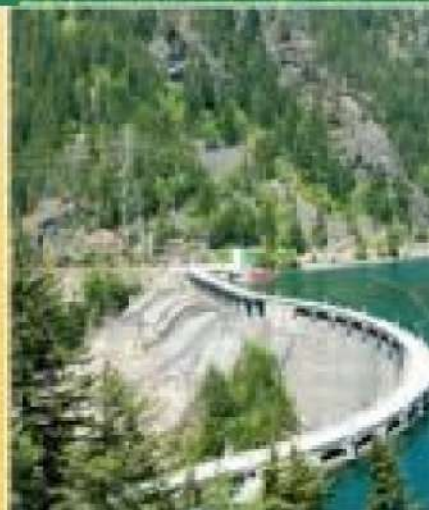
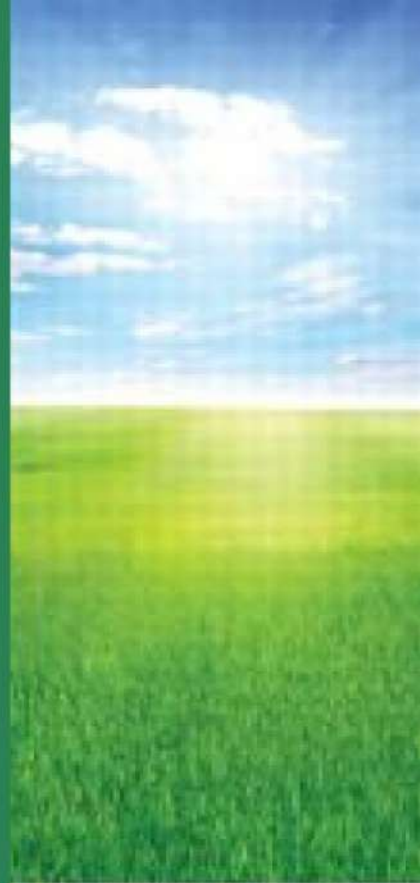


Л.В. Зысин, В.В. Сергеев 

# НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Часть 1

## ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ



Учебное пособие 



**Л.В. Зысин, В.В. Сергеев**

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ  
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

**Часть 1**

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ  
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

**Учебное пособие**

Санкт-Петербург  
2010

**УДК662.76 (075.8)**  
**ББК31.6я73**  
**3976**

**Рецензенты:**

Кандидат технических наук, профессор  
Северо-Западного государственного заочного технического  
университета Н.Т. Амосов

Доктор технических наук, профессор  
Санкт-Петербургского государственного политехнического  
университета В.М. Боровков

**Зысин Л.В., Сергеев В.В.**

**3976 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.**

**Часть 1. Возобновляемые источники энергии:** Учеб. пособие испр.  
и доп./ – СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2010. – 192 с.

**ISBN 978-5-7422-1597-5**

В учебном пособии рассмотрены ресурсы возобновляемых источников энергии, основные технологии и проблемы, связанные с их использованием. Цель пособия – дать общие представления о ресурсах, основных технологиях, состоянии и перспективах развития энергетических установок, использующих возобновляемые источники энергии в современном понимании данного термина, научить студентов самостоятельно ориентироваться в данном вопросе и уметь пользоваться специальной литературой.

Пособие предназначено для студентов старших курсов, обучающихся по специальностям направлений «Защита окружающей среды» и «Теплоэнергетика», а также аспирантов.

**ISBN 978-5-7422-1597-5**

**УДК662.76 (075.8)**  
**ББК31.6я73**

© Зысин Л.В., Сергеев В.В., 2010  
© Санкт-Петербургский государственный  
политехнический университет, 2010

## Оглавление

Предисловие.....	6
<b>1. Возобновляемые источники энергии в последней четверти XX века.....</b>	<b>9</b>
1.1. Исторический экскурс.....	9
1.2. Ресурсы традиционных топлив.....	12
1.3. Последствия первого мирового энергетического кризиса..	15
1.4. Достигнутые результаты.....	20
1.5. Ближайшие перспективы.....	27
Список литературы.....	28
Вопросы для самоконтроля.....	28
<b>2. Ветроэнергетика.....</b>	<b>30</b>
2.1. Ветер, как энергетический ресурс.....	30
2.2. Элементы теории воздушной турбины.....	34
2.3. Типы и характеристики воздушных турбин.....	38
2.4. Ветроэнергетические установки .....	40
2.5. Развитие ветроэнергетики за рубежом.....	44
2.6. Ветроэнергетика в России.....	46
Список литературы.....	48
Вопросы для самоконтроля.....	49
<b>3. Использование перепадов температур воды и почвы с помощью тепловых насосов.....</b>	<b>51</b>
3.1. Термотрансформаторы .....	51
3.2. Использование теплоты водоемов и низкопотенциальных жидкостных стоков.....	55
3.3. Использование теплоты грунта.....	67
3.4. Примеры расчетов.....	70
3.4.1. Определение оптимальной мощности теплового насоса.....	70
3.4.2. Расчет тепловой схемы и теплопередачи в источнике низкопотенциальной теплоты.....	74

Список литературы.....	80
Вопросы для самоконтроля.....	80
<b>4. Геотермальная энергия.....</b>	<b>82</b>
4.1. Доступные ресурсы и их технические особенности.....	83
4.2. Принципиальные схемы ГеоТЭС.....	87
4.3. Геоэнергетика в России.....	91
4.4. Мутновский геотермальный энергетический комплекс.....	93
4.5. Гидропаровой энергетический цикл в схемах ГеоТЭС.....	96
4.5.1. Треугольный цикл гидропаровой турбины.....	96
4.5.2. Пути реализации треугольного цикла на основе использования гидравлических турбин.....	99
Список литературы.....	108
Вопросы для самоконтроля.....	109
<b>5. Солнечная энергетика.....</b>	<b>111</b>
5.1. Ресурсы и темпы освоения.....	111
5.2. Солнечные водонагревательные и отопительные установки.....	114
5.3. Пассивные солнечные системы отопления.....	118
5.4. Солнечные пруды.....	119
5.5. Солнечные электростанции.....	122
Список литературы.....	126
Вопросы для самоконтроля.....	126
<b>6. Использование энергии воды.....</b>	<b>127</b>
6.1. Гидравлические электростанции.....	127
6.2. Гидротурбины и другие водяные двигатели.....	135
6.3. Тенденции развития гидроэнергетики и гидротурбостроения.....	145
6.4. Теплогидравлические электростанции как путь комплексного использования ВИЭ.....	147
6.5. Использование энергии океана.....	151
Список литературы.....	152
Вопросы для самоконтроля.....	152

<b>7. Биотопливо</b> .....	154
7.1. Биомасса как энергетический ресурс.....	154
7.2. Источники биотоплива.....	157
7.3. Основные технологии энергетического использования растительной биомассы.....	164
7.4. Биогаз из биомассы животного происхождения.....	173
Список литературы.....	176
Вопросы для самоконтроля.....	176
<b>8. Новые технологии – реальность и перспективы</b> .....	178
8.1. Водородная энергетика.....	178
8.2. Термоядерная энергетика.....	181
8.3. Космическая энергетика.....	183
8.4. Морские течения.....	184
8.5. Газогидраты.....	185
8.6. Топливные элементы.....	186
8.7. Ближайшее будущее традиционной энергетики.....	187
Список литературы.....	191

## Предисловие

Студентам энергомашиностроительного факультета Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, обучающимся по направлению 140100 «Теплоэнергетика», с 2004 года читается курс лекций по общепрофессиональной дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», что является отражением общих тенденций развития энергетики в мире за последние десятилетия. Непомерная экологическая нагрузка на природу, связанная с постоянным увеличением производства электроэнергии, заставляет искать альтернативные пути. Этому способствует и отдаленная перспектива исчерпания природных ресурсов ископаемых топлив. Главное преимущество возобновляемых источников энергии – отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду или по крайней мере минимальное воздействие. Во многих развитых странах доля энергии, вырабатываемой за счет возобновляемых источников энергии, постоянно увеличивается, а в некоторых странах приближается к 20 %. Себестоимость такой энергии в большинстве случаев пока выше, чем на традиционных электростанциях, поэтому процесс внедрения возобновляемых источников энергии поддерживается государством. Возобновляемые источники энергии успешно могут применяться в автономном энергоснабжении, там, где отсутствуют электрические сети или подключение к сетям представляется нецелесообразным. В наши дни именно в «малой» и автономной энергетике находят наибольшее применение возобновляемые источники.

Теоретические основы, на которых базируются технологии и аппаратное оформление энергетических установок, использующих конкретные виды возобновляемых источников энергии, весьма различны и чаще всего выходят за пределы курсов, изучаемых студентами – будущими

теплоэнергетиками. Более доступная для понимания литература по данным вопросам носит декларативный, а в большинстве случаев тенденциозный или рекламный характер. Кроме того, специальное научно-техническое издание обычно посвящается какому-либо одному виду энергии. Поскольку постоянно возникают и быстрыми темпами развиваются новые технические решения в области возобновляемых и альтернативных источников энергии, создать полноценный учебник, посвященный данной области техники нет, очень трудно. Поэтому подготовка студентов по указанной дисциплине ведется главным образом на основе авторских курсов, базирующихся на личном опыте и взглядах преподавателей.

Цель авторов пособия – дать общие представления о ресурсах, основных технологиях, состоянии и перспективах развития энергетических установок, использующих возобновляемые источники энергии в современном понимании данного термина, научить студентов самостоятельно ориентироваться в данном вопросе и уметь пользоваться специальной литературой. Изложение носит в основном описательный характер. Рассмотрены некоторые теоретические и практические вопросы, непосредственно связанные со специализацией учащихся, в том числе ранее не включавшиеся в учебные курсы.

Вопросы для самоконтроля, приводимые в конце каждой главы, призваны обратить внимание учащихся на важнейшие моменты лекции и позволяют проверить степень освоения материала, а изучение рекомендованной литературы – расширить и углубить имеющийся объем знаний по теме.

Авторы выражают глубокую благодарность инициаторам и организаторам работ в области возобновляемых источников энергии д-ру техн. наук В.И. Доброхотову, чл.-кор. РАН Э.Э. Шпильрайну, д-ру техн. наук П.П. Безруких, при постоянной поддержке которых эти работы развивались у нас в стране в период 1985–2000 годов. Прогресс отечественной нетрадиционной энергетики в последние десятилетия связан с именами многих ученых и инженеров, среди которых в первую очередь хочется отметить проф. О.А. Поварова (геотермальная энергетика), д-ра биол. наук Е.С. Панцхаву (биоэнергетика), д-ра техн. наук, проф. В.В. Елистратова, канд. техн. наук Я.И. Бляшко (гидроэнергетика), канд. техн. наук

Г.П. Васильева (тепловые насосы), д-ра техн. наук, проф. В.Я. Федянина, д-ра физ.-мат. наук, проф. В.Н. Андреева, канд. техн. наук М.Б. Закса (фотоэлектричество), д-ра техн. наук, проф. В.И. Виссарионова и Н.Л. Кошкина, общение с которыми способствовало формированию собственной позиции авторов в рассматриваемой области энергетики.

Авторы будут признательны за отзывы и пожелания читателей, которые просят направлять по адресу: 197251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29, СПбГПУ, кафедра «Промышленная тепло-энергетика».

# 1. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ПОСЛЕДНЕЙ ЧЕТВЕРТИ XX ВЕКА

## 1.1. Исторический экскурс

С начала XVIII века в промышленности началось применение тепловых двигателей, использующих энергию топлива. Уже к концу XVIII века число тепловых двигателей опередило количество водяных двигателей. С тех пор развитие цивилизации непосредственно связано с тепловыми двигателями, которые прошли долгий путь развития от паровых насосов до современных паровых и газовых турбин, двигателей внутреннего сгорания, комбинированных энергетических установок и термотрансформаторов. Появление к концу XIX века электропередачи послужило толчком к развитию гидроэнергетики, однако, ее доля в мировом электрообеспечении в дальнейшем не превышала 12–15 %.

Для работы тепловых двигателей требовалось топливо, что определило развитие топливной промышленности. В течение почти всего XIX века основным видом топлива были дрова, которые во второй половине этого века постепенно вытесняются углем, а в последующие годы – нефтью и газом (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Изменение мирового топливного баланса с 1860 по 1990 г., %**

Год	Древесина и отходы	Уголь	Нефть	Газ	Ядерное топливо
1850	90	10	–	–	–
1900	60	25	10	5	–
1920	25	50	15	10	–
1940	20	60	12	8	–
1985	10	26	37	19	8,0
1990	9	27	38	20,5	5,5

В XX веке появляется новый вид топлива – ядерное горючее. Освоение ядерного горючего продолжается около 50 лет, но масштабы его использования пока существенно уступают ископаемым органическим топливам. В наши дни основным топливом в энергетике остается нефть, в то же время возрастает доля угля, а дрова в основном используются только для отопления.

Причина таких изменений заключается, прежде всего, в том, что добыча и транспортировка ископаемых топлив (уголь, нефть и газ) в значительно большей степени поддается индустриализации, чем заготовка древесины. В результате ископаемые топлива оказываются существенно более дешевыми.

Достижения цивилизации минувшего века в значительной степени получены за счет использования энергии ископаемых топлив. При этом объемы его потребления возросли в геометрической прогрессии. Приведем данные, полученные М.А. Стыриковичем<sup>1</sup>:

за первую половину XX века потребление энергии на душу населения на планете удвоилось. Следующее такое увеличение произошло уже в течение 25 лет. При этом население Земли увеличилось в 2,3 раза. В итоге абсолютный расход энергии к 1975 году возрос в девять раз;

по самым скромным подсчетам за последнюю четверть XX века человечество израсходовало в два раза больше энергии, чем за всю свою предыдущую историю;

около 85 % вырабатываемой энергии потребляется 15 % населения Земли. Соответственно, на долю остальной части населения, составляющей 85 %, приходится только 15 % энергии.

Следует заметить, что доступные ресурсы ископаемых топлив на Земле распределены крайне неравномерно: 90 % запасов угля сосредоточено в России, Канаде, Китае, 80 % запасов нефти – в странах Ближнего Востока и России. Некоторые страны лишены ископаемых топливных ресурсов (например, Дания) и вынуждены их покупать. Другие страны

---

<sup>1</sup> **Михаил Адольфович Стырикович** (1902–1995 гг.) – крупнейший отечественный ученый-энергетик второй половины XX века, автор фундаментальных работ по теплообмену при кипении и по фазовым переходам воды, а также по экономике и стратегии развития энергетики; академик, секретарь отделения физико-технических проблем энергетики АН СССР и РАН.

(например, Франция) уже полностью исчерпали свои ресурсы топлива. В этой связи широкое развитие приобрела международная торговля ископаемыми топливами, на основе которой потребляется 44 % нефти, 14 % газа, 11 % угля. Длина газопроводов составляет 1 млн. км, нефтепроводов – 400 тыс. км; в эксплуатации находится (1990 г.) 260 супертанкеров и 70 судов для перевозки сжиженного газа.

Пожалуй, в экономическом отношении наиболее важным является не тот факт, что человечество использовало значительную часть ископаемых топлив, а то, что в основном израсходованы наиболее близко расположенные его запасы. В результате уголь, нефть и газ приходится добывать в труднодоступных местах, что значительно увеличивает их стоимость. Отсюда происходит повышение конкурентоспособности «старых» источников энергии, от которых когда-то отказались (древесина, ветер, гидравлическая энергия и др.).

Постепенно на экологию как промышленно развитых регионов, так и планеты в целом начали негативно влиять выбросы, образующиеся при сжигании угля, нефти, в меньшей степени – природного газа, что привело, в частности, к загрязнению воздушной атмосферы, поверхности почвы и водоемов. Глобальный характер загрязнения проявился в том, что если к началу XX века около двух третей природного углерода находилось в связанном виде в ископаемых топливах, а только одна треть в свободном виде в атмосфере, то к концу этого века соотношение стало обратным – количество углерода в атмосфере Земли увеличилось в два раза. Последствия такого явления в полной мере пока оценить трудно. Тут постоянно противостоят разные точки зрения.

Господствующим является мнение, что перевод ископаемого углерода в газообразные формы привел к так называемому *парниковому эффекту*, т.е. к снижению теплового излучения с поверхности Земли в космическое пространство. В результате за минувшие сто лет средняя температура приземного слоя атмосферы увеличилась на 0,5 – 1,5 градуса, и дальнейший рост температуры может привести к глобальным изменениям климата: повышению уровня мирового океана, изменению направления циркуляции воздушных и водных потоков и др. В конце концов цивилизация окажется на грани катастрофы, поскольку могут измениться

климатические зоны и регионы с развитой цивилизацией окажутся в зонах, несовместимых с нормальным существованием. Известны и другие объяснения причин роста глобальной температуры. В истории планеты такие периоды уже были, хотя энергетики в ту пору вообще не существовало, а связаны эти периоды с изменением процессов внутри планеты, следствием чего является изменение теплового потока из ядра планеты.

Одновременно все чаще говорят о скором конце ресурсов ископаемых топлив (уголь, нефть и газ), которым было присвоено общее название *традиционные топлива*. Запасы урана на Земле не столь велики. Действительно, при современных «аппетитах» нефти вроде бы должно хватить лет на 40, газа еще меньше – лет на 30, угля – на 100 – 200 лет, но уголь не способен заменить нефть в таких жизненно важных сферах, как автомобильный и авиационный транспорт. Кроме того, как отмечалось ранее, крупнейшие запасы угля сосредоточены только в нескольких странах. Многие западные футурологи рассматривают развитие атомной энергетики как путь к неизбежной мировой катастрофе. Иначе говоря, согласно подобным высказываниям, ситуация в энергетике кризисная и ближайшее будущее не сулит ничего хорошего. Однако, если вникнуть в данную проблему несколько глубже, акценты могут несколько измениться.

## 1.2. Ресурсы традиционных топлив

Прежде чем рассматривать предсказания футурологов, необходимо определить основные запасы традиционных топлив, которыми располагает человечество. В этой связи уместно привести слова акад. Стыриковича: «...начиная с 1886 г. не подтвердился ни один прогноз по поводу близящегося конца нефтедобычи». Вот как по мере новых геологических открытий менялись представления о ресурсах нефти, млрд. т:

1930 г. ....	5,4
1937 г. ....	7,0
1960 г. ....	40,0
1970 г. ....	70,0
1990 г. ....	175,0–350,4

Количество нефти, связанной в битумных песках и сланцах, в три – пять раз больше, и прогнозируемые запасы нефти превышают 1100 млрд. т. Открытие новых богатых месторождений нефти в 50 – 60-х годах прошлого века привело к снижению темпов ее геологоразведки. В итоге темпы прироста разведанных запасов нефти стали отставать от темпов ее добычи, а сами запасы уменьшаться.

Разведке месторождений природного газа в прошлом уделялось мало внимания, исключение составлял только СССР. Однако по оценкам геологов в недрах планеты находится значительное количество этого топлива – более 1150 трлн. м<sup>3</sup>. Это подтвердило открытие ряда новых месторождений. В результате прирост запасов природного газа в последние годы также *стабильно опережает его добычу*.

Разведанные и доступные для промышленной переработки запасы угля в мире оцениваются на уровне более 600 млрд. т при годовой добыче 3,5 – 4,0 млрд. т. Однако пока открыта лишь малая часть того, что могут дать недра земли. Последние геологические открытия убеждают в следующем: мы еще очень мало знаем о том, что находится у нас под ногами. В конце 60-х годов прошлого века было сделано сенсационное открытие – был найден новый вид ископаемого топлива, запасы которого огромны и повсеместны. Речь идет о *газогидратах* – твердых соединениях молекул газа и воды. Один кубометр газогидрата содержит примерно 200 м<sup>3</sup> газа.

Заметим, что оценки запасов традиционных топлив в недрах земли достаточно относительны (табл. 1.2). Энергетические и технологические свойства топлив отдельных месторождений неодинаковы, поэтому простое сложение запасов тут не всегда правомочно.

Данные табл. 1.2 следует рассматривать весьма критически, поскольку разные источники дают значения, часто отличающиеся более чем в два раза. Основные сведения, приведенные в таблице, заимствованы из материалов конференции «Возобновляемая энергетика 2003».

**Запасы, потребление, сроки исчерпания запасов ископаемых топлив**

Ресурс	Разведанные запасы, 10 <sup>11</sup> т.у.т.	Срок исчерпания, лет		
		Существующий уровень потребления	С учетом прироста запасов	С учетом прироста запасов и потребления
Уголь	3,17 (6,65)	450	1500	1000
Нефть	4,84 (9,9)	45	200	95
Газ	3,17 (6,8)	70	400	230
Уран 235	(0,34)	400	600	200
Уран 238	(380)	Более 1000	Более 1000	Более 1000
Уровень потребления (1990 г.)	0,16	–	–	–

Примечания:

1. т.у.т. – тонна условного топлива, теплота сгорания которого равна 29,33 Мдж/кг (7000 ккал/кг); служит для приведения к единому расходному показателю различных по калорийности видов топлив.

2. За рубежом существуют аналогичные характеристики, например:

международный нефтяной эквивалент: 1 toe = 10 Гкал;

английский угольный эквивалент: 1 се = 7000 ккал/кг = 1 т.у.т.;

угольный эквивалент США: 1 tce = 6300 ккал/кг;

французский угольный эквивалент: 1 ес = 6500 ккал/кг.

В скобках приведены данные ЮНЭСКО на 1975 год, которые находятся в явном противоречии с данными на 2003 год. В любом случае имеющихся запасов хватит еще не одному поколению. Однако уже сегодня бесспорными являются следующие факты:

сколь велики не были бы запасы ископаемых топлив, они конечны; добывать ископаемые топлива с каждым годом становится все труднее, а следовательно, дороже;

сжигание органического топлива в постоянно увеличивающихся масштабах ведет к загрязнению окружающей среды и в конечном счете может вызвать экологическую катастрофу еще до исчерпания ресурсов.

Естественно, что мировая общественность не могла игнорировать отмеченные обстоятельства. Принимались меры по снижению вредных выбросов, прежде всего так называемых *парниковых газов*, большие надежды возлагались на новые источники энергии: атомную и термоядерную энергию. Однако каких-либо радикальных мер не проводилось.

Ситуация в значительной степени изменилась, когда в 1973 году в ряде основных экономически развитых странах произошел энергетический кризис, оказавший важное влияние на дальнейшую техническую политику и общественное мнение в этих странах.

### 1.3. Последствия первого мирового энергетического кризиса

В результате упомянутого ранее кризиса политики и промышленности развитых стран впервые оказались перед серьезной проблемой поиска альтернативы нефти. Кризис возник неожиданно и коснулся тех стран, экономика которых связана в наибольшей степени с импортом нефти. Причины кризиса носили политический характер и выразились в увеличении странами-экспортерами цены на нефть в два-три раза. Цена нефти достигла 38–42 \$ за баррель (*баррель – это «бочка» объемом 42 галлона США, или 158,99 л*) (средняя цена в те годы 15–20 \$). Заметим, что СССР указанный кризис совершенно не затронул, а наоборот, позволил за счет экспорта нефти продлить эпоху плановой экономики на 10 лет.

К моменту возникновения энергетического кризиса годовое потребление нефти на душу населения в отдельных странах существенно отличалось, баррели нефти:

США.....	41,0	Англия.....	19,0
Канада.....	40,0	Япония.....	16,0
Саудовская Аравия.....	34,0	Испания.....	11,0
Швеция.....	31,0	Китай.....	3,5
СССР.....	24,0	Нигерия.....	2,5

Развитые страны были вынуждены принимать энергичные меры по снижению зависимости своей экономики от экспортеров нефти. Надо иметь в виду, что большая часть нефти используется не как энергетическое

топливо, а как сырье для синтеза целой гаммы органических соединений, без которых современная цивилизация не может обойтись, так же как и без топлива. Представим структуру мирового потребления ископаемых топлив, %:

Химия.....	30
Отопление.....	25
Транспорт.....	25
Выработка электроэнергии.....	20

Решение проблемы начали искать в двух направлениях.

**Первое направление** заключалось в интенсивном развитии *энергосбережения* и энергосберегающих технологий, использовании *вторичных энергоресурсов*, т.е. отходящей теплоты технологических процессов и органосодержащих отходов. Косвенно уровень энергосбережения в некоторых странах характеризует такой показатель, как удельный расход 1 кВт энергии на 1 \$ *валового национального продукта (ВНП)*:

Канада.....	1,00	СССР.....	5,00
США.....	0,60	Англия.....	0,35
Швеция.....	0,70	Япония.....	0,36

Отметим, что необычно высокий уровень удельного расхода энергии в СССР был обусловлен не уровнем энерговооруженности промышленности и быта, а чрезвычайно низкими ценами на энергоносители, директивно установленными в условиях плановой экономики, следствием чего явилось весьма неэффективное и нерациональное использование энергии в сочетании с низкой производительностью труда.

Практика показала, что развитым странам удалось в последующее десятилетие на 30 – 50 % снизить удельное энергопотребление в промышленности и быту. В результате в этих странах в последующие годы рост производства происходил при постоянном значении энергопотребления.

**Второе направление** выхода из энергетического кризиса было связано с использованием *нетрадиционных и возобновляемых источников энергии*. Именно тогда, в 1973 году, этот термин и его аббревиатура –

*НВИЭ* получили широкое распространение. Понятие «НВИЭ» включает в себя две группы разных по степени освоения технологий.

К первой группе отнесем технологии, базирующиеся на использовании возобновляемых источников энергии (*ВИЭ*). Это технологии в известной степени, изученные и освоенные на предыдущих этапах развития техники.

**Гидравлическая энергия.** Ко времени введения термина «ВИЭ» единственным широко используемым источником гидравлических энергетических ресурсов была энергия перепада уровней воды в реках. В мировом балансе электроэнергии гидроэнергетика занимала скромное место – примерно 6,5 %, хотя в отдельных странах достигала 80 % и более. В развитых странах основные располагаемые гидравлические ресурсы уже почти полностью были использованы. Поэтому в рамках термина «ВИЭ» подразумевалось использование энергии малых рек и водотоков мощностью менее 10 МВт, энергии приливов, морских волн и течений, градиента солености морской воды.

**Энергия ветра.** Ветряные двигатели были популярны в средние века. В ограниченных масштабах они использовались в ряде стран до середины XX века, хотя их вклад в энергетiku был ничтожно мал. В нашей стране производство ветроустановок малой мощности для сельского хозяйства просуществовало до 60-х годов прошлого века и было прекращено из-за крайне низких цен на топливо.

**Геотермальная энергия (тепло земли).** Геотермальные электростанции и системы отопления, использующие горячие водные, паровые и газовые потоки, строили с начала XX века. Однако масштабы их применения были крайне ограниченными. Исключение составляла Исландия, а также Италия и ряд других стран, где энергия так называемых, *термальных вод* – основа энергетики. Строго говоря, геотермальная энергия не является возобновляемым источником энергии, однако запасы энергии в ядре планеты имеют такие гигантские масштабы, что условно их можно приравнять к ВИЭ.

**Энергия биомассы.** Сюда входят три типа возобновляемых источников энергии:

*биомасса растительного происхождения* (древесина, водоросли, торф, отходы заготовки и переработки древесины, сельскохозяйственные растительные отходы и т.п.);

*сельскохозяйственные отходы* животного происхождения (навоз, помет, отходы переработки и др.);

*твердые и жидкие отходы*, как бытовые, так и промышленные, содержащие органические вещества.

Отметим одну важную особенность – растительная биомасса является не только топливным, но и важным *сырьевым ресурсом, альтернативным нефти*, поскольку из растительной биомассы может быть получен так называемый *синтез-газ* (смесь  $H_2$  и  $CO$ ), позволяющий синтезировать те же продукты, что и из нефти. Поэтому биомассе уделялась особая роль как возобновляемому сырьевому ресурсу, способному заменить нефть не только как топливо, но и как технологическое сырье.

**Солнечная энергия.** Подавляющее большинство энергетических ресурсов Земли, так или иначе, связано с солнечной энергией. Сюда можно отнести и получение биомассы, и энергию ветра, и даже ископаемые ресурсы органического топлива. Однако под солнечной энергией в рамках термина «ВИЭ» принято считать световое и тепловое солнечное излучение, непосредственно преобразуемое в коммерческую тепловую и электрическую энергию.

**Энергия низкотемпературных тепловых потоков.** Это тепловая энергия водных бассейнов и поверхностных почв. Сюда можно отнести также и тепловую энергию сточных вод постоянно действующих технологических процессов, например теплоту воды, охлаждающей конденсаторы паровых турбин. Основным техническим средством, позволяющим использовать данный вид энергии, являются тепловые насосы (точнее, термотрансформаторы). Поэтому такой вид ВИЭ иногда называют проще: *применение тепловых насосов*.

Ко второй группе следует относить нетрадиционные технологии, основанные на явлениях или процессах, ранее в энергетике не использовавшихся (или использовавшихся в крайне ограниченных масштабах). Такие технологии до внедрения в производство должны пройти сложный и долгий путь научных исследований, опытных работ, экспериментальной

проверки. Только тогда можно будет судить о целесообразности их практического использования. Среди предлагаемых многочисленных *нетрадиционных источников энергии (НИЭ)* есть достаточно фантастические, реализация которых на современном уровне развития науки и техники представляется маловероятной, есть и такие, которые пока кажутся вообще абсурдными. Среди НИЭ, использование которых возможно в ближайшем будущем, на наш взгляд, следует выделить:

***топливные ячейки;***

***термоядерный синтез;***

***водородную энергетику.***

Суммарные ресурсы только ВИЭ огромны. Их вовлечение в энергетический баланс позволило бы решить энергетические проблемы на сотни лет вперед, полностью отказавшись от ископаемых топлив. Точные количественные оценки ресурсов ВИЭ вряд ли возможны, в литературе приводятся разные значения. Рассмотрим значения, заимствованные из материалов ЮНЕСКО (табл. 1.3).

Таблица 1.3

#### Ресурсы возобновляемых источников энергии

Возобновляемый источник энергии	Ежегодное выделение, т.у.т 10 <sup>9</sup>	
	Всего	В том числе в России
Солнечная энергия	20 000,0	200
Биомасса, включая торф	1000,0	20 – 30
Теплота моря	1 000,0	10
Энергия ветра	570,0	–
Теплота земли	100,0	–
Гидроэнергия	38,0	–
Волны приливы и океанические течения	2,1	–

Несмотря на имевшийся технический задел, переход к широко-масштабному использованию ВИЭ требовал предварительного решения

большого круга научно-технических, инженерных, экономических и политических задач. Уже к середине 70-х годов прошлого века в большинстве развитых стран (США, Канада, Испания, Франция, Германия, Дания, Финляндия и др.) приступили к реализации обширных долгосрочных программ по использованию НВИЭ, начались систематические исследования, проектные и опытные работы в области создания энергетических установок, использующих ВИЭ. Достаточно указать, что бюджет указанных программ только в Финляндии составлял 7 млн. дол. США в год.

Первоначально предполагалось, например, что в США к 2000 году до 30 % энергии будет получено за счет возобновляемых источников (некоторые оптимисты даже говорили о 50 %). Но к 1978 году энергетический кризис закончился, острота проблемы была снята и темпы реализации указанных программ резко снизились. Тем не менее они вновь проявились в настоящее время уже в связи с проблемами экологии, важность которых неуклонно возрастала.

Почти все ВИЭ не только неисчерпаемы, но и в экологическом отношении значительно более «чистые», чем традиционные топлива. Использование ВИЭ мало влияет на окружающую среду, не загрязняет (или почти не загрязняет) ее отходами. В этой связи некоторые промышленно развитые страны поставили перед собой задачу существенно снизить за счет ВИЭ долю потребления привозного топлива и улучшить таким образом экологическую обстановку в стране.

#### **1.4. Достигнутые результаты**

Рассмотрим результаты более чем тридцатилетнего периода работ в области использования ВИЭ. Они оказались значительно более скромными, чем первоначально рассчитывалось. Это связано отчасти с тем, что количество вариантов технических решений в данной области значительно больше, чем в традиционной энергетике, а практический опыт был весьма ограничен.

Действительно, основу современной *традиционной энергетики* составляют электростанции с ограниченным числом типов силовых

установок, а именно с паротурбинными, парогазовыми, газотурбинными установками, а также гидравлическими турбинами и дизельными двигателями. Работа указанных установок базируется на сходных представлениях термогидроаэродинамики, теории теплообмена, а их техническое совершенствование имеет более чем столетнюю историю. Отсюда их высокий уровень надежности и экономичности.

Вначале разнообразие видов ВИЭ определило различные подходы к их использованию, множество вариантов технических решений. В ряде случаев требовались глубокие теоретические и экспериментальные исследования, связанные с созданием специализированных стендов и экспериментальных установок. Следующие годы были отданы отработке оптимальных технологических процессов, типов оборудования, совершенствования конструкций, повышения надежности, а главное – снижению себестоимости получаемой энергии. По целому ряду направлений были достигнуты успехи, позволившие перейти к промышленному внедрению. В результате в последней четверти XX века наблюдался устойчивый рост масштабов использования ВИЭ. По данным Международного энергетического агентства доля электрической энергии из ВИЭ (без учета крупных гидроэлектростанций) в мире к 2002 году составляла 1,6 % (по другим источникам – более 2 %). В отдельных странах достигнутые результаты более значительны. Это связано, по нашему мнению, с тем, насколько серьезно правительства соответствующих стран относятся к проблемам экологии. Лидерами в области освоения ВИЭ являются западноевропейские страны: Финляндия – 14 %, Дания – 12 %, Германия – 3 %. Характерным примером может служить Дания, лишенная собственных запасов ископаемого топлива. На государственном уровне в Дании была поставлена задача – за 10 лет полностью исключить из топливного баланса страны уголь как наиболее вредное в экологическом отношении топливо. Эта задача была успешно решена – уголь в топливном балансе страны был заменен растительными отходами сельского хозяйства и ветровыми электростанциями.

Степень освоения различных видов ВИЭ и масштабы их внедрения в наши дни в отдельных странах существенно различаются. Рассмотрим,

соотношение установленных энергетических мощностей, использующих источники ВИЭ (по состоянию на 2000 г.) [4], %:

Биомасса	55
Солнечная энергия	18
Малые гидростанции	17
Энергия ветра	7
Геотермальная энергия	6
Энергия океана	6

Таким образом, по сравнению с другими видами ВИЭ освоение *биомассы* как энергетического ресурса происходит пока с опережающими темпами, что обусловлено следующими предпосылками. Во-первых, технологии энергетического использования биомассы в значительной степени традиционны, поэтому на пути их реализации возникает меньше трудностей. Во-вторых, используются прежде всего отходы переработки биомассы, промышленные и бытовые отходы, утилизация которых является важной самостоятельной в экологическом отношении проблемой.

Несколько иначе обстоит дело с использованием солнечной энергии. Технические решения в области использования солнечной радиации для нужд отопления просты, экономичны и получили в наши дни широкое распространение, особенно в странах с теплым климатом. А вот получение электрической энергии за счет солнца пока сопряжено с известными техническими трудностями (в первую очередь для установок большой мощности), что сдерживает масштабы внедрения.

Гидроэнергетика также базируется на проверенных опытом технических решениях, однако ресурсы гидравлической энергии невелики, отсюда и ограниченные масштабы внедрения. Масштабы внедрения ветроэнергетики связывают с тем, что за последние десятилетия удалось создать надежное оборудование и освоить его промышленное производство.

Себестоимость энергии, вырабатываемой за счет ВИЭ, на первоначальном этапе была существенно выше, чем себестоимость энергии, вырабатываемой из традиционных топлив. Мы уже говорили о высоком уровне индустриализации добычи, транспортировки и применения последних. В

результате до настоящего времени использование ВИЭ в большинстве случаев оставалась нерентабельным, иначе говоря, не выдерживало конкуренции с традиционной энергетикой. В развитых странах, заинтересованных во внедрении в энергетический сектор ВИЭ, эта проблема решалась на законодательном уровне, путем установления налоговых льгот и государственных дотаций как для производителей оборудования ВИЭ, так и для потребителей данного вида энергии. Кроме того, устанавливалась плата и квоты на вредные выбросы в окружающую среду. Отметим, что в нашей стране данный вопрос на законодательном уровне уже давно ждет своего решения. В результате государственной поддержки себестоимость энергии, получаемой за счет отдельных видов ВИЭ, совершенствования процессов и оборудования, неуклонно снижалась. Рассмотрим динамику изменения за последние двадцать лет себестоимости электроэнергии, получаемой за счет различных энергоносителей (табл. 1.4).

Таблица 1.4

**Себестоимость электроэнергии, дол. США/кВт [3]**

Источник	Годы			
	1980	1989	2000	2010 (прогноз)
Ветер	0,25	0,07	0,04	0,01
Солнце				
Тепловая энергия	0,24	0,12	0,05	0,03
Электрическая энергия	1,50	0,35	0,06	0,03
Нефть	0,06	0,06	0,06	0,06
Уголь	0,04	0,04	0,04	0,04
Атомная	0,014 – 0,013	0,014 – 0,013	0,014 – 0,013	0,014 – 0,013

В настоящее время отдельные виды ВИЭ могут конкурировать с традиционной энергетикой. Сходные, но несколько менее оптимистичные

данные о современном состоянии себестоимости электроэнергии, получаемой за счет различных источников, можно узнать из [4] (табл. 1.5).

Таблица 1.5

**Себестоимость энергии на энергетических установках  
различного типа (1997 г.)**

Тип энергетической установки	Себестоимость энергии, цент/(кВт·ч)	
	максимальная	минимальная
Парогазовые ТЭЦ	5,0	3,7
ТЭС на газе	6,5	5,0
ТЭС на угле	8,0	5,2
Малые ГЭС	4,0	3,0
Ветроэлектростанции	5,0	4,0
Геотермальные ЭС	6,0	5,0
ТЭС на биомассе	7,0	6,0
Атомные ЭС	8,0	4,0
Газогенераторные ТЭЦ	8,0	6,0
Солнечные ТЭС	10,0	8,0
Фотоэлектрические ЭС	28,0	20,0

Хотя приведенные данные по отдельным видам ВИЭ и представляются нам несколько завышенными, тем не менее можно сделать вывод, что в настоящее (или в самое ближайшее) время ВИЭ уже смогут конкурировать с традиционными видами топлива.

Таким образом, следует признать, что на протяжении последних десятилетий возникло и достаточно серьезно заявило о себе новое динамично развивающееся направление энергетики, основанное на использовании ВИЭ. При этом внедрение ВИЭ в значительной степени связывают с тем, что они позволяют успешно решать экологические проблемы.

**ВИЭ в России.** Для России, обладающей значительными запасами ископаемых топлив и пока мало заботящейся об экологии, проблема

использования ВИЭ не так остра, как для многих других стран. Тем не менее с 1988 по 2002 год в стране реализовывалась федеральная программа в области ВИЭ.

Решающая роль в создании отечественной программы в области освоения возобновляемых источников энергии принадлежит одному из выдающихся организаторов науки д-ру техн. наук Доброхотову, долгие годы возглавлявшему энергетическое направление в Государственном комитете по науке и техники (ГКНТ СССР), позже – в Министерстве науки России, и чл.-кор. АН СССР Шпильрайну – председателю Ученого совета АН СССР по возобновляемым источникам энергии, а также д-ру техн. наук Безруких, возглавлявшему отдел нетрадиционной энергетики в Совмине СССР и Министерстве энергетики РФ. Именно благодаря их поддержке и усилиям данное направление в нашей стране стало развиваться.

Отдельные проекты по возобновляемым источникам энергии долгие годы возглавляли: д-р техн. наук, проф. В.А. Поваров (использование геотермальной энергии); д-р техн. наук, проф. В.В. Елистратов и канд. техн. наук Я.И. Бляшко (использование гидравлической энергии); д-р физ.-мат. наук В.М. Андреев и канд. техн. наук М.Б. Закс (фотоэлектричество); д-р техн. наук А.Г. Мунин (использование энергии ветра); д-р биол. наук Е.С. Панцхава (биохимическая переработка биомассы), и др. Руководство направлением, связанным с энергетическим использованием растительной биомассы, было доверено Л.В. Зысину.

К сожалению, средства, выделяемые на исследовательские и опытно-конструкторские работы, в нашей стране были несравнимо меньше, чем в ведущих зарубежных странах, соответственно, не всегда значимыми были и результаты проведенных работ. Тем не менее по ряду направлений удалось достигнуть определенных успехов: в настоящее время за рубежом сооружают геотермальные электростанции по отечественной технологии; внедряется отечественное оборудование малой гидроэнергетики; в стране освоено производство небольших ветродвигателей и тепловых насосов, использующих тепло грунта для нужд отопления; ряд традиционных отечественных технологий использования биомассы успешно развиваются за рубежом.

Однако масштабы внедрения ВИЭ в России крайне низки и составляют в энергетическом балансе доли процента. Причин тому несколько. Прежде всего, искусственно низкий уровень цен на ископаемое топливо делает установки на ВИЭ нерентабельными. Важным препятствием является отсутствие, в отличие от других развитых стран, законодательной поддержки потребителей и производителей установок на ВИЭ и их защиты от действий энергетических монополий, не заинтересованных в развитии ВИЭ.

