно). После этого имя Сэрла исчезло со страниц печатных изданий.

Тогда в мире разразилась подлинная эпидемия «дискомании», резко возрос поток заявок на патентование различных способов полетов и устройств, имеющих форму диска. Видимо, «дискомания» уже дает какие-то интересные результаты, которые серьезными лабораториями не афишируются.

Еще один факт, прежде чем перейти к сути дела. Неоднократно фиксировались случаи, когда при встрече с достаточно мощной шаровой молнией с рук очевидцев бесследно (и безболезненно) исчезали кольца и браслеты.

Бережной и Игнатов просчитали величину тока, при котором за счет возникающей подъемной силы в быстро вращающемся диске и кольцах эти предметы способны уменьшать собственный вес до нуля (левитировать). Результаты расчетов для металлического кольца с внешним диаметром 1 м и внутренним 0,9 м несколько обе-

скуражили. Плотность кольцевого тока, возникающего при вращении кольца, была такова, что не оставляла этому телу никаких шансов на дальнейшее существование — кольцо должно в буквальном смысле испариться. Поэтому, в соответствии с законами физики, диски Сэрла, проходя тепловую фазу за миллионные доли секунды и световую — за миллиардные, действительно должны в буквальном смысле «испариться», так же как «испаряются» кольца и браслеты (короткозамкнутые витки) с рук очевидцев при встрече с шаровой молнией. В этих случаях за долю мгновения происходит электродинамический взрыв кристаллической решетки металлического тела.

Но другие изделия Сэрла летали в целости и сохранности к недоумению «серьезных» ученых. Ситуация сложилась неординарная. Несоответствие теории и эксперимента для физики вещь весьма опасная, так как вынуждает ставить под сомнение или результаты опыта, или саму теорию.

Однако все становится на свои места, если предположить, что диски Сэрла, а точнее, очень тонкий поверхностный слой металла его обода, под действием быстрого вращения и специально намагниченных опорных роликов каким-то образом приобретает свойства высокотемпературного сверхпроводника. Только в этом случае диск или кольцо, вместо того, чтобы «испариться», пропустит в наблюдаемом слабо светящемся поле весь ток и, как следствие, взлетит. Это объясняется «эффектом Мейснера» (открыт в 1933 г.), когда из вещества при переходе его в сверхпроводящее состояние вытесняется магнитное поле.

Еще в конце 1960-х годов группа ведущих специалистов в США опубликовала двухтомную монографию, в предисловии к которой авторы написали: «Своей книгой мы вбиваем последний гвоздь в гроб высокотемпературной сверхпроводимости...» Действительно, для того времени «рекордсменом» было соединение ниобия и германия — при температуре на 23 градуса выше абсолютного нуля этот сплав становился сверхпроводником.

Какова природа сверхпроводимости? В металлах, охлажденных до температуры, близкой к абсолютному нулю, электроны упорядоченно выстраиваются в пары, образуя, как говорят физики, коллектив частиц. И пока в сверхпроводнике сохраняется такое состояние, это проявляется как отсутствие сопротивления электрическому току, идущему без тепловых и прочих потерь. Однако есть фактор, которому сверхпроводник сопротивляется: если его поместить в магнитное поле, то оно никогда не сможет проникнуть в глубь сверхпроводника. Считается, что магнитное поле в этом случае работает против себя. Оно наводит в сверхпроводнике индукционные токи, а те,

как и полагается при сверхнизких температурах, не затухают. Соответственно, индукционные токи и выталкивают наводящее их поле вместе с его носителем.

Чем не новый вид транспорта? Мешает одно — очень низкие температуры, при которых проявляется этот эффект.

Авторам идеи (Бережному и Игнатову) сверхнизкие температуры не потребовались, но им удалось объяснить и использовать сверхпроводящее свойство тела, возникающее при вращении. К пониманию этого процесса авторы пришли, разрабатывая теорию шаровой молнии и подобных явлений, а также пытаюсь объяснить некоторые подобным образом развивающиеся процессы в веществах с помощью «вихря» в аэро-, газо-, термо- и электродинамике и разрабатывая теорию «Ш—С—Т» (шар—спираль—тор) на основе вихреобразующих свойств «идеального газа».

По убеждению авторов идеи, в раскрученном диске наступает момент, когда электроны «отбрасываются» в тонкий слой его обода, достигая огромной концентрации (до 10^{28} частиц в 1 м^3). В этом состоянии вещество приобретает свойства сверхпроводника — ток проходит в нем без каких-либо потерь при «комнатной» температуре.

В сущности, в диске, вращающемся с большой скоростью, величину и характер тока определяют две компоненты ускорения: тангенциальное (касательное) возбуждает кольцевой ток, центробежное (радиальное) смещает его к периферии, увеличивая концентрацию электронов. Естественно, в этом случае вдоль оси вращения генерируется очень серьезное по величине напряженности магнитное поле.

В формуле открытия это звучит так: «Вследствие сепарации электронов в полупроводниках, по достижении некоей критической скорости свободные электроны образуют тороидальный короткозамкнутый вихрь (жгут) на периферии проводника (при нормальных условиях)». Собственно, это и есть принципиальная схема генератора: динамическая сверхпроводимость — по Игнатову, короткозамкнутый тороидальный электронный жгут — по Бережному.

Этот принцип и позволил создать «МАГФ—КОРТЭЖ» (МАГФ — многоцелевой аппарат грибовидной формы). Реализацией проекта московских ученых и специалистов руководит д. т. н. генерал-лейтенант М. Попович.

Установка «МАГФ—КОРТЭЖ» — это генератор электроэнергии с мощностью, превосходящей мощность Красноярской ГЭС и с габаритами легкового автомобиля. Летательный аппарат, оснащенный такой энергетической установкой, имеет неограниченные грузоподъемность и дальность полета.

Надо заметить, что проект собрал в одной установке чуть ли не все проблемы, на которых ортодоксальные теории давно уже поставили незримый штамп: «Вне науки. Рассмотрению не подлежит».

Сейчас на основе этого эффекта параллельно ведутся опытно-конструкторские работы по созданию экологически чистых и компактных энергетических установок индивидуального и коллективного пользования.