Однако существуют регионы, где уже в настоящее время ВИЭ могут занять приоритетное положение. Распространено ошибочное мнение, что наша страна является страной сплошной (или почти сплошной) электрификации. В действительности до 70 % территории страны, где проживает около 20 млн. чел., лишено централизованного электроснабжения. Основная часть электроэнергии вырабатывается автономными дизельными электростанциями, использующими дорогое привозное топливо. Мощность таких электростанций обычно 0,2 – 1,5 МВт. Эффективное решение задачи надежного и дешевого энергоснабжения указанных территорий является важнейшей *социально-экономической задачей* федерального уровня. Наиболее ярким примером может служить Камчатка. Данный регион по абсолютным и удельным показателям в области геотермальной энергии значительно превосходит Исландию. Однако в последней рассматривается вопрос о передаче избытков энергии в Англию, а Камчатка периодически оказывается на грани топливного кризиса из-за задержки очередного танкера на пути из Владивостока. Такая ситуация выгодна для топливных компаний, но крайне невыгодна для государства. Можно предположить, что рано или поздно государству придется решать подобные задачи, и только тогда значение ВИЭ в стране резко возрастет. Важную роль в ускорении такого перехода должно сыграть общественное мнение. Именно его формирование на основе достоверной технической, экономической и экологической информации для нашей страны является ближайшей задачей в области внедрения ВИЭ.

## 1.5. Ближайшие перспективы

Обратимся еще раз к прогнозам. Накопленный опыт и динамика развития масштабов внедрения в энергетику ВИЭ позволяет делать более реалистичные прогнозы. Согласно прогнозу Мирового энергетического конгресса на долю ВИЭ в 2020 году будет приходиться до 6 % общего мирового энергопотребления. При этом предполагается, что в наиболее экономически развитых странах темпы роста будут существенно выше и для ВИЭ в ближайшее время составят, %:

США .....	20
Англия .....	20
Германия .....	12
Япония .....	9

Многие страны ставят перед собой задачи расширенного внедрения ВИЭ. Приоритетное положение занимают западноевропейские страны. Так, согласно докладу Европейской комиссии, целью ЕС в области ВИЭ являются скоординированные действия, которые обеспечат к 2010 году достижение доли ВИЭ в выработке электроэнергии на уровне 12 %. Рассмотрим ближайшую перспективу роста установленных мощностей по отдельным видам ВИЭ (табл. 1.6).

Таблица 1.6.

### Ожидаемый рост установленных мощностей по производству тепла и электроэнергии на основе ВИЭ, ГВт [4]

Вид возобновляемого источника энергии	Установленные мощности, ГВт	
	2000 г.	2010 г. (прогноз)
Биомасса	230	590
Солнечные бойлеры (водонагреватели)	70	300
Малые ГЭС	70	175
Геотермальные станции	25	66
Ветроустановки	14	74
Солнечные электростанции	1,34	31

Приоритетное положение в освоении ВИЭ в ближайшие годы будет иметь биомасса. Затем следуют солнечные водонагреватели, малые ГЭС и ветроэнергетические установки. От геотермальных и солнечных электростанций, как и от других ВИЭ, в обозримый период времени не приходится ожидать существенного вклада в энергетику.

Таким образом, в ближайшие годы ВИЭ могут в определенной степени изменить топливно-энергетический баланс как отдельных стран, так и мирового сообщества в целом. С экономическими последствиями таких изменений придется считаться. Темпы внедрения ВИЭ пока соизмеримы с внедрением атомной энергетики в 60 – 70-х годах прошлого века. Поэтому современному инженеру-теплоэнергетику нужно хорошо ориентироваться в основных технических и экономических аспектах использования ВИЭ.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Бреусов В.П.* Технологии преобразования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. СПб.: Нестор, 2001.
2. Возобновляемая энергетика 2003; Сб. докл. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003.
3. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников в России / Под. ред. *П.П. Безруких*. СПб.: Наука, 2002.
4. *Стырикович М.А.* Сегодня, завтра // Стратегия энергетики. М.: Знание, 1984. 64 с.
5. *Твайделл Дж., Уэйр А.* Возобновляемые источники энергии / Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990.

### ***Вопросы для самоконтроля***

1. Какова доля угля, нефти и природного газа в мировом топливном балансе, в топливном балансе России?
2. Назовите страны, где сосредоточены основные мировые запасы угля.
3. Какова доля гидроэнергетики в выработке электроэнергии в мире, в России?
4. Перечислите причины и последствия мирового энергетического кризиса 70-х годов прошлого века.

5. Сколько литров в 1 барреле нефти?
6. Назовите основные виды традиционных топлив и долю их потребления в мировом топливном балансе.
7. В чем заключается понятие «нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»?
8. Перечислите возобновляемые источники энергии.
9. Укажите приблизительную долю возобновляемых источников энергии в энергобалансе развитых стран и России.
10. Назовите преимущества и недостатки основных видов ВИЭ.
11. Что препятствует развитию ВИЭ в России.
12. Какие виды ВИЭ в настоящее время наиболее широко распространены, в каких странах?

## 2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

### 2.1. Ветер как энергетический ресурс

В наши дни так называемые ветропарки – ветряные двигатели, расположенные на одной территории, – стали привычной частью пейзажа в ряде западных стран: Дании, Германии, Испании и др. (рис. 2.1). Мощ-

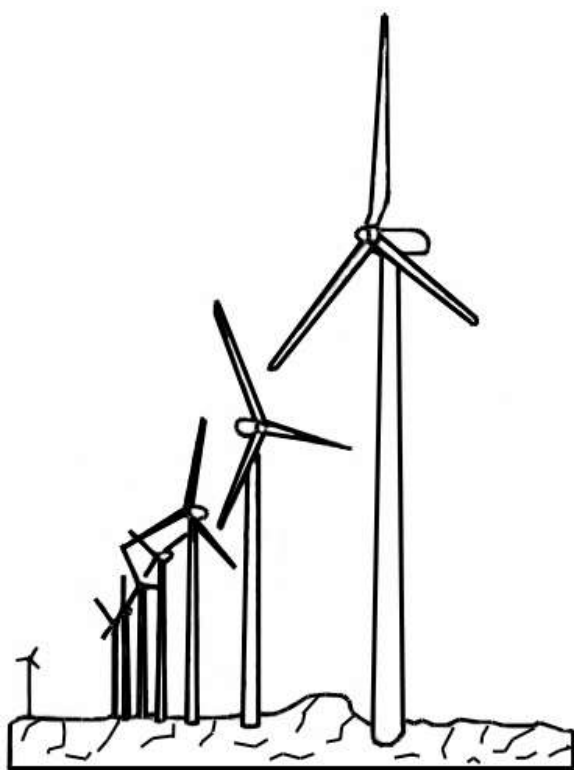


Рис. 2.1. Ветропарк

ность одного такого двигателя обычно находится в пределах 350 – 1500 кВт. Они передают энергию в единую энергетическую сеть. Практически без обслуживания, не воздействуя на окружающую среду и не отчуждая территорий, лопасти воздушных турбин ветропарка обеспечивают выработку десятков мегаватт электрической энергии. Наряду с подобными крупными ветродвигателями, применяют менее мощные установки (от 5 до 50 кВт), расположенные на крышах зданий или на приусадебных участках.

Они используются автономно или соединены с электрической сетью. В последнем случае, когда потребитель использует энергию ветродвигателя не полностью, ее избыток передается в электрическую сеть. Если «собственной» энергии потребителю не хватает, он восполняет ее недостаток из сети. Таким образом, стрелка циферблата его

электрического счетчика может вращаться в прямом и обратном направлениях.

Стоимость подобных установок велика. Однако она постоянно снижается благодаря совершенствованию и упрощению конструкций, повышению их надежности. Ожидается, что в самое ближайшее время ветряные электростанции будут вполне конкурентноспособны по сравнению с традиционными. В ожидании этого времени государства, заинтересованные в сокращении загрязнения окружающей среды выбросами традиционных электростанций, установили дотации для производителей ветроустановок и потребителей, использующих вырабатываемую на них энергию. Так на данном этапе обеспечивается рентабельность и производства и потребления ветроэнергетических установок в передовых странах.

Энергию ветра, наряду с водной энергией, научились использовать очень давно и применяли в большей или меньшей мере всегда. Наверное, первой лопастной машиной был парус. Кстати, принцип действия паруса и ветряного двигателя одинаков – парус можно рассматривать как ветряной двигатель с бесконечным диаметром колеса. На парусных судах воздушный винт использовался для привода механизмов (насосы, подъем якоря и т.п.). На построенном в 1892 году судне «Фрам» знаменитого полярного исследователя Ф. Нансена была установлена динамо-машина, которая приводилась в действие ветряным двигателем. Широкое распространение ветряные двигатели получили в сельском хозяйстве. В начале XX века в России насчитывалось около 250 тыс. ветродвигателей общей мощностью 1500 МВт, используемых для привода мельничных жерновов, лесопилок, водоподъема и т.д.

Позже, уже в СССР, были разработаны теоретические основы расчета ветрового колеса. Эти работы проводились в ЦАГИ (Центральный аэрогидродинамический институт) начиная с 20-х годов XX века. В 1934 году началось серийное производство ветродвигателей для сельского хозяйства и для Севморпути. Несколько позднее в Крыму (под Балаклавой) была построена одна из крупнейших для того времени ветряная электростанция мощностью 100 кВт. В те же годы был разработан проект

ветроэлектростанции мощностью 10 МВт (два двигателя по 5 МВт), которую планировалось установить на горе Ай-Петри в Крыму.

За рубежом во многих странах ветряные двигатели имели широкое применение. В первой четверти XX века в США в эксплуатации находилось более 100 000 ветроустановок, которые применялись в основном для орошения. В значительной степени благодаря им удалось развить земледелие и садоводство в ряде штатов США с засушливым климатом. В Дании издавна существовала целая сеть вспомогательных ветро-электрических установок, работающих параллельно с небольшими общинными электростанциями. При этом иногда удавалось сэкономить до 50 % годового расхода топлива. В США в 1940 году был построен ветроагрегат мощностью 1,25 МВт. Когда через несколько лет эксплуатации одна из лопастей ветряного двигателя этого агрегата получила повреждение, ее не стали ремонтировать, так как энергия, получаемая от обычного дизельного генератора, была намного дешевле. (Создатель и владелец указанного ветроагрегата П. Пунтэм представил свой опыт в книге «Энергия ветра», актуальной и в наши дни.) В дальнейшем данное направление энергетики не получило развития из-за низкой рентабельности. Тем не менее, производство небольших ветроустановок в СССР просуществовало до 1964 года.

С 70-х годов XX века начался новый этап освоения энергии ветра, уже как ВИЭ. С тех пор работы в данном направлении ведутся целенаправленно, широкомасштабно и достаточно успешно.

По приблизительным оценкам энергия ветра в приземном слое толщиной 500 м составляет  $82 \cdot 10^9$  МВт·ч/год. Естественно, использовать можно только незначительную часть данной энергии. Главным и весьма существенным недостатком ветра является непостоянство направления и скорости. Только в определенных областях океанов и их побережьях дуют постоянные сезонные ветры. В глубине континентов ветры слабее, направление их часто меняется. Вообще, на высоту до 10–15 м от поверхности земли распространяется турбулентный пограничный слой, где сила и направление ветра постоянно меняются. По мере удаления от земной поверхности скорость ветра увеличивается, причем наибольший прирост скорости происходит в диапазоне высот 100–150 м. Одновременно стаби-

лизируется направление ветра. Поскольку мощность ветродвигателя пропорциональна кубу скорости ветра, то в указанной области высот незначительное увеличение высоты мачты, на которой помещен ветродвигатель, дает существенный прирост мощности. Одновременно с увеличением высоты растет нагрузка на мачту, а следовательно, ее стоимость. Только технико-экономический расчет позволяет определить оптимальное соотношение высоты мачты и мощности ветряного двигателя. При дальнейшем удалении от земли скорость ветра продолжает нарастать и на высоте 8 – 12 км может достигать 100 м/с. Однако эта область пока недоступна. По конструктивным соображениям наиболее реальный диапазон высоты установки ветродвигателя находится в пределах 50 – 150 м.

Наиболее благоприятные условия для работы ветроэнергетических установок (ВЭУ) – побережье морей и океанов, где длительное время дуют сильные ветры постоянного направления, или горная местность. Потому, например, современные ветропарки расположены в районе Калифорнийского залива (США), Гибралтарского пролива (Испания), на побережье Северного моря (Дания, Германия), Бискайского залива (Франция), в Альпах (Швейцария) и т.п.

В России зоны относительно постоянных ветров (300 – 320 суток в год) находятся на побережье Северного Ледовитого океана и Камчатки. Здесь энергия ветра на высоте 10 м составляет в среднем 800 Вт/м<sup>2</sup>. Перспективны также зоны на Азовско-Черноморском и Каспийском побережьях, где энергия ветра составляет 300 – 600 Вт/м<sup>2</sup>. Большая энергия ветра (250 – 500 Вт/м<sup>2</sup>) на побережье Балтийского моря и Ладожского озера.

Диапазон скоростей ветра, при котором могут работать ВЭУ, находится в пределах 4 – 30 м/с. В настоящее время широкое применение в мире получили ВЭУ с горизонтальной осью вращения, рассчитанные на *номинальную* скорость ветра 12 – 15 м/с. При скорости ветра 10 – 4 м/с мощность ВЭУ монотонно снижается и на нижней границе рабочего диапазона достигает нуля. При скоростях ветра выше номинального значения мощность также снижается, но незначительно. На верхней границе рабочего диапазона скоростей возможен неконтролируемый разгон воздушной турбины. Поэтому ее приходится выводить из работы,

тормозить или принимать другие конструктивные меры для исключения разгона.

## 2.2. Элементы теории воздушной турбины

Рассмотрим ветряной двигатель, иначе – *воздушную турбину* (ВТ), а именно тип ВТ с горизонтальной осью вращения. Представим схему течения воздуха вокруг ВТ (рис. 2.2).

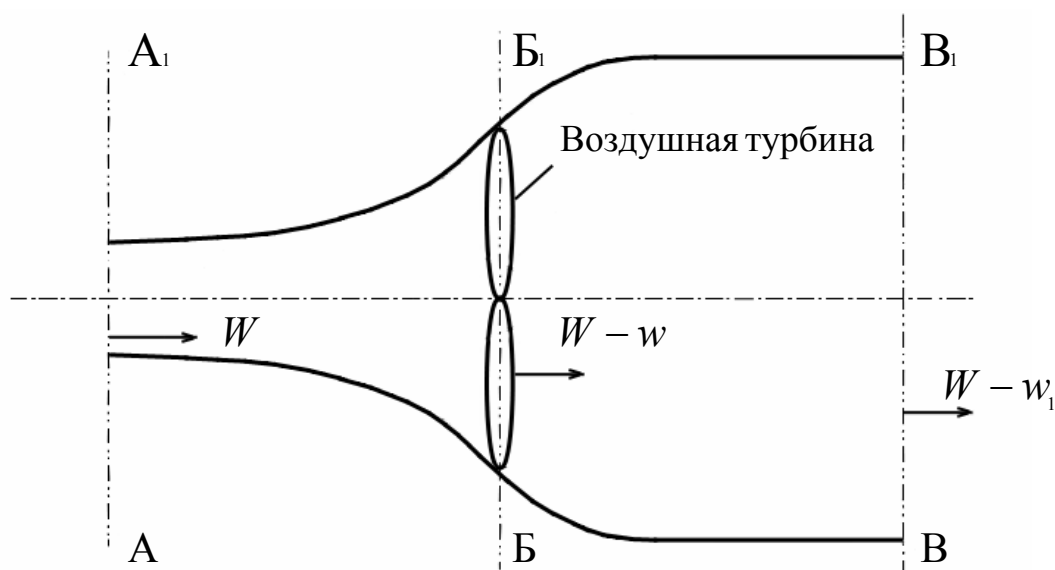


Рис. 2.2. Схема движения потока воздуха через ВТ

Линии АБВ и А<sub>1</sub>Б<sub>1</sub>В<sub>1</sub> разграничивают потоки воздуха, проходящие и не проходящие через сечение, ометаемое лопастями ВТ. Воздух, проходя через площадь сечения, ометаемую лопастями, создает перед ним избыточное давление и частично растекается вокруг указанного сечения.

Ограниченный этими кривыми поток воздуха будем рассматривать изолированным от окружающей среды, как бы ограниченным непроницаемыми стенками. Обозначим скорость воздуха на бесконечном расстоянии от ВТ (в сечении А–А<sub>1</sub>)  $W$ , скорость воздуха в плоскости вращения ВТ (сечение Б–Б<sub>1</sub>) –  $W - w$ , скорость воздуха на бесконечном расстоянии после ВТ (сечение В–В<sub>1</sub>) –  $W - w_1$  и площадь, ометаемую лопастями ВТ (сечение Б–Б<sub>1</sub>), –  $F$ . Тогда по закону сохранения количества движения, полагая

элемент времени  $t = 1$  с, получим следующее выражение для силы лобового сопротивления между сечениями А–А<sub>1</sub> и В–В<sub>1</sub>:

$$P = mW - m(W - w_1) = mw_1,$$

где  $m$  – масса воздуха, прошедшего за 1 с через сечение В–В<sub>1</sub>.

Мощность двигателя

$$N = P(W - w) = mw_1(W - w). \quad (2.1)$$

Мощность, выраженная как изменение кинетической энергии потока воздуха через ВТ:

$$N = m \frac{W^2}{2} - m \frac{(W - w_1)^2}{2} = mw_1 \left( W - \frac{w_1}{2} \right). \quad (2.2)$$

Сравнивая выражения (2.1) и (2.2), получим

$$w = \frac{w_1}{2}. \quad (2.3)$$

Секундный расход воздуха через сечение В–В<sub>1</sub>, имеющее площадь  $F$ :

$$m = \rho F(W - w), \quad (2.4)$$

где  $\rho$  – плотность воздуха.

Подставив в (2.2) выражение (2.4), получим формулу для работы, совершенной потоком воздуха:

$$\rho F(W - w)^2 w_1.$$

Энергия ветра, определяемая его силой:

$$m \frac{W^2}{2} = \rho F w \frac{W^2}{2} = \rho F \frac{W^3}{2}.$$

Тогда с учетом (2.3) получим выражение для коэффициента использования энергии ветра в ВТ:

$$\xi = \frac{\rho F(W - w)^2 w_1}{\rho F \frac{W^3}{2}} = \frac{4(W - w)^2}{W^3} w. \quad (2.5)$$

Дифференцируя и приравнявая нулю первую производную выражения (2.5), найдем максимальное значение  $\xi$ :

$$\frac{d\sigma}{dw} = \frac{4}{W^3} [(W-w)^2 - 2(W-w)^2 w] = 0.$$

Отсюда  $W-w = 2w$ ;  $w = W/3$ ;  $W-w = 2W/3$ .

Подставив в выражение (2.5) значения  $W$  и  $w$ , получим:

$$\sigma_{\max} = \frac{4}{W^3} \left(\frac{2}{3}W\right)^2 \frac{W}{3} \approx 0,593.$$

Следовательно, максимальная теоретическая работа, которая может быть получена в *воздушной турбине*, составляет 0,593 энергии ветра. Действительные значения  $\xi$ , всегда ниже:

$$\xi < 0,593. \quad (2.6)$$

Выражение (2.6) играет большую роль при применении воздушной турбины. Оно универсально и справедливо для любого типа ВТ (с горизонтальной, вертикальной или наклонной осью).

Приведенный вывод сделан в 20-х годах прошлого века, академиком Н.Е. Жуковским, одним из основоположников отечественной аэродинамики. В технической литературе коэффициент  $\xi$  называют *критерием Жуковского–Бетца*, хотя с позиций теории подобия, строго говоря, критерием этот коэффициент не является.

Действительное значение  $\xi$  в большой степени зависит от отношения окружной скорости на конце лопасти воздушной турбины  $\omega R$  к  $W$ . Эту характеристику называют *коэффициентом быстроходности*:

$$Z = \frac{\omega R}{W}.$$

Заложенные Жуковским основы теории крыла в последующие годы получили широкое развитие. Современная теория турбомашин, изложенная, в частности, в трудах ученых И.И. Кириллова, Г.Ю. Степанова, Г.В. Жирицкого и др., позволяет решать основной комплекс задач, связанных с расчетом обтекания профилей, с учетом различных видов потерь, с моделированием и испытанием турбин. Для турбин ветряных двигателей

задачи расчета, регулирования и испытания существенно усложняются при перемене скорости и направления ветра.

Ранее мы подразумевали, что ВТ работает в условиях, когда ветер дует с постоянной силой и направлением. В действительности так бывает не всегда, и даже очень редко. Скорость ветра меняется в течение года, месяца, дня и минуты. Известны случаи, когда за 2 мин скорость ветра изменялась от 6 до 29 м/с и, следовательно, его энергия увеличивалась более чем в 110 раз. Получение характеристик воздушных турбин ветряных двигателей в условиях реальной эксплуатации усложняется большой инерцией ротора, который при усилении ветра поглощает часть энергии для своего разгона, а при ослаблении, наоборот, отдает аккумулированную энергию. Учет непостоянства ветра при проектировании воздушных турбин является наиболее сложной задачей, от успешного решения которой зависит эффективность использования энергии ветра. Современные ВЭУ на номинальной мощности работают обычно не более 25 % времени.

Перемену направления ветра обычно учитывают двумя способами. Либо воздушная турбина снабжается флюгером, устанавливающим ее перпендикулярно направлению ветра, либо используется специальный сервопривод, разворачивающий плоскость вращения в нужном направлении.

Проблема, связанная с изменением силы ветра, намного сложнее. В определенном диапазоне скоростей ее можно решить путем изменения угла установки лопастей по отношению к ветру, для чего применяют поворотные лопасти (целиком или только их периферийную часть). Конструктивно это сделать не просто, но определенный эффект может быть получен.

Существует еще по крайней мере два ограничения. При слабом ветре ВТ вообще не крутится, а при сильном ветре частота вращения становится столь высокой, что мачта, на которой ВТ установлена, может разрушиться.

Момент начала вращения зависит не столько от необходимости преодолеть механические потери в подшипниках, сколько от преодоления крутящего момента, создаваемого нагрузкой: электрогенератором, насосом и т.п. Чем больше быстроходность, тем при большей скорости ветра начинается вращение турбины. Быстроходные ВТ работают обычно начиная со скорости ветра  $W = 4 - 5$  м/с. Для тихоходных воздушных

турбин характерны значения 2,0 – 2,5 м, но тогда при сильном ветре они работают с малой эффективностью.

Как отмечалось ранее, сильные ветры опасны для ВТ, и обычно при скорости ветра более 20 – 30 м/с надо принимать меры против неконтролируемого разгона и недопустимой нагрузки на мачту и *лопасти* турбины. Основные способы разгрузки воздушной турбины от ветра – торможение ВТ и установка ее в плоскости ветра, изменение угла наклона оси вращения.

### 2.3. Типы и характеристики воздушных турбин

Существует много типов воздушных турбин: с вертикальной и горизонтальной осями вращения, с открытыми и закрытыми колесами, однолопастные и многолопастные и др. (рис. 2.3).

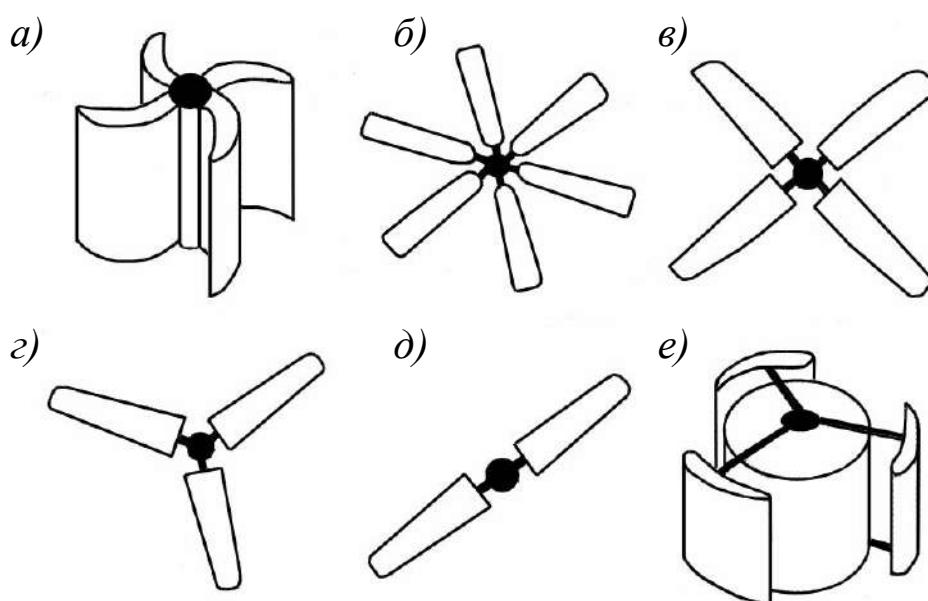


Рис. 2.3. Основные типы воздушных турбин: с горизонтальной осью (крыльчатые) (б, в – многолопастные, г – трехлопастные, д – двухлопастные), с вертикальной осью (а – карусельные; е – ортогональные)

На рис. 2.4 представлены зависимости *коэффициента использования энергии ветра*  $\xi$  от *коэффициента быстроходности*  $Z$  указанных турбин.

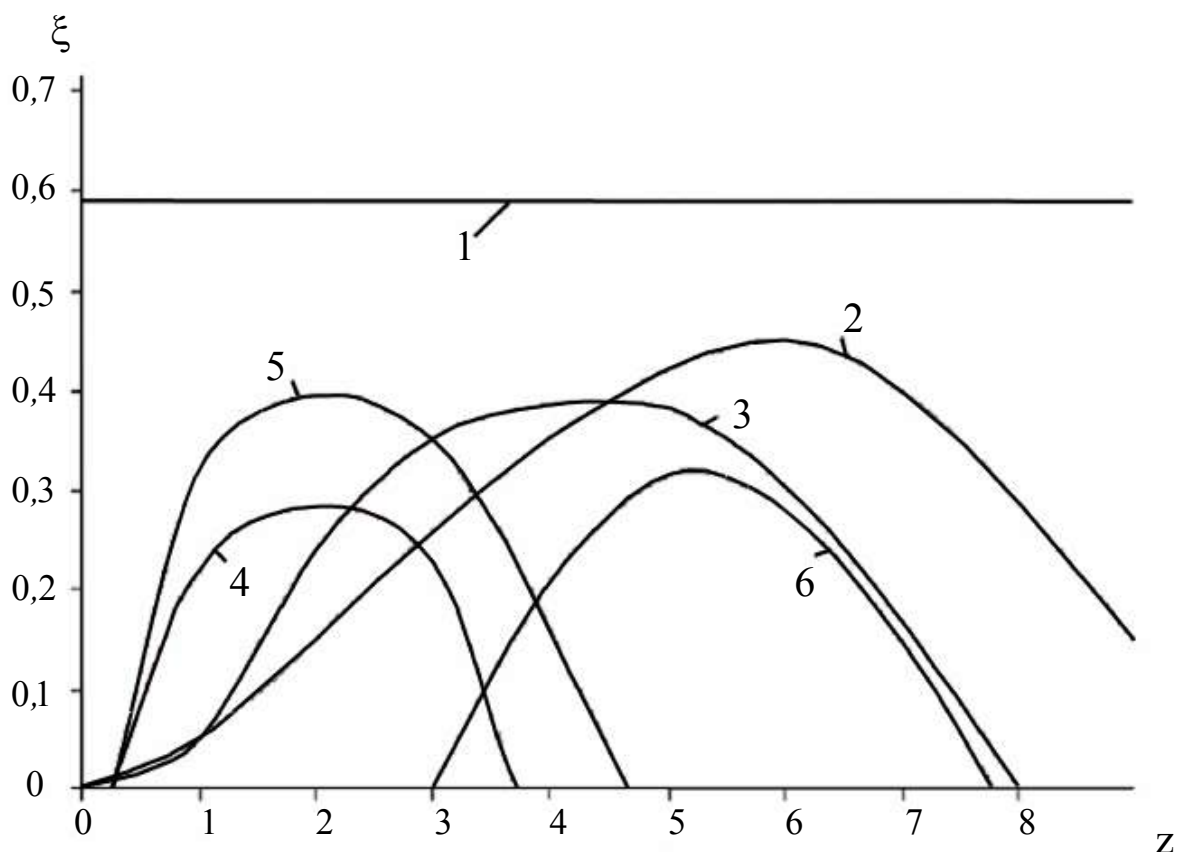


Рис. 2.4. Характеристики некоторых типов воздушных турбин (1 – максимальное значение критерия Жуковского–Бетца ( $\xi = 0,593$ )), с горизонтальной осью вращения (2 – двухлопастные, 3 – трехлопастные, 4 – многолопастные), с вертикальной осью вращения (5 – карусельные, 6 – ортогональные)

Рассмотрим наиболее рациональные для существующего уровня развития техники типы воздушных турбин. Для средних и больших мощностей (более 50 кВт) и сильных ветров больше подходят ВТ с горизонтальной осью вращения и малым количеством лопастей, для малых скоростей ветра и малых мощностей (до 10 кВт) – тихоходные многолопастные конструкции. Такой тип воздушных турбин часто называют *крыльчатymi*. Они эффективны, когда ось их вращения направлена перпендикулярно направлению ветра, поэтому требуются специальные устройства для автоматического изменения направления оси вращения – крыла стабилизатора или другого устройства (см. выше). Частота вращения ротора крыльчатых турбин обратно пропорциональна количеству

лопастей вращения. Малоллопастные крыльчатые турбины, имеющие одну – три лопасти, могут непосредственно соединяться с электрогенератором.

Воздушные турбины с вертикальной осью вращения называют *карусельными*. Они нечувствительны к направлению ветра, хорошо регулируются в широком диапазоне нагрузок, но испытывают значительное ветровое давление на свою конструкцию. Карусельные турбины тихоходны, поэтому требуются специальные электрогенераторы или сложная трансмиссия.

Разновидностью карусельных являются ортогональные воздушные турбины (рис. 2.3, *e*), которые считаются перспективными для больших мощностей (до 20 МВт). Ортогональную турбину, для того чтобы она начала производить полезную работу, необходимо вначале раскрутить до определенных аэродинамических параметров (аналогично самолету, который прежде всего следует разогнать для приобретения крылом подъемной силы). Отбор мощности у такой турбины начинается при скорости ветра около 5 м/с; диаметр окружности, по которому движутся крылья такой турбины, достигает 80 м (для установки мощностью 2 МВт). На пути создания ортогональных воздушных турбин пока возникают серьезные конструктивные трудности, и целесообразность их строительства проблематична.

## 2.4. Ветроэнергетические установки

До сих пор мы рассматривали ВТ как автономный двигатель, не задумываясь о потребителях вырабатываемой энергии. Если таковым является, например, насос, то особых проблем не возникает. Задача выработки электрической энергии наиболее важная и значительно более сложная, а для ее решения требуется существенное усложнение установки. Здесь обнаруживается два негативных фактора: переменность как частоты вращения ВТ, так и ее мощности в зависимости от скорости ветра.

Частота вращения современных ВТ обычно не превышает  $90-100 \text{ с}^{-1}$ , в то время как для электрогенераторов, вырабатываемых переменный ток с частотой 50 Гц, необходима частота вращения, как минимум,  $375 \text{ с}^{-1}$ ,

причем постоянная. Повышение частоты вращения можно получить путем установки редуктора. Однако при больших мощностях он становится громоздким, и предпочтение отдается гидropередаче с гидротрансформатором, позволяющим варьировать частотой вращения вала отбора мощности. Можно также соединить ВТ через редуктор с генератором постоянного тока и вырабатывать постоянный ток с переменным напряжением, тогда потребуются специальные электротехнические устройства – *инверторы* для преобразования постоянного тока в переменный ток постоянного напряжения. В определенном диапазоне задачу поддержания постоянной частоты вращения решают, меняя угол установки лопастей и угол наклона оси вращения.

Из-за ограниченной слабыми ветрами продолжительности эксплуатации ВЭУ (обычно не более 20 – 25 % времени за год) требуется замещение потребности в энергии в остальное время. Здесь существуют два варианта: ветроэнергетическая установка работает на сеть – *сетевая ВЭУ* и *автономная ВЭУ*.

При работе ВЭУ на сеть особых проблем не возникает – недовыработка энергии компенсируется за счет тепловых двигателей (паровые или газовые турбины, дизельные двигатели и др.). Благодаря присоединению ВЭУ к тепловым электростанциям затраты на амортизацию, ремонт и резерв снижаются, доля капитальных вложений увеличивается незначительно, а в исключительных случаях даже может снизиться. Кроме того, в период безветрия электрогенераторы ВЭУ используются как синхронные компенсаторы безваттного тока для оптимизации значения  $\cos \varphi$  в электрической сети.

Для *автономных ВЭУ* задача замещения недостающих мощностей в период безветрия существенно усложняется. Самый простой и затратный путь – установка дублирующего источника энергии, например дизельной электростанции. Более дешевое решение – применение различных аккумуляторов, что неминуемо ведет к усложнению схемы и эксплуатации установки.

Рассмотрим принципиальную структурную схему одной из отечественных ВЭУ, предназначенных для автономной работы (рис. 2.5).

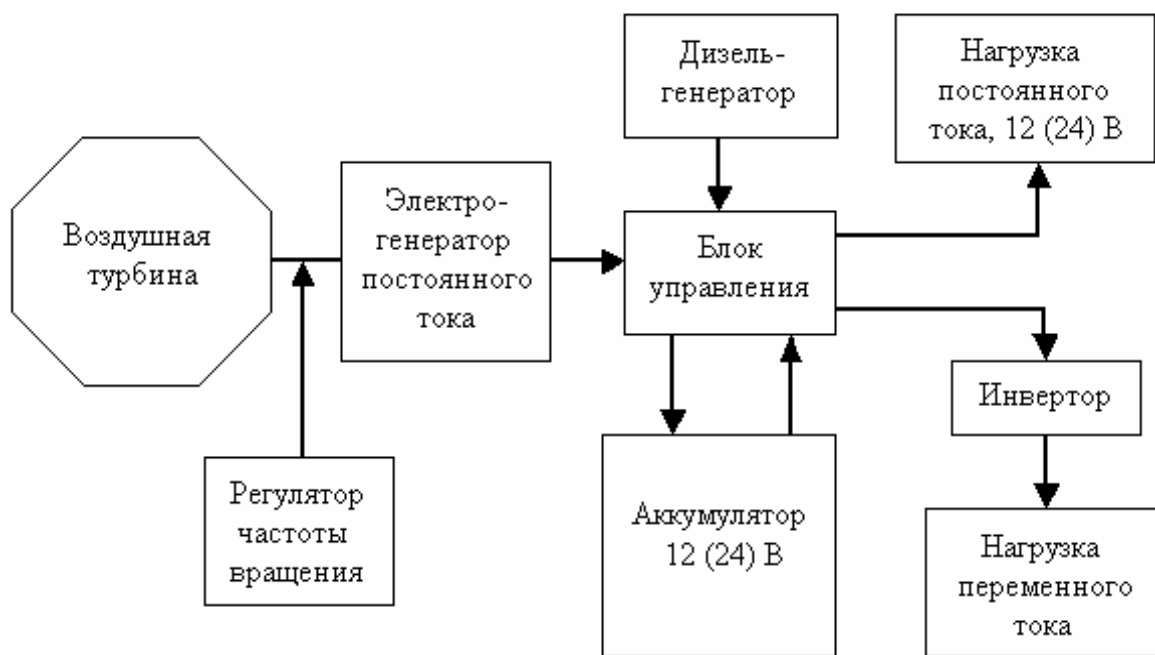


Рис. 2.5. Структурная схема энергоснабжения на базе ВЭУ серии «ВИНДЭК»

Воздушная турбина, снабженная регулятором частоты вращения, приводит в действие генератор постоянного тока. Блок управления обеспечивает баланс мощностей, направляя энергию: потребителям постоянного тока; на инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный, после чего он поступает к соответствующим потребителям; на зарядку аккумулятора, компенсируя за его счет дефицит энергии в системе в период безветрия и подключая при необходимости к системе резервный дизельный двигатель. Вместо дизельного двигателя в некоторых проектах используются солнечные батареи и др. Сложность данных схемы очевидна.

Существует ряд других вариантов стабилизации выходной мощности ВЭУ. Один из них, например, заключается в том, что вырабатываемая электроэнергия используется для электролиза воды с получением водорода, который служит аккумулятором энергии, а необходимые потребителю электрические мощности получают за счет работы на водороде теплового двигателя.

Таким образом, сформулируем основные обязательные требования, которые необходимо выполнять, для того чтобы применение установки оказалось экономически целесообразным:

1. Определение качественных и количественных характеристик приземного слоя атмосферы для данного региона. Сюда входит экспериментальное определение функции:

$$W = f(h, t, x, y), \quad (2.7)$$

где  $W$  – вектор скорости ветра;  $h$  – высота над поверхностью земли;  $t$  – время;  $x, y$  – географические координаты пункта.

Опыт показывает, что данных метеорологических служб для определения зависимости (2.7) далеко не достаточно, так как они не определяют, например, с достаточной дискретностью изменение скорости ветра по высоте. Поэтому выбору площадки для установки ВЭУ должен предшествовать мониторинг ветровых характеристик, как минимум, в течение двух лет.

2. Выбор ВЭУ, достигающей максимальной энергетической эффективности в данном месте по условию характеристик ветров.

3. Сравнение экономической эффективности ВЭУ с эффективностью других альтернативных источников энергии.

4. Выбор конкретной площадки для размещения ВЭУ с учетом характеристики грунта, наличия энергетической инфраструктуры, в том числе возможности замещения энергетических мощностей в период безветрия.

Коротко рассмотрим воздействие ВЭУ на окружающую среду. В зоне расположения крупных ветропарков возникают проблемы с приемом телевизионных программ. В отдельных случаях требуется установка дополнительного ретранслятора. Поскольку лопасти турбин изготавливаются из стеклопластика, возможность их воздействия на радиоволны вызывает сомнение. Скорее всего, негативно влияют металлические конструкции мачт, на которых установлены воздушные турбины, и размещенное на этих мачтах оборудование. Ветропарки влияют на миграцию перелетных птиц, создают акустический шум и др.

## 2.5. Развитие ветроэнергетики за рубежом

Рассмотрим динамику и масштабы развития ветроэнергетики в ряде стран (табл. 2.1). Установленные мощности ВЭУ за последнее пятилетие прошедшего века значительно увеличились в Испании, Германии и Дании (соответственно в 63, 7 и 3 раза). Данный процесс обусловлен, прежде всего, тем, что ВЭУ наконец достигли высокой степени совершенства, экономичности и надежности, а их серийное производство – определенного развития.

Таблица 2.1

### Установленные мощности ВЭУ, МВт

Страна	1995 год	2000 год
США	1600	2600
Германия	632	5600
Дания	539	1700
Испания	50	3150
Англия	170	Нет данных
Голландия	160	Нет данных
Испания	50	3150
Китай	–	260

Технические характеристики современных ВЭУ, выпускаемых зарубежными фирмами, представлены в проспектах. На рис. 2.6 приведены графические зависимости изменения мощности  $N$  от скорости ветра  $W$  для ряда ВЭУ, выпускаемых датской фирмой «Nordtank Energy Group», типичных для современного уровня развития ветроэнергетики, а в табл. 2.2 – их технические характеристики.

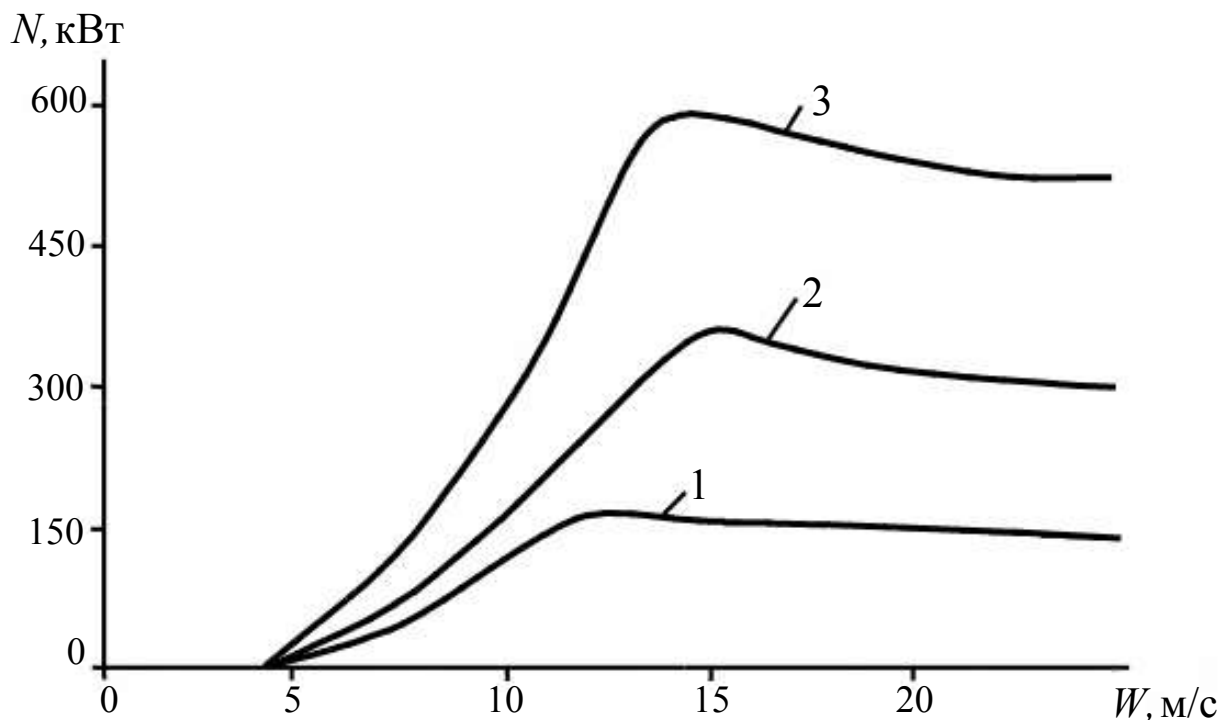


Рис. 2.6. Характеристика мощности ВЭУ фирмы «Nordtank»:  
1 – NTK 150/25; 2 – NTK 300/31; 3 – NTK 500/37.

Таблица 2.2

#### Технические характеристики ВЭУ датской фирмы «Nordtank»

Параметр	NTK 150/25	NTK 300/31	NTK 500/37
Максимальная мощность, кВт	165	330	550
Диаметр воздушной турбины, м	24,6	31,0	37,0
Высота мачты (до оси турбины), м	32,5	30,5	35,0
Номинальная частота вращения, об/мин	37,6	33,4	29,9
Общий вес, т	20	34	48

Основные фирмы – производители ВЭУ, сосредоточенные в Дании, Германии, США и Японии, выпускают широкую гамму установок мощностью от десятков киловатт до 1 МВт и более. Широко распространены ВЭУ мощностью 200 – 500 кВт, с диаметром двух-трехлопастного ротора 20 – 40 м. Самая маленькая ВЭУ имеет мощность 60 Вт, диаметр пятилопастного ротора 0,75 м, и работает она в интервале скоростей ветра

3 – 10 м/с. Вес такой установки 9 кг. Однако сохраняется общая тенденция к увеличению единичной мощности установок.

Лидер ветроэнергетики в Германии, фирма «Enercon», только в 2001 году поставила на внутренний рынок 195 ВЭС единичной мощностью 1,5 – 1,8 МВт и 317 ВЭС мощностью 500 – 600 кВт, в том числе 192 в Италию и Испанию. Немецкая фирма «De Wind» разворачивает производство новых ВЭУ мощностью 2 МВт и планирует создание установок мощностью 3 – 5 МВт.

## 2.6. Ветроэнергетика в России

В России существует программа развития ветроэнергетики, в рамках которой в 1990 – 2000 годы разработаны проекты и начато строительство ряда крупных ВЭУ, однако все эти установки оказались малоработоспособными, а большинство проектов не реализованы. Разработаны предпроектные предложения по строительству крупных ветропарков: Сахалинского, Камчатского, Магаданского, Дагестанского, Валаамского. Существует также проект строительства ветропарка на дамбе морезащитных сооружений под Санкт-Петербургом. Однако масштабы развития ветроэнергетики в нашей стране до сих пор остаются крайне ограниченными.

В 2001 году установленная мощность ВЭУ в России составляла 4,5 МВт, на них было выработано всего 3,234 млн. кВт·ч электроэнергии.

На острове Беринга (АО «Камчатскэнерго») в 1995 году смонтированы две ВЭУ мощностью по 250 кВт производства датской фирмы «Micon». Спроектирована Калмыцкая ВЭС мощностью 22 МВт. В 1995 – 1997 годах построена Заполярная ВЭС общей мощностью 1,5 МВт с использованием ВЭУ российско-украинского производства единичной мощностью 250 кВт. Недавно в Калининградской обл. (вблизи пос. Куликово) введен в эксплуатацию ветропарк мощностью 5,1 МВт, где установлена 21 ВЭУ датского производства.

Многие российские фирмы являются создателями опытных образцов маломощных ВЭУ, рассчитанных на выработку энергии (механической или электрической) в автономном режиме: ФГУП «Азимут» («УВЭ-100»),

ФГУП «Рыбинский завод приборостроения» («ВЭУ-5-4»), НИЦ «ВИИНДЭК» («ВИИНДЭК-5»), ГМКБ «Радуга» («Радуга-016»), НПО «ЭлектроСфера («Муссон-Ф30») и др. (табл. 2.3). Они также внедрились в производство.

Таблица 2.3

### Характеристики ВЭУ отечественного производства

ВЭУ	Мощность, кВт	Диаметр ВТ, м	Количество лопастей	Выходное напряжение, В	Расчетная скорость ветра, м/с
УВЭ-100	0,1	1,5	3	12	10
ВЭУ-5-4	4,2	5	24	24	10
ВИИНДЭК-5	5	5,5/7	1/2	48/96/220	10/7
Радуга-016	16	10	3	220/380	9,5
Муссон-Ф30	30	11	3	380	12

Производством ВЭУ в России занялись в основном оборонные предприятия по линии конверсии, для которых характерна высокая стоимость оборудования и не всегда высокое качество. Следует заметить, что вопросами аэродинамики, механики, электротехники и даже управления ВЭУ у нас в стране уделялось должное внимание. В то же время сопутствующие любому современному производству системы качества, нормативные документы, правила и органы сертификации пока находятся в зачаточном состоянии. К сожалению, приходится констатировать, что отечественные ВЭУ дороги, отличаются повышенной сложностью и низкой надежностью, их заявленные характеристики обычно завышены, а по сравнению с зарубежными образцами низки. Необходимо, по крайней мере, в несколько раз снизить их стоимость, чтоб они имели массовый спрос.

В России промышленность не способна на данный момент выпускать современные сетевые ВЭУ на уровне зарубежных образцов. В этой связи, по-видимому, наиболее рациональным путем развития ветроэнергетики в нашей стране на данном этапе может стать создание

совместных производств с зарубежными фирмами (прежде всего, датскими) с постепенным переходом на комплектование ВЭУ узлами отечественного производства.

В заключение рассмотрим еще один проект, связанный непосредственно с Северо-Западным регионом России, а именно план сооружения ВЭС в г. Кронштадте. Разговоры на эту тему ведутся уже более 10 лет. За прошедшее время предлагаемые технические решения неоднократно менялись, и сейчас идея проекта выглядит следующим образом. Опытную ветряную электростанцию мощностью 3 МВт предлагается разместить на примыкающей к острову Котлин южной стороне дамбы защитных сооружений. Ветростанция может состоять из пяти–шести ВЭУ мощностью 500–600 кВт, скомпонованных в одну линию. При этом предпочтение отдается датским ВЭУ «NEG Mikon NM 600/43». Основные предварительные технико-экономические показатели ветроэлектростанции:

- проектная мощность – 3000 кВт;
- единичная мощность ВЭУ – 600 кВт;
- количество ВЭУ («NEG Mikon NM 600/43») – 5;
- стоимость оборудования, включая транспортировку – 3,3 млн. у.е.;
- общие затраты – 4,23 млн. у.е.;
- использование установленной мощности – 3818 ч/год.

Важным условием реализации проекта является передача после поставки оборудования соответствующих технологий на предприятия Санкт-Петербурга и Кронштадта. Если намеченные планы осуществляются и ветроэлектростанция в г. Кронштадте будет построена, то она сможет стать базой для развития ветроэнергетики как в Северо-Западном регионе, так и в других регионах России.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Борисенко М.М.* Атлас ветрового и солнечного климата России. СПб., 1997.
2. *Бреусов В.П.* Технологии преобразования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. СПб.: Нестор, 2001.
3. *Возобновляемая энергетика 2003: Сб. докл.* СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003.

4. *Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р.* Использование энергии ветра в север-ных территориях. Л., 1989.

5. *Кириллов И.И.* Теория турбомашин. М.; Л.: Машиностроение, 1964.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Назовите долю ветроэнергетики в мировом энергобалансе.
2. Назовите страны, в которых наиболее развита ветроэнергетика.
3. Какова предельная величина коэффициента использования энергии ветра?
4. Что характеризует коэффициент быстроходности воздушной турбины?
5. Назовите рабочий диапазон скоростей ветра для современных воздушных турбин.
6. Как регулируется скорость вращения воздушной турбины?
7. Сколько времени в среднем за год ВЭУ работают на номинальной мощности?
8. Назовите основные узлы и элементы автономной ВЭУ.
9. Что такое инвертор?
10. Какие существуют способы регулирования мощности воздушных турбин?
11. Назовите основные регионы России, перспективные для ветроэнергетики.
12. Назовите основные ВЭУ, эксплуатируемые в России.
13. Какую мощность имеют современные ветроэнергетические установки?
14. Как меняется скорость ветра по мере удаления от поверхности земли?
15. Чем опасен неконтролируемый разгон воздушной турбины и какими средствами он предотвращается?
16. Перечислите основные типы воздушных турбин, укажите характерные для них значения коэффициента быстроходности и области применения.
17. Что такое критерий Жуковского–Бетца? Назовите его максимальное значение.

18. Назовите отличительные особенности эксплуатации сетевых и автономных ВЭУ.

19. Назовите диапазон частоты вращения современных воздушных турбин.

20. Какими факторами определяется начало вращения воздушной турбины.

## 3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕПАДОВ ТЕМПЕРАТУР ВОДЫ И ПОЧВЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

### 3.1. Термотрансформаторы

При самых лютых морозах под слоем льда (при определенной глубине водоема) остается незамерзшая вода, температура которой, естественно, выше 0 °С. Почва также промерзает только на определенную глубину, которая, например, для Ленинградской обл. находится в пределах 1,45 – 1,60 м, на большей глубине температура почвы всегда выше 0 °С. (Данное утверждение не относится к районам вечной мерзлоты, занимающим более 40 % территории нашей страны). Температурный перепад такой воды или грунта и окружающей среды может быть использован для получения теплоты более высокого потенциала. Как следует из второго начала (закона) термодинамики, для этого необходимо совершение технической работы. Подобные технические устройства носят общее название *термотрансформаторы*. Принцип их действия сформулирован в работах С. Карно. В отличие от тепловых двигателей, реализующих прямые термодинамические циклы, в термотрансформаторах реализуется обратный термодинамический цикл.

В начале термотрансформаторы применяли для получения холода. Первая холодильная машина была построена Дж. Перкинсом в 1834 году. Позднее (в 1852 г.) английский физик У. Томсон (лорд Кельвин) выдвинул идею применения холодильных машин для отопления. Он же, по-видимому, впервые применил для подобных установок термин *тепловой насос*. Однако практическая реализация идеи Томсона была осуществлена через многие десятилетия. Только в начале XX века наш соотечественник проф. В.А. Михельсон подробно рассмотрел вопросы реализации парокомпрессионной холодильной машины для отопления зданий. Он разработал ряд

проектов, в том числе проект отопления четырехэтажной гостиницы за счет теплоты артезианской скважины (1920 г.).

С термодинамической точки зрения *холодильные машины* и *тепловые насосы* не имеют различия. Они отличаются только температурным уровнем процессов и, главное – назначением. В этой связи рассмотрим три варианта использования идеального цикла Ренкина (рис. 3.1).

Прямой цикл используется для *теплового двигателя* и два обратных цикла термотрансформаторов – для *теплового насоса* и *холодильной машины*. Циклы по-разному ориентированы относительно изотермы, соответствующей температуре окружающей среды  $T_{o.c}$ , которая для каждой рассматриваемой установки имеет разное значение.

В прямом цикле, по которому работает тепловой двигатель, основные процессы теплообмена осуществляются в парогенераторе (см. рис. 3.1, процесс 1 – 4) и конденсаторе (см. рис. 3.1, процесс 5 – 1). Причем в парогенераторе подводится высокопотенциальная теплота  $Q_1$ , получаемая за счет сгорания топлива, а в конденсаторе отводится теплота  $Q_2$ , которая меньше  $Q_1$  на значение теплоты, использованной для получения полезной работы  $L$ . Для обеспечения теплопередачи в процессе 5 – 1 температура конденсации должна быть выше температуры окружающей среды  $T_{o.c}$ . Температурой окружающей среды  $T_{o.c}$  в нашем случае является температура охлаждающей воды в конденсаторе и которая зависит от источника и типа водоснабжения. По сравнению с прямым циклом в *обратных циклах* процессы генерации пара и его конденсации как бы поменялись местами. Процесс 1 – 5 осуществляется в парогенераторе (в термотрансформаторах парогенератор принято называть *испарителем*, далее мы будем использовать этот термин). Процесс конденсации 4 – 2 происходит в конденсаторе (здесь термины для прямых и обратных циклов совпадают). Для обратных циклов теплота  $Q_1$ , подведенная к рабочему телу в испарителе, меньше теплоты  $Q_2$ , отведенной из цикла, благодаря дополнительной работе  $L$ , подведенной извне.

Принципиальное отличие теплового насоса (его иногда называют *греющей машиной*) и холодильной машины заключается в следующем. Для теплового насоса температура окружающей среды  $T_{o.c}$  является определяющей для процесса в испарителе, а для холодильной машины – в конденсаторе. Снова обратимся к рис. 3.1.

Прямой цикл

Обратные циклы

ТЕПЛОВОЙ ДИГАТЕЛЬ

ТЕПЛОВОЙ НАСОС  
(греющая машина)

ХОЛОДИЛЬНАЯ МАШИНА

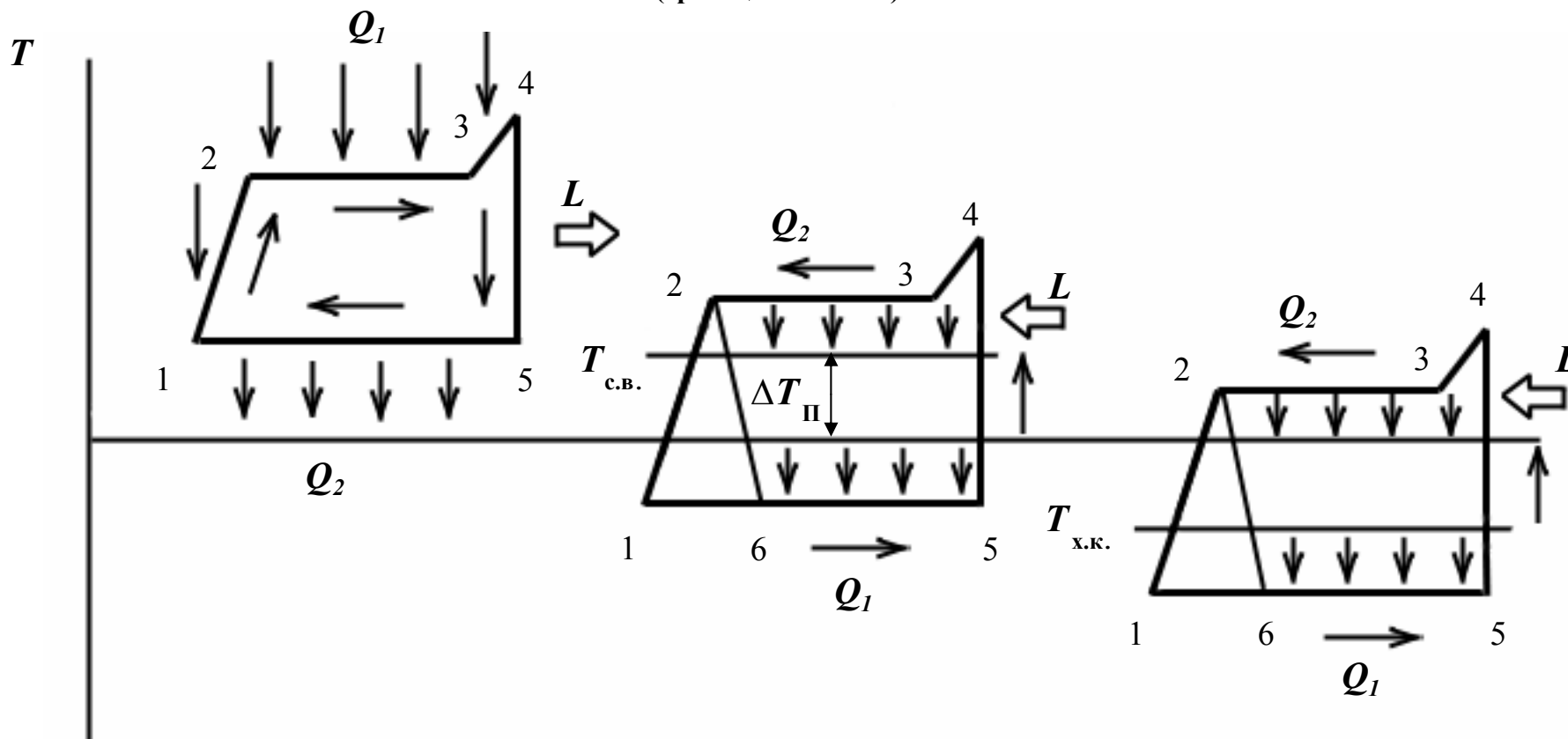


Рис. 3.1. Термодинамические циклы Ренкина теплового двигателя и термотрансформатора

Для теплового насоса температура в испарителе (процесс 1 – 5) ниже температуры окружающей среды  $T_{o.c}$  на значение необходимого температурного напора. При этом в качестве окружающей среды рассматривается некоторый источник низкопотенциальной теплоты, например вода в водоеме, грунтовые воды, теплота грунта и вентиляционных выбросов, сточные воды и т.п. Если тепловой насос используется для отопления, конденсация рабочего тела теплового насоса (процесс 4 – 2) осуществляется путем передачи теплоты сетевой воде, температура  $T_{c.в}$  которой должна быть ниже температуры конденсации на значение минимально допустимого температурного напора. При этом перепад  $\Delta T_n$  определяет увеличение температурного потенциала теплоты, произведенное тепловым насосом.

В холодильной машине осуществляется аналогичный процесс, только она как бы выкачивает теплоту не из окружающей среды, а из *холодильной камеры*, сбрасывая теплоту в окружающую среду. При этом температура испарения должна быть ниже, чем температура в холодильной камере  $T_{х.к}$ , на значение минимального температурного напора, а температура в конденсаторе соответственно выше  $T_{o.c}$ .

Ограничения, накладываемые минимальным температурным напором в конденсаторах, сокращают возможности отвода теплоты в процессе 2 – 1 (см. рис. 3.1). Поэтому для замыкания термодинамического цикла используется дросселирование конденсата от давления в конденсаторе до давления в испарителе. В результате рабочее тело частично испаряется, и на входе в испаритель можно наблюдать некоторое паросодержание (см. процесс 2 – 6). Существует принципиальная возможность в процессе 2 – 6 получить полезную техническую работу. Тем самым снижается работа сжатия в процессе 5 – 4. Для этого процесс 2 – 6 должен осуществляться в специальном двигателе, способном работать на вскипающем потоке.

Термотрансформаторы, реализующие описанный выше цикл, называются парокомпрессионными. Это широко распространенный, но далеко не единственный тип теплопреобразующего устройства.

### 3.2. Использование теплоты водоемов и низкопотенциальных жидкостных стоков

Рассмотрим принципиальную схему отопления с использованием низкопотенциальной теплоты водоема (рис. 3.2). Испаритель помещается непосредственно внутрь низкопотенциального источника – водоема. Возможно и другое решение, когда испаритель заглубляется в почву ниже глубины промерзания.

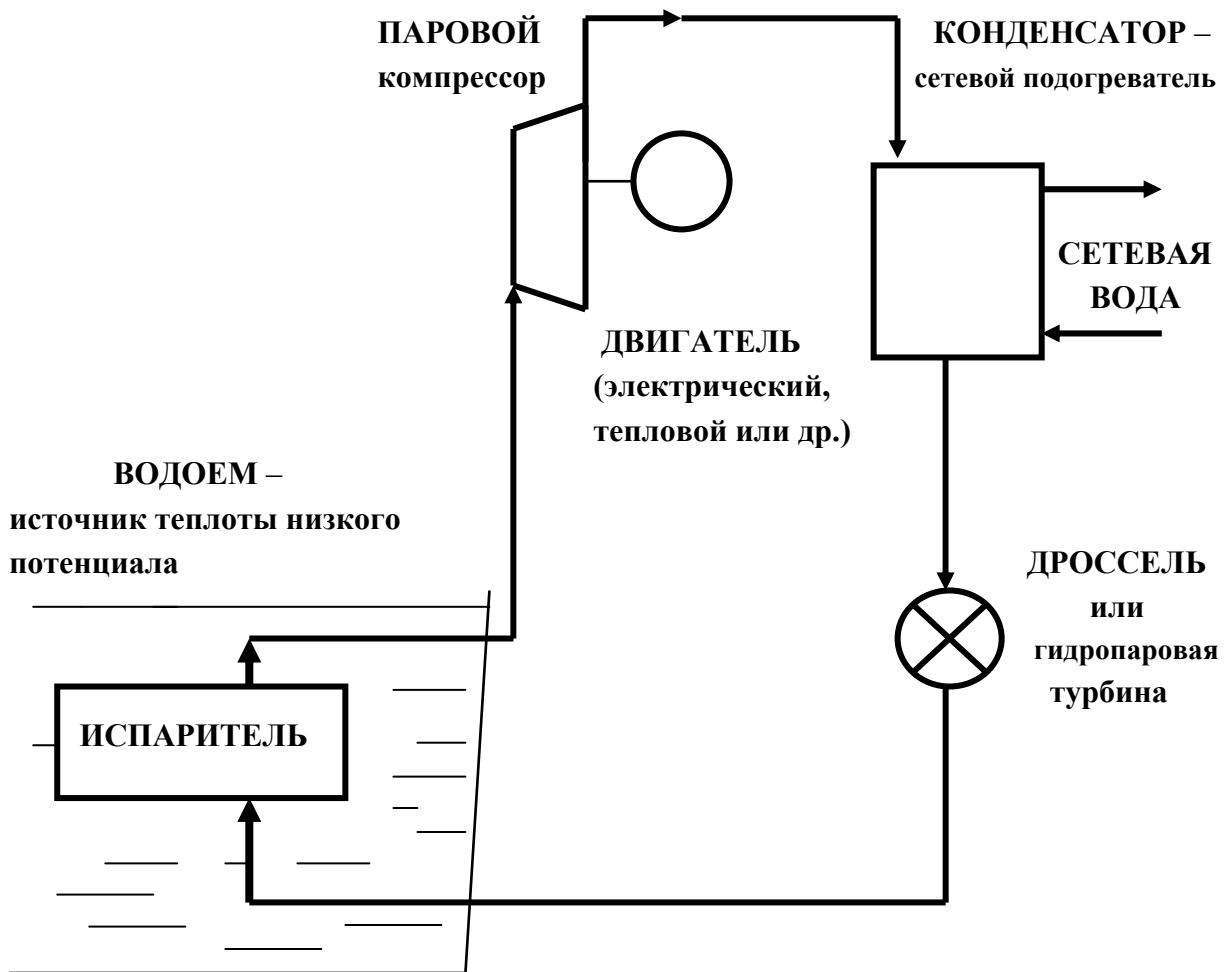


Рис. 3.2. Принципиальная схема использования теплоты водоема для отопления с помощью теплового насоса

Пусть в водоеме 1 находится вода при температуре, например,  $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тогда, принимая температурный напор в испарителе  $3\text{ K}$ , мы должны выб-

рать такое рабочее тело для теплового насоса, которое будет кипеть при температуре  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При этом желательно, чтобы его давление было выше атмосферного (иначе такую установку будет сложно запустить в работу).

Образовавшийся в испарителе насыщенный пар поступает на вход парового компрессора, где в процессе сжатия его давление и температура увеличиваются. В результате на выходе из компрессора можно наблюдать перегретый пар. Степень сжатия в компрессоре, а следовательно, и необходимая для его привода работа  $L$  будут определяться необходимым температурным потенциалом системы отопления, иначе – температурой прямой сетевой воды. Чем последняя ниже, тем меньше требуемое значение  $L$ . Техническая работа сжатия может осуществляться за счет как электродвигателя, так и любого другого двигателя (теплового двигателя, гидротурбины и др.). Выбираем степень повышения давления в компрессоре такой, чтобы температура на выходе из него была, например,  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тогда, приняв температурный напор в конденсаторе, скажем,  $5\text{ K}$ , можем получить прямую сетевую воду с температурой  $T_{\text{п.с.в}} = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Температура обратной сетевой воды  $T_{\text{о.с.в}}$  должна быть ниже, например  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тогда можно охладить конденсат ниже температуры состояния насыщения, частично реализовав процесс  $2 - 1$  (см. рис. 3.1). Впрочем, удобнее ограничиться только конденсацией рабочего тела, а некоторое его переохлаждение можно наблюдать при конденсации. Такой теплообменник проще рассчитать и обеспечить его эффективную работу на всех режимах.

Теперь остается вернуть рабочее тело в испаритель и замкнуть термодинамический цикл. Поскольку давление в испарителе намного ниже, чем в конденсаторе, чтобы сохранить перепад давлений между указанными элементами, в сбросную линию следует поместить гидравлическое сопротивление в виде дросселя. Сопротивление дросселя следует согласовать с расходом теплоносителя, поэтому он должен быть регулируемым.

Таким образом, отняв от низкопотенциального источника теплоту  $Q_1$ , мы передали некоторому горячему источнику, иначе – потребителю, большее количество теплоты:

$$Q_2 = Q_1 + L. \quad (3.1)$$

Отметим, что переданная теплота обладает большим температурным потенциалом. То есть малополезную теплоту мы превратили в почти полезную, да еще и увеличили ее количество. Вот в чем практический смысл трансформации тепловой энергии.

Уместно задать вопрос: а на каком рабочем теле должна работать такая установка, какая жидкость наиболее подходит для совершения кругового процесса в тепловом насосе, работающем в указанном выше диапазоне температур? Наверное, вода тут мало подходит. Во-первых, при применении воды потребуется глубокий вакуум в испарителе, даже при низких положительных температурах, во-вторых, из-за больших удельных объемов пара компрессор оказывается гигантских размеров.

Рабочая жидкость (иначе, рабочее тело) должна удовлетворять ряду требований. Давление насыщения  $P_s$  у такой жидкости при температурах в испарителе должно быть близким к атмосферному, а при температурах в конденсаторе – не слишком высоким, чтобы уменьшить работу сжатия. Кроме того, желательно, чтобы жидкость имела высокую теплоемкость и плотность для сокращения габаритов оборудования. Сохраняется также условие стабильности свойств и невысокая стоимость.

В нашем случае в тепловом насосе можно использовать, например, фреон Ф-142 (табл. 3.1). При температуре в испарителе  $1\text{ }^\circ\text{C}$  он будет иметь давление много выше атмосферного (примерно  $0,15\text{ МПа}$ ), а степень повышения давления в компрессоре, обеспечивающая температуру насыщения пара в конденсаторе  $70\text{ }^\circ\text{C}$ , составит около  $7,5$ .

Таблица 3.1

### Термодинамические свойства низкокипящих жидкостей (фреонов)

$t, \text{ }^\circ\text{C}$	Ф-12			Ф-11			Ф-142		
	$P_s,$ МПа	$v',$ л/кг	$v'',$ м <sup>3</sup> /кг	$P_s,$ МПа	$v',$ л/кг	$v'',$ м <sup>3</sup> /кг	$P_s, 10$ МПа	$v',$ л/кг	$v'',$ м <sup>3</sup> /кг
-30	0,103	0,6728	0,1633	0,009	0,6245	1,5955	0,041	0,808	0,4910
-20	0,154	0,6864	0,1106	0,016	0,6332	0,9653	0,065	0,822	0,3174
-10	0,224	0,7011	0,0781	0,026	0,6422	0,6127	0,100	0,838	0,2310
0	0,315	0,7174	0,0566	0,041	0,6518	0,4043	0,148	0,854	0,1477
10	0,432	0,7348	0,0420	0,062	0,6618	0,2760	0,212	0,872	0,1053

t, °C	Ф-12			Ф-11			Ф-142		
	$P_s$ , МПа	$v'$ , л/кг	$v''$ , м <sup>3</sup> /кг	$P_s$ , МПа	$v'$ , л/кг	$v''$ , м <sup>3</sup> /кг	$P_s$ , МПа	$v'$ , л/кг	$v''$ , м <sup>3</sup> /кг
20	0,785	0,7534	0,0317	0,091	0,6723	0,1939	0,295	0,890	0,7690
30	0,759	0,7742	0,0243	0,128	0,6834	0,1399	0,401	0,911	0,0573
40	0,978	0,7976	0,0188	0,178	0,6951	0,1027	0,529	0,932	0,0444
50	1,241	0,8244	0,0146	0,241	0,7073	0,0769	0,689	0,957	0,0343
60	1,548	0,8568	0,0117	0,320	0,7180	0,0592	0,882	0,984	0,0268
70	2,329	0,8936	0,0099	0,417	0,7320	0,4590	1,112	1,023	0,0211
80	2,329	0,9398	0,0072	–	–	–	1,378	1,055	0,0168

В течение длительного времени тепловые насосы находили весьма ограниченное применение. Они использовались в промышленности для повышения температурного потенциала так называемых вторичных источников тепла (отходов технологических процессов), а также в системах кондиционирования воздуха. В целях отопления тепловые насосы применялись ограниченно. Основная причина заключалась в том, что при крайне низких ценах на топливо (заметим, неоправданно низких) в подавляющем большинстве случаев применение тепловых насосов для отопления и коммунального водоснабжения экономически было нецелесообразно.

Вопросы теплоснабжения с помощью тепловых насосов рассматривались во многих изданиях. Основные принципы, тепловые схемы, методики расчета и условия экономически выгодного применения были изучены еще в первой половине прошлого века. Большой вклад внесли такие ученые, как В.А. Михельсон, Н.И. Гельперин, А.Н. Ложкин, В.С. Мартыновский, В.А. Зысин, А.М. Каплан. Было показано, что использование тепловых насосов вместо ТЭЦ увеличивает расход топлива энергосистемой и капитальные вложения в нее. При использовании тепловых насосов вместо отдельных котельных получают экономию топлива, но очень резко увеличиваются относительные капитальные затраты. Поэтому применение тепловых насосов носило эпизодический характер и ограничивалось условиями, при которых они давали безусловные экономические преимущества. Например, в Ленинграде с 1958 года в одной из городских бань работала теплонасосная установка, использующая теплоту сточных вод для

горячего теплоснабжения. Одним из сдерживающих факторов внедрения тепловых насосов долгое время оставалось отсутствие промышленного производства необходимого оборудования. В определенной степени данный фактор сохраняется и в наши дни.

За рубежом, где стоимость топлива была более чем в 10 раз выше, чем в СССР, ситуация была несколько иной. Уже с 60-х годов XX века началось внедрение тепловых насосов в системы теплофикации, широкое распространение получили системы автономного отопления отдельно стоящих зданий. Сооружаются так называемые двухвалентные системы, где традиционная система отопления дополнялась теплонасосной установкой, и трехвалентные, в которых использовалось еще и солнечное отопление.

Стоимость топлива в нашей стране за последние годы существенно увеличилась и, очевидно, скоро приблизится к уровню мировых цен. В результате диапазон рентабельного применения тепловых насосов постоянно и существенно расширяется. В дальнейшем эта тенденция будет, безусловно, сохраняться.

В то же время в отечественной паранаучной и популярной литературе часто можно встретить ненаучные, непроверенные утверждения относительно возможностей тепловых насосов. То, что  $Q_2 > Q_1$  (см. формулу (3.1)), еще не есть повод говорить о даровой энергии, о к.п.д. выше 100 % и т.п.

В действительности выбор теплового насоса и схемы теплонасосной установки является сложной задачей, как технической, так и экономической. Кроме термодинамических факторов (температурные уровни источников низкого и высокого потенциала, термодинамическая необратимость тепловых процессов и др.), решая такую задачу, приходится учитывать целый ряд технических факторов (потери в сетях, вид замещаемого топлива, используемые энергоносители, климатические условия, графики тепловой нагрузки и т.п.). Также большую роль играют климатические условия, система ценообразования и тарифов, капитальные затраты и др. Немаловажным фактором является наличие и надежность используемого оборудования. Инженер-теплоэнергетик должен хорошо знать данную проблему. Для того чтобы узнать о современных методах расчета и анализа эффективности тепловых насосов, схемах теплонасосных установок и

приемах их экономической оценки, целесообразно использовать рекомендуемую в настоящем издании литературу.

Как известно, для термодинамической эффективности прямого цикла, осуществляемого в тепловом двигателе, характерно отношение, называемое термодинамическим к.п.д.:

$$\eta = \frac{L}{Q_1}. \quad (3.2)$$

Для оценки термодинамической эффективности цикла термотрансформаторов принято использовать подобное отношение. Причем для тепловых насосов и для холодильных машин его запись имеет различия.

В тепловом насосе полезным результатом реализации термодинамического цикла является теплота, отданная в конденсаторе  $Q_2$ , ее и выносят в числитель. Логично, по аналогии с выражением (3.2), в знаменатель поставить подведенную механическую работу  $L$ . Тогда получаем выражение, называемое *коэффициентом преобразования*:

$$\varphi = \frac{Q_2}{L}. \quad (3.3)$$

Значение  $\varphi$  больше единицы, так как всегда имеет место равенство (3.1). Это делает его менее наглядным, чем запись (3.2), одновременно давая дилетантам повод утверждать, что у теплового насоса к.п.д. всегда больше 100 %. Последнее утверждение абсурдно, хотя бы по тому что  $\varphi$  не к.п.д.

Для холодильной машины полезным результатом реализации термодинамического цикла является теплота, не отданная в конденсаторе, а отобранная из холодильной камеры, т.е.  $Q_1$ . Поэтому логично в числитель поставить ее значение, оставив в знаменателе, так же как и для теплового насоса, подведенную механическую работу  $L$ . Тогда вместо (3.3) получим запись, называемую *холодильным коэффициентом*:

$$\varepsilon = \frac{Q_1}{L}.$$

Его значение в зависимости от свойств рабочего тела, температуры и совершенства термодинамического процесса может быть как выше, так и

ниже единицы. Не трудно убедиться, что между коэффициентом преобразования и холодильным коэффициентом существует связь

$$\varphi = \varepsilon + 1.$$

Вернемся к вопросу о применении теплового насоса для отопления. Для отопительных установок иногда используется понятие *отопительный коэффициент*. Выражение (3.3) пригодно для энергетической оценки любой схемы теплоснабжения, связанной с затратами энергии высокого потенциала, независимо от того, предусматривается схемой использование прямого или обратного цикла:

$$Q_T / \mathcal{E},$$

где  $Q_T$  – полезно отпущенное тепло,  $\mathcal{E}$  – невыработанная (для ТЭЦ) или израсходованная (для теплового насоса) энергия.

Отсюда следует, что энергетическая целесообразность применения теплового насоса с электроприводом для теплоснабжения определяется неравенством

$$\varphi > \frac{\eta_k}{\eta_{к.э.с} \eta_{п}}, \quad (3.4)$$

где  $\eta_k$  – к.п.д. заменяемой котельной;  $\eta_{к.э.с}$  – к.п.д. конденсационной электростанции, вырабатывающей электроэнергию,  $\eta_{п}$  – коэффициент потерь при передаче энергии.

Неравенство (3.4) можно применить к любому типу теплоснабжения. Различия сведутся к определению значения  $\eta_{п}$ . Следовательно, смысл понятий *отопительный коэффициент* и *коэффициент преобразования* теплового насоса в рассматриваемом случае совпадает.

Наряду с коэффициентом преобразования используют выражение приведенного коэффициента полезного действия. Одна из наиболее простых форм его записи, представленных в литературе:

$$\eta_{прив} = \frac{Q_2}{\frac{E}{\eta_{к.э.с} \eta_{п}}},$$

где  $E$  – электрическая энергия, потребляемая из сети общего пользования.

Применительно к ТЭЦ значение  $E$  определяется уменьшением возможной выработки электроэнергии отпущенной ТЭЦ.

Коэффициент полезного действия является безразмерным соотношением, характеризующим степень совершенства какого-либо технического устройства или процесса. Поэтому называть так алгебраические выражения, дающие в результате вычисления значения, превосходящие 100 %, по нашему мнению, некорректно. В подобных случаях следует употреблять какой-нибудь другой термин. Возможно, такие же аргументы имели наши предшественники, когда вводили в терминологию понятия «холодильный коэффициент» и «коэффициент преобразования».

Тепловое совершенство реального цикла теплового насоса обусловлено внутренней и внешней необратимостью термодинамических процессов. Основным источником внутренней необратимости являются процессы сжатия рабочего тела в компрессоре и процесс дросселирования. На значение данного вида потерь оказывают влияние параметры процесса, конструкция аппаратов, реализующих эти процессы, вид рабочего тела, мощность установки и ряд других факторов. При количественных оценках внутренней необратимости обычно сравнивают коэффициент эффективности реального цикла  $\varphi_e$  с коэффициентом эффективности обратного цикла Карно  $\varphi_k$  :

$$\eta_e = \frac{\varphi_e}{\varphi_k},$$

где  $\eta_e$  – степень отклонения реального цикла от цикла Карно.

Внешняя необратимость реального теплового насоса обусловлена наличием конечной разницы температур между теплоносителями в испарителе и конденсаторе, а также неизбежным переохлаждением рабочего тела в конденсаторе. С энергетической точки зрения надо стремиться к уменьшению среднего температурного напора в теплообменниках. В испарителе этого можно добиться, увеличивая расход холодной воды, запасы которой предполагаются неограниченными. В конденсаторе, где разность температур прямой и обратной воды может составлять десятки градусов, соответственно внешняя необратимость оказывает весьма существенной.

Следует отметить, что при обосновании целесообразности применения теплонасосной установки предварительная оценка ожидаемой величины  $\phi_e$  имеет значительно более важное значение, чем при проектировании холодильной установки, поскольку для холодильной установки альтернативы нет, а теплонасосную установку всегда можно заменить иной системой теплоснабжения (ТЭЦ, котельной, электрообогревом и др.).

В литературе можно найти описание ряда методик для определения  $\eta_e$  и  $\phi_e$ . Для иллюстрации характера зависимости значения  $\phi_e$  от температур в конденсаторе и испарителе рассмотрим результаты соответствующих расчетов (по Мартыновскому), выполненных для одной конкретной установки (рис. 3.3).

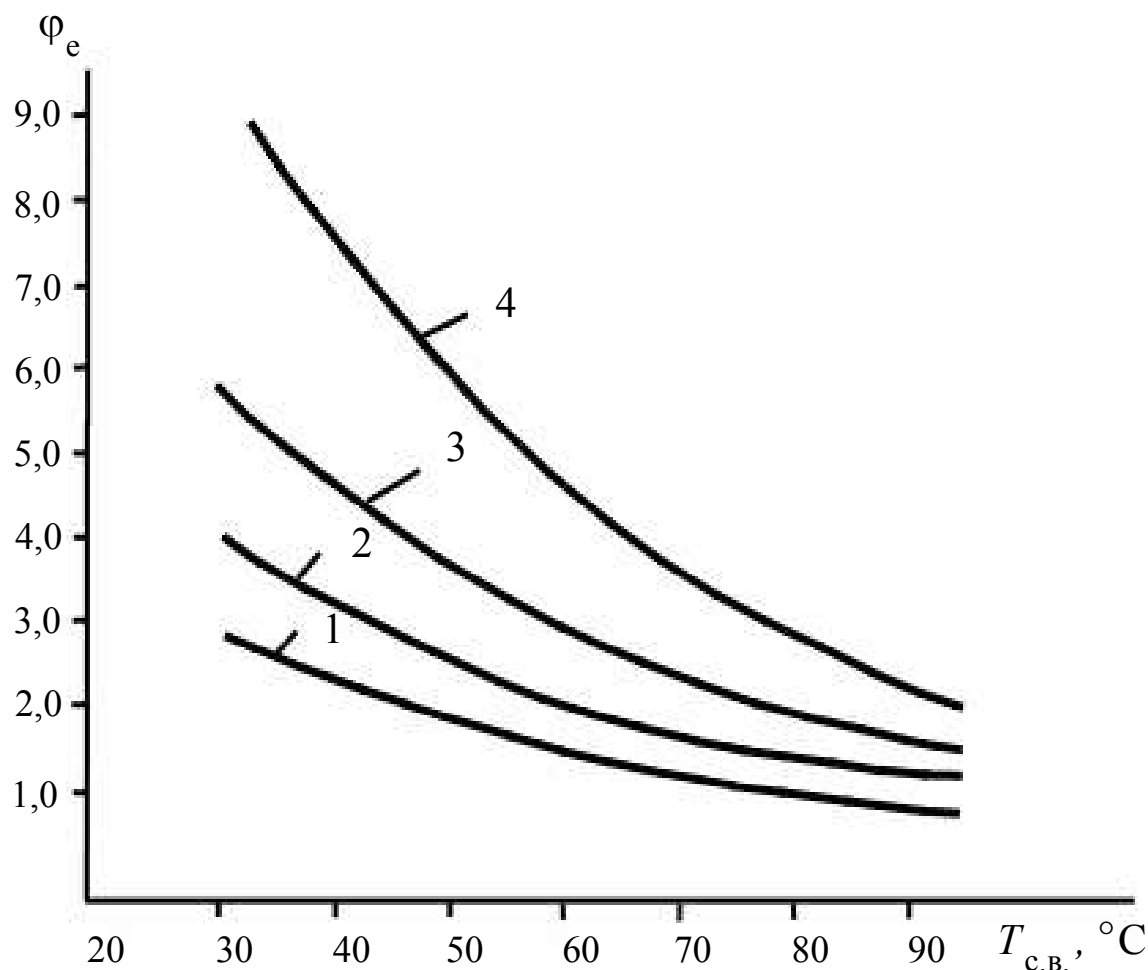


Рис. 3.3. Действительный коэффициент преобразования для тепловых насосов

1 –  $T_{o.c.} = -20$  °C, 2 –  $T_{o.c.} = -10$  °C, 3 –  $T_{o.c.} = 0$  °C, 4 –  $T_{o.c.} = +10$  °C

Анализ кривых показывает, что значение коэффициента преобразования увеличивается при повышении температуры в испарителе  $T_{o.c}$  и при уменьшении температуры в конденсаторе, т.е. температуры прямой сетевой воды  $T_{c.в}$ . Отсюда следует, что при использовании для отопления низкопотенциальных источников теплоты, таких как тепло водоемов или грунта, целесообразно снижать температуру сетевой воды. Последнее приводит к выводу о предпочтении панельного (обогрев полов) или воздушного (нагрев не воды, а воздуха, нагнетаемого в помещение) отопления. И еще, отопительные теплонасосные установки необходимы индивидуальным или автономным потребителям.