Солитонный генератор электромагнитной энергии и (патент РФ на имя Смелова М. В., 2005). Задача, на решение которой направлено изобретение, состоит в том, чтобы путем радиоактивного распада нейтронов, а следовательно, и ядер атомов, инициировать упорядоченное самоорганизованное движение вакуума (эфира) в виде солитонов* (электромагнитных солитонов), которые накапливают скрытую энергию деформаций вакуума в кольцевом накопителе-резонаторе. Далее эта энергия в виде потока сверхвысокочастотной электромагнитной волны выводится из накопителя для непосредственного использования.

Принципиальная схема солитонного генератора показана на рис. 18.7.

В соответствии с заявкой автора, предлагаемое изобретение не имеет аналогов в мировой науке и технике. Поэтому подтверждением осуществимости изобретения *могут быть* (!) лишь эксперименты, которые автором проводились для различных частных случаев существования солитонов.

Способ аккумуляирования энергии и электродинамический аккумулятор для его осуществления. Изобретений, предлагающих в качестве аккумулятора энергии использовать потоки электронов, зарегистрировано достаточно много. Ниже приведено краткое описание одного из них.

Известны инерционные аккумуляторы, которые представляют собой различные конструкции движущегося материального тела, количество движения которого значительно превышает количество движения внешних сил, действующих на это тело (известный всем маховик).

Целью описываемого изобретения является кардинальное повышение эффективности аккумуляторов электрической энергии за счет того, что в качестве вращающегося инерционного элемента используется вращающееся кольцо электронов, сжатых внешним или собственным магнитным полем до высокой плотности, разгоняемых

* Солитоны (или уединенные волны) – устойчивые локализованные (за счет нелинейности среды) структуры, обладающие одновременно волновыми и корпускулярными свойствами.

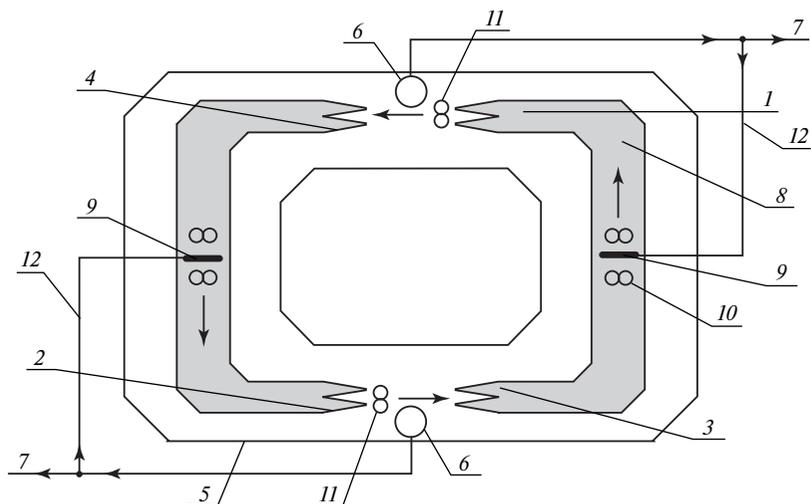


Рис. 18.7. Принципиальная схема солитонного генератора энергии вакуума: 1 – первый передатчик электромагнитных солитонов вакуума; 2 – второй передатчик электромагнитных солитонов вакуума; 3 – первый приемник электромагнитных солитонов вакуума; 4 – второй приемник электромагнитных солитонов вакуума; 5 – кольцевой волноводный накопитель-резонатор электромагнитной энергии вакуума; 6 – электрическая петля вывода электромагнитной энергии из накопителя-резонатора; 7 – СВЧ-выход электромагнитной энергии для использования; 8 – радиоактивный ферромагнитный элемент электромагнитных солитонов вакуума; 9 – возбудитель магнитных солитонов в ферромагнитном элементе; 10 – топологический узел полей магнитного солитона; 11 – топологический узел полей электромагнитного солитона вакуума; 12 – внешняя электрическая петля положительной обратной связи солитонного генератора электромагнитной энергии

и удерживаемых на заданной орбите магнитным и электрическим полями. Так как электроны легко разгоняются до субсветовых скоростей, то кольца электронов могут вращаться с субсветовыми линейными скоростями и поэтому способны запасать колоссальные количества энергии.

При этом возникают две проблемы. Первая – заставить электроны двигаться по неизлучающим квантованным орбитам. И вторая – достичь высоких плотностей электронного потока.

Устройства, создающие потоки электронов, движущихся по круговым орбитам, существуют – это различного рода циклические ускорители и магнетроны. Циклические ускорители конструктивно приспособлены для разгона потока электронов малой плотности, а принцип образования вращающегося кольца большой плотности реализован в магнетронах.

В быстровращающемся кольце электронов их поля как бы сплющиваются в диски, а это позволяет избежать взаимного электростатического отталкивания электронов во вращающихся электронных структурах и достичь высокой плотности потока. Возникающее собственное магнитное поле кольца при высокой плотности приводит к возникновению так называемого «пинч-эффекта», которое сжимает тело электронного кольца в радиальном направлении.

В отличие от известных механических инерционных систем аккумуляирования, заключающихся в том, что при заряде механического аккумулятора-маховика вращают электрически нейтральный объект, заявленный способ отличается следующими признаками:

1. Создают вращающееся кольцо электрически заряженных частиц только одного знака, например, состоящее только из электронов или только из протонов, и удерживают его в устройстве, используя или бегущее, или изменяющееся, или постоянное магнитное поле и (или) электрическое поле.

2. Количество энергии, запасаемой в кольце электронов, изменяют путем изменения скорости вращения кольца заряженных частиц, изменения его плотности и (или) размеров.

3. Количество энергии, отбираемой от кольца заряженных частиц, изменяют путем уменьшения скорости вращения кольца, уменьшения его плотности и (или) размеров.

Примечание (в нарушение собственного намерения автора не комментировать описанные предложения): хотелось бы все-таки выяснить, каково соотношение энергии, затраченной на создание и поддержание кольца электронов, и энергии, потенциально получаемой на выходе? Дело в том, что современная физика накопила большой опыт построения подобных ускорителей частиц, но эти системы *потребляют* много энергии, и не приходилось слышать, чтобы она возвращалась в каком-либо виде.

Литература

1. Данилкин Н. В. О возможности получения электрической энергии из ионосферы // Электричество. 1996. № 4.

2. Данилкин Н. В., Кирьянов Д. В. К оценке энергетической возможности конвертера Солнце–Ионосфера–Земля // Электричество. 1999. № 7.

3. Копылов И. П. Космическая электромеханика. — М. : Изд-во МЭИ, 1998.

4. Копылов И. П. Магнитное поле Земли как источник электрической энергии // Изв. вузов. 1991. № 5.

5. *Дудышев В. Д.* Земля – электрическая машина // Техника – молодежи. 1984. № 11.

6. *Дудышев В. Д.* Введение в глобальную экологию, или Электромеханика живой природы // Экология и промышленность России. 1999. № 11.

7. *Ковалевский В. Н.* Устройство приема, передачи и накопления атмосферного электричества. Патент РФ № RU2019918, 1993.

8. *Озеров Г. И.* Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция. Патент РФ № RU2227227.

9. *Зельдович Я. Б.* Возможно ли образование Вселенной «из ничего»? // Природа. 1988. № 4.

10. *Рыков. А. В.* Вакуум и вещество Вселенной. – М. : РЕСТАРТ, 2007.

11. *Шестеренко Н. А.* Получение энергии из физического вакуума. Патенты РФ № 2206409, 2206410, 2212282.

12. *Кондрашов Б. М.* Принципиально новые – струйные – энергетические технологии. – Интернет-ресурсы.

13. *Бестужев-Лада И. В.* Россия и мир 2006–2015: вызовы и ответы : Ежегодный доклад для раздумий, дискуссий и подготовки стратегических решений. – М., 2005.

Глава 19. ТАК ЛИ СТРАШЕН ЧЕРТ, КАК ЕГО МАЛЮЮТ?

Сколько нефти и газа осталось в недрах Земли? Что сможет заменить нефть, газ и уголь после того, как запасы этих ископаемых видов топлива закончатся? Самое интересное в этих вопросах то, что, при всем обилии пространных рассуждений, на самом деле внятных ответов на них не существует.

Никто сейчас уже не помнит, почему нефть и газ стали называть невозобновляемыми ресурсами. Более того, и раньше, и сейчас находились и находятся ученые, отстаивающие противоположное мнение: запасы нефти и газа на планете неисчерпаемы. Какая из этих точек зрения истинна?

Если отталкиваться от исторического опыта, приходится признать: большинство предыдущих прогнозов об исчерпании запасов нефти оказались, мягко говоря, не совсем точными. Посмотрим на некоторые из этих прогнозов с позиций сегодняшнего дня в ретроспективном порядке.

В 1919 г. Геологическая служба США предупредила, что нефти в Америке не будет уже через десять лет.

Англо-персидская нефтяная компания (будущая British Petroleum) в 20-е годы прошлого столетия отклонила предложение инвестировать в Саудовскую Аравию, поскольку посчитала, что добывать нефть в этом регионе — все равно что пытаться выжать каплю воды из сухого полотенца.

В 1979 г. президент США Д. Картер, основываясь на прогнозах ЦРУ, заявил, что во всем мире «показалось дно» нефтяных скважин. Четырьмя годами ранее исследовательский центр «Римский клуб» (The club of Rome) утверждал, что пик мировой добычи нефти будет пройден в 2003 г.

О чем же тогда ведут речь и нефтяные компании, и исследовательские центры, десятилетие за десятилетием предсказывающие исчерпание нефти через 10, 20, 40 лет? Будем справедливы: все эти прогнозы строятся на известных, то есть уже разведанных запасах. Но надо учитывать, что значительная часть планеты еще не изучена на нефтегазоносность, и в печати постоянно появляются сообщения об обнаружении этих ресурсов в регионах, которые ранее считались

бесперспективными в этом отношении. Что говорить о слаборазвитых странах и неосвоенных территориях, если даже в государствах Персидского залива, где сконцентрированы основные известные на сегодня запасы нефти, вложения в нефтеразведку были минимальными.

Мало того, сейчас оцениваются лишь те ресурсы, которые возможно извлечь при помощи существующих технологий; не учитываются так называемые нестандартные виды углеводородов — битуминозные пески (например, запасы только одного канадского месторождения Атабаска оцениваются в 583 млн т), тяжелая венесуэльская нефть, газогидраты и т. д.

В значительной мере прогнозы наличия запасов нефти базируются на гипотезах о происхождении нефти, а дискуссии об этом время от времени разгораются вновь и вновь.

Гипотезы о происхождении нефти, по большому счету, распадаются на две категории: фантастические или даже нелепые и обоснованные теми или иными научными фактами.

Крайним выражением гипотезы первого рода являются варианты так называемой космической гипотезы, переносящей образование нефти в те отдаленные периоды, в которые формировались планеты. Земная нефть является, согласно этим гипотезам, в лучшем случае продуктом превращения или изменения первичных углеводородов космоса, попавших на землю вместе с различными другими формами космического вещества. Космическая гипотеза не опирается ни на какие факты, если не считать наличия метана в атмосфере некоторых больших планет. Нетрудно видеть, что подобные гипотезы носят в высшей степени упрощенный характер и, в сущности, снимают с обсуждения сам вопрос о происхождении нефти, перенося его в области, недоступные исследованию во времени и пространстве.

Если же говорить о «земных» гипотезах, то можно вспомнить, что еще в конце XIX столетия обособились два полярных взгляда на проблему происхождения нефти: органическая и неорганическая (биогенная и абиогенная) гипотезы. Тогда немецкие химики-органики Ганс Гефер и Карл Энглер успешно провели ряд опытов, доказывающих возможность получения нефти из продуктов животного происхождения. В этом усомнились профессор Высшей фармацевтической школы в Париже Пьер-Марселен Бертелло и профессор Петербургского университета Дмитрий Менделеев.

Органическая гипотеза предполагает происхождение нефти из животных остатков, остатков наземных или морских растений, смешанного растительно-животного материала, из ископаемых углей и т. д. Согласно этой органической (или биогенной) концепции, нефть

образовалась из остатков растительных и животных организмов в пластах осадочных чехлов различных эпох за десятки и сотни миллионов лет. К этой гипотезе науку подвело органическое строение нефти, резко контрастирующее с неорганикой земных пород.

Кроме Гефера и Энглера среди создателей биогенной теории можно назвать таких корифеев, как М. В. Ломоносов, Н. Д. Зелинский, В. И. Вернадский, И. М. Губкин, американский ученый П. Смит и ряд других. Михаил Ломоносов в трактате «О слоях земных», появившемся в 1763 г., высказал идею о происхождении нефти из каменного угля, когда органический материал преобразуется вначале в уголь, а потом — в нефть.