Целесообразность использования теплоты водоемов для отопления в значительной степени зависит от выбора привода компрессора. Критерием энергетической целесообразности замены котельной (или ТЭЦ) тепловым насосом с электроприводом является выполнение неравенства (3.4). Расчеты установки, приведенной на рис 3.2 и выполненные для условий  $\eta_k = 0,92$ ,  $\eta_{к.э.с.} = 0,35$ , показывают, что если замещаемый источник – котельная, то необходимо выполнение условия:

$$\varphi_e > 4,0.$$

При замещении ТЭЦ потребуется увеличение минимального значения  $\varphi_e$  примерно до значения

$$\varphi_e > 4,5 - 8,0.$$

В некоторых изданиях приводят несколько меньшие предельные значения ( $\varphi_e > 2,5 - 3,5$ ). Однако важным остается факт наличия таких минимально допустимых значений  $\varphi_e$ , а следовательно, необходимости их определения исходя из конкретных условий и допустимых параметров процесса.

Ситуация меняется, если для привода компрессора использовать возобновляемые источники энергии, и прежде всего ветродвигатели или гидравлическую турбину. Отмеченные ранее недостатки ветродвигателя, связанные с непостоянством ветровой энергии и сложностью преобразования ветровой энергии в переменный ток постоянной частоты, здесь в значительной степени стираются. Компрессор может быть связан с воздушной турбиной посредством гидропривода, а переменность нагрузки – компен-

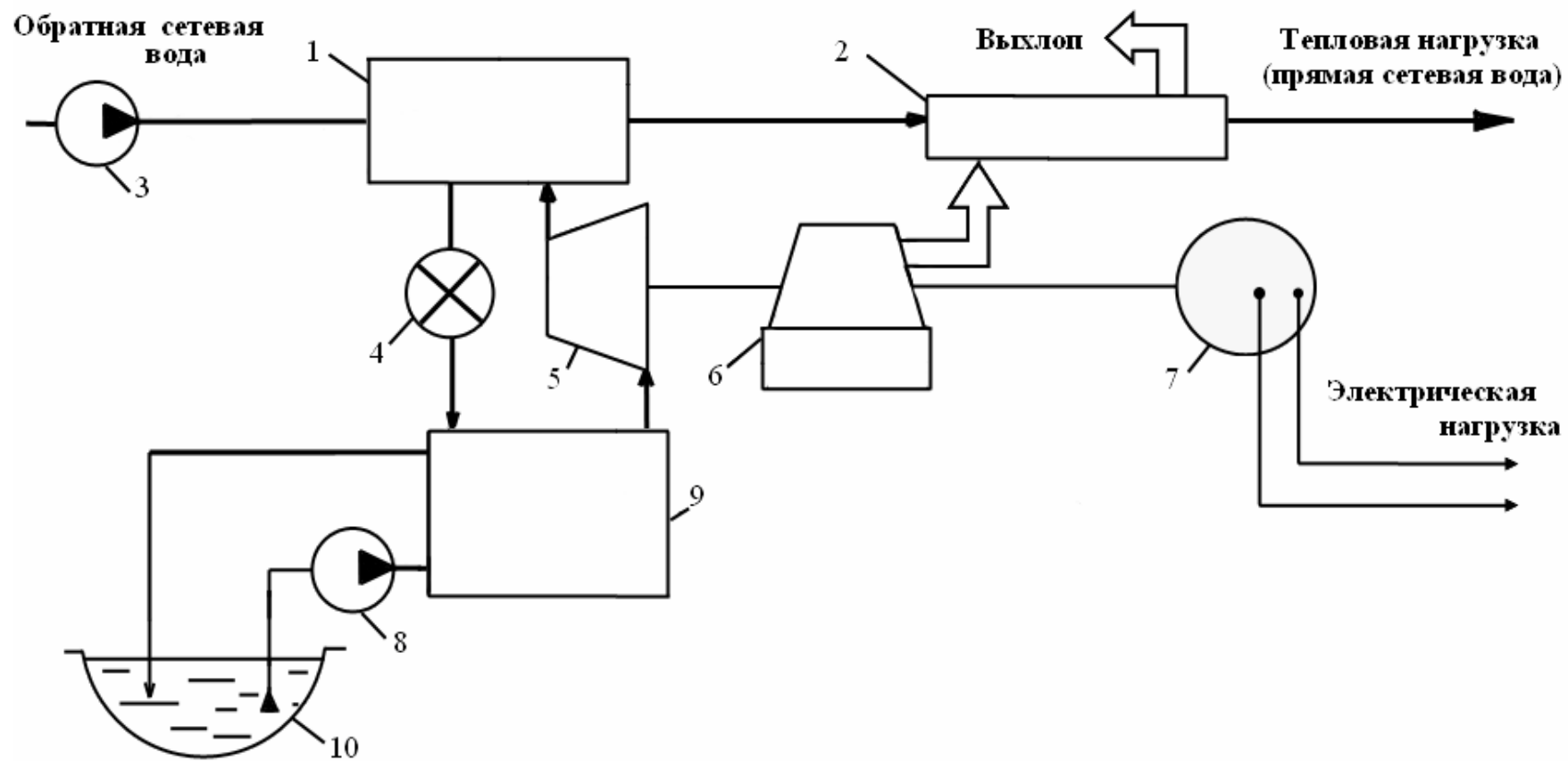


Рис. 3.4. Принципиальная тепловая схема мини-ТЭЦ с поршневым двигателем

сироваться регулированием расхода теплоносителя в контуре теплового насоса и сглаживаться за счет баков – аккумуляторов горячей воды.

Рассмотрим преимущества установок, использующих в качестве привода не электродвигатель, а тепловой поршневой двигатель, работающий на газообразном или жидком топливе. Двигатели внутреннего сгорания имеют эффективный к.п.д. на уровне 48 – 50 % и не уступают по эффективности современным парогазовым установкам. Только ограничения по максимальной мощности (50–80 МВт), сдерживают их применение в энергетике. Для отопительных теплонасосных установок относительно малая единичная мощность может оказаться положительным фактором, так как позволяет приблизить их к потребителю, существенно сократив протяженность тепловых сетей. Расчеты показывают, что отопительные теплонасосные установки с приводом от поршневого двигателя оказываются примерно в два раза эффективней, чем установки с электроприводом. Поэтому подобные установки в большинстве случаев рентабельней, чем отопительные котельные малой и средней мощности (особенно газовые котельные).

Рассмотрим принципиальную тепловую схему теплонасосной установки с приводом от поршневого двигателя (рис. 3.4). Установка включает в себя следующие элементы: 1 – конденсатор, 2 – охладитель выхлопных газов, 3 – циркуляционный насос, 4 – дроссель, 5 – компрессор, 6 – газовый двигатель, 7 – электрогенератор, 8 – циркуляционный насос, 9 – испаритель, 10 – водозаборное устройство.

Данная схема практически воспроизводит описанную выше схему пароконденсационной установки (см. рис. 3.2). Отличие заключается в том, что сетевая вода после конденсатора 1 дополнительно нагревается, утилизируя теплоту выхлопных газов двигателя (в охладителе 2). Температура выхлопных газов современных двигателей внутреннего сгорания достигает 300 – 400 °С, что позволяет получать сетевую воду с высоким температурным потенциалом. Если устанавливается двигатель большей мощности, чем требуется для привода теплового насоса, то появляется возможность снабдить установку электрогенератором 7 для выработки электроэнергии. В последнем случае установка превращается в теплонасосную мини-ТЭЦ с показателями экономичности, не уступающими и даже превосходящими уровень, достигнутый в энергетике.

### 3.3. Использование теплоты грунта

Использование в качестве источника тепла низкого потенциала вместо водоема теплоты грунта или грунтовых вод мало отразится на схеме установки и ее энергетических показателях. Изменяется только конструкция испарителя и условия подвода к нему теплоты низкого потенциала.

Температура почвы формируется под воздействием двух основных факторов, а именно солнечной радиации и радиогенного теплового потока из недр земли. Глубина суточных колебаний температуры почвы ограничивается значением не более 1,5 м. Сезонные колебания могут проникать на глубину до 15 м. Тепловой поток из недр земли достаточно стабилен и для большинства регионов находится в диапазоне 0,03 – 0,09 Вт/м<sup>2</sup>. Исключения составляют зоны вулканической активности. Правильно рассчитать условия теплопереноса в подобных системах намного сложнее, чем в обычных конвективных испарителях, использующих тепло воды. Необходимо решать задачу теплопроводности грунта. При заданных теплофизических свойствах грунта решение такой задачи современными численными методами не представляет особого труда. Однако следует иметь в виду, что, строго говоря, в данном случае речь должна идти о задаче нестационарной теплопроводности при неопределенных граничных условиях. Примеры и способы решения подобных задач можно найти в специальной литературе. Здесь рассмотрим только конструктивное оформление грунтовых теплообменников.

Наиболее эффективны грунтовые теплообменники типа «труба в трубе», опускаемые в скважины глубиной до 20 – 50 м. Такие теплообменники могут работать в режиме естественной циркуляции. По внутренней трубе опускается конденсат, в наружной трубе он вскипает, интенсифицируя при этом циркуляцию теплоносителя. Менее затратны горизонтальные теплообменники. Их обычно укладывают в траншеи на глубине, превосходящей глубину промерзания почвы. Требуемая поверхность теплообмена в подобных теплообменниках выше, чем в вертикальных. Кроме того, обычно требуется установка специального циркуляционного насоса. Тем не менее горизонтальные теплообменники находят широкое применения в тепло-насосных установках малой мощности для теплоснабжения частных домов.

В наши дни тепловые насосы небольшой мощности (10 – 20 кВт) выпускаются промышленностью и находят постоянно расширяющееся применение в индивидуальном строительстве. В недалеком будущем с уверенностью можно ожидать увеличения как единичной мощности, так и объемов внедрения тепловых насосов в системы отопления.

Рассмотренная выше парокомпрессионная схема теплового насоса наиболее распространена, однако далеко не единственная. Известен ряд схем осуществления трансформации тепла, в том числе термохимические, электротермические и др. Их описание можно найти в специальной литературе. По экономичности указанные схемы обычно уступают парокомпрессионным, хотя и обладают определенными преимуществами. Более подробно рассмотрим лишь одну компрессионную схему, а именно схему с газообразным теплоносителем.

Для того чтобы избавиться от значительной необратимости, желательно иметь постоянные (и, возможно, низкие) значения температурного напора при передаче тепла к горячему источнику. Такая возможность открывается при использовании *газовых* компрессионных термотрансформаторов, рабочим телом которых является неконденсируемый газ (рис. 3.5). Рассмотрим возможность и целесообразность их применения.

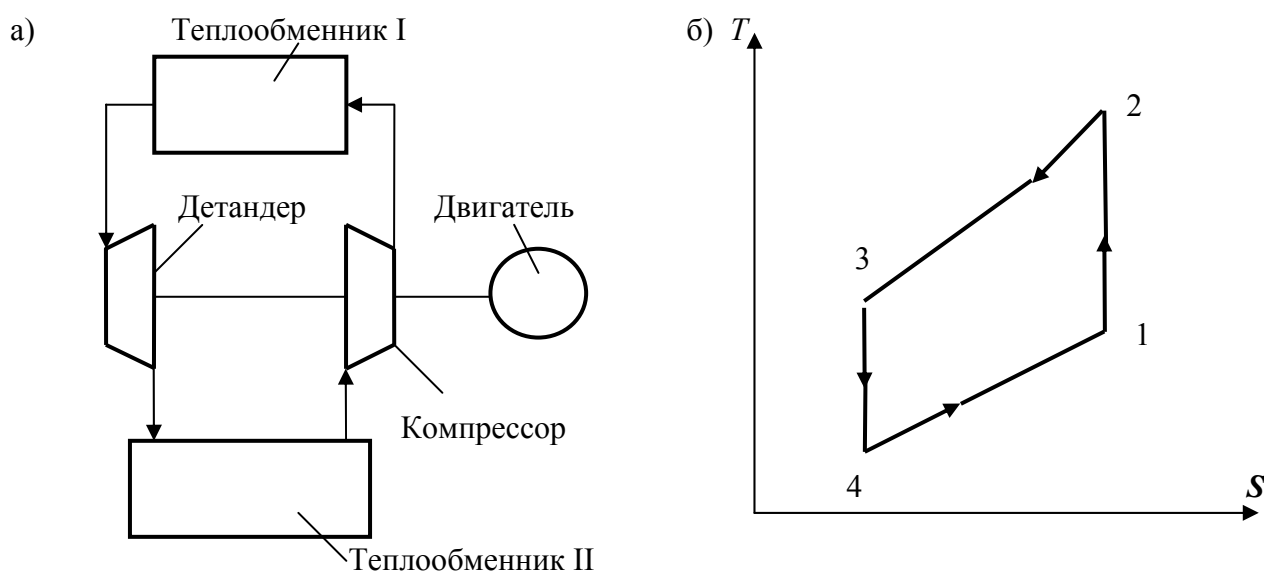


Рис. 3.5. Принципиальная схема (а) и обратный цикл Брайтона (б) газового компрессионного термотрансформатора

Комплекс, состоящий из компрессора, детандера, двух теплообменников, заменяющих соответственно испаритель и конденсатор, и приводного двигателя, представляет собой своеобразный силовой агрегат, который можно назвать *греющей машиной*, работающей по обратному циклу Брайтона. Эта машина является основным, а в ряде случаев единственным агрегатом компрессионного теплового насоса. Действительно, если использовать в качестве рабочего тела воздух, то его можно забирать непосредственно из атмосферы, что позволяет исключить из схемы один теплообменник. Существует мнение, что габариты теплообменников в газовых тепловых насосах намного больше, чем в пароконпрессионных. Однако расчеты показывают, что если применять в качестве теплоносителя легкие газы (например, гелий), то путем увеличения давления в цикле можно обеспечить сопоставимые с пароконпрессионными тепловыми насосами значения как габаритов теплообменников, так и относительных потерь давления. Другое дело – повышенная чувствительность газообразного рабочего тела к необратимым потерям в движущихся элементах греющей машины. При достигнутых в настоящее время значениях к.п.д. турбомашин (компрессор, детандер) применение газового цикла для отопления оказывается выгодным только в отношении увеличения температурного потенциала максимум на 15 – 20 градусов. Поэтому использование обратного цикла Брайтона целесообразно при использовании теплоты вентиляционных выбросов или в системах кондиционирования.

Таким образом, рассмотрены вопросы, связанные с использованием теплоты воды и грунта. Но возможности и масштабы эффективного применения тепловых насосов значительно шире. Как было показано ранее, эффективность тепловых насосов резко возрастает при увеличении температуры окружающей среды. Поэтому, прежде всего, они находят применение при утилизации промышленных стоков, имеющих температурный потенциал ниже отопительного (30 – 60 °С). Значительные возможности открываются при использовании тепловых насосов для утилизации теплоты конденсации тепловых и особенно атомных электростанций. Целесообразно использование тепловых насосов и вблизи крупных гидростанций для замены электрического отопления, которое применяют из-за низкой стоимости электроэнергии, а также в ряде других областей техники.

### 3.4. Примеры расчетов

На эффективность применения теплонасосных установок помимо термодинамического совершенства оказывают влияние многие факторы: климатические условия, режимы и виды нагрузок, надежность, металлоемкость и ремонтпригодность оборудования, действующие цены и тарифы, тепловые потери в сетях. Ни один из перечисленных факторов нельзя выделить как главный. Каждый из них может опровергнуть вывод, сделанный на основании остальных. Нельзя в полной мере оценить расчетным путем совокупность указанных факторов. Окончательный вывод дает только опыт длительной эксплуатации (не менее двух лет). Немаловажное значение играют предшествующий опыт и традиции, а в последнее время – даже мода.

Рассмотрим примеры расчета теплонасосной установки, использующей теплоту грунта, для теплоснабжения частного жилого дома.

#### 3.4.1. Определение оптимальной мощности теплового насоса

##### Исходные данные

1. Максимальная мощность системы отопления:  $Q_0^{т.н.} = 10$  кВт.
2. Тариф на электроэнергию:  $T_{эл} = 1$  руб./(кВт·ч).
3. Природно-климатические характеристики отопительного периода в Санкт-Петербурге:

средняя продолжительность отопительного периода: 5240 ч.

число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха (для ориентировочных расчетов):

	Температура наружного воздуха, °C						
	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
Время работы, ч	21	83	273	708	1533	2827	5240

4. Характеристики теплового насоса:

среднее значение отопительного коэффициента теплового насоса  $K_{от}^p = 3$ ;

срок эксплуатации теплонасосной установки:  $n = 20$  лет;

константа удельных капитальных затрат, определяемая в диапазоне мощностей 5 – 10 кВт:  $p = 8,75$  тыс. руб./кВт;

константа капитальных затрат, определяемая в диапазоне мощностей 5 – 10 кВт:  $q = 217$  тыс. руб.

### ***Методика расчета***

На основании исходных данных и графика зависимости нагрузки системы отопления от температуры наружного воздуха построим график продолжительности стояния тепловой нагрузки системы отопления. Полученный график служит для определения годового расхода тепловой энергии системы отопления и электроэнергии, потребляемой бойлером, т.е. для определения площади под кривой (рис. 3.6).

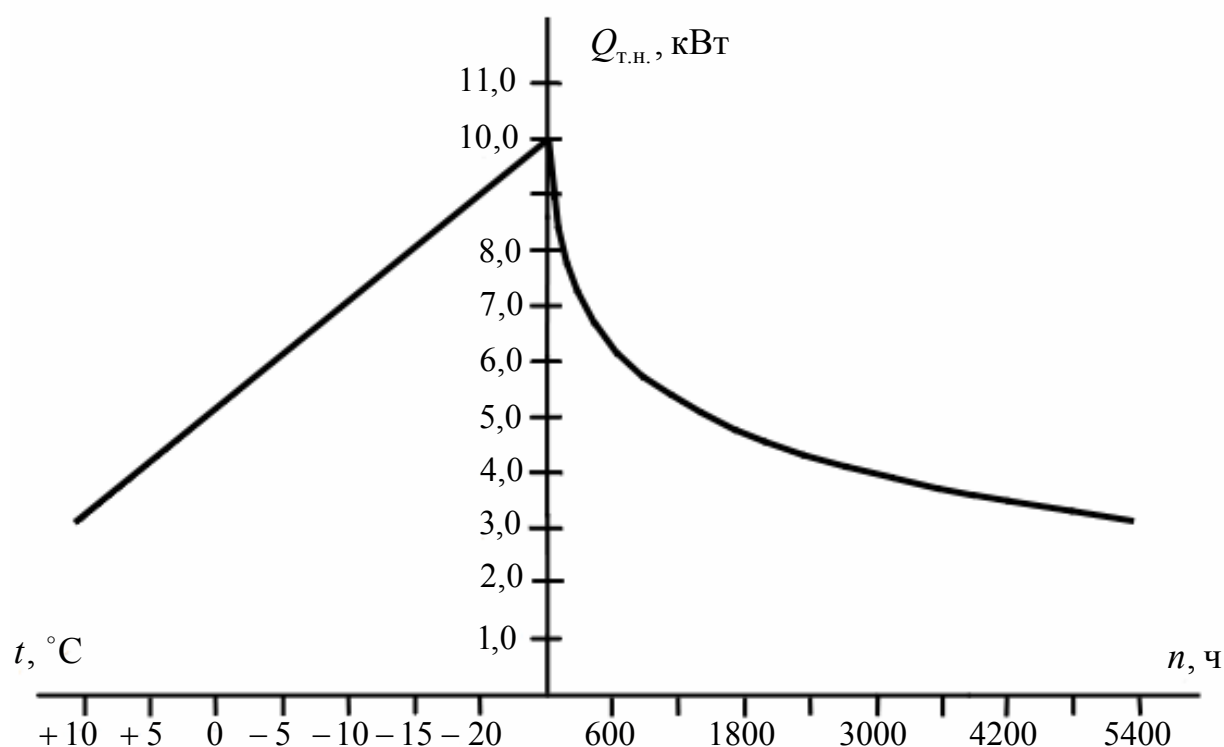


Рис. 3.6. Количество часов стояния отопительных нагрузок для Санкт-Петербурга

Найдем оптимальную тепловую мощность теплового насоса в заданном диапазоне графика тепловой нагрузки (5 – 10 кВт) как разность

функций экономии за весь срок эксплуатации и суммарных капитальных затрат, зависящих от значения тепловой мощности. Для этого составим таблицу, полученную на основании расчета величин, соответствующих разным значениям тепловой мощности теплового насоса (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Сводная таблица результатов расчета оптимальной мощности**

Величина	Единица измерения	Тепловая мощность теплового насоса							
		5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	10,0
П	тыс. руб.	75,8	86,4	92,4	95,0	94,2	91,4	87,0	61,0
Э	тыс. руб.	325,8	343,4	356,4	366,0	372,2	376,4	379,0	381,6
Э <sub>год</sub>	тыс. руб./год	16,29	17,17	17,82	18,30	18,61	18,82	18,95	19,08
К	тыс. руб.	250	257	264	271	278	285	292	320
W <sub>год</sub> <sup>ЭК</sup>	кВт·ч/год	16288	17172	17820	18288	18613	18822	18950	19078
W <sub>год</sub> <sup>Э</sup>	кВт·ч/год	12329	11445	10797	10329	10004	9795	9667	9539
W <sub>б</sub>	кВт·ч/год	4185	2859	1887	1185	697	384	192	0
W <sub>год</sub> <sup>Т</sup>	кВт·ч/год	28617	28617	28617	28617	28617	28617	28617	28617

Определим суммарную экономию за срок эксплуатации:

$$\mathcal{E} = n \mathcal{E}_{\text{год}},$$

где  $\mathcal{E}$  – суммарная экономия за срок окупаемости от применения теплового насоса заданной мощности, тыс. руб.;  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовая экономия от применения теплового насоса заданной мощности, тыс. руб./год.

Определим годовую экономию:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = W_{\text{год}}^{\text{ЭК}} T_{\text{эл}} \cdot 10^{-3},$$

где  $W_{\text{год}}^{\text{эк}}$  – годовая экономия электроэнергии, кВт·ч/год.

Определим годовую экономию электроэнергии от применения теплового насоса различной тепловой мощности:

$$W_{\text{год}}^{\text{эк}} = W_{\text{год}}^{\text{T}} - W_{\text{год}}^{\text{э}}$$

где  $W_{\text{год}}^{\text{T}}$  – тепловая энергия, производимая автономной системой отопления за год (см. рис. 3.7), кВт·ч/год;  $W_{\text{год}}^{\text{э}}$  – годовая выработка электроэнергии, затрачиваемая на привод теплонасосной установки и пиковый электронагреватель, кВт·ч/год

$$W_{\text{год}}^{\text{э}} = W_{\text{б}} + \left( \frac{1}{K_{\text{от}}^{\text{p}}} \right) (W_{\text{год}}^{\text{T}} - W_{\text{б}})$$

( $W_{\text{б}}$  – годовая выработка тепла пикового подогревателя (см. рис. 3.5), кВт·ч/год).

Зададим суммарные капитальные вложения как линейную функцию тепловой мощности установки:

$$K = pQ^{\text{T.H}} + q,$$

где  $K$  – капитальные вложения в установку заданной тепловой мощности, тыс. руб.;  $Q^{\text{T.H}}$  – тепловая мощность установки, кВт.

Определим экономический эффект от применения теплового насоса:

$$\Pi = \text{Э} - K.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 3.2.

По данным табл. 3.2 построим график зависимости экономического эффекта от мощности теплового насоса (рис. 3.7), из которого следует, что максимальная эффективность установки достигается при мощности теплового насоса

$$Q^{\text{T.H}} = 6,5 \text{ кВт.}$$

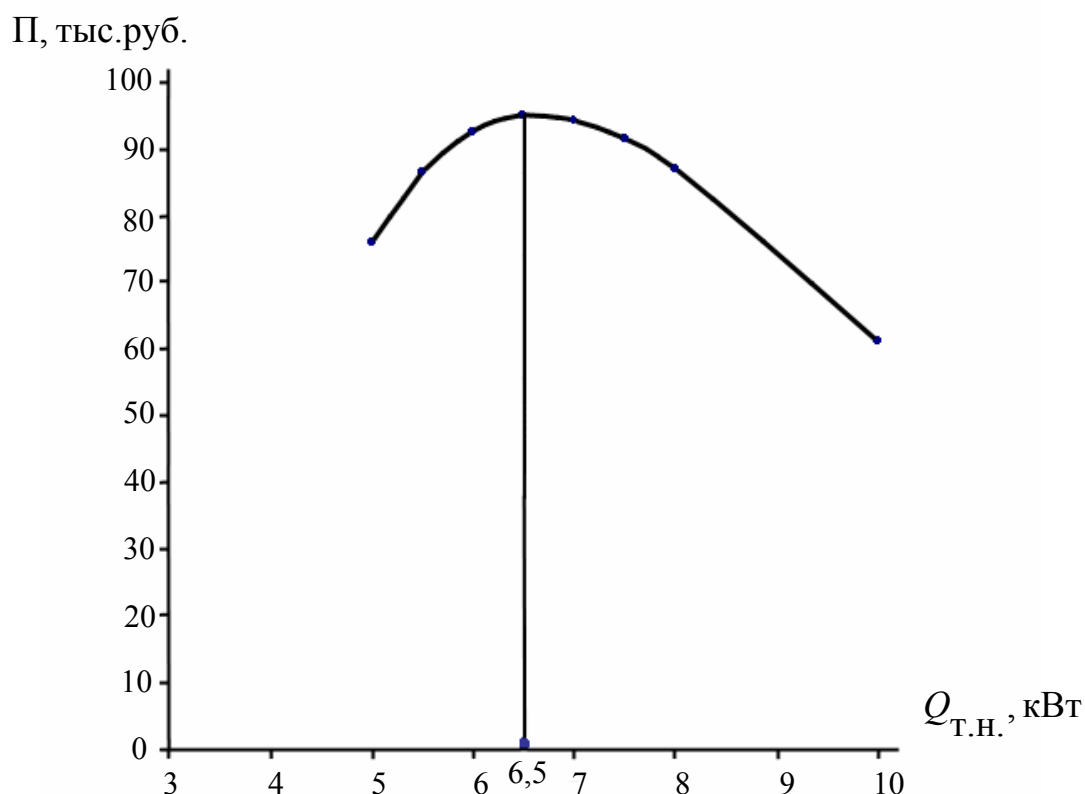


Рис 3.7. Зависимость экономического эффекта от мощности теплового насоса

### ***3.4.2. Расчет тепловой схемы и теплопередачи в источнике низкопотенциальной теплоты***

#### ***Исходные данные***

1. Мощность теплового насоса:  $Q^{Т.Н.} = 6,5$  кВт.
2. Температуры в контуре отопления, характерные для системы отопления «теплый пол»:  $t_{пр} = 40$  °С;  $t_{обр} = 30$  °С.
3. Рабочее тело в цикле теплового насоса: фреон-12.
4. К.п.д. компрессора:  $\eta_i = 0,9$ .
5. Электромагнитный и механический к.п.д. электропривода:  $\eta_s = 0,97$ ,  $\eta_m = 0,98$ .
6. Температура конденсации:  $t_k = 45$  °С;
7. Температура испарения:  $t_{и} = -5$  °С.

Принципиальная схема и основное оборудование теплонасосной установки представлены на рис. 3.8.

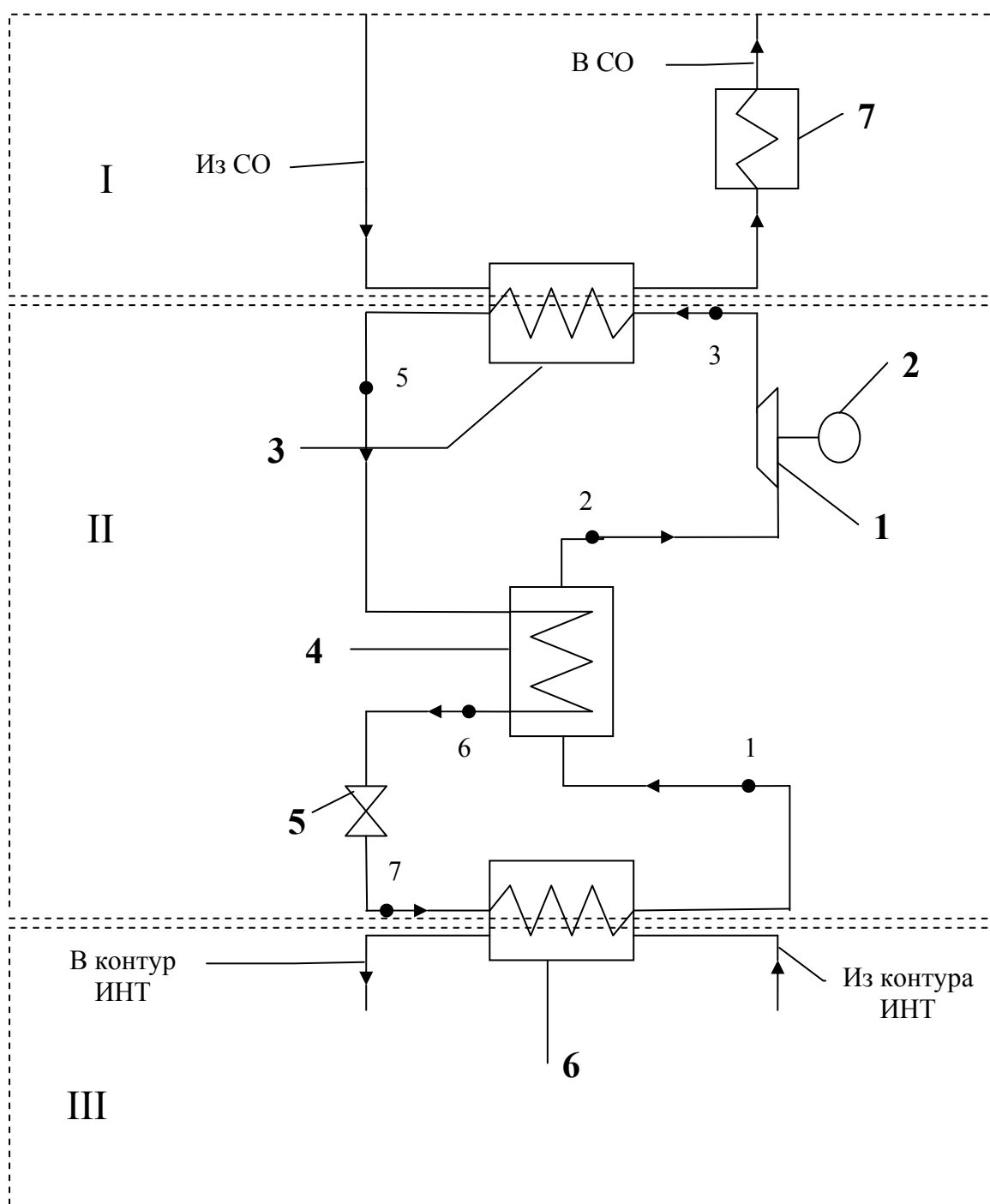


Рис. 3.8. Принципиальная схема теплонасосной установки:  
 СО – система отопления; ИНТ – источник низкопотенциальной теплоты;  
 I – отапливаемые помещения; II – тепловой насос; III – грунт;  
 1 – ротационный компрессор; 2 – электродвигатель; 3 – конденсатор;  
 4 – регенеративный теплообменник; 5 – дроссельное устройство;  
 6 – испаритель; 7 – электронагреватель

### Методика расчета тепловой схемы теплового насоса

Найдем по таблицам термодинамических свойств R-12, приведенной в [2], параметры состояния рабочего тела на линии насыщения при температурах конденсации и испарения. Таким образом определим термодинамические параметры состояния в точках 1, 4, 5, находящиеся на линии насыщения (рис. 3.9).

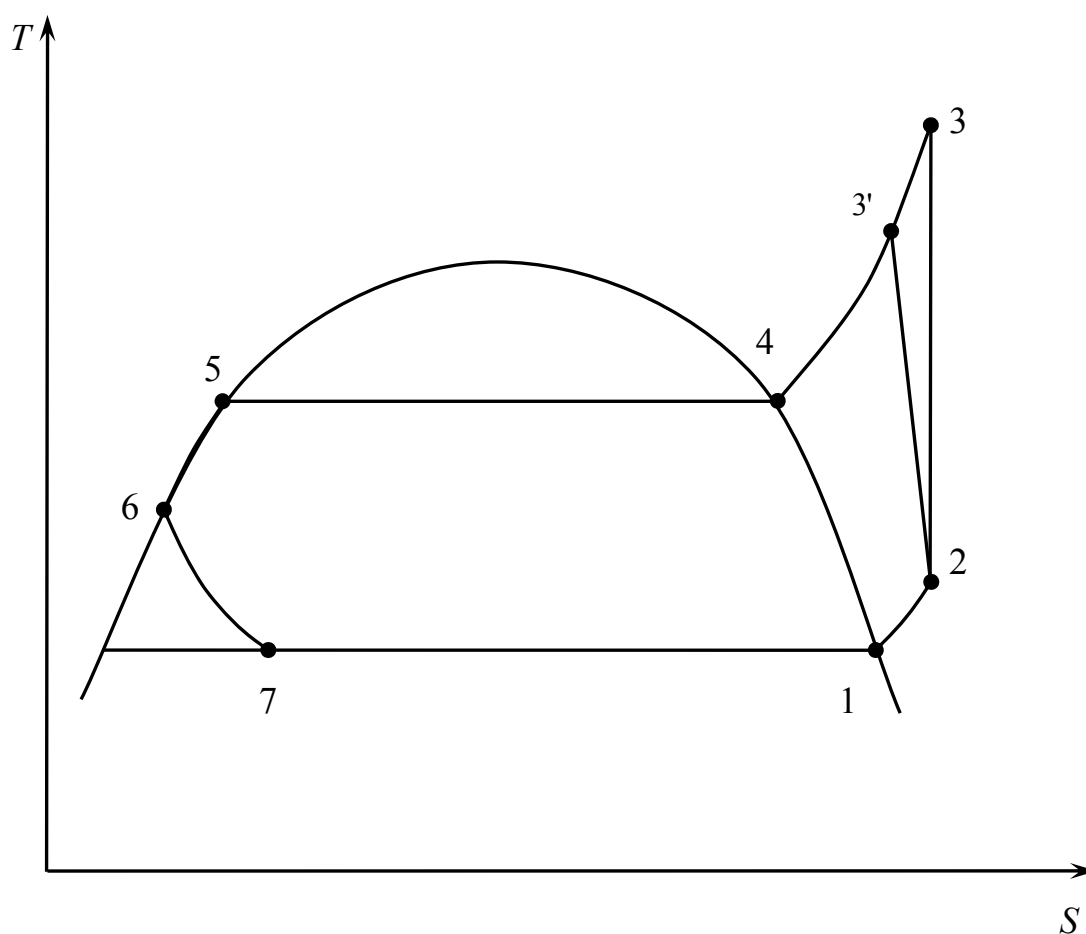


Рис. 3.9. Цикл теплового насоса

В регенеративном теплообменнике процессы 1 – 2 и 5 – 6 протекают параллельно, при этом рабочее тело в состоянии насыщенной жидкости (после конденсатора) переохлаждается, а насыщенный пар (после испарителя) перегревается.

Схему теплообменника выберем противоточную. Зададимся минимальным значением температурного напора в теплообменнике. Теплоем-

кость жидкой фазы рабочего тела больше, чем газообразной, поэтому минимальный тепловой напор в регенераторе

$$\Delta t_p = t_5 - t_2,$$

где  $\Delta t_p$  – температурный напор в регенеративном теплообменнике, °С;  $t_5$  – температура рабочего тела на выходе из конденсатора, °С;  $t_2$  – температура рабочего тела (после регенератора) на входе в компрессор, °С.

Отсюда определяем температуру  $t_2$  как разность  $t_5 - \Delta t_p$ .

Определим энтальпию и энтропию в точке 2 (см. рис. 3.9) по таблицам термодинамических свойств перегретого пара рабочего тела:

$$h_2, s_2 = f(t_2, p_u),$$

где  $h_2$  – энтальпия рабочего тела в точке 2, кДж/кг;  $s_2$  – энтропия рабочего тела в точке 2, кДж/(кг·К);  $t_2$  – температура рабочего тела в точке 2, °С;  $p_u = p_2$  – давление рабочего тела в точке 2, кПа.

Определим перепад энтальпий, передаваемый в регенеративном теплообменнике:

$$\Delta h = h_2 - h_1 = h_5 - h_6,$$

где  $\Delta h$  – перепад энтальпий, передаваемый в регенеративном теплообменнике, кДж/кг;  $h_1$  – энтальпия рабочего тела в точке 1, кДж/кг;  $h_5$  – энтальпия рабочего тела в точке 5, кДж/кг;  $h_6$  – энтальпия рабочего тела в точке 6, кДж/кг.

Определим энтальпию рабочего тела в точке 6:

$$h_6 = h_5 - \Delta h.$$

Примем значение теплового потока в дроссельном устройстве равным нулю, тогда энтальпия рабочего тела в точке 7 (см. рис. 3.9) будет такой же, как в точке 6:

$$h_6 = h_7,$$

где  $h_7$  – энтальпия рабочего тела в точке 7, кДж/кг.

Определим энтальпию в точке 3' по таблицам термодинамических свойств рабочего тела, полагая, что процесс сжатия в компрессоре протекает адиабатически, т.е.  $s_2 = s_{3'}$ , а  $p_{3'} = p_k$ :

$$h_{3'} = f(s_{3'}, p_{3'}),$$

где  $h_{3'}$  – энтальпия рабочего тела в точке  $3'$ , кДж/кг;  $s_{3'}$  – энтропия рабочего тела в точке  $3'$ , кДж/(кг·К);  $p_{3'} = p_k$  – давление рабочего тела в точке  $3'$ , кПа.

Найдем адиабатический перепад энтальпий, подводимый к рабочему телу в компрессоре:

$$\Delta h_a = h_{3'} - h_2,$$

где  $\Delta h_a$  – адиабатический перепад энтальпий, подводимый к рабочему телу в компрессоре, кДж/кг.

Определим реальный перепад энтальпий:

$$\Delta h_p = \Delta h_a / \eta_i,$$

где  $\Delta h_p$  – реальный перепад энтальпий, подводимый к рабочему телу в компрессоре, кДж/кг;  $\eta_i$  – внутренний к.п.д. компрессора.

Определим энтальпию в точке  $3$ , соответствующую состоянию рабочего тела на выходе из реального компрессора:

$$h_3 = h_2 + \Delta h_p,$$

где  $h_3$  – энтальпия рабочего тела в точке  $3$ , кДж/кг.

Определим неизвестные параметры рабочего тела в точке  $3$  по таблице термодинамических свойств перегретых паров рабочего тела:

$$t_3 = f(p_k, h_3), \quad (3.25)$$

где  $p_3 = p_k$  – давление рабочего тела в точке  $3$ , кПа;  $t_3$  – температура рабочего тела в точке  $3$ , °С.

Определим значение отопительного коэффициента без учета потерь в электроприводе:

$$K_{от} = (h_3 - h_5) / (h_3 - h_2),$$

где  $K_{от}$  – отопительный коэффициент данного цикла.

Определим значение реального отопительного коэффициента с учетом потерь в электроприводе:

$$K'_{от} = \frac{h_3 - h_5}{h_3 - h_2} \eta_3 \eta_m,$$

где  $K'_{от}$  – отопительный коэффициент данного цикла.

Определим расход рабочего тела при максимальной отопительной нагрузке:

$$G^{т.н} = Q^{т.н}/(h_3 - h_5),$$

где  $G^{т.н}$  – максимальный расход рабочего тела на максимальной нагрузке теплового насоса, кг/с.

Определим максимальную мощность привода компрессора с учетом потерь в электроприводе:

$$N_k = \Delta h_p G^{max} / (\eta_3 \eta_m),$$

где  $N_k$  – максимальная электрическая мощность, потребляемая компрессором, кВт.

Результаты расчетов сведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Результаты расчета тепловой схемы**

Величина	Единица измерения	Геотермальный ИНТ с температурой теплоносителя $t_{и} = -5^{\circ}\text{C}$
$h_1$	кДж/кг	549,82
$h_4$	кДж/кг	570,24
$h_5$	кДж/кг	444,28
$t_2$	$^{\circ}\text{C}$	35
$h_2$	кДж/кг	575,21
$s_2$	кДж/(кг·К)	4,6472
$\Delta h$	кДж/кг	25,39
$h_6$	кДж/кг	418,89
$h_7$	кДж/кг	418,89
$h_3'$	кДж/кг	605,48
$\Delta h_a$	кДж/кг	30,27
$\Delta h_p$	кДж/кг	33,30
$h_3$	кДж/кг	608,51
$t_3$	$^{\circ}\text{C}$	83
$h'$	кДж/кг	395,30
$K_{от}$	–	3,86
$K'_{от}$	–	4,46
$G^{т.н}$	кг/с	0,040
$N_k$	кВт	1,46

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Богданов С.Н., Иванов О.П., Куприянов А.В.* Холодильная техника. Свойства веществ: Справ. Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1976. 168 с.
2. *Зысин В.А.* Комбинированные парогазовые установки и циклы / ГЭИ. М.; Л., 1966. 185 с.
3. *Мартыновский В.С.* Тепловые насосы / ГЭИ. М., 1955.
4. *Соколов Е.Я.* Теплофикация и тепловые сети. М., 2002. 465 с.
5. *Соколов Е.Я., Бродянский В.М.* Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергоиздат, 1981. 319 с.
6. *Янтовский Е.И., Пустовалов Ю.В.* Парокомпрессионные теплонасосные установки. М.: Энергоиздат, 1982. 141 с.

## ***Вопросы для самоконтроля***

1. Что такое термотрансформаторы, какие типы термотрансформаторов вам известны?
2. Назовите основные требования к рабочему телу теплового насоса и наиболее часто применяемые жидкости.
3. Назовите основные термодинамические циклы тепловых насосов.
4. Какие основные факторы следует учитывать при выборе способа теплоснабжения?
5. Перечислите основные элементы парокомпрессионного теплового насоса.
6. Назовите термодинамические процессы, происходящие в элементах парокомпрессионного теплового насоса.
7. Изобразите цикл и схему газового теплового насоса, назовите его преимущества и недостатки.
8. Из чего складывается теплота высокого потенциала, передаваемая тепловым насосом?
9. В чем отличие теплового насоса от холодильной машины?
10. Назовите источники внутренней термодинамической необратимости парокомпрессионного теплового насоса.
11. Что такое эффективный коэффициент преобразования?
12. При каких значениях коэффициента преобразования оправдан электрический привод компрессора отопительного теплового насоса при замещении ТЭЦ и котельной?

13. В чем отличие терминов «отопительный коэффициент» и «коэффициент преобразования»?

14. Напишите и поясните смысл выражения для приведенного коэффициента полезного действия теплового насоса. В чем недостаток подобных выражений?

15. Почему к эффективности теплового насоса предъявляются более высокие требования, чем к эффективности холодильной машины?

16. Назовите диапазон изменения величины холодильного коэффициента.

17. Как связаны между собой значения холодильного коэффициента и коэффициента преобразования?

18. Назовите преимущества и недостатки привода теплового насоса от поршневого двигателя.

19. Назовите типы и особенности расчета теплообменников, размещенных в грунте.

20. Изобразите тепловую схему теплонасосной мини-ТЭЦ.

21. Почему в теплонасосной схеме мини-ТЭЦ применение поршневого двигателя предпочтительней применения газовой или паровой турбины?

## 4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Собственное тепловое излучение Земли может считаться возобновляемым источником энергии, так как энергия центра Земли огромна; не в наших силах пока ее исчерпать. Наиболее эффективное проявление этой энергии – вулканическая деятельность, сопровождающаяся выбросами лавы с температурой 800 – 1000 °С, горячих газов, перегретой воды, пара.

Первая энергетическая установка (паровая машина мощностью 9 л.с.), использующая природный пар, была построена в Италии в 1894 году. При ее эксплуатации выяснилось, что выходящие из глубин земли парожидкостные струи содержат агрессивные газы, в результате интенсивной коррозии установка вскоре вышла из строя. Лишь в 1913 году удалось создать надежно действующую паротурбинную установку мощностью 250 кВт, в которой природный пар использовался для испарения чистой воды. К 1940 году в Италии действовало уже шесть геотермальных электростанций (ГеоТЭС). На самой крупной из них – электростанции Лардерелло-3 было установлено четыре турбогенератора мощностью по 26 МВт и два турбогенератора мощностью по 9 МВт. До 60-х годов прошлого столетия Италия оставалась практически единственной страной, где вклад геотермальной энергетики в энергобаланс был значительным.

В наши дни среди стран, в которых используется и развивается геотермальная энергетика, можно выделить Исландию, США, Новую Зеландию, Японию, Мексику, Францию, Венгрию и ряд других. К числу таких стран относится и Россия, где начиная с конца 60-х годов XX века сооружено несколько геотермальных электростанций. Приятно отметить, что в области освоения данного вида ВИЭ достижения нашей страны отвечают мировому уровню. Большая заслуга в этом принадлежит акад. С.С. Кутателадзе, инициатору и участнику создания первой отечественной ГеоТЭС на Камчатке (середина XX в.).

#### 4.1. Доступные ресурсы и их технические особенности

Вулканы выделяют только незначительную часть теплоты Земли, достигающей ее поверхности. Существенно большее количество теплоты в атмосферу поступает непосредственно от земной поверхности.

Суточные колебания температуры поверхности почвы проникают на глубину около 1,5 м, сезонные колебания температуры обычно не распространяются глубже 15–20 м, в редких случаях – до 40 м. С удалением в глубину земли колебания затухают. Ниже поверхностной зоны лежит область постоянных температур, подверженная только многолетним и вековым колебаниям температуры. По мере удаления от земной поверхности температура монотонно возрастает, что указывает на наличие постоянного теплового потока из центра Земли.

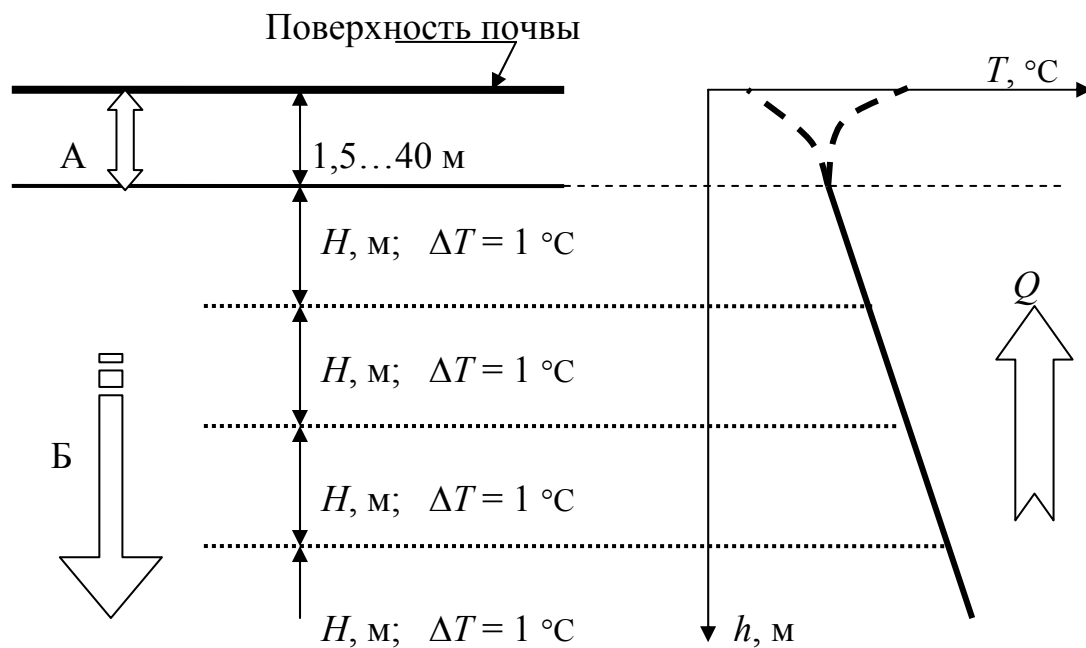


Рис. 4.1. К понятию «геотермальная ступень»:

А – зона суточных и сезонных колебаний температуры; Б – зона постоянных температур;  $H$  – геотермальная ступень;

$Q$  – направление теплового потока;  $h$  – направление вглубь земли

Для зоны постоянных температур существует понятие *геотермальная ступень*. Геотермальная ступень – величина, соответствующая углуб-

лению в метрах, на котором температура повышается на 1°C. Среднее значение геотермальной ступени равно 33 м. Но в зависимости от геологического строения ее значение сильно колеблется. На Камчатке в отдельных районах геотермальная ступень составляет 2 м, а в районе полюса холода на реке Вилюй – 500 м.

В земной коре присутствует подвижный теплоемкий теплоноситель – вода, играющая важную роль в тепловом балансе верхних слоев геосферы. Жидкая вода существует в пределах 10 – 15 км от земной поверхности. Глубже вода присутствует в парообразном состоянии, а на глубине 50 – 60 км при давлении 3000 МПа – в закритическом состоянии, где грани между фазовыми состояниями обнуляются. Как утверждают геологи, в любой точке земного шара на определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, находятся пласты горных пород, содержащие термальные воды (*гидротермы*). Гидротермальная оболочка земли наблюдается повсеместно, хотя и на разной глубине. На территории недавно сформировавшихся горных систем, таких как Кавказ, Альпы, Карпаты, Гималаи, глубина залегания гидротермальной оболочки колеблется от нескольких десятков до нескольких сотен метров. В древних платформах глубина ее залегания уже превышает 1 км, а на кристаллических щитах – нескольких километров. Подземные воды играют важную роль в регулировании теплового режима осадочных пород: именно гидротермальные системы выносят к поверхности земли основную часть тепловой энергии.

Под запасами *термальных* вод подразумевают общее количество выявленных подземных вод, имеющих температуру 40 – 200 °С, минерализацию до 35 г/л и глубину залегания до 3,5 км (от так называемой дневной поверхности). По происхождению месторождения термальных вод подразделяют на два типа.

Первый тип образуют геотермальные системы конвективного происхождения, разгружающиеся на дневную поверхность с температурой 150 °С и более. Они характерны для районов действующих или недавно потухших вулканов. Именно в таких районах работают все современные геотермальные электростанции.

Ко второму типу геотермальных месторождений относятся подземные воды, на глубине 3 – 4 км прогретые до температур 40 – 150 °С. Иногда

подобные термальные воды через трещины в породах поднимаются вверх и заполняют значительные по объему полости на меньших глубинах. Такие области называют *синеклизмами*. В частности, геологи указывают на существование Московской и Петербургской синеклизм.

Температура подземных вод, их состав и свойства колеблются в широких пределах. В зависимости от температуры различают:

*холодные воды* с температурой 0 – 20 °С;

*термальные воды* с температурой 20 – 50 °С;

*высокотермальные* с температурой 50 – 100 °С;

*перегретые термальные воды* с температурой более 100 °С.

Выделяют также *гидротермальные флюиды*, температура в которых может превышать критическую (375 °С).

Кроме температуры также в широких пределах меняется химический и газовый состав термальных вод. Общая минерализация колеблется от ультрапресных (менее 0,1 г/л) до сверхкрепких (более 600 г/л) растворов. Гидротермы в растворенном состоянии содержат различные газы, как агрессивные, такие как углекислота, сероводород, атомарный водород, так и малоактивные – азот, метан, водород.

Применительно к задачам энергетики могут рассматриваться перегретые термальные воды (для выработки электроэнергии) и высоко-термальные пресные воды (для теплоснабжения). Солоноватые воды используют в медицинских целях, а рассолы – как промышленное сырье.

Оценивать энергетические ресурсы геотермального тепла весьма сложно, поскольку это связано с дорогостоящим способом бурения. По данным Геологической службы США мировые запасы геотермальной энергии на глубине 3 км примерно сопоставимы с годовым потреблением энергии в 80-х годах прошлого века.

Прогнозируемые запасы термальных вод на территории России – 20 000 тыс. м<sup>3</sup>/сут, или 232 м<sup>3</sup>/с. Но по регионам они распределены крайне неравномерно:

на Русской платформе, занимающей всю европейскую часть России и Украины, преобладают термальные воды умеренных температур (20–50 °С) и высокой минерализации (100 – 1500 мг/л), содержащие ценнейшее сырье

(бор, йод, бром). Такие воды могут использоваться как сырье для химической промышленности, в бальнеологических (лечебных) целях и в ограниченных масштабах для отопления и горячего водоснабжения (ГВС);

на Сибирской платформе, расположенной между Енисеем и Верхояно-Колымской горной системой, от Ледовитого океана до Байкало-Саянских гор, присутствуют как пресные воды, так и предельно минерализованные. Их средняя температура для глубин 2,0–2,5 км находится обычно в пределах 37–43 °С, а для глубин 3,0–3,5 км 56–60 °С. Предполагается, что на глубинах 4–5 км могут находиться воды с температурой около 100 °С. В целом этот регион мало изучен – основные сведения о термальных водах получены только в результате поисковых бурений на нефть и газ;

в районе Западно-Сибирской плиты, на территории 3 млн. км<sup>2</sup>, находится крупнейший в мире артезианский бассейн, имеющий большое практическое значение. Термальные воды на глубине 1,1–3,0 км имеют температуру 50–110 °С, высокий напор и слабую минерализацию. Наиболее хорошо изучены месторождения термальных вод Омской, Тюменской и Новосибирской областей. Считается, что за счет геотермальной энергии полностью может быть обеспечено теплоснабжение целого ряда населенных пунктов;

предгорья Кавказа относятся к перспективным районам для развития геотермальной энергетики. Общие прогнозируемые запасы термальных и высокотермальных вод (с температурой 50–100 °С) составляют около 2000 м<sup>3</sup>/сут. Наблюдаются (на глубине 1,1–1,5 км) месторождения перегретых термальных вод с температурой 110–180 °С;

высокотермальные воды с температурой до 97 °С находятся в ряде районов Саяно-Байкальской горной системы на глубине 2–3 км. Для них характерна очень низкая минерализация и высокое качество самоизливающейся воды (с температурой 67–74 °С);

Камчатка и Курильские острова относятся к районам активной вулканической деятельности, что отражается и на соседних регионах – Чукотке, Охотском побережье. Природа наградила Камчатку не только

суровым климатом, но и огромными запасами подземного тепла. Однако использовать это тепло далеко не так просто. Наименее доступна для практического использования энергия как раз в зоне активной вулканической деятельности. Гидротермы Камчатки начинаются на огненных языках остывающих лавинных потоков, которые, как гигантский утюг, прогревают находящиеся ниже холодные воды. На поверхность такие воды прорываются в виде паровых потоков с температурой 600 – 700 °С. Действие подобных источников носит кратковременный характер – одни поля остывают, другие разогреваются, поэтому от них скорее приходится спасаться, чем использовать. В значительно большей степени стабильны высокотемпературные поля в кратерах и зонах потухших вулканов, хотя и им свойственна изменчивость. На Камчатке известно около 70 групп термальных источников, температура 40 из них находится в пределах 100–150 °С. Количество теплоты, ежегодно выносимое только из 10 наиболее крупных источников, эквивалентно примерно 200 тыс. т.у.т. Этой энергии вполне достаточно для полного удовлетворения потребностей региона с учетом его развития на несколько десятилетий вперед.

Итак, геотермальные ресурсы Земли огромны, но их извлечение связано с первоначальными дорогостоящими геолого-разведочными работами, бурением скважин и др. В то же время энергетика требует надежного источника тепла и его стабильных параметров, поэтому использование геотермальной энергии пока возможно в ограниченных масштабах. Тем не менее существуют районы, где использование геотермальной энергии оказывается рентабельным и в наши дни. В этой связи рассмотрим основные технологические возможности получения электроэнергии на основе термальной энергии.

## **4.2. Принципиальные схемы ГеоТЭС**

Представим одну из простейших схем геотермальной электростанции (ГеоТЭС), в которой предусматривается использование конденсационной паровой турбины (рис. 4.2).

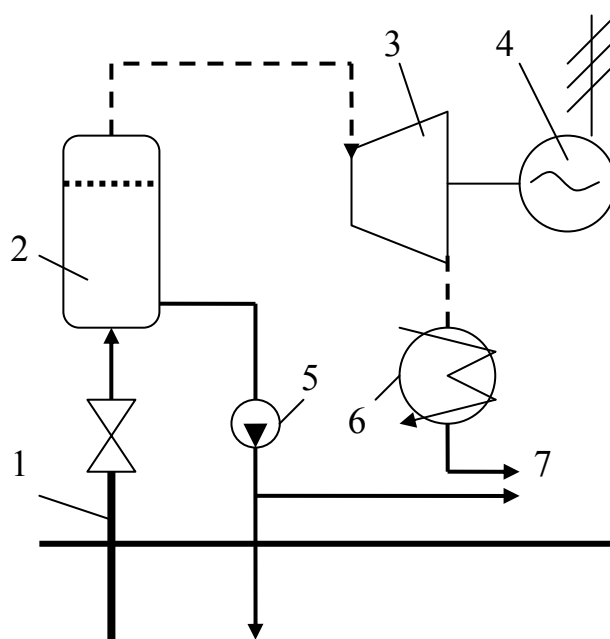


Рис. 4.2. Принципиальная схема ГеоТЭС с конденсационной турбиной:  
 1 – скважина; 2 – сепаратор пара; 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор;  
 5 – насос; 6 – конденсатор; 7 – слив в дренаж или на переработку

Пароводяная смесь из скважины 1 поступает в сепаратор пара 2, где пар отделяется от воды и направляется в конденсационную паровую турбину 3, приводящую в действие электрогенератор 4. Вода из сепаратора откачивается насосом 5 и может поступать на дальнейшую переработку как технологическое сырье 7 или закачиваться обратно в землю. На технологическую переработку подается также конденсат из конденсатора 6. Использовать в подобных схемах удастся только ту часть термальной энергии, которая выделилась в виде пара. По похожей схеме работают электростанции в Италии, Новой Зеландии и ряде других стран.

В тех районах, где имеются достаточные запасы природного пара, в схеме ГеоТЭС могут применяться паровые турбины с противодавлением. При этом пар после турбины непосредственно сбрасывается в атмосферу или же поступает на технологическую переработку для извлечения содержащихся в нем полезных веществ. В Италии по такой схеме работает несколько электростанций. На одной из них установлено четыре турбогенератора мощностью по 4 МВт.

Другой путь использования энергии пароводяной смеси, а также нагретой воды связан с применением двухконтурных схем с *паро-преобразователем* (рис. 4.3).

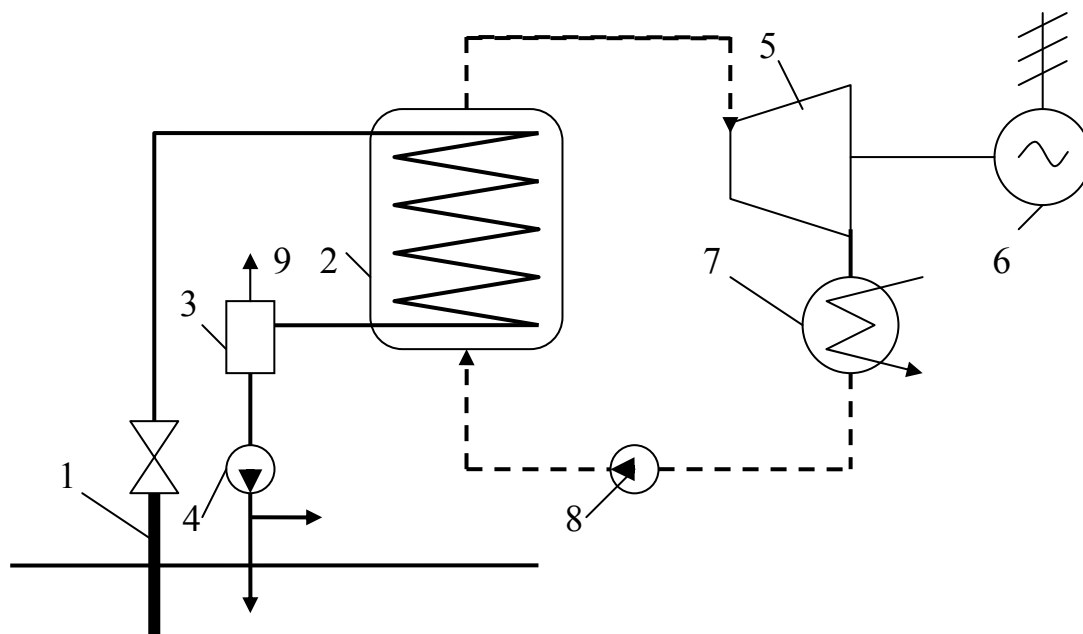


Рис. 4.3. Принципиальная схема двухконтурной ГеоТЭС:

— — — теплоноситель 1-го контура; - - - теплоноситель 2-го контура;  
 1 – скважина; 2 – паропреобразователь; 3 – отделитель газов; 4 – насос; 5 – паровая турбина; 6 – электрогенератор; 7 – конденсатор; 8 – конденсатный насос; 9 – сдувка неконденсируемых газов

Теплоноситель первого контура (пар, пароводяная смесь, вода или газы) из скважины 1 поступает в паропреобразователь 2, иначе – теплообменник, где, конденсируясь, передает свое тепло теплоносителю второго контура (какой-либо низкокипящей жидкости, например фреону). Далее конденсат проходит через отделитель неконденсируемых газов 3 и насосом 4 закачивается в скважину или поступает на технологическую переработку.

Теплоноситель второго контура служит рабочим телом в обычном конденсационном цикле (а именно в цикле Ренкина), включающем в себя паровую турбину 5 с электрогенератором 6, конденсатор 7, конденсатный насос 8. Неконденсируемые газы могут сбрасываться в атмосферу 9 или использоваться как технологическое сырье.

Стоимость строительства геотермальных тепловых электростанций с паропреобразователем несколько выше, чем электростанций с прямым использованием пара в турбине. Необходимость иметь конечное значение температурного напора в паропреобразователе несколько снижает располагаемый перепад температур в турбине. Однако такие станции надежны в эксплуатации и особенно выгодны там, где пар содержит большое количество неконденсируемых газов.

Большинство действующих ГеоТЭС работают по схемам, представляющим собой комбинации приведенных выше. Наряду с этим существует ряд интересных предложений, ждущих пока своей реализации. Соответствующую информацию можно найти в специальной и научно-популярной литературе.

В частности, предлагаются различные варианты подземного размещения парогенератора в глубине теплоносного слоя. Рассмотрим одно из таких предложений (рис. 4.4).

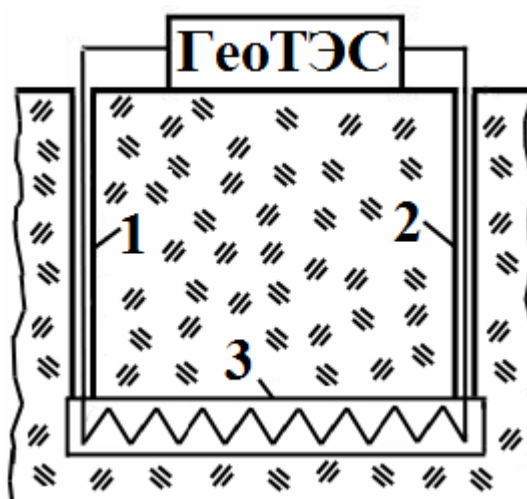


Рис. 4.4. Принципиальная схема ГеоТЭС с подземным теплообменником:

1, 2 – герметизированные скважины; 3 – горизонтальный теплообменник

Система отбора теплоты грунта образована тремя герметизированными скважинами: вертикальными 1, 2 и горизонтальной 3. Горизонтальная скважина является одновременно теплообменником, где тепло подводится к теплоносителю. В качестве теплоносителя используется вода, газ или другая жидкость (в зависимости от температурного потенциала в зоне теплоподвода). При этом ГеоТЭС может работать по любому термодина-

мическому циклу (а именно Ренкина, Брайтона и др.). Герметизация скважин необходима для исключения контакта теплоносителя с агрессивными средами и размывания грунта. Подобные ГеоТЭС могут размещаться в регионах, не подверженных вулканической деятельности. Горизонтальная скважина должна находиться на глубине 2 – 5 км.

Энергетических проблем с сооружением подобных ГеоТЭС нет, но есть серьезные технологические (как бурить скважины) и экономические (бурение очень дорого) проблемы.

### **4.3. Геоэнергетика в России**

В России схема геотермальной энергетической установки с паропреобразователем (см. рис. 4.4) была теоретически разработана акад. С.С. Кутателадзе и д-ром техн. наук Л.М. Розефельдом в 60-х годах прошлого века. По этой схеме была построена и введена в эксплуатацию опытная Паратунская ГеоТЭС. Значительная роль в создании данной электростанции принадлежит организатору строительства В.И. Москвичовой, которая возглавила работы по проектированию и освоению. В настоящее время в мире по схеме Кутателадзе – Розефельда работает около 500 энергетических установок.

Опытная Паратунская ГеоТЭС имела мощность 750 кВт и работала на термальной воде с температурой до 100 °С. Рабочим телом турбины служил фреон-12, рабочий диапазон температур в турбине – от 90 до 5 °С, начальное давление пара 2,4–2,8 МПа. Для охлаждения конденсатора этой установки использовалась вода реки Паратунки со средней круглогодичной температурой 5 °С. Вообще, проблема использования паротурбинного цикла на ГеоТЭС часто осложняется отсутствием достаточного количества охлаждающей воды, поэтому приходится применять градирни или конденсаторы воздушного охлаждения.

Простая, но достаточно эффективная схема была разработана институтом «Теплоэлектропроект» для опытно-промышленной Паужетской ГеоТЭС, введенной в эксплуатацию в 1967 году на Камчатке (рис. 4.5).

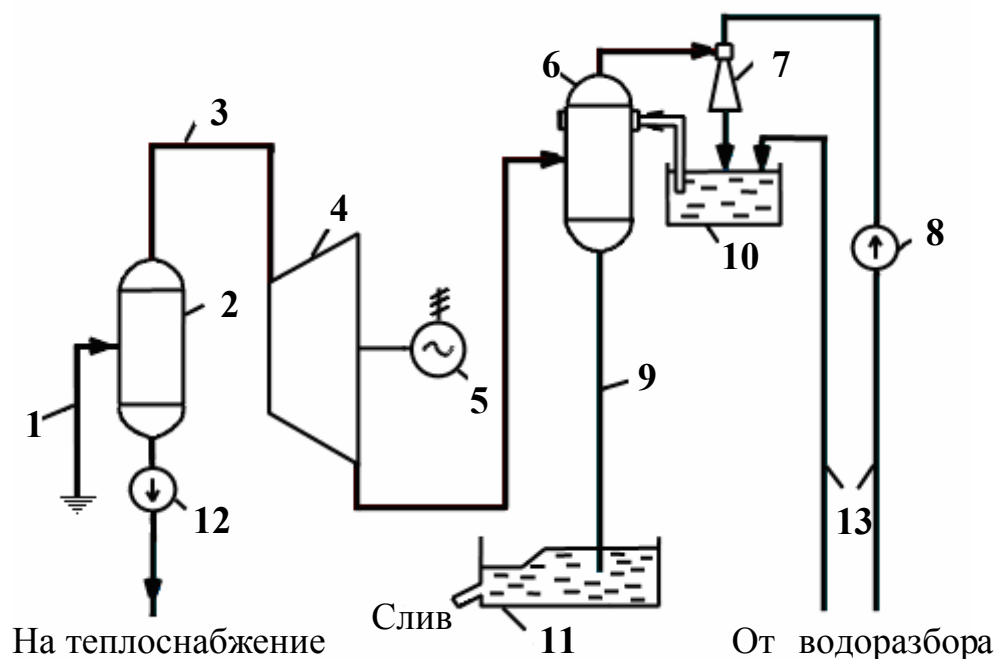


Рис. 4.5. Схема Паужетской ГеоТЭС:

1 – скважина; 2 – сепаратор; 3 – паропровод; 4 – паровая турбина; 5 – генератор; 6 – смешивающий конденсатор; 7 – водоструйный эжектор; 8 – эжекторный насос; 9 – барометрическая труба; 10 – бак холодной воды; 11 – сливной колодец; 12 – насос горячей воды; 13 – трубопровод холодной воды из водозабора

На выходе из скважины 1 установлен сепаратор 2, давление в котором составляет 0,15 МПа. Из сепаратора по паропроводу 3 пар поступает в паровую турбину 4, вращающую генератор 5. В установке применен барометрический конденсатор 6 смешивающего типа. Конденсация пара осуществляется за счет впрыска холодной воды, вакуум поддерживается водоструйным эжектором 7, питаемым эжекторным насосом 8. Барометрическая труба 9 создает дополнительное разрежение в конденсаторе за счет веса содержащейся в ней жидкости, сливающейся далее в колодец 11. Горячая вода из сепаратора насосом 12 подается на отопление. Бак холодной воды 10 питается из водозабора по магистрали 13. Тепловая мощность Паужетской ГеоТЭС составляет 11 МВт, электрическая – 5 МВт. Она работает на скважине с температурой воды на выходе 144 – 200 °С и давлением 0,2 – 0,4 МПа.

Многолетняя эксплуатация Паужетской ГеоТЭС подтвердила возможность эффективной выработки электроэнергии на геотермальной энергии. Станция работала постоянно, не требовала присутствия обслуживаю-

щего персонала, себестоимость энергии была примерно такой же, как на гидравлической электростанции, расход воды из скважины был постоянным и за 10 лет снизился только на 15 %. Заметим, что срок эксплуатации скважины обычно составляет 10 – 15 лет.

В процессе испытаний и эксплуатации Паратунской и Паужетской ГеоТЭС был создан научно-технический задел, необходимый для промышленного развития геотермальной энергетики на Камчатке. Первым шагом в этом направлении является формирование Мутновского геотермального комплекса.

#### **4.4. Мутновский геотермальный энергетический комплекс**

В энергоснабжении Камчатской обл. до сих пор используется привозное топливо. В результате стоимость энергии в регионе достигает 25 центов за 1 кВт·ч при средних мировых ценах 3 – 6 центов за 1 кВт·ч. Однако доступные геотермальные ресурсы Камчатки по разным оценкам значительно больше потребностей области и способны обеспечить суммарную тепловую мощность, превышающую 2000 МВт.

Среди исследованных в настоящее время на Камчатке геотермальных месторождений наиболее мощным является Мутновское, расположенное в 70 км к юго-западу от г. Петропавловска-Камчатского. Его запасов достаточно для работы электростанции мощностью более 300 МВт. Геотермальный теплоноситель Мутновского месторождения представляет собой влажный пар с температурой 240 °С и энтальпией 2800 кДж/кг. Вместе с паром выделяются газы: преимущественно углекислый газ (70 % объема газов), сероводород (11 %), а также метан, водород и кислород. С 1987 года на Мутновском геотермальном поле работает небольшая (мощностью 300 кВт) турбоустановка с противодавлением, обеспечивающая энергоснабжение базы геологов.

Начало промышленного освоения Мутновского месторождения было положено в 1994 году, когда для обеспечения энергетической независимости Камчатки было создано АО «Геотерм». Под научным руководством проф. МЭИ О.А. Поварова компания разработала ряд энергоблоков для новых ГеоТЭС. При этом Поваровым был успешно использован отечественный опыт создания паротурбинных ступеней с осушением пара непосредственно перед турбиной.

редственно в проточной части, накопленный в атомном энергомашиностроении.

Первым практическим результатом явилось сооружение и пуск в 1999 году опытно-промышленной Верхне-Мутновской ГеоТЭС мощностью 12 МВт. Основное оборудование для нее, разработанное и изготовленное Калужским турбинным и Подольским машиностроительными заводами, поставлялось в виде блок-модулей. Станция использует пар из трех продуктовых скважин, который после двухступенчатой сепарации и очистки подается к трем энергоблокам мощностью по 4 МВт (рис. 4.6).

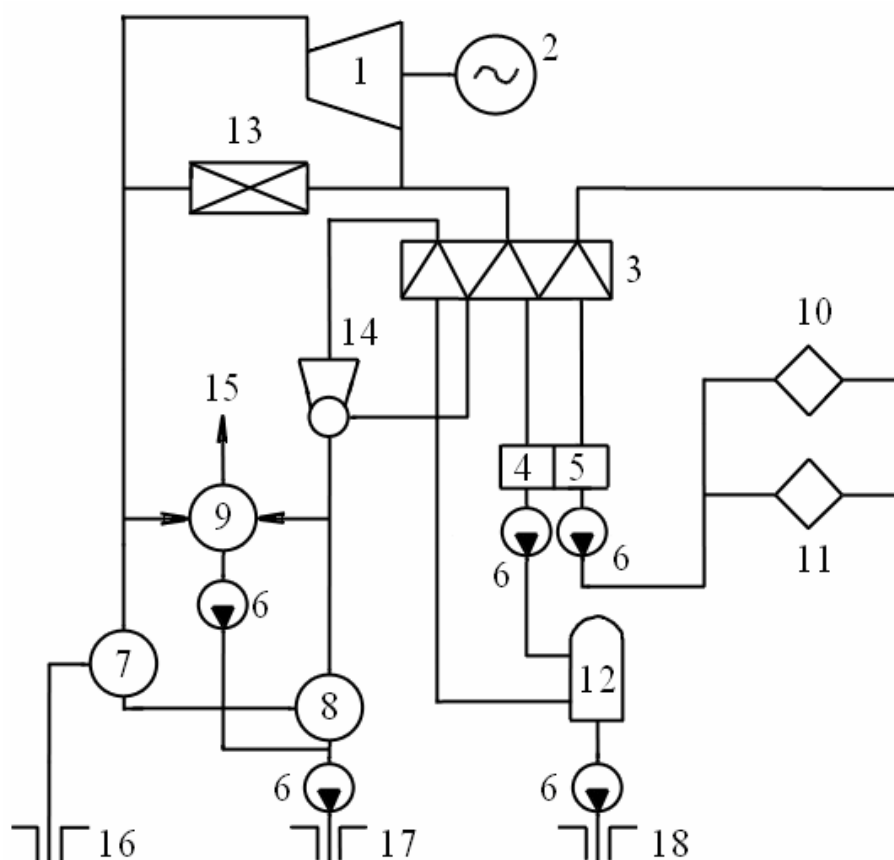


Рис. 4.6. Принципиальная тепловая схема энергоблока Верхне-Мутновской ГеоТЭС:

- 1 – турбина; 2 – генератор; 3 – воздушно-конденсационная установка;  
 4 – конденсатосборник; 5 – бак охлаждающей воды; 6 – насос; 7 – сепараторы I и II ступеней; 8 – расширитель; 9 – стационарный шумоглушитель; 10 – маслоохладитель;  
 11 – воздухоохладитель; 12 – адсорбер; 13 – дроссельно-увлажнительная установка;  
 14 – эжекторная установка; 15 – выхлопная труба; 16 – добычная скважина;  
 17 – скважина закачки сепарата; 18 – скважина закачки конденсата

Паровые турбины Верхне-Мутновской ГеоТЭС имеют развитую систему внутриканальной сепарации пара и наружный обвод всех 10 ступеней. Выхлоп пара из турбины производится вертикально вверх, так как над ней (на высоте 6 м) расположены воздушные конденсаторы с принудительным обдувом воздухом.

Во время второй очереди строительства Верхне-Мутновской ГеоТЭС предусматривается создание четвертого комбинированного энергоблока мощностью 6,5 МВт, работающего по двухконтурной бинарной схеме (рис. 4.7).

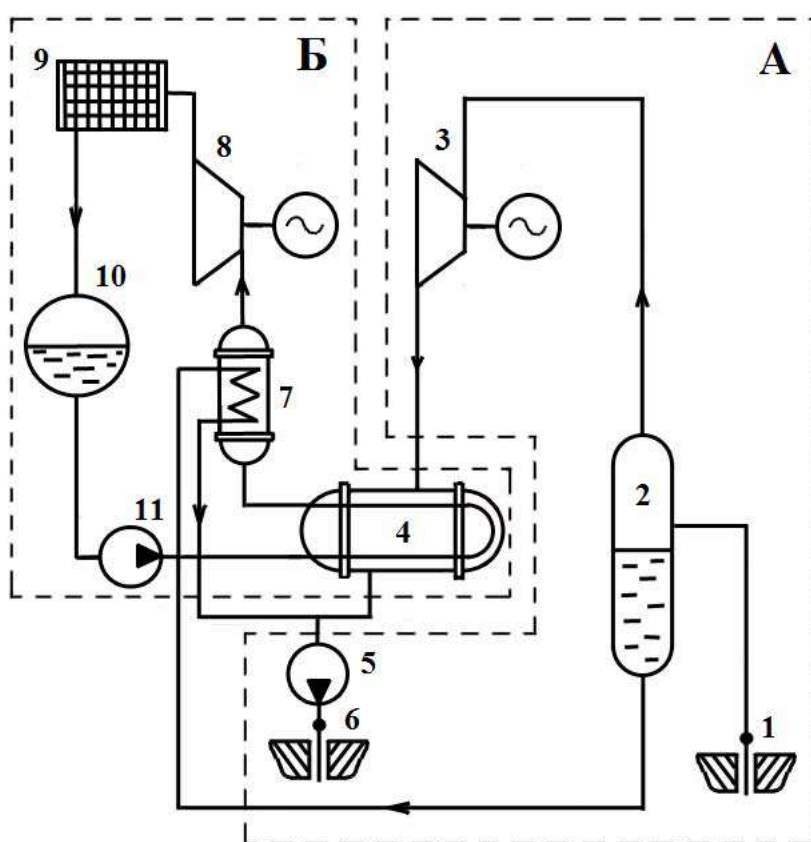


Рис. 4.7. Принципиальная тепловая схема комбинированной геотермальной электростанции с бинарным циклом мощностью 6,5 МВт для Верхне-Мутновской ГеоТЭС:

А – 1-й (паровой) контур; Б – 2-й контур (на изобутане);

1 – производственная скважина; 2 – сепаратор; 3 – паровая турбина;  
4 – теплообменник; 5 – насос закачки; 6 – скважина закачки; 7 – перегреватель;

8 – турбина на низкокипящем рабочем теле; 9 – воздушный конденсатор;

10 – конденсатосборник; 11 – насос

В первом контуре установлена паровая турбина противодействия мощностью 2,5 МВт. Давление на выходе из турбины 0,11 МПа. Водяной пар после турбины поступает в теплообменник, где передает тепло рабочему телу второго контура – изобутану, совершающему работу в турбоустановке нижней ступени цикла, номинальная мощность которой 4 МВт. Благодаря низкой среднегодовой температуре воздуха в районе Мутновского месторождения ( $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) стало возможным снизить расчетную температуру конденсата в энергетическом цикле до  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Во время испытания указанного комбинированного энергоблока решался ряд научно-технических проблем, связанных с дальнейшим ростом энергетических мощностей на геотермальной энергии. Важнейшие из них – это:

- выбор оптимального низкокипящего рабочего тела второго контура;
- предотвращение отложений в проточной части первого контура;
- выбор оптимальных методов удаления неконденсируемых газов;
- определение предельно допустимой минимальной температуры конденсата.