Впервые о неорганическом происхождении нефти высказался немецкий ученый Георгий Агрикола в 1546 г. Менделеев поддержал ранее существовавшую теорию о минеральном происхождении нефти, согласно которой она образуется при высокой температуре на больших глубинах «вследствие взаимодействия воды с карбидами металлов».

Две теории долго существовали независимо друг от друга, пока не накопились дополнительные факты, подтверждающие или отвергающие сделанные ранее предположения.

В последнее время число противников биогенной гипотезы растет, потому что накапливается все больше фактов, которые биогенная теория объяснить не может.

Если нефть — остатки древнейшей флоры, то она не может залегать глубоко, потому что органика образуется на поверхности планеты. Но в конце XX века методами геофизики стали открывать «глубокую нефть», залегающую на 3–6 км. Более того, нефтяные месторождения были обнаружены даже в трещинах кристаллического фундамента материков. Однако эти породы появились тогда, когда никакой жизни на планете еще не было. Следовательно, древние леса и прочая органическая масса не имеют к нефти никакого отношения.

Отсюда недалеко до совсем уж еретического вопроса: может быть, нефть и сейчас продолжает образовываться? Убедительные подтверждения этой идеи можно наблюдать в наши дни. Возобновлена добыча нефти там, где ее запасы, казалось, были исчерпаны в 1940–1960 гг.: в Татарстане, Чечне, на многих месторождениях в Азербайджане, Мексике, Венесуэле, в американских штатах Техас и Оклахома и т. д. Эрик Чейни, экономист и геолог Вашингтонского университета, говорит: «Самый типичный вопрос, который мне задают, звучит так: “Когда иссякнет нефть?”. Мой ответ — никогда. Нефть может стоить несколько дороже, чем сейчас, но она будет всегда». Чейни начал заниматься проблемами геологии и природных

ресурсов в Вашингтонском университете в 1964 г. и с тех пор не раз консультировал чиновников и специалистов нефтяной отрасли.

Как ни странно, у этого предположения появляется все больше сторонников. В 1932 г. советский ученый И. М. Губкин высказал идею, что процесс образования нефти непрерывен. Для ее образования наиболее благоприятны неустойчивые участки земной коры на границах тектонических разломов.

В настоящее время сформировалась так называемая литосферно-океаническая теория (ЛОТ), согласно которой обе теории — и биогенная, и абиогенная — по-своему правы. Нефть действительно частично образовалась из останков органики, но образовалась она глубоко под землей в астеносфере*.

Согласно концепции ЛОТ, особенно высокие давления (при высоких температурах), необходимые для образования нефти, характерны для локальных и глобальных паровых взрывов в астеносфере во время прорыва туда больших масс океанической воды через рифтовые щели (а также стыки плит земной коры) при лунно-солнечных приливах литосферы или при вертикальных подвижках плит земной коры от таяния великих ледников. В соответствии с ЛОТ нефть образуется при паровых взрывах. Нефть и газ, до того сконцентрировавшиеся в верхней части астеносферы, то есть под литосферой, по вновь образованным при глобальном взрыве и старым разломам литосферы под высоким давлением устремлялись вверх, частью выходя в атмосферу, частью внедрялись в полости кристаллического фундамента и поры осадочных пород. При охлаждении в пластах земной коры легкие углеводороды (метан и др.) становились природным газом, более тяжелые углеводороды образовывали залежи нефти.

Обычно газ и нефть были в смеси самого причудливого состава, чем и определялись сорта нефти различных месторождений. Масштабы будущих месторождений определялись расположением разломов вблизи крупных скоплений атмосферных углеводородов, проходного сечения литосферных разломов, прочностью и непроницаемостью нефтяных ловушек в земной коре.

Когда давление было достаточно велико, а жесткость пласта достаточно мала, он выгибался в свод — в так называемую антиклиналь. Проходили десятки, иногда сотни тысяч и миллионы лет.

* Астеносфера (слой Гуттенберга) — пластичная (полурасплавленная) нижняя часть верхней мантии. Мантия, по геофизическим данным, разделяется на верхнюю и нижнюю. Верхняя мантия простирается до глубин 850—900 км. Затем до глубины 2900 км идет нижняя мантия. Верхнюю мантию и земную кору вместе объединяют в литосферу, или каменную (твердую) оболочку. Ниже астеносферы в земном шаре твердого вещества нет.

В старых, разрушающихся месторождениях, когда летучие фракции постепенно уходили в атмосферу, давление ослаблялось, антиклиналь становилась все более пологой, порой превращаясь в синклинали (прогиб вниз). Нефть очень старых месторождений при этом становилась все более «тяжелой» и со временем превращалась в асфальты, битумы и сланцы.

Наибольшее количество углерода (основного элемента биоты) на поверхности Земли находится в Мировом океане. Больше всего его содержится в углекислом газе. А непосредственно органического вещества в морской воде в сто раз больше, чем в осадках на дне морей. Становится понятно, откуда мог взяться тот исходный органический материал, из которого в астеносфере при температуре около 1200 °С и при давлениях мощнейших паровых взрывов шел генезис нефти. Исходное органическое вещество бралось из своего самого емкого источника — из прорывавшихся в астеносферу через рифты и стыки литосферных плит огромных масс морской воды.

Нефть и газ располагаются там, где литосфера наиболее тонкая, то есть под океаническим дном, под низменностями суши, равнинами и горными распадками. Под горными массивами литосфера резко утолщается, и астеносферной нефти там не может быть.

Под океанами литосфера значительно тоньше и образует как бы своеобразный свод, куда из массива астеносферы «всплывают» образовавшиеся при гидротермальных взрывах океанической воды в недрах астеносферы биогенные и абиогенные углеводороды. Под континентами толщина литосферы значительно возрастает, и углеводородов там значительно меньше, только в разломах и околоразломных пустотах осадочных и коренных пород. Под горными массивами ничего нет, но в межгорных низинах, близ горных разломов и сбросов могут быть неплохие месторождения.

Если попытаться определить количество углеводородов, образовавшихся в астеносфере из органики и углекислого газа, поступавших туда с океанической водой за период позднего фанерозоя* (после Гондванского оледенения), в итоге получается 239 трлн т. Такое количество углеводородного сырья могло образоваться в астеносфере за 180 млн лет и сконцентрироваться в верхних слоях астеносферы под горячим сводом литосферы.

Практическое обнаружение углеводородов в астеносфере снимет на очень долгий срок проблему нехватки углеводородного сырья.

* Фанерозой — период в последние 570 млн лет истории Земли, о которых накоплены наиболее детальные сведения, полученные, в числе прочего, при изучении хранящихся в породах земной коры остатков организмов.

Термин *фанерозой* (*фанерос* — «явный» и *зоэ* — «жизнь») введен Чедвиком в 1930 г.

Сделаем несложные подсчеты: сейчас во всем мире потребляется в год около 4 млрд т нефти и газа. Разделим вычисленные 239 трлн т на 5 млрд т в год. Получим около 48 тыс. лет, на которые может хватить астеносферных запасов нефти и газа.

Российский ученый Азарий Баренбаум, специалист Института проблем нефти и газа РАН, уверен, что традиционное мнение о том, что нефть образуется из остатков отмерших животных и растительных организмов, в корне неправильно. Ученый утверждает, что нефть имеет неорганическое происхождение и образуется благодаря круговороту воды в природе, переносящему углеводороды. А это означает, что ее запасы способны самовосстанавливаться и, следовательно, они неисчерпаемы.

Большинство ученых, придерживающихся органической теории происхождения нефти, открыто иронизируют над идеями Баренбаума. Однако идею неорганического происхождения нефти серьезно обсуждают многие ученые, в том числе в США, и находят подтверждение... в космосе (реанимируется космическая гипотеза?).

Американский астроном Томас Голд из университета Корнуэлл не менее Баренбаума убежден в том, что нефть не имеет никакого отношения к останкам животных и растительных организмов, а утверждает, что она образуется из метана, по мере того как этот природный газ поднимается из недр земли, где существовал с момента рождения планеты. Поднимающийся газ поглощает огромное количество микробов, обитающих в земных недрах и питающихся химической энергией метана. Именно эта скрытая форма жизни и оставляет биологические следы в нефти, а не перегнившие растения.

Если Голд прав, то запасы нефти в земных недрах гораздо больше, чем полагают геологи. И скважины, вновь наполняющиеся нефтью вскоре после своего истощения, — тому подтверждение. Объяснить эти явления традиционной теорией органического происхождения нефти геологи — приверженцы традиционных представлений — не могут. И еще один примечательный факт, который может служить подтверждением гипотезы Голда: астрономы нашли углеводороды, в частности метан, практически на каждой изученной планете.

Подтверждает гипотезу о непрерывном воспроизведении запасов нефти и так называемая металлогидридная теория российского ученого Владимира Ларина (см. гл. 17). Суть теории заключается в том, что ядро нашей планеты состоит не из железа, как это утверждает общепринятая (и не имеющая убедительных доказательств) теория, а из металлогидридов, то есть из предельно насыщенных водородом магния, кремния и железа. Не будем повторно перечислять факты, подтверждающие концепцию Ларина. В соответствии с этой

теорией нефть и газ образуются непрерывно и довольно быстро. Как это происходит?

Нефть и природный газ – углеводороды, причем в большей степени «-водороды», чем «угле-». Водород, поднимаясь вверх из зоны металлогидридов (естественное направление движения легкого водорода) и по пути встречая углеродные залежи, вступает с ними в реакцию и образует нефть или газ. Водороду все равно, что это за углерод. Это может быть графит метаморфических сланцев в трещинах кристаллического фундамента материка, это могут быть захоронения древнего леса, пласты угля и т. д. Поскольку планета выделяет водород со стабильной периодичностью, с той же периодичностью образуются углеводороды. Именно поэтому часто бывает, что вроде бы полностью выработанное месторождение вновь начинает давать нефть. Подобные явления восстановления дебита выработанных ранее скважин по всему миру уже не исключение из правил, а закономерность. Это, видимо, говорит о том, что в настоящее время наша планета испытывает период интенсивной дегазации водорода.

Литература

1. *Губкин П. М.* Учение о нефти. – М. : Наука, 1975.
2. *Жарвин Н., Рукин М.* // R&D. CNew. 2008.
3. *Добринский А. Ф.* Химия нефти. – М. : Высшая школа, 1961.
4. *Гаврилов В. П.* Черное золото планеты. – М. : Наука, 1990.
5. *Никонов А. П.* Верхом на бомбе. – М. : ЭНАС ; СПб. : Питер, 2008.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В книге рассмотрены вероятные направления развития энергетики, главным образом, в долгосрочном временном диапазоне. Составление более или менее точных прогнозов на отдаленную перспективу, тем более с привязкой к конкретным временным интервалам, представляется затруднительным. На ближайшие же десятилетия, учитывая существующие тенденции и инерционность уже протекающих в мировой энергетике процессов, такой прогноз может быть сформулирован.

В предстоящие 10 лет мировая электроэнергетика будет развиваться темпами, соизмеримыми с темпами роста экономики и численности населения. Среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии в развивающихся странах будет в 2,5 раза выше, чем в промышленно развитых странах – 4,2 против 1,7 %.

Электроэнергетика будет в основном базироваться на традиционных первичных энергоресурсах – уголь, газ, нефть, гидро- и атомные материалы. Расширится использование нетрадиционных ВИЭ – ветровой, солнечной, геотермальной, биомассы и др. Интенсивно будут развиваться технологии водородной энергетики.

В условиях усиления глобализации главной особенностью электроэнергетики XXI века станет дальнейшее развитие электроэнергетических систем и их межгосударственная интеграция как на евразийском пространстве, так и в Северной Америке.