Благодаря накопленному опыту стало возможным строительство более крупной Мутновской ГеоТЭС. Первая очередь Мутновской ГеоТЭС, имеющая мощность 50 МВт и включающая в себя два паротурбинных блока по 25 МВт, рассчитанных на начальное давление пара 0,7 МПа, введена в эксплуатацию в конце 2002 года. После освоения производственных мощностей начнется строительство второй очереди станции. Вторая очередь Мутновской ГеоТЭС будет иметь мощность 60 МВт и состоять из двух блоков, включающих в себя одну турбину противодействия мощностью около 12 МВт и три нижних энерго модуля второго контура мощностью по 6 МВт каждый. В будущем предполагается довести суммарную мощность Мутновского энергокомплекса до 300 МВт.

## **4.5. Гидропаровой энергетический цикл в схемах ГеоТЭС**

### ***4.5.1. Треугольный цикл гидропаровой турбины***

Основной двигатель современных энергетических установок ГеоТЭС – паровая турбина, хотя первичным теплоносителем обычно является

пароводяная смесь (или горячая вода). В результате используют либо только часть энергии первичного теплоносителя, заключенную в паровой фазе, либо двухконтурную схему с паропреобразователем и низкокипящим рабочим телом во втором контуре. Недостатки обоих вариантов очевидны. В первом случае помимо недоиспользования энергии геотермальной скважины возникает необходимость сепарации влаги в турбинных ступенях, во втором случае схема усложняется паропреобразователем. Кроме того, снижается располагаемый теплоперепад. Поэтому на современных ГеоТЭС применяют комбинированные схемы, основанные на сочетании обоих принципов. Примером может служить Верхне-Мутновская ГеоТЭС. Задача могла бы существенно упроститься, если в нашем распоряжении имелся бы двигатель, способный использовать в качестве рабочего тела горячую воду или пароводяную смесь. Иначе говоря, геотермальной энергетике нужен **принципиально новый тип двигателя**, способный эффективно работать на пароводяной смеси. Одним из путей решения данной задачи может стать реализация так называемого гидропарового цикла (рис. 4.8).

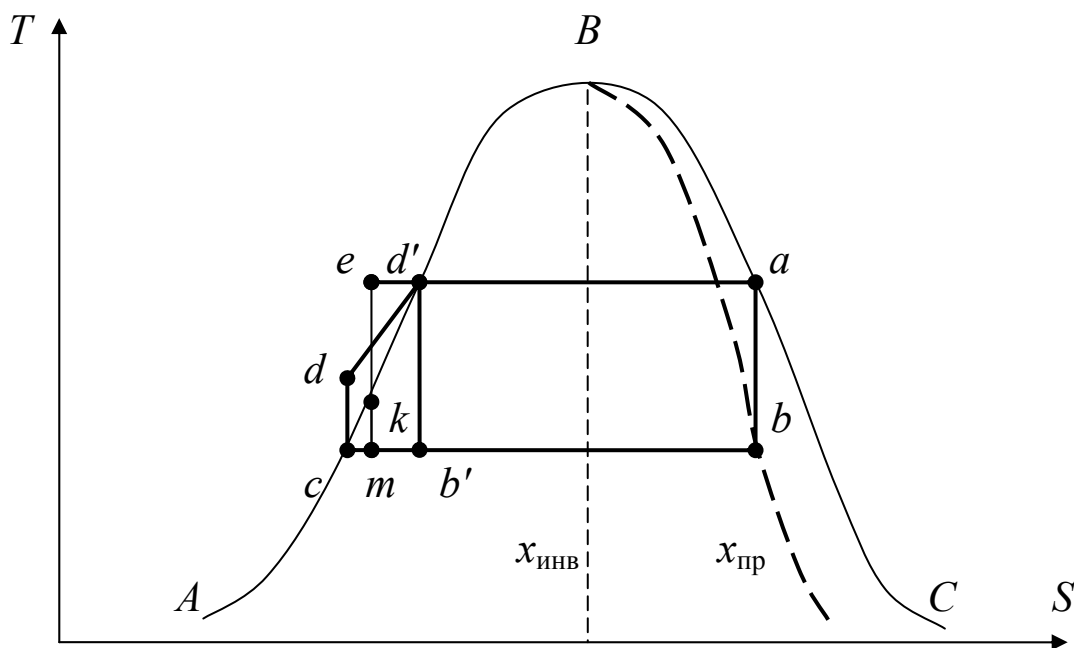


Рис. 4.8. Энергетические циклы паровой и гидропаровой турбин

Цикл  $a-b-c-d-d'$  является идеальным циклом Ренкина *без перегрева* – именно данный цикл лежит в основе энергетических установок ГеоТЭС и АЭС. Как известно, такой цикл в наибольшей степени приближается к идеальному циклу Карно, однако при его реализации возникает существенное ограничение. Положение точки  $b$  определяется предельно допустимой минимальной степенью сухости пара в проточной части паровых турбин  $x_{\text{пр}}$ . Из курса паровых турбин известно, что для лопаточных машин необходимое условие работы таково:  $x_{\text{пр}} \geq 0,88 - 0,92$ . При большей влажности резко возрастают необратимые потери, увеличиваются динамические нагрузки на лопаточный аппарат, связанные с неравномерностью потока. В результате турбина разрушится, а до этого будет работать с низким внутренним к.п.д. (приближенно считается, что 1 % влажности пара приводит к снижению к.п.д. проточной части на 1%). Таким образом, процесс расширения в паровой турбине *насыщенного* пара не может выходить из области, ограниченной линией  $x_{\text{пр}}$  и верхней пограничной кривой  $BC$ .

В гидропаровой турбине процесс расширения начинается с нижней пограничной кривой и соответствует линии  $d' - b'$ . Термодинамический цикл, в рамках которого такая турбина работает, соответствует контуру  $d'-b-c-d-d'$ . Если рабочее тело перед гипотетической гидропаровой турбиной недогрето до температуры насыщения, то рабочему процессу в ней будет соответствовать линия  $e-k-t$ , и вначале турбина будет работать как гидравлическая, а после достижения состояния  $k$  – как *гидропаровая*. Данный цикл был предложен в 1947 году проф. Зысиным и назван им *треугольным*.

Действительно, если пренебречь изменением теплоемкостей в  $(T, S)$ -координатах, идеальный цикл можно представить в виде прямоугольного треугольника. Анализ термодинамических особенностей и преимуществ треугольного цикла для ряда областей энергетики, в том числе геотермальной энергетики, отражен в монографии [3].

Опытный образец гидропаровой турбины был разработан и испытан в Ленинградском политехническом институте проф. В.А. Барилевичем в 1972 году. Практическое использование гидропаровых турбин за рубежом и у нас в стране началось относительно недавно. С 2000 года Калужский

турбинный завод выпускает гидропаровые турбины, используемые в качестве вспомогательных и аварийных двигателей.

Рассмотрим различные пути создания гидропаровых турбин для ГеоТЭС. Основные теоретические предпосылки, обосновывающие возможность создания турбин для влажного пара:

если к соплам Лавалья подвести насыщенную жидкость с температурой 150 – 200 °С, происходит генерация пара с размером капель примерно 80 мкм (максимальный размер капель не превышает 200 мкм). При расширении от указанных температур до вакуума скорость истечения достигнет значений 290 – 370 м/с. Относительные скорости входа потока на рабочие лопатки будут, естественно, ниже. В таких условиях ударные потери и динамическое воздействие капель на рабочие лопатки осевых турбин не выходят за допустимые пределы прочности материала;

основные потери в паровых турбинах при работе в области влажного пара обусловлены срывом жидкостных пленок с поверхности лопаток в поток. В процессе расширения количество влаги увеличивается, соответственно, растет ее количество, движущееся по стенкам канала и срывающееся в поток. Иначе обстоит дело с гидропаровыми турбинами. Процесс расширения в них происходит левее линии инверсии (см. рис. 4.8, линия  $x_{инв}$ ), в области

$$(dy/dp)_s > 0,$$

где влагосодержание убывает. Поэтому образующиеся на стенках канала жидкостные пленки будут вскипать, образуя поток, близкий к равновесному, и не вызывая дополнительных потерь при взаимодействии с ротором турбины.

Гидропаровые турбины строятся по известным принципам паровых турбин, по осевой или радиальной схеме.

#### ***4.5.2. Пути реализации треугольного цикла на основе использования гидравлических турбин***

Широкие возможности открываются при использовании для создания гидропаровых турбин принципов построения гидравлических турбин.

Рассмотрим два вида гидравлических турбин: центробежную турбину (сегнерово колесо) и ковшовую турбину (турбину Пельтона).

**Сегнерово колесо** (рис. 4.9).

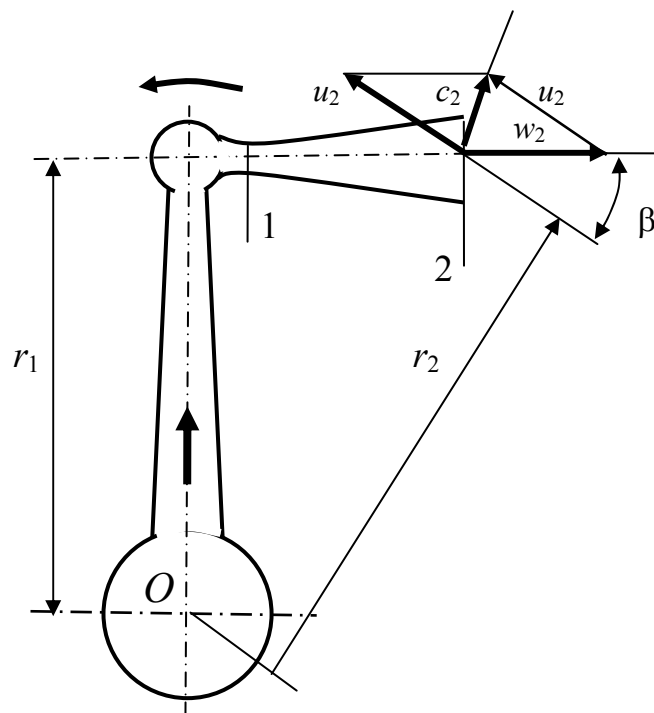


Рис. 4.9.Схема центробежной гидропаровой турбины

Вода поступает в ротор турбины через полый вал  $O$  и по радиальным каналам подводится к расположенным на периферии цилиндрическим соплам Лавалья с прямолинейной осью. В критическом сечении сопла Лавалья  $1$ , где окружная скорость  $u_1$  определяется радиусом  $r_1$ , давление торможения (без учета потерь) возрастает на значение:

$$(u_1)^2/2g.$$

Это давление и определяет в основном скорость в сечении  $1$ , после которого начинается процесс вскипания. На участке  $1-2$  (см. рис. 4.9) парожидкостной поток расширяется до конечного давления и приобретает относительную скорость  $w_2$ , которая может быть рассчитана, если известен коэффициент потерь. Процесс в такой турбине удобно интерпретировать в  $(p, v)$ -координатах (рис.4.10). Давление насыщения поступающей воды

$p_4 = p_1$ ; давление в начале сопла Лавала  $p_{4'} = p_{1'}$ ;  $1'-1$  – процесс в сходящейся части сопла, а  $1-2$  – процесс расходящейся части.

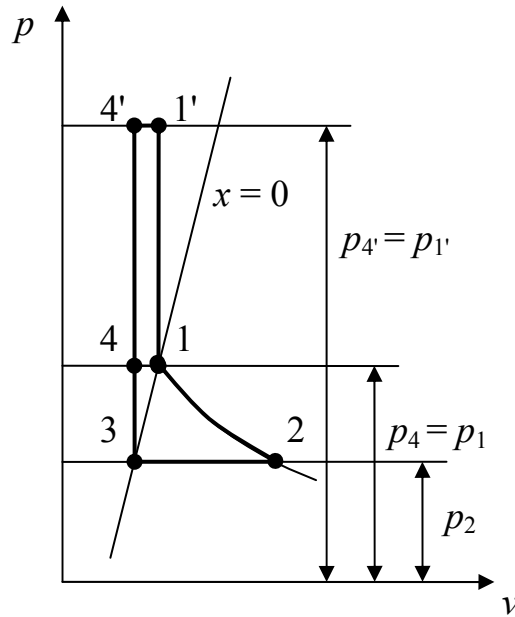


Рис. 4.10. Идеальный процесс гидропаровой турбины

Если пренебречь потерями энергии в парожидкостном потоке, вышедшем из ротора с абсолютной скоростью  $c_2$ , то для внутреннего к.п.д. можно получить следующее выражение:

$$\eta = 2a\sqrt{1+x^2} - 2x^2, \quad (4.1)$$

где  $a = \varphi^2 \cos\beta$ ;  $x = u_2^2/w_0$ ,  $w_0 = 21,84\sqrt{h_0}$ ;  $h_0$  – теплоперепад;  $u_2$  – окружная скорость на радиусе  $r_2$ .

Опыты ряда исследователей подтверждают возможность принять значение коэффициента скорости на уровне  $\varphi = 0,93$ . Тогда из выражения (4.1) следует, что внутренний к.п.д. гидропаровой турбины составит 40 – 50 %. При таком значении к.п.д. применение гидропарового двигателя в ряде случаев может стать перспективным.

Недостаток подобной схемы – подвод энергии к потоку при движении его в радиальном направлении. При этом будут меняться параметры насыщения воды, обусловленные увеличением давления на участке  $0-1$  (см. рис. 4.9). Допустим, что к ротору сегнерова колеса подводится

насыщенная жидкость (т.е. ее недогрев до температуры насыщения  $\Delta T_{\text{н}} = 0$ ). Для парожидкостных систем функцию уравнения состояния может выполнять равенство

$$\frac{dp}{dt} = \frac{r}{t(v'' - v')},$$

где  $r$  – скрытая температура парообразования.

Тогда при  $\Delta T_{\text{н}} = 0$  на выходе из радиального канала (относительно параметров заторможенного потока) образуется недогрев:

$$\Delta T_{\text{н}} = \frac{u_1^2 t_s}{2r} \left( \frac{v'' - v'}{v'} \right).$$

В этой связи целесообразно, чтобы поток на оси ротора турбины имел некоторое начальное паросодержание.

**Ковшовая гидротурбина (турбина Пельтона).** Другой путь преобразования энергии термальных вод с получением технической работы возможен на основе *динамического цикла* с использованием высоконапорных ковшовых гидротурбин, называемых также турбинами Пельтона. Рассмотрим пути практической реализации динамического цикла.

В традиционных паросиловых установках после подвода тепла следует процесс производства работы, а потом осуществляется конденсация рабочего тела (см. рис. 4.8). Такая последовательность естественна и неизбежна. Между тем возможность реализовать процесс преобразования энергии нагретой жидкости в *располагаемую работу* вне проточной части турбины существует. Для этого процесс конденсации должен предшествовать процессу получения *технической работы* и заканчиваться полным переходом паровой составляющей парожидкостного потока в жидкость. Тогда кинетическая энергия жидкой струи может использоваться в обычной гидротурбине. Такой цикл получил название *динамического цикла преобразования теплоты в работу*.

Рассмотрим принципиальную схему установки, позволяющей сочетать динамический цикл с ковшовой гидротурбиной (рис. 4.11).

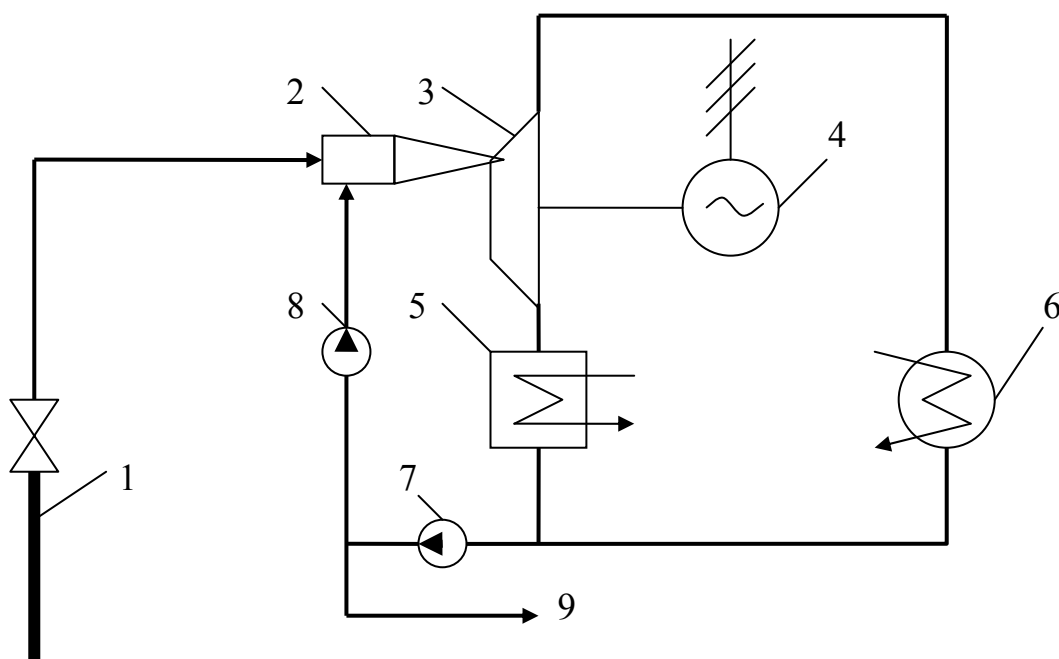


Рис. 4.11. Принципиальная схема гидропаровой энергетической установки, работающей по динамическому циклу

Горячая вода или пароводяная смесь от геотермальной скважины *1* поступает в струйный конденсатор *2*, в котором теплота потока преобразуется в кинетическую энергию струи, направляемую непосредственно на рабочие лопатки гидротурбины ковшового типа *3*, приводящей в действие электрогенератор *4*. Выходящая из турбины вода проходит через охладитель *5*. Небольшое количество пара, которое может образовываться в кожухе турбины, а также неконденсируемые газы отводятся в конденсатор *6*, который при необходимости можно соединить с вакуумным устройством. Конденсат смешивается с охлажденной водой, отсасываемой насосом *7*. Далее поток делится на две части. Одна часть выводится из цикла (например, закачивается обратно в скважину *9*), другая часть насосом высокого давления (НВД) *8* подается непосредственно в струйный конденсатор *2*.

Струйный конденсатор является **разгонным устройством**, в котором тепловая энергия горячей воды преобразуется в кинетическую. Рассмотрим схему струйного конденсатора (рис. 4.12), а в  $(T, S)$ -

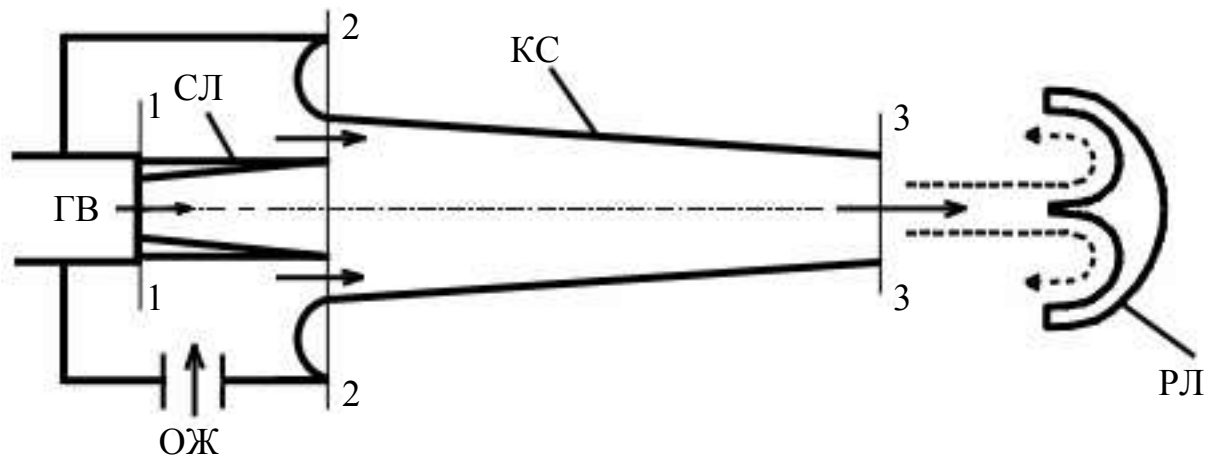


Рис. 4.12. Схема струйного конденсатора (разгонного устройства)

ГВ – горячая вода; ОЖ – охлаждающая вода; СЛ – сопло Лаваля;  
КС – камера смешивающая; РЛ – рабочие лопатки

координатах – идеальные тепловые процессы при реализации динамического цикла (рис. 4.13).

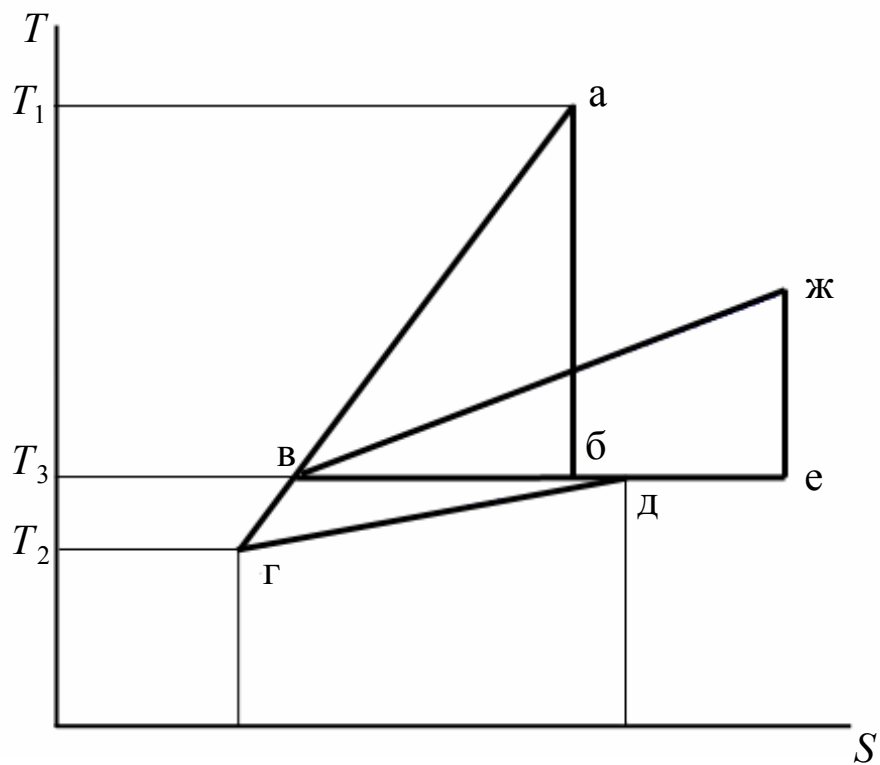


Рис. 4.13. Идеальные процессы в струйном конденсаторе

Струйный конденсатор состоит из двух соосных насадков, к одному из которых подается (см. рис. 4.12) горячая вода, пароводяная смесь или пар с температурой  $T_1$  (ГВ) и охлаждающая вода от насоса *НВД* (см. рис. 4.11). Профиль-насадка, к которому подводится горячий теплоноситель, имеет форму сопла Лавали с минимальной площадью в сечении 1–1 (см. рис. 4.12).

Состоянию жидкости перед соплом соответствует точка а (см. рис. 4.13). В сопле жидкость вскипает в изоэнтропном процессе, приобретая в сечении 1–1 сверхзвуковую скорость. Состоянию горячего потока на выходе из сопла (сечение 2–2) соответствует точка б (см. рис. 4.13). Холодная вода высокого давления с температурой  $T_2$  подается в насадок охлаждающей жидкости, расположенный concentрично соплу Лавали. За сечением 2–2 следует камера смешения (КС), выполненная в виде сходящегося канала. В ней оба потока вступают во взаимодействие, результатом которого является конденсация паровой фазы парожидкостного потока в сечении 3–3. В идеальном случае кинетическая энергия вскипающего парожидкостного потока в сечении 2–2 определяется площадью а – б – в – а. Если процесс конденсации в камере смешения считать изобарным, то процессу охлаждения рабочего тела будет соответствовать линия б – в (см. рис. 4.13), а нагреванию охлаждающей жидкости до температуры конденсации  $T_3$  – линия г – д.

Заметим, что назначение охлаждающей жидкости сводится к обеспечению полной конденсации потока, который к сечению 3–3 (см. рис. 4.12) должен достичь температуры  $T_3$ , переохладение потока энергетически не выгодно, так как приводит к бессмысленной затрате работы на привод насоса (*НВД*). Кинетическую энергию потока в сечении 3–3 изображают в виде площадью ж – е – в – ж (см. рис. 4.13). Если принять кинетическую энергию потока ГВ перед соплом Лавали пренебрежимо малой и не учитывать потери, то справедливо равенство площадей а – б – в – а и ж – е – в – ж. Непосредственно за сечением 3–3 (см. рис. 4.12) располагаются рабочие лопатки ковшовой гидротурбины, где кинетическая энергия струи преобразуется в техническую работу.

Струйный конденсатор (см. рис. 4.12) соответствует схеме инжектора, но отличается тем, что на выходе из инжектора устанавливается диффузор, где происходит смешение потоков и преобразование кинети-

ческой энергии потока в давление, а при динамическом цикле кинетическая энергия используется для получения технической работы.

Теперь процесс в струйном конденсаторе рассмотрим в  $(p, v)$ -координатах, позволяющих представить распределение давления по направлению движения потока (рис. 4.14).

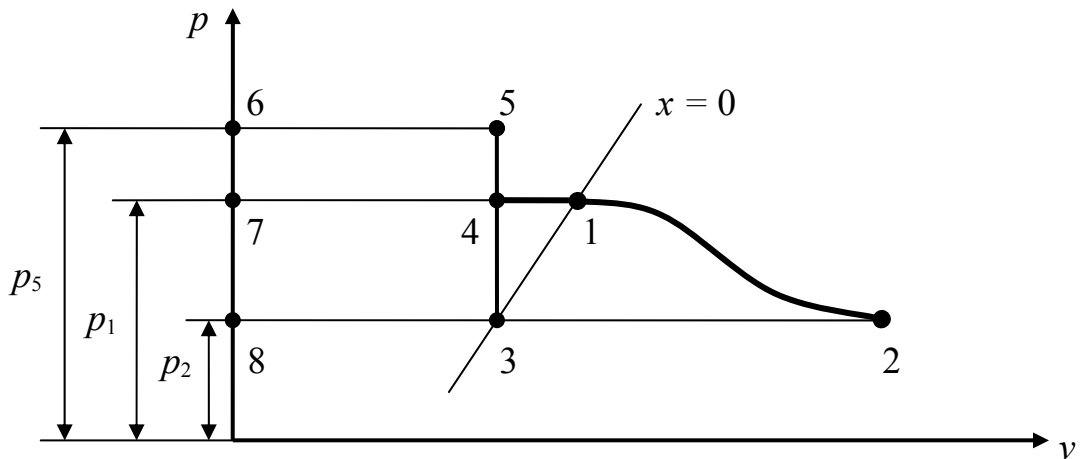


Рис. 4.14. Идеальные процессы в струйном конденсаторе

В насадках ОЖ вода разгоняется в процессе 5–3, приобретая скорость

$$w_{\text{ОЖ}} = \sqrt{2(p_5 - p_3)v'} . \quad (4.2)$$

Скорость парожидкостного потока при истечении из сопла Лавалья

$$w_{\text{ГВ}} = \sqrt{2(h_1 - h_2)} . \quad (4.3)$$

Существенным недостатком струйных конденсаторов являются большие ударные потери при смешении потоков ГВ и ОЖ. Для безударного смешения потоков следует обеспечить равенство кинетических энергий смешивающихся струй:

$$\frac{w_{\text{ОЖ}}^2}{2} = \frac{w_{\text{ГВ}}^2}{2} . \quad (4.4)$$

Условию (4.4) на диаграмме, представленной на рис. 4.14, будет соответствовать равенство площадей 5–3–8–6–5 и 1–2–8–7–1.

Приравняв выражения (4.2) и (4.3), определим, что общее повышение давления охлаждающей жидкости должно составлять:

$$\Delta p_{\text{ож}} = p_5 - p_3 = (h_1 - h_2) v'.$$

В рассматриваемом цикле процессы 4 – 5 и 5 – 4 (см. рис. 4.14) осуществляют как бы рециркуляцию механической энергии, что соответствует циклу Брайтона, по которому работают газотурбинные установки.

К.п.д. циклов подобных установок находятся в сильной зависимости от к.п.д. турбомашин  $\eta_{\text{ТМ}}$  (гидротурбины и насоса). Отыскание максимума к.п.д. подобных циклов приводит к условию [3]

$$K_{\text{T}} = w_{\text{ож}}/w_{\text{ГВ}} < 1.$$

На рис. 4.15 предоставлены результаты расчетов по отысканию зависимости максимума эффективного к.п.д.  $\eta_{\text{эф}}$  от  $K_{\text{T}}$  и  $\eta_{\text{ТМ}}$ , причем значения  $\eta_{\text{ТМ}}$  принимались одинаковыми для насоса и турбины.

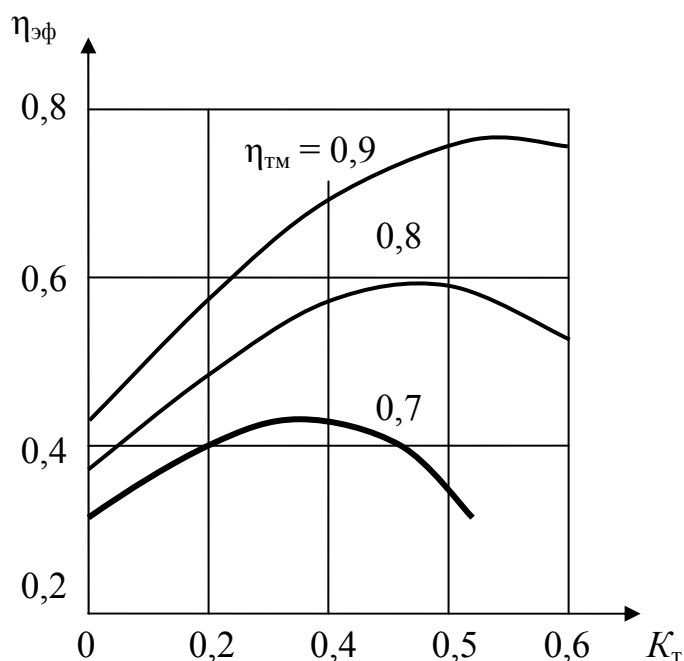


Рис. 4.15. Зависимость к.п.д. динамического гидропарового цикла  $\eta_{\text{эф}}$  от к.п.д. турбомашин  $\eta_{\text{ТМ}}$  и отношения скоростей потока в камере смешения  $K_{\text{T}}$

Кратко рассмотрим вопрос экономичности и надежности ковшовой гидротурбины. Есть основания полагать, что соответствующие показатели могут оказаться выше, чем для промышленных машин данного типа, работающих на холодной воде. Исследования показали, что структура струи, вытекающей из смешивающего конденсатора, почти не отличаются от структуры холодной струи. Интенсивность кавитационных явлений с приближением температуры торможения к состоянию насыщения ослабевает. Поэтому потери энергии при переводе ковшовой турбины на горячую воду снизятся (или, по крайней мере, останутся неизменными). При переходе на горячую воду потери, связанные со взаимодействием ротора с окружающей средой также сократятся из-за меньшей плотности окружающей среды.

Таким образом, использование динамического принципа преобразования теплоты в работу позволяет существенно облегчить решение проблемы непосредственного применения высоковлажных парожидкостных потоков в качестве энергетического рабочего тела. При этом отпадает необходимость применения гидропаровых турбин, так как можно использовать обычную активную гидротурбину. Единственной сложной задачей является создание сопел Лавалья (парогенерирующих каналов), позволяющих преобразовывать энтальпию в кинетическую энергию направленного движения струи.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. А.с. 397667 СССР, МКИ 01k 27/00. Способ работы турбоустановки / Зысин В.А., Барилевич В.А., Батуев Ш.-Б.Б., Зысин Л.В., Парфенова Т.Н. (СССР). Опубл. 17.01.74. Бюл. № 37.
2. *Бреусов В.П.* Технологии преобразования нетрадиционных источников энергии. СПб.: Нестор, 2001.
3. Вскипающие адиабатные потоки / Под ред. В.А. Зысина. М.: Атомиздат, 1976. 152 с.
4. *Дворов И.М.* Геотермальная энергетика. М.: Наука, 1976. 190 с.
5. *Евстигнеев В.В., Федянин В.Я., Чертищев В.В.* Физические основы использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для теплоснабжения. Барнаул: Изд-во Алтайского ГТУ, 2004.

6. Зысин В.А. Техническая термодинамика потока. НЛ.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1977. 157 с.

### ***Вопросы для самоконтроля***

1. Что такое гидротермальная оболочка Земли, где и на каких глубинах она прослеживается?
2. На какую глубину распространяются суточные и сезонные колебания температуры почвы?
3. Что такое геотермическая ступень, каковы ее средние и предельные значения?
4. Каковы температура и степень минерализации подземных вод?
5. Что такое гидротермальные флюиды и синеклизмы?
6. Дайте оценку геотермических характеристик основных регионов России.
7. Назовите основные страны, где используется геотермальная энергия.
8. Каков геотермический потенциал основных источников Камчатки в тоннах условного топлива?
9. Каков мировой геотермический потенциал.
10. Где и какие ГеоТЭС действуют или сооружаются на территории России? Назовите их основные характеристики.
11. Что такое треугольный термодинамический цикл и какие основные пути его реализации?
12. Почему паровые турбины не могут работать в области повышенной влажности пара?
13. Что такое линия инверсии на (T, S) - диаграмме и почему при расширении рабочего тела в гидропаровой турбине, работающей по треугольному циклу, влажность уменьшается, а у паровой турбины, работающей по циклу Ренкина, – увеличивается?
14. Перечислите преимущества и недостатки одно- и двухконтурной схем ГеоТЭС.
15. В чем заключается динамический цикла работы гидропаровой турбины?

16. Назовите недостатки гидропаровой турбины типа «сегнерово колесо».
17. Какова общая установленная мощность ГеоТЭС в мире?
18. Каким образом поднять температурный потенциал термальных вод?
19. Укажите примерные значения к.п.д. центробежной гидропаровой турбины типа «сегнерово колесо».
20. В чем заключается динамический цикл преобразования теплоты жидкости в работу?
21. Назовите основные элементы струйного конденсатора и поясните происходящие в них тепловые процессы.
22. Приведите основные энергетические характеристики динамического цикла, для использования тепла геотермальных вод.

## 5. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### 5.1. Ресурсы и темпы освоения

Годовое количество солнечной энергии, воспринимаемое планетой Земля, в тысячи раз превосходит запасы всех ее ископаемых энергетических ресурсов. К энергетике данный факт пока мало приемлем. Поток солнечной энергии, достигающий верхней границы атмосферы Земли, составляет  $5,6 \cdot 10^{15}$  МДж/год. Земная атмосфера отражает 35 % данной энергии обратно в космос, а остальная энергия идет на нагревание почвы, воздуха, образование воздушных и морских течений, испарение воды и др. За счет указанной энергии существует вся растительная и биологическая жизнь на Земле, дуют ветры, существуют климатические зоны и многое другое. Поэтому повсеместное использование солнечного излучения в энергетических целях привело бы к экологической катастрофе. Среднее за год количество солнечной энергии, поступающей в день на  $1 \text{ м}^2$  земной поверхности, колеблется от  $7,2 \text{ МДж/м}^2$  в северных странах до  $21 \text{ МДж/м}^2$  в зоне пустынь. Так вот, если принять эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую на уровне 10 %, то энергии с 1 % поверхности пустынь (это 200 тыс.  $\text{км}^2$ ) будет достаточно для покрытия современных потребностей в электроэнергии.

Человечество использует солнечную энергию с незапамятных времен, правда, этот опыт не получил столь значительного распространения, как ветряные мельницы или водяные колеса, а потому и мало известен. Еще в III веке до н.э. солнечные зеркала использовались для зажигания священного огня в храмах. В 1600 году во Франции был создан первый двигатель, работавший на нагретом воздухе. А. Лавуазье построил солнечную печь с температурой  $1650 \text{ }^\circ\text{C}$ , в которой изучал свойства углерода и платины. В 60-х годах XIX века француз А. Мушо построил в

Алжире несколько солнечных концентраторов, использовавшихся для получения пресной воды. Он же в 1878 году продемонстрировал на Всемирной выставке в Париже солнечную печь для приготовления пищи. В 1890 году в Москве профессор В.К. Цесарский, сфокусировав солнечную энергию параболическим зеркалом, получил температуру 3000 °С в установке для плавления металлов.

В настоящее время развиваются два направления по использованию солнечной энергии, связанных с энергетикой.

Первое направление – *получение тепла*, прежде всего, для горячего водоснабжения, а также для отопления. Общее количество подобных установок достигает 5 млн., причем более половины из них – установки малой производительности (менее 500 л в день) для индивидуальных потребителей. Наибольшее распространение солнечное отопление получило в ряде южных странах (США, Япония, Франция, ЮАР, Австралия, Израиль, Кипр и др.). Например, на Кипре более 80 % частных домов снабжены подобными установками. Более мощные установки (обычно в сочетании с традиционными способами нагревания воды) используются в централизованных системах ГВС жилых и общественных зданий, снижая на 40 – 80 % энергозатраты на ГВС, отопление, кондиционирование. По данным Безруких общая тепловая мощность установок по производству тепла за счет солнечной радиации в 2000 году составляла 13 000 МВт и к 2010 году достигнет 55 000 МВт. Конечно, эти данные весьма приблизительны. Отметим, что солнечное отопление в комбинации с традиционными видами отопления успешно используется и в северных странах, например в Швеции и Норвегии.

Второе направление связано с получением за счет солнца *электрической энергии*, или, как часто говорят, *фотоэлектричества*. Получение *коммерческой* электрической энергии (т.е. эквивалентной присутствующей в электрической сети) пока недостаточно развито, из-за ее высокой стоимости. Однако солнечные источники *некоммерческой* электроэнергии (обычно мощностью менее 1 кВт) получили широкое развитие в области питания радиоэлектронной аппаратуры, ЭВМ, навигационных приборов. Есть и более крупные объекты, например фонари для освещения автострад и рекламных щитов. Вообще, сторонники фотоэлектричества крупными

считают электростанции, мощность которых более 100 кВт, что у энергетиков может вызвать некоторое недоумение.

По сей день стоимость фотоэлектричества в 10–20 раз выше коммерческой стоимости энергии, покупаемой из обычной электросети. Однако из года в год эта стоимость снижается. Если данная тенденция сохранится, то можно ожидать, что лет через 10 – 20 фотоэлектричество станет реальностью и для настоящей энергетики. Прежде всего это произойдет там, где главным фактором является не стоимость, а, например, комфорт. В ряде стран, например в США, фотоэлектричество находит широкое распространение как источник питания компьютеров, обеспечивая их полную независимость от сбоев в электросети.

Таблица 5.1

#### Мировой фотоэнергетический рынок, МВт

Сегмент рынка	Годы			
	1990	1996	1998	2000
Потребительские товары	16	22	30	40
Коммуникации и связь	14	23	31	40
Установки, подключенные к сети	1	7	36	110
Прочие энергетические установки	17	47	56	65
Всего	48	89	153	255

В табл. 5.1 представлена динамика изменения мирового фотоэлектрического рынка, а в табл. 5.2 – ближайший прогноз снижения стоимости фотоэлектрических станций (ФЭС) по данным журналов «Energy World» и «REFocus».

Таблица 5.2

#### Прогноз снижения стоимости ФЭС

Стоимость, USD/Вт	Годы		
	2000	2005	2010
Фотоэлектрические модули	3,5 – 5,0	1,7 – 2,5	1,0 – 1,5
ФЭС	6,5 – 8,0	5,0 – 6,0	2,0 – 3,0

В ряде стран, особенно в США, Японии и Германии, проводятся обширные программы, стимулирующие развитие фотоэнергетики. В результате не только темпы прироста установленных мощностей, но и единичная мощность фотоэлектрических установок неуклонно возрастают.

## 5.2. Солнечные водонагревательные и отопительные установки

**Классификация и схемы.** В литературе можно обнаружить описание разнообразных классификаций и модификаций солнечных водонагревательных установок, иногда их называют гелиоустановками (*от греч. helios – Солнце*). По способу циркуляции теплоносителя солнечные водонагревательные установки разделяют на два типа: с естественной и принудительной циркуляцией, по способу передачи тела – на одноконтурные и двухконтурные. Можно выделить также автономные (или изолированные) солнечные водонагревательные установки и комбинированные, сочетающиеся с традиционными источниками тепловой энергии. По назначению они разделяются на установки ГВС, отопительные установки, кондиционеры и различные сочетания последних.

Рассмотрим простейшую и наиболее распространенную схему одноконтурной водонагревательной установки с естественной циркуляцией теплоносителя (рис. 5.1).