Российской электроэнергетике в период до 2020 г. будут свойственны те же тенденции, что и мировой, а именно: небольшое изменение структуры первичных энергоресурсов, используемых для производства электроэнергии, дальнейшее развитие Единой электроэнергетической системы страны и ее интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы при одновременном усилении процессов автономизации энергоснабжения.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АЭС	– Атомная электростанция
ВВП	– Валовой внутренний продукт
ВИЭ	– Возобновляемый источник энергии
ВЭС	– Ветровая электростанция
ВЭУ	– Ветровая энергоустановка
ГАЭС	– Гидроаккумулирующая электростанция
ГеоТЭС	– Геотермальная электростанция
ГРЭС	– Государственная районная электростанция (в СССР). В настоящее время – крупная тепловая электростанция
ГТУ	– Газотурбинная установка
ГЭС	– Гидравлическая электростанция
ЕС	– Европейский союз
ЕЭС	– Европейское экономическое сообщество
ЖКХ	– Жилищно-коммунальное хозяйство
КИУМ	– Коэффициент использования установленной мощности
к.п.д.	– Коэффициент полезного действия
КЭС	– Конденсационная (тепловая) электростанция
ЛЭП	– Линия электропередачи
МАГАТЭ	– Международное агентство по атомной энергетике
МГД	– Магнитогидродинамический (генератор)
МИРЭК	– Мировой энергетический комитет
НЭ	– Нефтяной эквивалент
ОТЭС	– Океанская тепловая электростанция
ПГУ	– Парогазовая установка
ПЭС	– Приливная электростанция

СВЧ	–	Сверхвысокочастотный
СПГ	–	Сжиженный природный газ
СЭС	–	Солнечная электростанция
ТБО	–	Твердые бытовые отходы
ТВЭЛ	–	Тепловыделяющий элемент
т.ут.	–	Тонна условного топлива
ТЭС	–	Тепловая электростанция
ТЭЦ	–	Теплоэлектроцентраль
ЦКС	–	Циркулирующий кипящий слой
ЭДС	–	Электродвижущая сила

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Агеев В. А.* Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. – Саранск : МГУ им. Н. П. Огарева, 2004.

2. *Алексеев Б. А., Мамиконянц Л. Г., Шакарян Ю. Г.* Регулирование режимов работы электроэнергетических систем с помощью асинхронизированных синхронных машин // *Электрические станции.* 1998. № 12.

3. *Алексеев С. В.* Нетрадиционная энергетика и энергоресурсосбережение в России // *Энергосбережение.* 2008. № 1.

4. *Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р.* Обобщение математического описания процессов заряда накопителей энергии в автономных электрических системах // *Электричество.* 1999. № 7.

5. *Амирова И. Н., Волшаник В. В., Пешнин А. Г., Родионов В. Б., Юрченко А. Н.* Улучшение экологического состояния малых рек при их энергетическом использовании // *Малая электроэнергетика.* 2004. № 1.

6. *Андреев В. М., Грилихес В. А., Румянцев В. Д.* Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. – Л. : Наука, 1989.

7. *Анохин Е. М.* Проблемы охраны окружающей среды в энергетике. Развитие возобновляемых источников энергии и их устойчивое развитие : метод. пособ. – М. : British Council ; Defra, 2005.

8. *Артюх В. М., Литвак В. В.* Потери энергии в оборудовании собственных нужд электростанций // *Электрические станции.* 2007. № 2.

9. *Асмолов В. Г.* Российская ядерная энергетика сегодня и завтра // *Теплоэнергетика.* 2007. № 5.

10. *Астахов Ю. Н., Веников В. А., Тер-Газарян А. Г.* Накопители энергии в электрических системах. – М. : Высшая школа, 1989.

11. *Астахов Ю. Н., Лабунцов В. А., Тер-Газарян А. Г. и др.* Перспективы использования сверхпроводниковых накопителей в электроэнергетических системах // *Электричество.* 1992. № 7.

12. *Басов Н. Г., Лебо И. Г., Розанов В. Б.* Физика лазерного термоядерного синтеза. – М. : Знание, 1988.

13. *Безруких П. П., Стребков Д. С.* Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.

14. *Безруких П. П., Стребков Д. С.* Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технология. — М. : Изд-во РАСХН, 2005.

15. *Белей В. Ф.* Ветроэнергетические установки: тенденции развития, проблемы подключения и эксплуатации в составе электроэнергетических систем // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.

16. *Беляев Л. С., Воронай Н. И., Кошечев Л. А. и др.* Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России // *Изв. Акад. наук. Энергетика*. 2004. № 1.

17. *Бестужев-Лада И. В.* Россия и мир 2006–2015: вызовы и ответы : Ежегодный доклад для раздумий, дискуссий и подготовки стратегических решений. — М., 2005.

18. *Бернштейн Л. Б.* Приливные электростанции. — М. : Гидроэнергоиздат, 1961.

19. *Бляшко Я. И.* Опыт МНТО «ИНСЭТ» по созданию и эксплуатации оборудования для микро- и малых ГЭС // *Малая электроэнергетика*. 2004. № 1.

20. *Бут Д. А., Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р., Васюкевич П. В.* Накопители энергии. — М. : Атомэнергоиздат, 1991.

21. *Вашкевич К. П., Маслов Л. А., Николаев В. Г.* Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.

22. *Велихов Е. П.* Ядерная и термоядерная энергетика в XXI веке // *Энергия*. 2001. № 10.

23. *Ветроэнергетика* / под ред. Д. де Рензо ; пер. с англ. — М. : Энергоатомиздат, 1982.

24. *Воробьев А., Козлов И.* Большая энергетика малого формата // *Контакты*. 2007. Январь.

25. *Гаврилов В. П.* Черное золото планеты. — М. : Наука, 1990.

26. *ГОСТ Р 51238–98* «Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения».

27. *Гринкевич Р. Н.* Тенденции мировой электроэнергетики // *Вестник ФЭК России*. 2003. № 3.

28. *Губкин П. М.* Учение о нефти. — М. : Наука, 1975.

29. *Гулиа Н. В.* Удивительная механика. — М. : ЭНАС, 2006.

30. *Данилкин Н. В.* О возможности получения электрической энергии из ионосферы // *Электричество*. 1996. № 4.

31. *Данилкин Н. В., Кирьянов Д. В.* К оценке энергетической возможности конвертера Солнце–Ионосфера–Земля // *Электричество*. 1999. № 7.

32. *Дворов И. М.* Геотермальная энергетика. — М. : Наука, 1976.

33. *Дмитриев Г. С.* Что несет развитие ветроэнергетики (экологические аспекты) // Энергия. 2004. № 8.
34. *Добринский А. Ф.* Химия нефти. – М. : Высшая школа, 1961.
35. *Домашенко А. М.* Проблемы взрывопожароопасности при создании и эксплуатации систем хранения и транспортирования жидкого водорода. – <http://isjaee.hydrogen.ru>.
36. *Дудышев В. Д.* Земля – электрическая машина // Техника – молодежи. 1984. № 11.
37. *Дудышев В. Д.* Введение в глобальную экологию, или Электромеханика живой природы // Экология и промышленность России. 1999. № 11.
38. *Дьяков А. Ф.* Использование возобновляемых источников энергии в России // Вести в электроэнергетике. 2003. № 2.
39. *Дьяков А. Ф., Перминов Э. М., Шакарян Ю. Г.* Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. – М. : Изд-во МЭИ, 1996.
40. *Жарвин Н., Рукин М.* // R&D. CNew. 2008.
41. *Затопляев Б. С., Редько И. Я.* Место малой энергетики в энергетическом балансе России // Малая энергетика. 2004. № 1.
42. *Зельдович Я. Б.* Возможно ли образование Вселенной «из ничего»? // Природа. 1988. № 4.
43. *Ильин А. А.* Роль малой энергетики в обеспечении энергетической безопасности России // Малая энергетика. 2004. № 1.
44. *Историк Б. Л., Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б.* Малая нетрадиционная, речная и геотермальная энергетика // Малая электроэнергетика. 2004. № 1.
45. *Калнинь И. М.* Перспективы развития тепловых насосов // Холодильная техника. 1994. № 1.
46. *Калнинь И. М.* Применение тепловых насосов для нужд теплоснабжения // Энергетическое строительство. 1994. № 8.
47. *Кириллин В. А., Шейндлин А. Е.* Магнитогидродинамический метод получения электроэнергии. – М. : Высшая школа, 1971.
48. *Кирилов Н. Г.* Стирлинг-технологии – прорыв в автономной энергетике XXI века // Газета. 2004. № 5.
49. *Ковалевский В. Н.* Устройство приема, передачи и накопления атмосферного электричества. Патент РФ № RU2019918, 1993.
50. *Козлов А. С., Филиппов В. С.* Развитие электроэнергетики России с использованием системного эффекта ГАЭС // Электрические станции. 2007. № 8.
51. *Коллиер Дж., Чьюитт Дж.* Введение в атомную энергетику. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
52. *Кондрашов Б. М.* Принципиально новые – струйные – энергетические технологии. – Интернет-ресурсы.

53. *Копылов И. П.* Космическая электромеханика. — М. : Изд-во МЭИ, 1998.
54. *Копылов И. П.* Магнитное поле Земли как источник электрической энергии // Изв. вузов. 1991. № 5.
55. *Коробков В. А.* Преобразование энергии океана. — Л. : Судостроение, 1986.
56. *Коровин Н. В., Кулешов В. П., Тельнов В. П.* Водородная энергетика. Способы получения водорода для энергоустановок : учеб. пособ. — М. : МЭИ, 1990.
57. *Кудояров Л. И., Бернштейн Л. Б.* Перспективы строительства мощных приливных электростанций // Энергетическое строительство. 1974. № 3.
58. *Кудрявый В. В.* Энергетика работает с перенапряжением // Новая газета. № 96. 2.09.2009.
59. *Кузык Б. Н., Кушлин В. И., Яковец Ю. В.* На пути к водородной энергетике. — М. : Институт экономических стратегий, 2005.
60. *Кузык Б. Н., Яковец Ю. В.* Россия—2050. Стратегия инновационного прорыва. — М. : Экономика, 2005.
61. *Линс К., Лагуна М.* Освоение потенциала малых рек. Прогресс малой энергетики в Европе и развивающихся странах // Возобновляемая энергия (Renewable energy bulletin). 2005. Май.
62. *Львовский В. А., Скворцова Е. Г., Фрумкин В. Н.* Решение локальных задач надежного электроснабжения изолированных районов Приморья // Гидротехническое строительство. 2001. № 3.
63. *Лятхер В. М.* Базисная мощность приливных электростанций без плотин // Гидротехническое строительство. 2006. № 11.
64. *Лятхер В. М.* Комплекс приливных электростанций, обеспечивающих заданный график выдачи мощности // Гидротехническое строительство. 2006. № 4.
65. *Лятхер В. М.* Приливные электростанции без напорного фронта // Гидротехническое строительство. 2006. № 4.
66. *Малик Л. К.* Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках // Малая энергетика. 2004. № 1.
67. *Маргулова Т. Ч.* Атомная энергетика сегодня и завтра. — М. : Высшая школа, 1989.
68. *Меморандум* о переходе от ископаемых топлив к водородной экономике / Международная конференция «Водородная обработка материалов». — Донецк, 2004.
69. *Мешков П. И.* Хранение водорода с помощью наноматериалов. — www.nanometer.ru.
70. *Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г.* / пер. с англ. — М. : Энергия, 1980.

71. *Новожилин В. Д., Усачев И. Н., Эрлихман Б. Л.* Приливные электростанции – источники дешевой, экологически чистой возобновляемой энергии // Гидротехническое строительство. 1998. № 12.
72. *Нигматуллин Б. И.* Стратегия и основные направления развития атомной энергетики в первой половине XXI века // Теплоэнергетика. 2001. № 1.
73. *Никонов А. П.* *Верхом на бомбе.* – М. : ЭНАС ; СПб. : Питер, 2008.
74. *Обзор* применяемых в субъектах Российской Федерации возобновляемых источников энергии. – М. : Министерство регионального развития РФ, 2007.
75. *Обрезков В. И., Малинин Н. К., Кароль Л. А. и др.* Гидроэнергетика. – М. : Энергоатомиздат, 1981.
76. *Озеров Г. И.* Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция. Патент РФ № RU2227227.
77. *Ольховский Г. Г.* Состояние и перспективы тепловой энергетики // Электрические станции. 2005. № 2.
78. *Онищенко Г. Б., Лазарев Г. Б.* Развитие энергетики России. – М. : Россельхозакадемия, 2008.
79. *Панцхава Е. С., Пожарнов В. А.* Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
80. *Паращук Д. Ю., Кокорин А. И.* Современные фотоэлектрические и фотохимические методы преобразования солнечной энергии. – М. : ИХФ РАН, 2007.
81. *Перминов Э. М.* Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики // Энергохозяйство за рубежом. 2003. Вып. 1.
82. *Поваров О. А., Томаров Г. В.* Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
83. *Преобразование* солнечной энергии / под ред. Н. Н. Семенова, А. Е. Шилова. – М. : Наука, 1985.
84. *Проблемы* и перспективы развития мировой энергетики. – М. : Знание, 1982.
85. *Проценко В. П.* Концепция перевода России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003. № 1.
86. *Ракитова О. С.* Есть ли перспективы использования биотоплива в ЖКХ? // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
87. *Ремезов А. Н., Сорокин А. В.* Некоторые аспекты применения частотно-регулируемого электропривода на теплоснабжающих предприятиях ЖКХ // Приводная техника. 2007. № 3.
88. *Роджерс Э.* Физика для любознательных. Т. 3. Атомы и ядра. – М. : Мир, 1971.