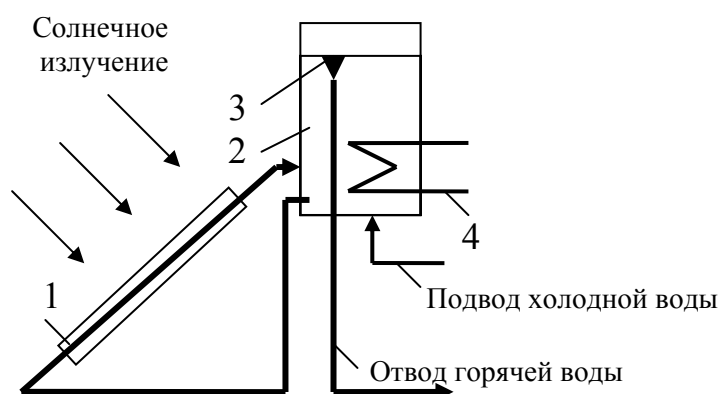


Рис. 5.1. Схема солнечной водонагревательной установки с естественной циркуляцией:  
1 – блок солнечных коллекторов; 2 – бак-аккумулятор; 3 – поплавок;  
4 – дополнительный водоподогреватель

Теплоносителем служит вода, которая нагревается в процессе солнечного излучения и далее поступает непосредственно к потребителю. Основными элементами подобных схем являются блок солнечных коллекторов *1*, воспринимающий излучение, и бак-аккумулятор *2*. В баке у поверхности воды, где температура наивысшая, находится поплавок *3*, соединенный с линией отвода горячей воды к потребителю. Снизу бак-аккумулятор подпитывается холодной водой. Для дополнительного нагревания воды в бак-аккумуляторе может быть размещен подогреватель *4*. Общий недостаток установок с естественной циркуляцией заключается в том, что бак-аккумулятор для накопления горячей воды должен находиться выше солнечного коллектора, иначе не сможет развиваться естественная циркуляция. Отмеченного недостатка можно избежать, если включить в первый контур циркуляционный насос и перейти к принудительной циркуляции. Схемы с принудительной циркуляцией обычно применяют в двухконтурных и достаточно мощных установках.

Рассмотрим схему двухконтурной установки с принудительной циркуляцией (рис. 5.2).

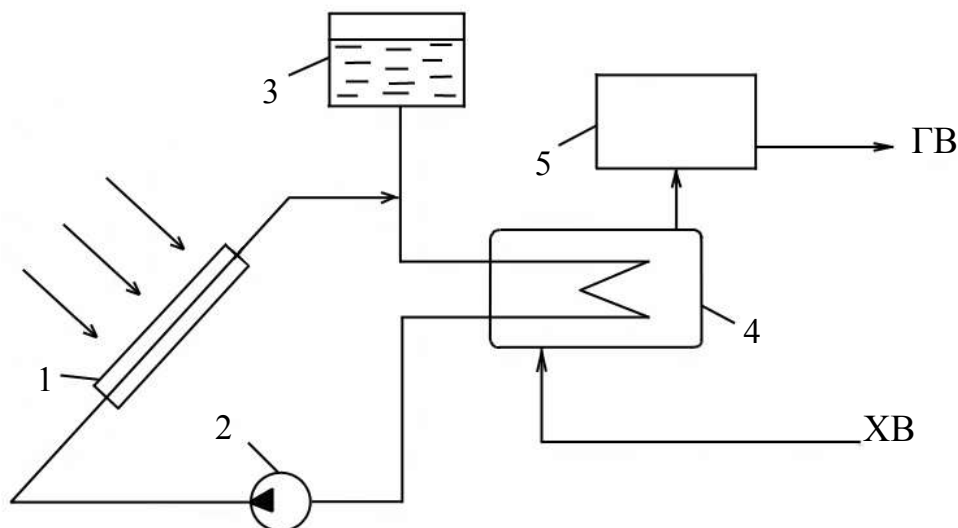


Рис. 5.2. Схема солнечной водонагревательной установки с принудительной циркуляцией: ХВ – подвод холодной воды; ГВ – отвод горячей воды; 1 – блок солнечных коллекторов; 2 – циркуляционный насос; 3 – расширительный бак; 4 – бак-аккумулятор; 5 – дополнительный водоподогреватель

Первый контур включает в себя блок солнечных коллекторов *1*, циркуляционный насос *2* и расширительный бак *3*, позволяющий компенсировать тепловое расширение теплоносителя. Второй контур, где циркулирует сетевая вода, снабжен баком-аккумулятором *4* и дополнительным водонагревателем *5*. В двухконтурных установках имеется возможность применения в первом контуре теплоносителей, не замерзающих при низких температурах.

Рассмотрим комбинированную схему, представляющую собой сочетание солнечной водонагревательной установки и теплового дублера – водогрейного котла на органическом топливе (рис. 5.3).

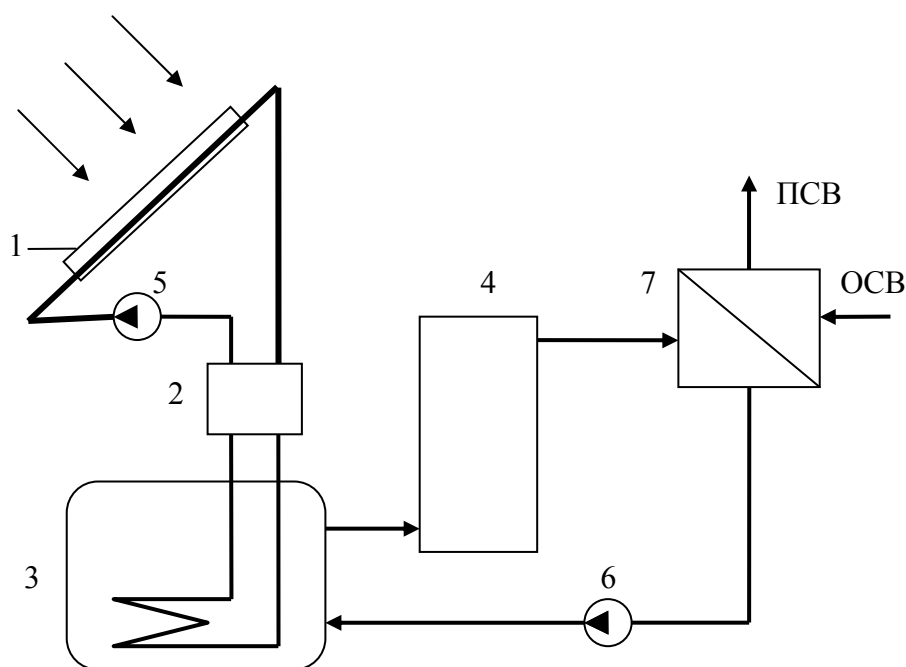


Рис. 5.3. Схема комбинированной солнечной отопительной установки

с тепловым дублером:

ПСВ и ОСВ – соответственно прямая и обратная сетевая вода;  
*1* – блок солнечных коллекторов; *2* – блок управления; *3* – тепловой аккумулятор; *4* – водогрейный котел; *5* – 1-й циркуляционный контур;  
*6* – 2-й циркуляционный контур; *7* – отопительный бойлер

Здесь предусмотрена возможность нагревания питательной воды, подаваемой в котел, за счет солнечной энергии. Блок управления обеспечивает согласование мощностей источников энергии и тепловых нагрузок.

В сборнике «Возобновляемая энергетика 2003» представлены расчеты, параметры оборудования, конструкции и компоновочные решения для солнечных отопительных установок и другие необходимые для проектирования данные.

Наряду с отопительными широкое применение находят солнечные установки технологического назначения, например плавильные печи (гелиоустановки), печи для приготовления пищи (гелиопечи) и др.

**Солнечные коллекторы.** Основным элементом солнечной установки является солнечный коллектор, который служит для улавливания солнечной энергии и преобразования ее в теплоту воды, воздуха или какого-либо другого теплоносителя. Различают два типа солнечных коллекторов – *плоские* и *фокусирующие*.

В низкотемпературных установках обычно применяют *плоские коллекторы*. Их работа основана на принципе так называемого горячего ящика. Солнечный коллектор имеет плоскую лучепоглощающую поверхность, имеющую надежный тепловой контакт с рядами труб или каналов, по которым движется теплоноситель. Все это, вместе взятое, образует единый конструктивный элемент, называемый *абсорбером*. Он изготавливается из материалов с высокой теплопроводностью: из стали, алюминия, меди и др. Для лучшего поглощения солнечной энергии на наружную поверхность абсорбера наносится специальное поглощающее покрытие или поверхность окрашивается в черный цвет. Температура теплоносителя в плоском коллекторе обычно составляет 60 – 90 °С и редко превышает 100 °С. Важное преимущество плоского коллектора заключается в том, что он улавливает как прямую (лучистую) солнечную, так и рассеянную энергию. Поэтому коллектор может устанавливаться стационарно, без устройства слежения за солнцем. Плоские коллекторы состоят из отдельных секций площадью 0,6–5,0 м<sup>2</sup> и размещаются на крышах зданий, сооружений или у поверхности земли.

*Фокусирующие солнечные коллекторы* состоят из системы зеркал и линз. Данный тип коллекторов обязательно должен снабжаться автоматической системой слежения за солнцем. Такие системы позволяют получать высокую плотность солнечной энергии, поэтому они применяются там, где требуются высокие температуры: в солнечных электростанциях, печах и т.п. В системах отопления фокусирующие коллекторы обычно не применяют. Зеркала фокусирующих коллекторов (плоские, параболические или параболично-цилиндрические) изготавливаются из металлических листов или фольги с высокой отражающей способностью, а линзы – из стекла или пластмасс.

**Аккумуляторы теплоты.** Необходимость аккумуляирования теплоты в солнечных отопительных установках обусловлена непостоянством значения солнечного излучения. Простейшим аккумулятором является бак-накопитель как (см. рис. 5.1, 5.2), в более мощных установках находят применение и более сложные тепловые аккумуляторы. По характеру физико-химических процессов, происходящих в теплоаккумулирующих материалах, различают аккумуляторы:

емкостного типа, в которых используется теплоемкость материала (вода, камень, водные растворы солей и др.);

фазового перехода, в которых используется теплота плавления или затвердевания вещества;

энергии обратимых химических и фотохимических реакций.

### **5.3. Пассивные солнечные системы отопления**

Рассмотренные выше системы отопления носят название *активных*. Их характерным признаком является наличие солнечного коллектора, аккумулятора, дополнительного источника тепловой энергии, насосов, систем управления трубопроводов. В пассивных системах (иначе, гелиосистемах) отопления зданий перечисленные элементы отсутствуют, а их роль выполняют элементы конструкции здания. Пассивные системы относятся скорее к области строительной теплофизики, чем к энергетике. Однако в сочетании с активными или традиционными системами отопления, пассивные системы позволяют значительно сократить затраты

на отопление здания. В результате применения пассивных гелиосистем в странах ЕЭС было сэкономлено в 2000 году 50 млн. т нефти.

Цель использования пассивных систем отопления сводится к тому, чтобы с максимальным к.п.д. применять солнечную энергию, падающую на поверхность здания, и минимизировать тепловые потери здания.

Для отопления зданий используются, например, следующие пассивные солнечные системы:

- с прямым улавливанием солнечного излучения, поступающего на поверхность здания или на примыкающую к его южной стороне специально остекленную солнечную теплицу (или оранжерею);

- с контуром конвективной циркуляции воздуха и галечным аккумулятором теплоты;

- с теплоаккумулирующей стеной, расположенной за южным фасадом и др.

К.п.д. подобных систем удается довести до 25 – 30 %, а в особо благоприятных климатических условиях – до 60 %. Важные условия эффективности работы пассивных солнечных систем:

- правильный выбор местоположения и ориентации здания на основе критерия максимума поступления и улавливания солнечного излучения в зимние месяцы;

- эффективная тепловая изоляция здания при минимальной инфильтрации (просачивании) воздуха через стены, окна, двери и т.п.

Существенным недостатком пассивных гелиосистем является значительное колебание температуры внутри здания в течение суток, а также перегрев здания в летний период. Кроме того, подобные системы надежнее активных – их срок службы практически совпадает со сроком службы здания.

#### **5.4. Солнечные пруды**

Одним из оригинальных способов накопления и долгосрочного аккумулирования солнечной энергии являются специально оборудованные

дованные пруды, получившие название солнечных прудов. В обычном пруде в жаркий солнечный день поверхностный слой воды быстро нагревается, однако нижние слои холоднее, так как передача тепла к ним осуществляется только теплопроводностью – верхний, более нагретый слой имеет меньшую плотность, поэтому легче и не перемешивается с нижними слоями. (В одной из книг по теплообмену при фазовых переходах Кутателадзе описывает такой опыт. В сосуд с водой на дно опустили лед, а верхнем слое разместили электрокипятильник. Через какое-то время вода в верхнем слое закипела, а на дне еще очень долго оставался лед, так как передача тепла к более плотному (тяжелому) придонному слою воды осуществлялась не конвекцией, а только теплопроводностью).

Теплота верхнего слоя обычного пруда быстро теряется в ночные часы и в ненастную погоду из-за испарения и теплообмена с окружающим воздухом.

В солнечном пруду реализуется как бы обращенный процесс. Дно пруда покрывают светопоглощающим слоем (иначе, окрашивают черной матовой краской). Солнечная энергия, проникающая через толщу воды, разогревает донную поверхность, а та, в свою очередь, – примыкающий нижний слой воды. Для того чтобы нагретая в нижнем слое вода не поднималась вверх, ее плотность искусственно увеличивают. Проще всего это достигается добавлением обычной поваренной соли. Температура нижнего слоя может составлять 95 – 100 °С, в то же время температура на поверхности будет 15 – 25 °С. В результате, благодаря высокой теплоемкости воды, в придонном слое аккумулируется большое количество энергии. Теплотери в этом слое будут незначительными, так как он изолирован от окружающей среды слоем воды. Потери тепла, связанные с испарением с поверхности воды, можно вообще исключить, если покрыть пруд, например, прозрачной полиэтиленовой пленкой. Рассмотрим схему солнечного пруда (рис. 5.4).

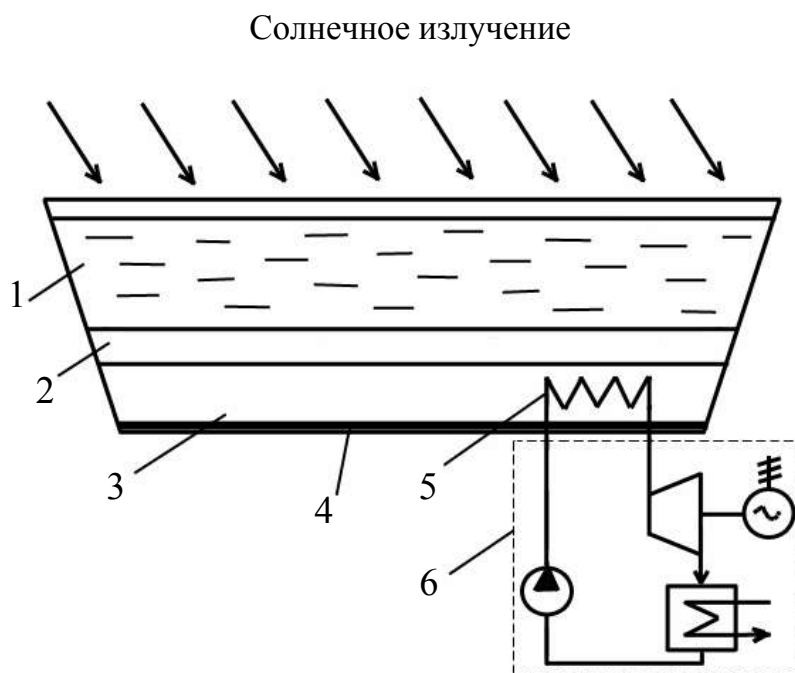


Рис. 5.4. Схема солнечного энергетического пруда:

- 1 – пресная вода; 2 – изолирующий раствор с увеличивающейся книзу концентрацией;  
 3 – слой горячего раствора повышенной концентрации; 4 – поверхность, поглощающая солнечное излучение; 5 – испаритель; 6 – паротурбинная установка, работающая на низкокипящей жидкости

Для отвода тепла в нижнем горячем слое размещается конвективный теплообменник. Отвод теплоносителя из нижнего слоя нежелателен, так как любая циркуляция жидкости может нарушить градиент ее плотности. Подобные системы отличаются высокой эффективностью и немного дешевле систем с солнечными коллекторами. Они могут использоваться в системах отопления, горячего водоснабжения, абсорбционных холодильных установках и кондиционерах, а также для производства электроэнергии. Один из наиболее крупных солнечных прудов находится в Израиле (местечко Бейт-Ха-Арава) и занимает площадь  $0,25 \text{ км}^2$ . Он является источником энергии для паротурбинной энергетической установки мощностью 5 МВт, работающей на низкокипящем рабочем теле. Глубина солнечных прудов составляет 1–3 м, количество поваренной соли, которое следует ввести на  $1 \text{ м}^2$  его поверхности, находится в пределах 500–1000 кг.

## 5.5. Солнечные электростанции

Существует ряд способов преобразования солнечной энергии в электричество, за основу которых приняты различные процессы: термодинамические, термоэмиссионные, термоэлектрические, фотоэлектрические, фотогальванические, фотоэмиссионные. Однако до сих пор практическое применение находят только два из них:

*термодинамические*, в основе которых – применение известных термодинамических циклов тепловых двигателей;

*фотоэлектрические*, основанные на непосредственном преобразовании полупроводниковыми фотоэлементами светового и инфракрасного излучения в электричество.

**Термодинамические солнечные электростанции.** С помощью криволинейного солнечного коллектора, состоящего из большого числа зеркал (гелиостатов), солнечная энергия фокусируется в небольшом объеме, где размещается теплоприемник, теплоносителем в котором является вода, воздух или иные газы. В результате получают соответственно либо насыщенный пар с температурой до 550 °С, либо газ с температурой до 1000 °С. Далее реализуется один из традиционных термодинамических циклов (Ренкина или Брайтона). Наибольшую сложность вызывает управление солнечным коллектором. Гелиостаты должны отслеживать движение Солнца, совершая при этом вращения вокруг двух осей. Самая незначительная деформация коллектора, связанная, например, с неравномерным тепловым расширением элементов его конструкции, приводит к нарушению фокусировки и снижению общей эффективности коллектора. В результате система слежения получается очень сложной, и ее управление осуществляется с помощью ЭВМ. Поэтому, в частности, ограничиваются получением насыщенного пара, так как выделение отдельного пароперегревателя в еще большей степени усложнит управление коллектором.

В настоящее время термодинамические СЭС строятся в основном двух типов: *башенного* и *распределенного (или модульного)* типа.

В башенных СЭС паровой котел поднимают высоко над землей (иначе на нем не удастся сфокусировать солнечное излучение). Принципиальная схема башенной СЭС представлена на рис. 5.5.

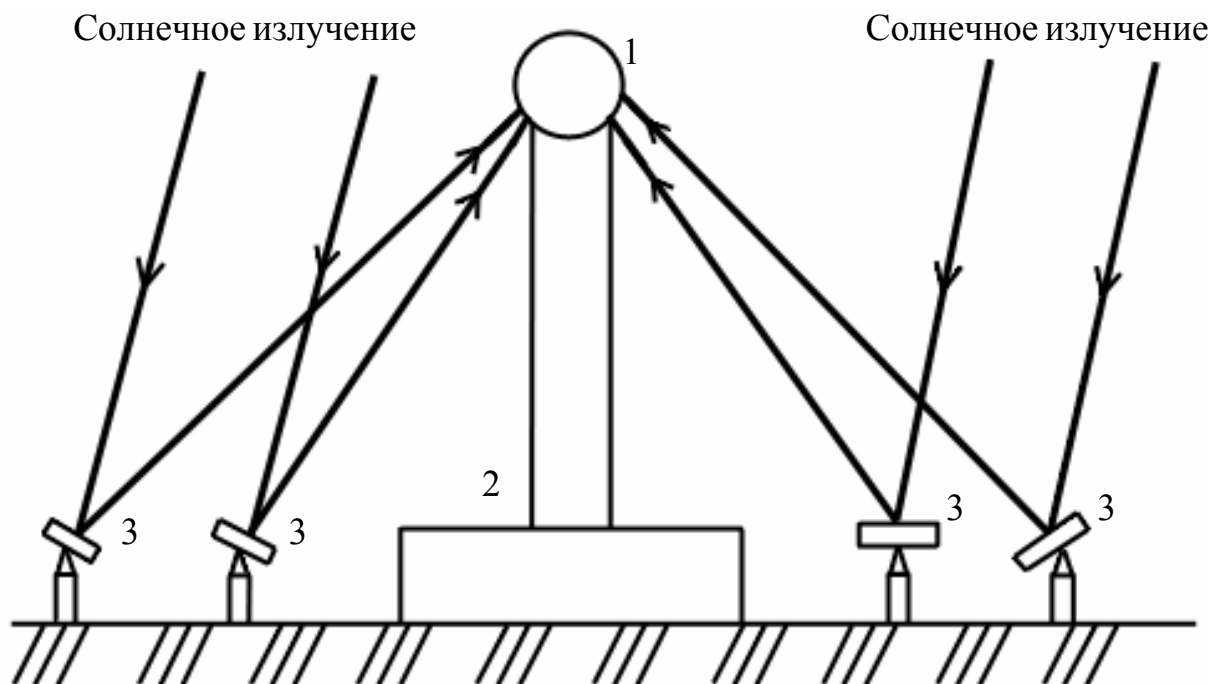


Рис. 5.5. Схема СЭС башенного типа:

1 – парогенератор-гелиоприемник; 2 – паровая турбина насыщенного пара с электрогенератором; 3 – управляемые гелиостаты

Главные недостатки башенных СЭС – высокая стоимость и большая занимаемая площадь. Считается, что при мощностях менее 10 МВт СЭС башенного типа нерентабельны, а их оптимальная мощность примерно 100 МВт. При мощности 100 МВт башенная СЭС занимает площадь 200 га и высота ее башни должна быть 250 м. С 1965 года ряд СЭС данного типа построены в США и некоторых европейских странах. В частности, в 1985 году введена в эксплуатацию башенная СЭС в Крыму (пос. Щелкино) мощностью 5 МВт. Солнечный коллектор этой СЭС образуют 1600 гелиостатов (плоских зеркал), каждый из которых имеет площадь  $25,5 \text{ м}^2$  и коэффициент отражения 0,71 (естественно, пока гелиостаты остаются чистыми), парогенератор имеет цилиндрическую форму и находится на башне высотой 89 м.

В СЭС распределенного (модульного) типа используется большое количество модулей, каждый из которых снабжен параболоцилиндрическим концентратором. В его фокусе осуществляется нагревание рабочего тела, поступающего далее на общий тепловой двигатель, соединенный с электрогенератором. Самая крупная СЭС такого типа построена в США и

имеет мощность 12,5 МВт. Считается, что при небольших мощностях модульные СЭС дешевле, чем башенные.

**Фотоэлектрические электростанции.** Полупроводниковые устройства, позволяющие преобразовывать солнечное излучение непосредственно в электрический ток, получили название *фотоэлектрические преобразователи (ФЭП)*, или *солнечные батареи*. Фотоэлектрический эффект возникает при освещении определенных полупроводниковых материалов светом в видимой и ближней инфракрасной части света. При этом поглощаются фотоны, а их энергия посредством *p-n*-соединений преобразуется в электрическую энергию. Данный эффект давно известен и широко применяется в измерительных приборах, средствах автоматики и т.п. С началом освоения космоса фотоэлектрический эффект используют для энергообеспечения искусственных космических объектов. Так появились фотоэлектрические электростанции (ФЭС) – практически единственные источники электроэнергии на космических станциях. В наши дни ФЭС не имеют альтернативы в космической энергетике. Элементы на основе полупроводникового кремния толщиной 50 мкм обладают малой массой, высокой надежностью, практически неограниченным сроком службы. Модульный принцип конструкции позволяет создавать из них ФЭС любой мощности, причем такие ФЭС просты по конструкции, не имеют каких-либо вращающихся частей, не требуют особого обслуживания. Естественным стало желание перенести накопленный опыт в земные условия. Тут возникли серьезные проблемы. Перечислим основные из них:

солнечная радиация на поверхности Земли значительно ослаблена по сравнению с космическим пространством земной атмосферой, облачностью и, кроме того, носит периодический характер, поэтому требуется значительно большая поверхность ФЭП, чем в космосе;

технология крупномасштабного промышленного производства полупроводниковых преобразователей отсутствует, поэтому они очень дороги;

к.п.д. преобразователей на основе полупроводникового кремния низок (8 – 12 %);

значение и напряжение вырабатываемого ими тока незначительны, поэтому для получения коммерческого электричества стандартной частоты и напряжения требуются сложные системы преобразования электроэнергии.

В решение указанных проблем были вовлечены физики, технологи, инженеры. В результате стоимость фотоэлектричества постепенно снизилась, хотя в наши дни она превосходит в несколько раз стоимость коммерческого электричества в несколько раз. Наибольшие успехи достигнуты в Японии, где в 2002 году было выпущено солнечных элементов общей мощностью 255 МВт, что составило 48,9 % мирового производства.

В нашей стране ведущая роль в области исследований, связанных с созданием и совершенствованием технологии получения ФЭП, принадлежит Физико-техническому институту им. А.Ф. Иоффе РАН. Работы данного направления ведутся под руководством профессоров В.М. Андреева и В.А. Грилихеса. За минувшее десятилетие в указанной области достигнут существенный прогресс. Приведем пример. Доказано, что на основе двухслойных элементов, состоящих из полупроводников арсенида и антимонида галлия, или гетеросоединений арсенида галлия и алюминия, в сочетании с концентраторами солнечной радиации, имеющими кратность 50–100, значение преобразования энергии может быть доведено до 20–37 %. За счет совершенствования технологии производства постоянно снижается и стоимость ФЭП.

Под руководством Закса научно-производственная фирма «Кварк» (г. Краснодар) разработала оригинальную технологию изготовления фотопреобразователей и модулей солнечных элементов, имеющих к.п.д. около 16 % и удельные параметры 140 – 160 Вт/м<sup>2</sup>. Объемы их опытно-промышленного производства невелики, они не превышают нескольких сотен киловатт в год при единичной мощности 3 – 200 Вт. Однако существуют планы довести производство до 2 МВт/год. Научно-производственное предприятие «Квант» (г. Москва) предлагает автономные источники энергопитания мощностью от 150 до 900 Вт, в том числе солнечные фонари мощностью 75 Вт. Еще целый ряд отечественных фирм предлагают различные источники фотоэлектричества меньшей мощности. Среди проблем ФЭС пока нет теплотехнических, но, как уже не раз происходило в новых областях техники, они могут возникнуть. Например, применяя солнечные концентраторы, можно существенно разогреть ФЭП, и их приходится охлаждать. Таким образом, на ФЭС открывается возможность комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альбом для проектирования солнечного горячего водоснабжения: Учеб. пособие / В.К. Аверьянов, А.И. Тютюнников, А.В. Сеница и др. СПб., Тула, 1992.
2. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.Д. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. Л.: Наука, 1989.
3. Возобновляемая энергетика 2003: Сб. докл. СПб. Изд-во СПбГПУ.2003.
4. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. М.: Энергоатомиздат, 1991.

## *Вопросы для самоконтроля*

1. Назовите основные типы солнечных коллекторов, их преимущества, недостатки и область применения.
2. Назовите среднегодовое значение солнечной радиации на 1 м<sup>2</sup> земной поверхности для южных и северных стран.
3. Назовите преимущества и недостатки солнечных водонагревательных установок с естественной циркуляцией теплоносителя.
4. Перечислите основные направления использования солнечной энергии в энергетике. Где и в какой мере они развиты?
5. Назовите основные типы аккумуляторов теплоты.
6. Что такое пассивные солнечные системы отопления и каков принцип их действия?
7. Поясните принцип работы солнечного пруда.
8. Назовите два основных принципа действия солнечных электростанций, перечислите их преимущества и недостатки.
9. Чем ФЭС башенного типа отличаются от модульных?
10. Назовите среднее значение к.п.д. преобразования солнечной энергии в электрическую, достигаемую на современных ФЭС.
11. Назовите максимальные значения мощности современных ФЭС.

## **6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВОДЫ**

### **6.1. Гидравлические электростанции**

Энергию воды человечество научилось использовать давно, с успехом использует и в наши дни. Потенциал данного, весьма доступного источника возобновляемой энергии немалый. Только энергия больших и средних рек России эквивалентна энергии 20 млрд. т.у.т. Еще 0,36 млрд. т.у.т. составляет топливный эквивалент валового потенциала малых рек и водотоков. В нашей стране доля энергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях (ГЭС), примерно 12 %, что относительно немного. Для стран, обладающих большими горными территориями (например, Швейцарии, Норвегии, Швеции), доля гидроэнергетики в энергобалансе намного больше (40 – 80 %).

В начале XX века в России существовало до 50 000 водяных двигателей, которые обычно служили приводом для мельничных жерновов, ирригационных насосов и др. Согласно принятому в 1920 году плану электрификации страны (план ГОЭЛРО) предусматривалось строительство ряда крупных для того времени ГЭС. Одной из первых стала Волховская ГЭС (1924 г.), первоначальная установленная электрическая мощность которой составляла 58 МВт (позже ее мощность была доведена до 70 МВт). Днепровская ГЭС (ДнепрогЭС), построенная в 1932 году, уже имела мощность 558 МВт.

Еще в середине 40-х годов XX века у нас велось широкомасштабное строительство малых, так называемых межколхозных ГЭС. На протяжении почти 10 лет, начиная с 1946 года, студенты энергомашиностроительного и электротехнического факультетов ЛПИ каждое лето выезжали на строительство таких электростанций. Эти станции сыграли важную роль в электрификации сельских территорий, практически лишенных в те годы электричества. Однако в дальнейшем почти все подобные электростанции были выведены из эксплуатации в связи с принятой в 50-х годах XX века

концепцией централизации и укрупнения энергетики. С того времени в стране началось строительство крупных ГЭС, единичная мощность которых постоянно увеличивалась. Назовем только некоторые из них: Волжская ГЭС (мощностью 2400 МВт), Братская ГЭС (4500 МВт), Красноярская ГЭС (6000 МВт), Саяно-Шушенская ГЭС (6400 МВт). Следует заметить, что энергетические ресурсы крупных и средних рек европейской части России в настоящее время почти полностью исчерпаны. Поэтому строительство крупных ГЭС возможно только в азиатской части страны, где потребность в электроэнергии пока ограничена.

В последнее десятилетие снова появился интерес к малым ГЭС, возникли новые термины: «мини-ГЭС» (электростанция мощностью менее 30 МВт) и «микро-ГЭС» (электростанция мощностью менее 5 МВт). У нас в стране это обусловлено экономической ситуацией и ростом цен на энергоносители. За рубежом причина несколько иная, а именно решение задачи увеличения доли ВИЭ в энергетике. Отметим, что в развитых странах только выработка энергии на малых ГЭС учитывается в общем балансе использования ВИЭ, крупные ГЭС не рассматриваются. Такой подход, очевидно, связан с государственной поддержкой строительства именно малых ГЭС, способных максимально использовать водные энергоресурсы и оздоровить экологическую обстановку.

Энергия естественных водотоков крайне редко может быть использована без создания дополнительных *гидротехнических сооружений*, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание ее сосредоточенного напора. Большинство рек России не позволяют создавать значительные напоры. Например, напор Волховской ГЭС составляет 10 м, перепад высот в течении реки Невы – немного больше 5 м. Принято реки с напором до 25 м называть *низконапорными*, реки с напором до 80 м – *средненапорными*, а более 80 м – *высоконапорными*. В России последние встречаются в основном на Урале, в Сибири и на Кавказе.

Существуют два основных типа ГЭС. К первому относятся *плотинные* ГЭС с искусственным подпором уровня реки за счет плотины. При этом река разливается и возникает водохранилище. Обычно здание станции входит в состав водонапорных сооружений, такие ГЭС называют

русловыми. Реже применяют размещение станции за плотиной, такие ГЭС называют *приплотинными*.

Рассмотрим плотинную русловую гидростанцию (рис. 6.1).

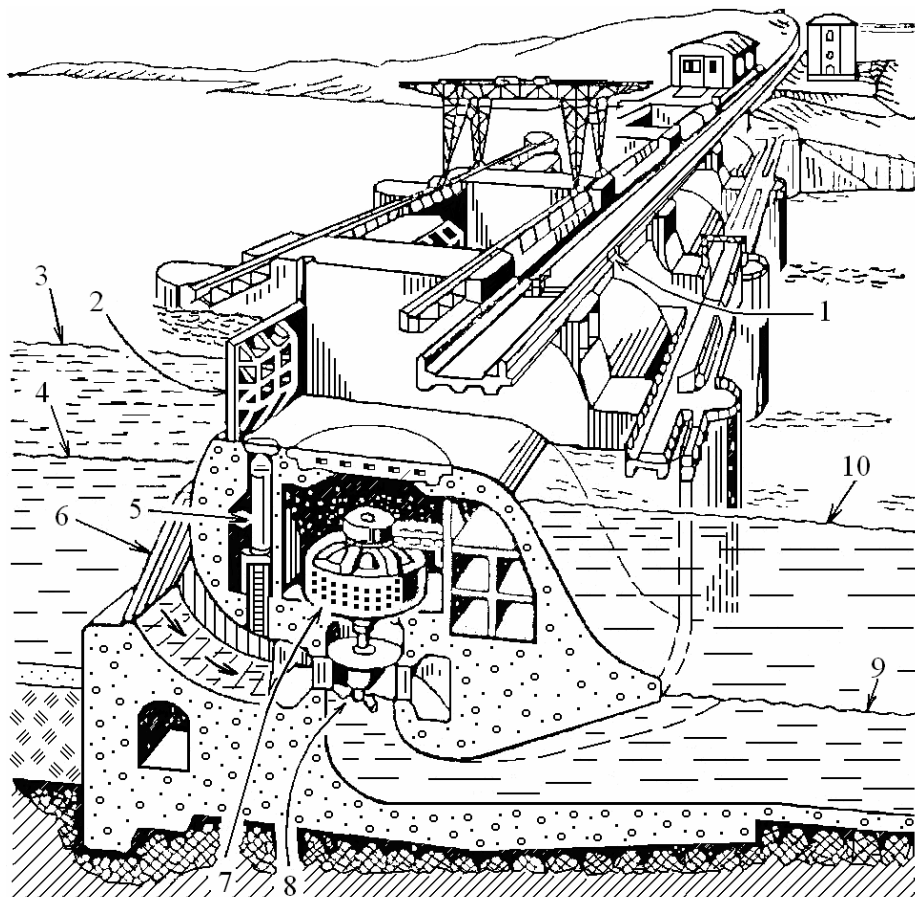


Рис. 6.1. Схема плотинной русловой ГЭС

1 – плотина; 2 – затворы; 3, 4 – соответственно максимальный и минимальные уровни верхнего бьефа; 5 – затвор; 6 – сороудерживающая решетка; 7 – электрогенератор; 8 – гидротурбина; 9, 10 – соответственно минимальные и максимальный (паводковый) уровни нижнего бьефа

Русло реки перегораживается плотиной 1, снабженной затворами 2 для пропуска избытка воды в период паводка. Верхний водоем (перед плотиной) называют *верхний бьеф* (от фр. bief), а нижний (за плотиной) – *нижний бьеф*. Максимальный и минимальный уровень воды в водохранилище (в верхнем бьефе) – соответственно 3 и 4. Щитом 5 регулируется подача воды, забираемой через сороудерживающую решетку 6, на

гидротурбину 8, приводящую в действие электрогенератор 7. Вода после гидротурбины сбрасывается в нижний бьеф, имеющий минимальный уровень 9. В период паводка уровень в нижнем бьефе возрастает, достигая максимального значения 10.

На рис. 6.2 представлен машинный зал Волховской ГЭС - пример плотинной ГЭС.

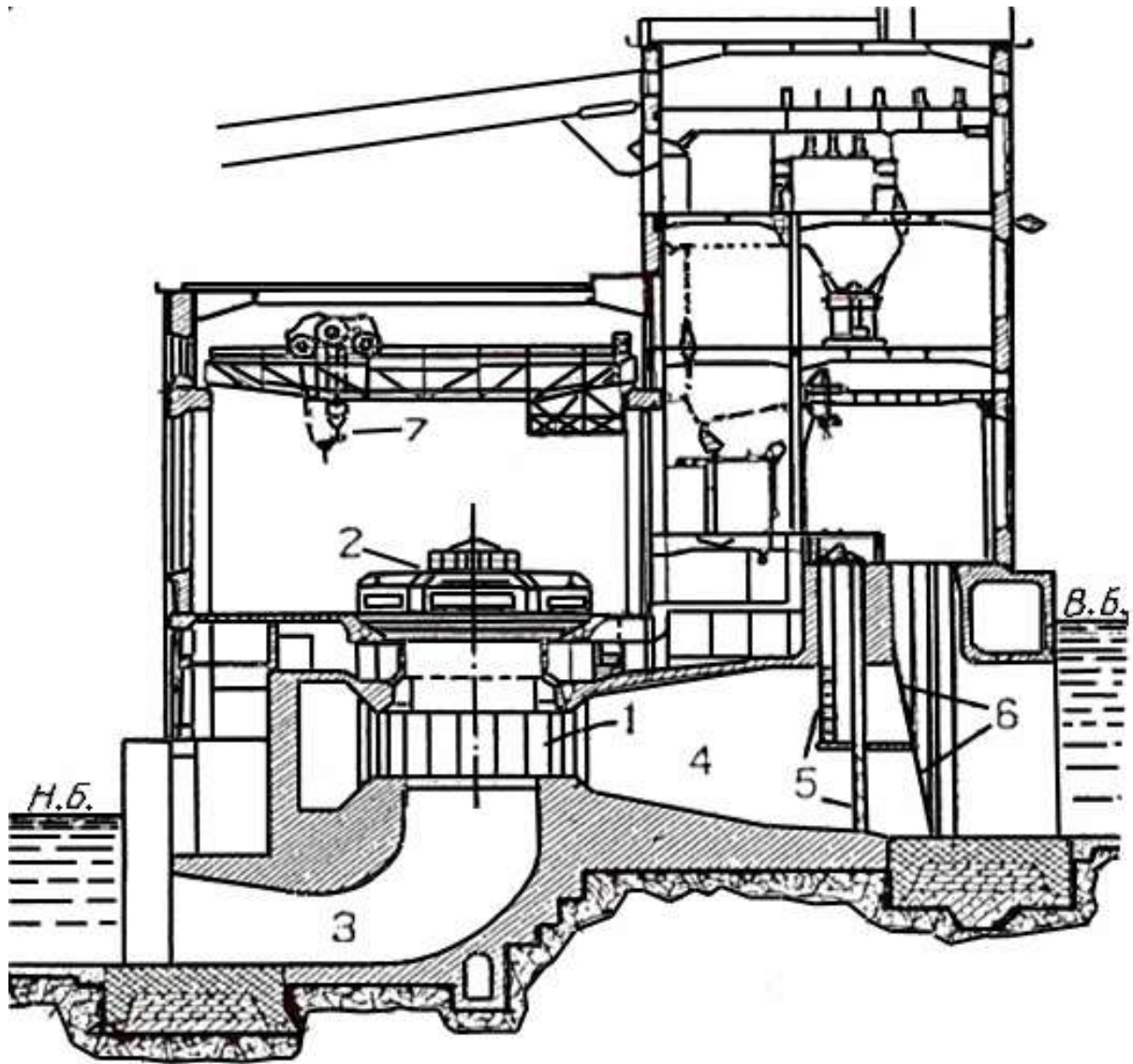


Рис. 6.2. Волховская ГЭС (поперечный разрез)

В.Б. – верхний бьеф; Н.Б. – нижний бьеф;

- 1 – гидравлическая турбина; 2 – электрогенератор; 3 – всасывающая труба;  
4 – подводящая камера; 5 – щиты; 6 – решетки; 7 – мостовой кран

Другой тип ГЭС – *деривационные* (от лат. *derivatio* – отклонение). В таких электростанциях вода отбирается из реки и по специальному каналу (выполненному в виде трубы или деревянного лотка) подводится к месту с большой разницей уровней, где строится электростанция. Рассмотрим деривационную гидроэлектростанцию (рис. 6.3).