89. *Роза Р.* Магнитогидродинамическое преобразование энергии / пер. с англ. – М. : Высшая школа, 1970.
90. *Рубинраут А. М., Бурбаева Н. В.* Сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии для повышения динамической устойчивости энергосистемы с синхронной нагрузкой // *Электричество*. 1996. № 10.
91. *Рыков. А. В.* Вакуум и вещество Вселенной. – М. : РЕСТАРТ, 2007.
92. *Свитала Ф.* Малые ГЭС на реке Слупия (Польша) // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.
93. *Синюгин В. Ю., Магрук В. И., Родионов В. Г.* Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. – М. : ЭНАС, 2008.
94. *Сичкарев В. И., Акуличев В. А.* Волновые энергетические станции в океане. – М. : Наука, 1989.
95. *Скворень Р.* Сквозь тернии к звездам // *Наука и жизнь*. 2001. № 9.
96. *Степанов А.* Малая энергетика в России и за рубежом // *ЭнергоРынок*. 2005. № 11.
97. *Стребков Д. С.* Роль солнечной энергии в энергетике будущего // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.
98. *Супрамолекулярный способ* получения водорода // *NanoWeek*. 2009. № 51.
99. *Усачев И. Н.* Возобновляемая и экологически чистая энергия морских приливов // *Малая энергетика*. 2005. № 1–2.
100. *Фаворский О. Н.* Установки для непосредственного преобразования тепловой энергии в электрическую. – М. : Высшая школа. 1965.
101. *Фельдман Б. Н.* Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в России // *Гидротехническое строительство*. 2000. № 8–9.
102. *Хожжаинов А. И., Никитин В. В.* Автономная тяговая электрическая передача со сверхпроводниковыми электрическими машинами и индуктивными накопителями энергии // *Электричество*. 1996. № 10.
103. *Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М. : Изд-во МЭИ, 2002.
104. *Чаховский В. М.* Опыт применения энергосберегающей теплонасосной технологии в системе городского теплоснабжения // *РСЭ ИНФОРМ*. 1999. № 2.
105. *Чистович С. А.* Технологические схемы систем теплофикации, теплоснабжения и отопления // *Журнал АВОК*. 2007. № 7.

106. *Шакарян Ю. Г.* О перспективном плане развития энергетики // Доклад на научной сессии Академии электротехнических наук РФ и Отделения Энергетики РАН, 2007.

107. *Шестеренко Н. А.* Получение энергии из физического вакуума. Патенты РФ № 2206409, 2206410, 2212282.

108. *Шефтер Я. И.* Использование энергии ветра. – М. : Энергоатомиздат, 1983.

109. *Энергетическая стратегия России* на период до 2020 г. Утв. Правительством РФ 28 августа 2003 г., распоряжение № 1234-р.

110. *Якимец И. В., Дмитриева Г. А.* Сверхпроводниковые индуктивные накопители как средство управления перетоками активной мощности по межсистемным связям // *Электричество*. 2003. № 2.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	5
Часть I. ПРОБЛЕМЫ И ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	11
Глава 1. Проблемы традиционной энергетики	13
Глава 2. Развитие тепловой энергетики	29
Глава 3. Атомная (ядерная) энергетика	38
Глава 4. Оптимизация структуры генерирующих мощностей. Аккумуляторы – накопители энергии	53
Глава 5. Рациональное использование энергии. Энергосбережение	78
Часть II. МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА	89
Глава 6. Потенциал малой энергетики. Место малой энергетики в энергетическом балансе России	91
Глава 7. Малая гидроэнергетика (малые и микроГЭС)	97
Глава 8. Малые атомные электростанции	110
Глава 9. Малые ТЭЦ. Перспективы использования биотоплива	122
Глава 10. Малые комбинированные тепловые системы	133
Часть III. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	151
Глава 11. Состояние и перспективы развития возобновляемых источников энергии	153
Глава 12. Ветроэнергетика	157
Глава 13. Солнечная энергетика	182

Глава 14. Геотермальная энергетика	201
Глава 15. Энергия морей и океанов	216
15.1. Баланс возобновляемой энергии океана	216
15.2. Энергия приливов и отливов	218
15.3. Преобразование энергии волн	229
15.4. Использование энергии океанских течений	237
15.5. Преобразование тепловой энергии океана	247
15.6. Другие виды энергии океана	252
Часть IV. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	255
Глава 16. Термоядерная энергетика	257
Глава 17. Водородная энергетика	275
Часть V. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИДЕИ, РАЗРАБОТКИ	297
Глава 18. Паноптикум «безумных» идей	299
Глава 19. Так ли страшен черт, как его малюют?	329
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	336
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	337
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	339

Родионов Владимир Гаврилович

ЭНЕРГЕТИКА

ПРОБЛЕМЫ НАСТОЯЩЕГО И ВОЗМОЖНОСТИ БУДУЩЕГО

Редактор *А. М. Меламед*

Оформление обложки *А. Н. Корниенко*

Технический редактор *Н. В. Савостьянова*

Компьютерная верстка *С. П. Моргун*

Корректор *Г. И. Эрли*

Подписано в печать 19.07.2010.

Формат 60×90^{1/16}. Бумага офсетная.

Гарнитура Ньютон. Усл. печ. л. 22,0. Уч.-изд. л. 21,0.

Тираж 1000 экз. Изд. № 865. Заказ № .

ООО НЦ «ЭНАС».

107045, Москва, Пушкирев пер., д. 16.

Тел. (495) 913-66-30. E-mail: sekr@enas.ru <http://www.enas.ru>

Отдел реализации.

115114, Москва, Дербеневская наб., д. 11.

Тел. (495) 913-66-20. E-mail: adres@enas.ru, inout@enas.ru

Фирменный магазин «Специалист».

115201, Москва, Каширский проезд, д. 9, стр. 1.

Тел. (499) 619-48-09. E-mail: magazin@enas.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов в ОАО ордена «Знак Почета»
«Смоленская областная типография им. В. И. Смирнова».
214000, Смоленск, просп. им. Ю. Гагарина, д. 2.