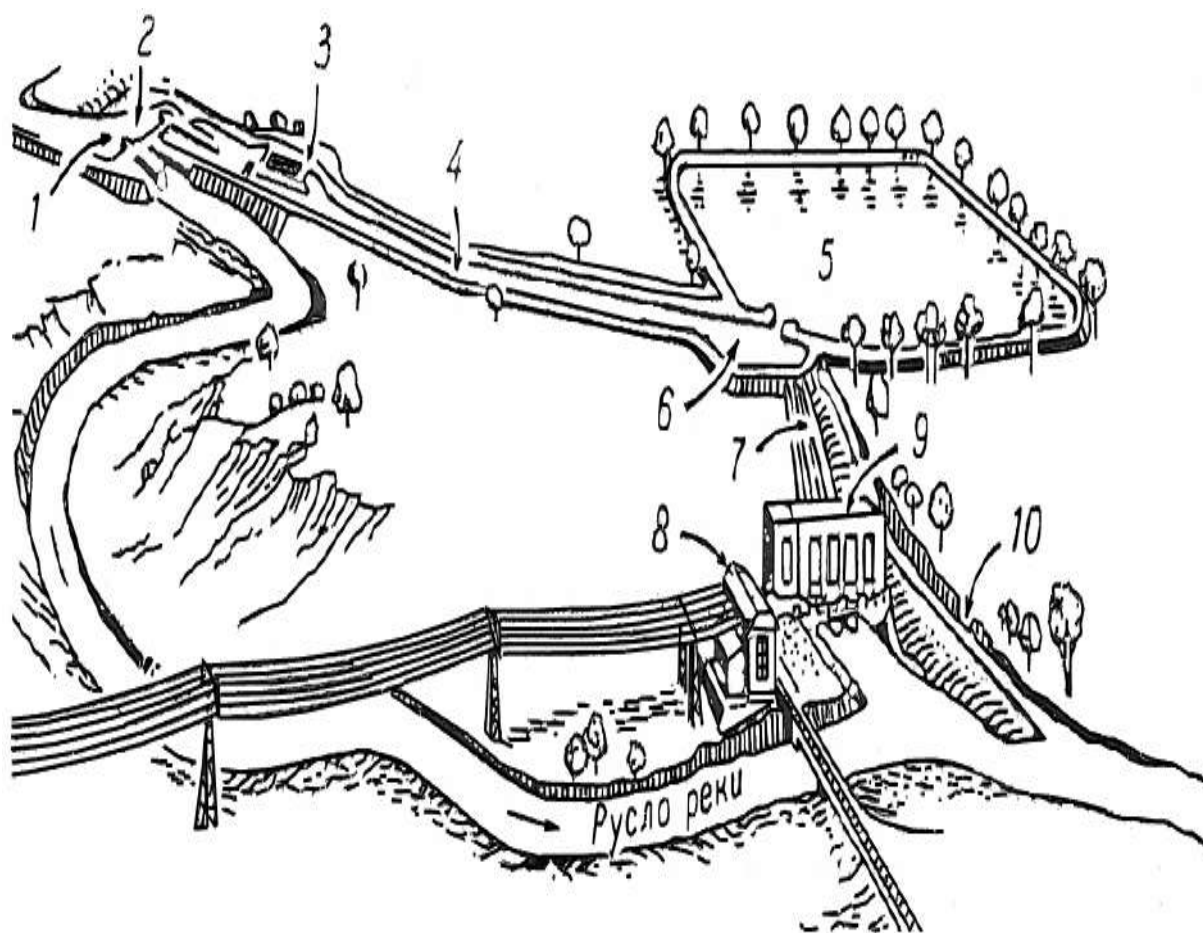


Рис. 6.3. Схема деривационной ГЭС

1 – плотина; 2 – водоприемник; 3 – отстойник; 4 – деривационный канал; 5 – бассейн суточного регулирования; 6 – напорный бассейн; 7 – турбинный водовод; 8 – распределительная установка; 9 – здание ГЭС; 10 – водосброс

Плотина 1 деривационной ГЭС располагается в верхнем течении реки. Размеры плотины невелики, так как она предназначена только для того, чтобы отобрать воду и направить в водоприемник 2. Далее вода, минуя отстойник 3, где отделяется песок и мусор, направляется в дерива-

ционный канал 4. Деривационный канал обеспечивает питание бассейна суточного регулирования 5 и напорного бассейна 6, соединенного турбинным водопроводом 7 с распределительной установкой 8, обеспечивающей питание гидротурбин, расположенных в здании ГЭС 9. Вода после турбины возвращается в русло реки (ниже по течению), туда же осуществляется водосброс избыточной воды 10.

Таким образом, при определенных условиях протяженность деривационного канала оказывается значительно меньше, чем русло реки, его стенки могут быть изготовлены с шероховатостью, меньшей естественной шероховатости дна реки. В результате удается получить дополнительный выигрыш по значению напора. Однако деривационные ГЭС обычно более чувствительны к колебаниям расхода воды в реке.

Кроме энергетической установки, размещаемой в здании ГЭС и включающей в себя гидротурбины, электрогенераторы, повышающие трансформаторы, распределительные устройства и т.п., электростанция должна иметь ряд гидротехнических сооружений – как минимум, плотину или деривационный канал (см. рис. 6.1, 6.3). Могут понадобиться ледозащитные стенки, рыбопропускные сооружения, а если река судоходная или служит для сплава леса, то еще и шлюзы. В результате гидроэлектростанция превращается в сложный комплекс дорогостоящих и ресурсоемких гидротехнических сооружений. Стоимость крупных ГЭС, как правило, превышает стоимость тепловой электростанции, хотя при последующей эксплуатации затраты часто окупаются.

Поскольку строительство ГЭС связано с большими капитальными затратами, обычно кроме выработки электроэнергии, им дополнительно стремятся придать какие-либо хозяйственные функции, например повышение уровня реки для обеспечения судоходства, обслуживание ирригационных систем или систем водоснабжения и др. Относительные капитальные затраты для ГЭС малой мощности иногда оказываются ниже, чем для крупных электростанций, так как их строительство не связано с масштабными строительными работами и часто принимаются упрощенные решения.

Оборудование ГЭС достаточно надежно, а для малых электростанций не требуется постоянного обслуживания и наблюдения, процессы

их управления легко поддаются автоматизации. Поэтому несколько малых ГЭС могут эксплуатироваться без постоянного присутствия персонала и управляться с центрального пульта. Их обслуживание сводится к периодическим профилактическим осмотрам.

При работе на электрическую сеть ГЭС могут выполнять различные функции: нести базовую, полупиковую или пиковую нагрузки. Применительно к виду планируемой нагрузки, выбирается тип ГЭС и состав ее оборудования. Малые ГЭС в удаленных районах могут работать в автономном режиме, тогда они должны отслеживать суточные и сезонные графики нагрузок. В принципе это не вызывает каких-либо трудностей. ГЭС могут быть созданы достаточно маневренными и буквально за несколько минут перейти от режима холостого хода к номинальной мощности. Этим ГЭС существенно отличаются от тепловых электростанций, что позволяет, в частности, использовать их в качестве резерва мощности энергосистемы при авариях.

Следует выделить еще один тип ГЭС – *гидроаккумулирующие*. Поскольку водохранилище является аккумулятором энергии, его можно использовать для сглаживания колебаний нагрузки в энергосистеме. Например, в часы пиковых нагрузок воду применяют для выработки электроэнергии, отдаваемой в сеть, а при падении нагрузки она накапливается в водохранилище. Для таких ГЭС разработаны обратимые агрегаты, способные работать и как насос, и как турбина. При снижении нагрузки на ГЭС прекращается выработка электроэнергии и включаются насосы, питание которых осуществляется за счет энергии выработанной на *тепловой электростанции*. Насосы перекачивают воду с нижней отметки в водохранилище, пополняя запас воды. При этом тепловая электростанция продолжает работать на номинальном режиме – наиболее экономичном. В результате происходит экономия топлива, а аккумулированная энергия возвращается в период пика нагрузки, но вырабатывается уже на ГЭС.

Важным фактором, осложняющим эксплуатацию ГЭС и требующим правильного учета при ее проектировании, является непостоянство расхода воды, как сезонное, так и многолетние. Рассмотрим колебания относительного расхода воды в течение года (рис. 6.4) и среднегодовой расход воды за десятилетний период (река Кама в районе г. Перми, рис. 6.5).

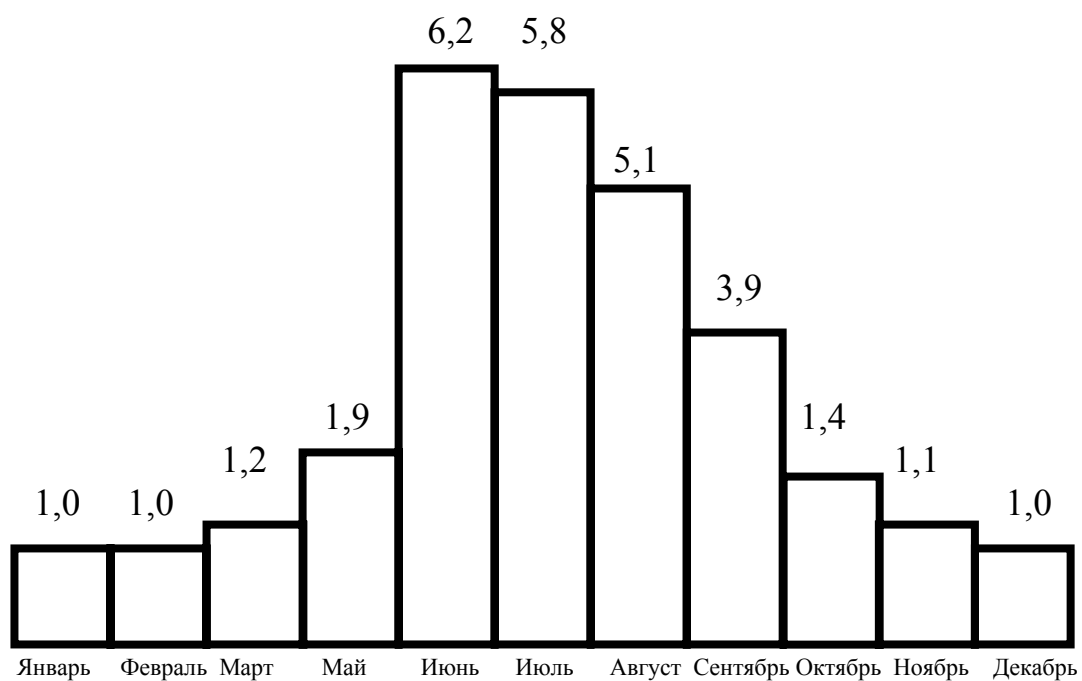


Рис. 6.4. Диаграмма изменения расхода воды ( $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ ) в течение года

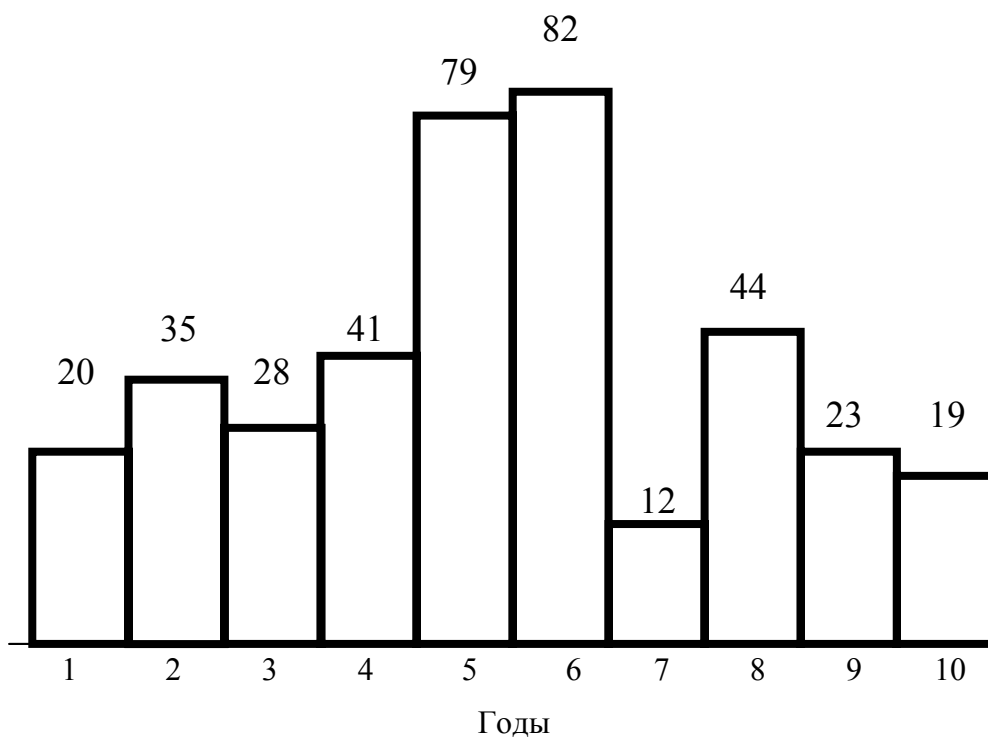


Рис. 6.5. Диаграмма изменения среднегодового расхода воды за десятилетний период ( $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ )

Расход воды за год меняется более чем в 10 раз, а ее средний годовой расход – более чем в 4 раза.

Для разных рек указанные колебания имеют различное значение. Особенно высоки они для горных и малых рек. Поэтому определение оптимальной мощности, типа и состава энергетического оборудования ГЭС является ответственной задачей, правильное решение которой требует всестороннего изучения и учета режимных колебаний водостока, а также капитальных затрат, связанных с созданием излишних мощностей гидротехнических сооружений и энергетического оборудования.

## 6.2. Гидротурбины и другие водяные двигатели

Рассмотрим виды гидравлических машин, преобразующих энергию воды в механическую энергию движения твердых тел (далее – электрическую), и в первую очередь – основное уравнение гидравлики (уравнение Бернулли), являющееся формой закона сохранения энергии для капельных жидкостей:

$$z\rho g + p + \frac{\rho w^2}{2} = \text{const}, \quad (6.1)$$

где  $z$  – высота поперечного сечения струи от отметки, принятой за нулевую;  $p$ ,  $\rho$ ,  $g$ ,  $w$  – соответственно статическое давление, плотность и скорость установившегося течения жидкости.

В гидравлике широко используется понятие *напор* ( $H$ ), представляющий собой удельную (отнесенную к массе жидкости) механическую энергию жидкости в данной точке потока, выражающуюся в *метрах*. В гидротехнических сооружениях (плотина, шлюз) напор соответствует разности уровней воды в верхнем и нижнем бьефах. Заметим, что различают напор брутто, иначе – весь напор, и напор нетто – это напор за вычетом гидравлических потерь на пути движения жидкости. Мощность любого типа водяного двигателя определяется зависимостью

$$N = \frac{QH\gamma\eta}{102}, \quad \text{кВт},$$

где  $Q$  – расход воды, м<sup>3</sup>/с;  $H$  – напор воды, м;  $\gamma$  – удельный вес воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta$  – к.п.д. двигателя.

Из уравнения (6.1) следует, что вода (в общем случае – любая капельная жидкость) может иметь запас энергии в трех формах, а именно веса ( $z\rho g$ ), давления  $p$  и, наконец, кинетической энергии ( $\rho w^2/2$ ), которая обусловлена работой сил инерции. Соответственно существует три типа водяных двигателей: *водяные колеса*, *гидравлические турбины* и *водостолбовые двигатели*. Для каждого двигателя используют одну из форм энергии воды.

Для *водостолбовых двигателей* применяют только давление воды, аналитическим выражением которого является второе слагаемое в уравнении (6.1). Такой двигатель – гидравлический аналог паровой машины или поршневого двигателя. Водостолбовые двигатели просты по конструкции и надежны, однако при снижении мощности их к.п.д. резко снижается. В настоящее время они используются только в системах гидропривода, в частности на ГЭС для перемещения направляющих аппаратов гидротурбин, затворов и др.

*Водяные колеса*, являющиеся первым типом водяных двигателей, приводятся в действие в основном весом воды, заключенной в ковшах или между лопатками, т.е. используют энергию, выраженную первым слагаемым в зависимости (6.1). Такие колеса называют *наливными* (или *верхнебойными*). Существуют также водяные колеса, использующие динамический напор воды. В таких колесах вода подводится по касательной к колесу на уровне его оси (*подливные колеса*) и в нижней точке (*плавучие*). Главный недостаток водяных колес – тихоходность, низкая эффективность и, как следствие, значительные габариты. Частота вращения находится в пределах 0,4–30 об/мин. Поэтому для выработки электроэнергии требуется сложный кинематический механизм, в котором теряется много энергии. Единственное преимущество водяных колес заключается в простоте изготовления – часто их изготавливают из дерева. В наши дни водяные колеса практически не применяются, а если и используются, то в декоративных целях.

*Гидротурбины* по сравнению с водяными колесами более совершенны и являются основным двигателем современных ГЭС. Они быстроходны, что позволяет в большинстве случаев обходиться без редуктора при связи с электрогенератором; экономичны, их к.п.д. достигает значений

$\eta = 0,93 - 0,85$ ; компактны и надежны. Основным отличием гидротурбины от водяного колеса является то, что у водяных колес вода входит и выходит с одной и той же стороны колеса, а у гидротурбин с разных сторон. В отличие от водяных колес процесс получения технической работы в гидротурбине основан на использовании кинетической энергии, аналитическим выражением которой служит третье слагаемое в выражении (6.1).

По принципу действия любые турбины, в том числе и гидротурбины, подразделяются на активные и реактивные. В активных гидротурбинах напор преобразуется в кинетическую энергию потока до рабочего колеса, в реактивных турбинах – непосредственно в межлопаточном пространстве рабочего колеса. Рассмотрим принципиальные отличия схем течения воды в наливном водяном колесе, реактивной и активной гидротурбинах (рис. 6.6).

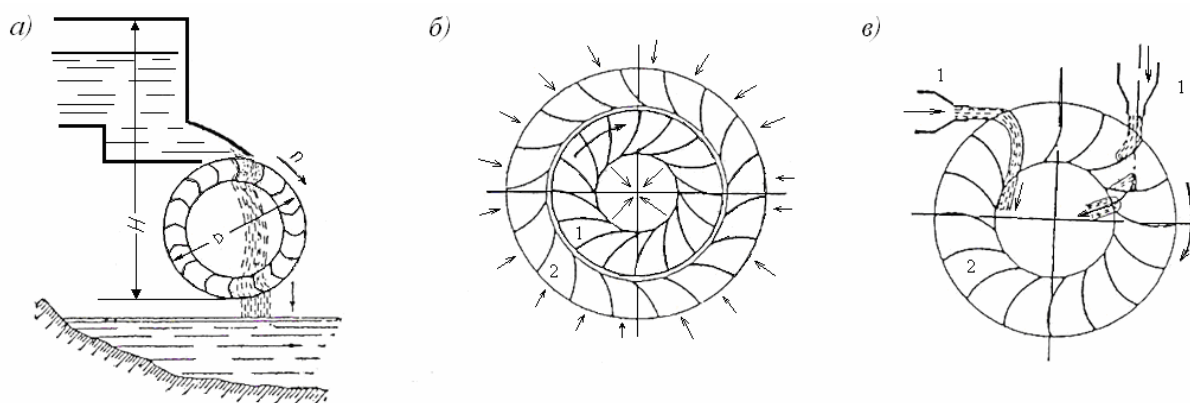


Рис. 6.6. Принцип действия водяного колеса и гидротурбин:

*а* – наливное колесо; *б* – реактивная гидротурбина; *в* – активная гидротурбина;  
1 – рабочее колесо; 2 – направляющий аппарат

В современной энергетике наиболее распространены *реактивные турбины*. Все реактивные гидротурбины снабжаются направляющим аппаратом. Вода перед направляющим аппаратом должна находиться при давлении выше атмосферного, поэтому такие турбины называют *напорными*. Проходное сечение напорного патрубка, турбины и следующего за ней всасывающего патрубка (см. рис. 6.2) заполняется водой, попадание воздуха не допускается. Следует заметить, что реактивная турбина может быть установлена выше уровня нижнего бьефа, при этом вес воды во всасывающем патрубке обеспечит полное использование напора между верхним и

нижним бьефами. Но для исключения разрыва струи эта высота теоретически не может быть выше гидростатического столба (примерно 10,3 м), а практически – не более 6 – 8 м.

Гидротурбины выполняют как с горизонтальным, так и с вертикальным валом. Вертикальный вал более предпочтителен, так как такая компоновка позволяет снизить потери во входном патрубке, поэтому мощные турбины всегда имеют вертикальный вал. Для вертикальной компоновки требуются специальные электрогенераторы с вертикальной осью вращения – их называют «гидрогенераторы». Горизонтальная ось вращения применяется только в гидротурбинах малой мощности, работающих при высоких напорах.

По характеру подвода воды гидротурбинные установки бывают *открытого* и *закрытого* типа. На рис. 6.2 представлена установка закрытого типа, типичная для турбин большой и средней мощности. Установки малой мощности могут иметь открытую компоновку, когда турбина устанавливается в колодце, причем в простейших конструкциях колодец выполняют из дерева. Рассмотрим открытую компоновку с гидротурбиной, имеющей горизонтальный вал (рис. 6.7).

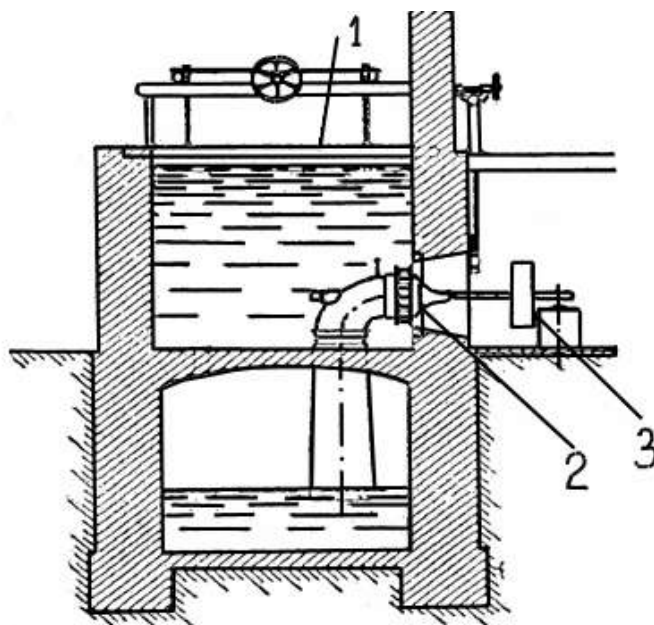


Рис. 6.7. Открытая компоновка гидротурбинной установки малой мощности:  
1 – шлюзовой затвор; 2 – гидротурбина; 3 – электрогенератор

Заметим, что необходимость всасывающей трубы при такой компоновке сохраняется. Для устойчивости работы при горизонтальной турбине ширина колодца должны быть не менее трех диаметров рабочего колеса, а уровень воды в колодце – выше уровня установки турбины, как минимум, на значение, равное двум диаметрам рабочего колеса.

Хотя конструктивно гидротурбины сильно отличаются от паровых и газовых турбин, работающих на сжимаемых средах, методы расчета и проектирования гидротурбин входят основной частью в общую теорию турбомашин и подробно описаны в специальной литературе. Одним из лучших изданий, в котором различные типы турбомашин рассматриваются с единых позиций, является монография Кириллова «Теория турбомашин». Приведем из нее несколько формул, играющих важную роль в моделировании турбомашин:

при работе турбомашин на несжимаемой жидкости при различных напорах  $H$  и  $H_1$  соответственно между частотой вращения  $n$  и  $n_1$ , расходом  $Q$  и  $Q_1$ , мощностью  $N$  и  $N_1$  справедливы соотношения

$$\frac{n_1}{n} = \sqrt{\frac{H_1}{H}}; \quad \frac{Q_1}{Q} = \sqrt{\frac{H_1}{H}}; \quad \frac{N_1}{N} = \left(\frac{H_1}{H}\right)^{3/2};$$

если подобные турбомашин работают при одинаковом напоре, а следовательно, и скорости, но имеют разные диаметры, то имеют место пропорции

$$\frac{n_1}{n} = \frac{d}{d_1}; \quad \frac{Q_1}{Q} = \frac{d_1^2}{d^2}; \quad \frac{N_1}{N} = \frac{d_1^2}{d^2}.$$

При выборе типа и вида турбины (или турбин, если речь идет об электростанции в целом) заданными обычно являются напор  $H$  и мощность  $N$  или расход  $Q$  и частота вращения ротора  $n$ . В практике расчетов и моделирования гидротурбин широко используется характеристическая величина, называемая *коэффициентом быстротходности*  $n_6$ , характеризующим ту частоту вращения, которую имела бы модель рассматриваемой турбомашин, если бы она работала при единичных мощности и напоре:

$$n_6 = n \frac{\sqrt{N}}{H\sqrt{H}}.$$

По направлению потока гидротурбины бывают радиальными, осевыми, радиально-осевыми. В настоящее время существует большое количество различных конструкций, отличающихся формой и числом рабочих лопаток (рис. 6.8).

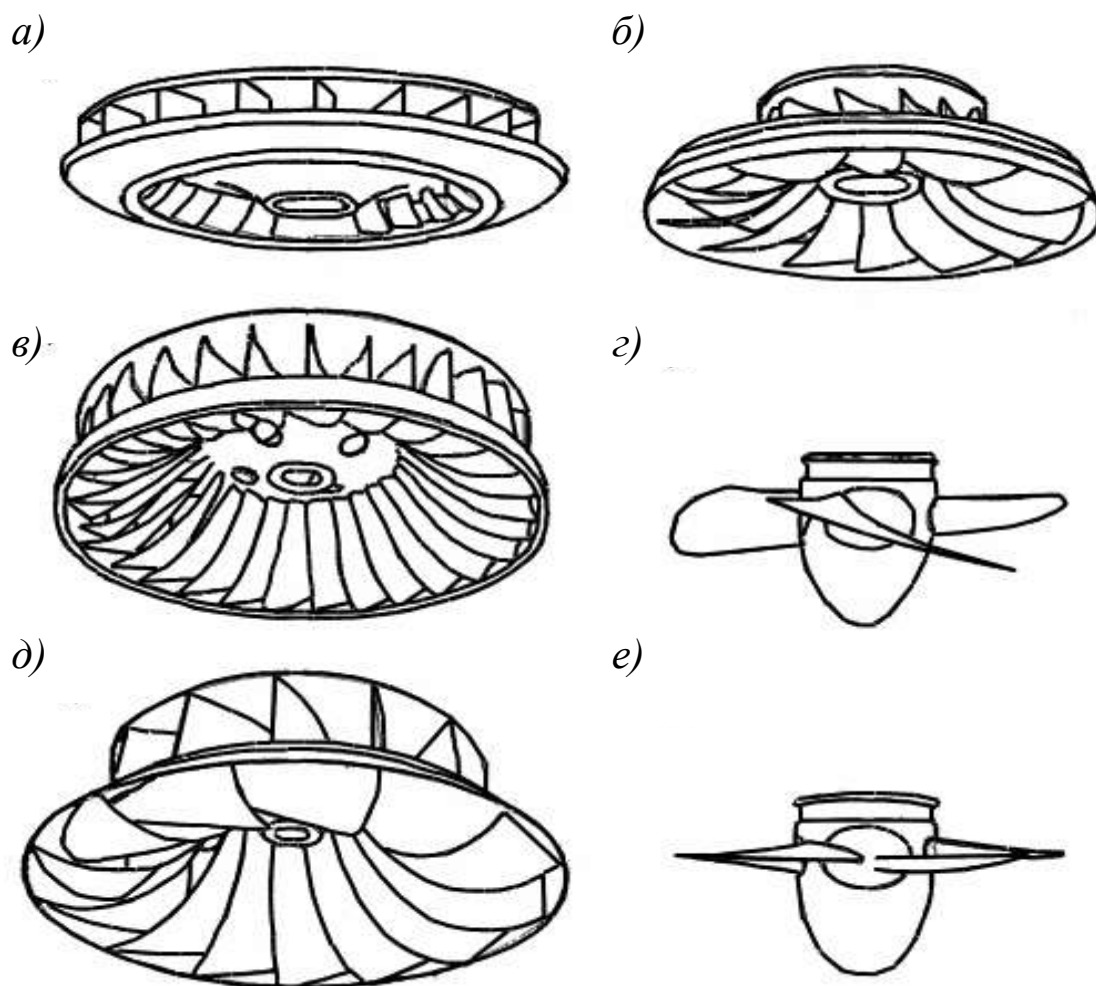


Рис. 6.8. Типы рабочих колес гидротурбин:  
*a* – радиальное; *б*, *в*, *г* – радиально-осевые;  
*д* – осевое диагональное; *е* – осевое пропеллерное

В зависимости от формы проточной части турбомашины могут быть спроектированы для различных значений коэффициента быстроходности. Наибольшее значение ( $n_b = 800 - 1000$ ) достигается в осевых турбинах пропеллерного или диагонального типа, иногда с этой целью используются также винтовые рабочие колеса. У радиально-осевых турбин значения

коэффициента быстроходности обычно находятся в области 50 – 500, у радиальных они еще ниже.

Важным параметром рабочих колес является их характеристика при переменных нагрузках. С уменьшением нагрузки к.п.д. турбин снижается. При нагрузках менее 40–60 % номинальной уменьшение к.п.д. становится весьма существенным, поэтому для улучшения характеристик турбин на частичных нагрузках часто лопатки соплового аппарата или рабочего колеса выполняют поворотными. Если поворотными являются только сопловые лопатки, то такая турбина имеет *одинарное регулирование*, если сопловые и рабочие лопатки, то имеет место *двойное регулирование*.

*Кавитация.* Явление кавитации характерно для всех видов гидравлических машин и механизмов (гидротурбины, насосы, гребные винты) и неблагоприятно отражается на их работе. С увеличением коэффициента быстроходности уменьшаются габариты гидротурбины (при одинаковых напоре и мощности), однако кавитационные характеристики ухудшаются. При кавитации снижается к.п.д., возникает вибрация, возможно разрушение рабочих органов.

Кавитация (от лат. *cavitas* – пустота) – это нарушение сплошности внутри жидкости с образованием каверн, заполненных газом, паром или их смесью. Кавитация возникает в том случае, если в силу вихревых (или иных) явлений в проточной части образуются области, где давление опускается ниже давления насыщения паров воды, соответствующего ее температуре. Кавитация возникает, когда в жидкости присутствует воздух, посторонние включения, а также из-за дефектов проточной части (уступов, шероховатостей и др.). Борются с кавитацией путем повышения давления в сечениях, где она возникает. С этой целью гидротурбину иногда приходится заглублять ниже уровня нижнего бьефа, что удорожает строительство ГЭС и снижает напор.

*Активные турбины.* Принципиальное конструктивное отличие активных турбин от реактивных заключается в отсутствии направляющего аппарата и связанного с ним полного подвода воды по сечению рабочего колеса. Вместо направляющего аппарата в активных турбинах устанавливается одно или несколько круглых сопел, называемых также насадками (обычно их не более четырех), через которые свободная струя

воды направляется на лопатки рабочего колеса турбины. Поэтому по характеру действия такие турбины называют *свободнотруйными*.

В настоящее время находит применение только одна разновидность гидротурбин активного типа – это ковшовые турбины, иначе называемые «турбины Пельтона» – по имени их изобретателя.

Рассмотрим простейшую ковшовую турбину, имеющую одно сопло и ручное регулирование (рис. 6.9).

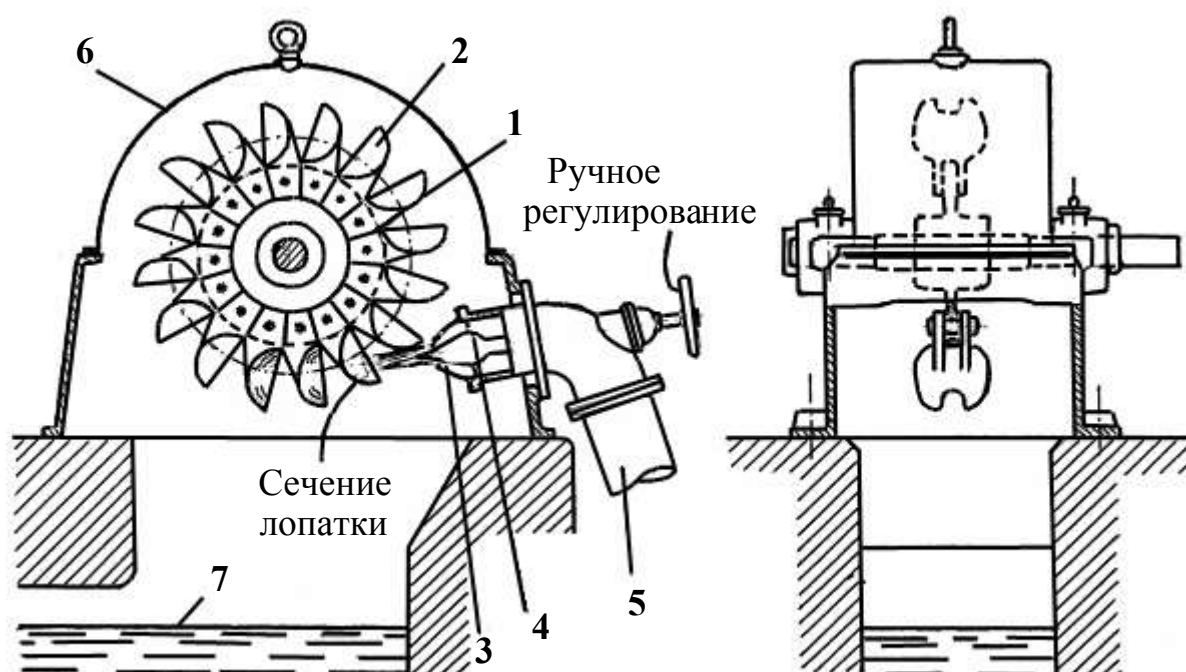


Рис. 6.9. Схема ковшовой турбины (турбины Пельтона):

1 – ротор; 2 – рабочие лопатки; 3 – сопло, подводящее воду к лопаткам; 4 – золотник, регулирующий расход воды; 5 – патрубок подвода воды к турбине; 6 – корпус турбины; 7 – нижний уровень воды

Турбина Пельтона состоит из ротора 1, по ободу которого насажены лопатки особой формы, имеющие так называемый нож 2 (рис. 6.10). Нож разрезает попадающую на него из насадки почти по касательной к ободу колеса струю воды, а профиль лопатки, имеющей форму ковшей, разворачивает струю в обратную сторону. За счет этого отклонения производится работа, необходимая для вращения колеса.

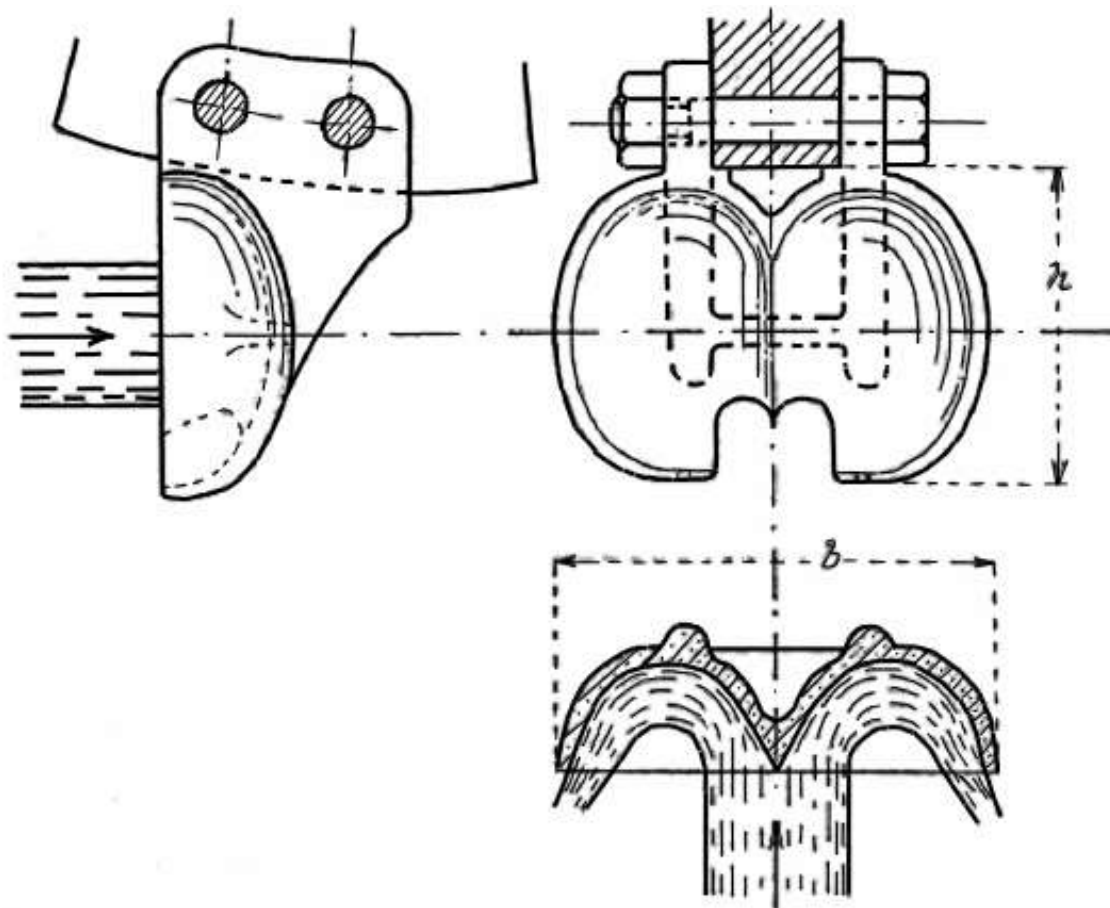


Рис. 6.10. Схема рабочих лопаток ковшовой турбины (турбины Пельтона)

Скорость воды на выходе из сопла ковшовой турбины

$$c_1 = \varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot H},$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости ( $\varphi = 0,95 - 0,98$ );  $H$  – напор в трубе перед соплом,

$$H = \frac{p}{\lambda} + \frac{c_0^2}{2},$$

где  $c_0$  – скорость воды перед соплом.

Наилучшее значение к.п.д. ковшовой турбины достигается при окружной скорости

$$u = (0,43 - 0,47) \sqrt{2 \cdot g \cdot H}.$$

Диаметр рабочего колеса  $D$  по заданному значению  $n$  можно определить с помощью выражения

$$u = \frac{\rho D n}{60},$$

а диаметр струи  $d$  – с помощью выражения

$$Q = \frac{\rho d^2}{4} c_1.$$

Диаметр сопла должен быть больше  $d$ . По конструктивным соображениям следует придерживаться условия

$$\frac{D}{d} \geq 8.$$

Значение коэффициента быстроходности для ковшовой турбины с одним соплом находится в пределах 3–26. Для повышения быстроходности турбину снабжают несколькими соплами. При этом  $n_6$  увеличивается в  $\sqrt{i}$  раз, где  $i$  – число сопел. По конструктивным соображениям обычно не удается разместить более четырех сопел, в последнем случае  $n_6 = 52$ . Мощность турбины с увеличением числа сопел увеличивается в  $i$  раз.

При разгрузке турбины ее крутящий момент может оказаться больше момента сопротивления, что приведет к увеличению числа оборотов  $n$ . При полной разгрузке это повышение у ковшовой турбины вдвое больше, чем у реактивной турбины, что предъявляет повышенные требования к динамике системы регулирования.

Следует отметить, что, поскольку часть напора за ковшовой турбиной не используется, ее следует располагать по возможности ближе к уровню нижнего бьефа.

Ковшовые турбины применяют при значительных напорах. При мощности до 100 кВт минимальный напор, при котором применение ковшовой турбины может оказаться предпочтительным, находится на уровне 40 – 150 м. При мощности в несколько мегаватт, он возрастает до 200 м. Крупные ковшовые турбины (мощностью до 100 МВт) применяют при напорах 1000 – 2000 м.

### 6.3. Тенденции развития гидроэнергетики и гидротурбостроения

Уровень отечественного гидротурбостроения до последнего времени не уступал зарубежному. При этом основной упор делался на производство крупных гидротурбин предельной мощности. Так, основной производитель крупных гидротурбин в нашей стране – ЛМЗ (Ленинградский металлический завод) – выпускает турбины единичной мощностью более 500 МВт с диаметром ротора свыше 10 м. С участием отечественных энергетиков сооружен ряд крупных электростанций за рубежом, наиболее известная из которых Асуанская ГЭС на реке Нил.

Для современного этапа развития гидроэнергетики характерна одна принципиально новая тенденция – децентрализация производства энергии с приближением источника энергии к потребителю. Перечислим предпосылки, послужившие возникновению этой тенденции:

- рост экологических ограничений на природопользование;
- стремление к повышению надежности энергоснабжения (что особенно актуально для удаленных и децентрализованных потребителей);
- рост цен на энергоносители;
- ограничение размеров инвестиций и др.

Расширилась номенклатура выпускаемых гидроагрегатов малой мощности, в настоящее время она составляет от нескольких киловатт до десятков мегаватт. Количество предприятий в нашей стране, выпускающих гидротурбины, за последние годы увеличилось в десятки раз.

Для современных МГЭС характерно:

- восстановление и реконструкция старых и законсервированных ГЭС;
- использование гидротехнических сооружений неэнергетического назначения (плотин, водосбросов, водозаборов, ирригационных систем);
- использование деривационных систем создания напора;
- применение специальных ряжевых плотин, позволяющих использовать подрусловые водотоки;
- широкое использование местных материалов, прежде всего древесины, для строительства гидроузлов;
- электрическое регулирование при помощи балластных устройств и др.

В целом для сооружения МГЭС необходимо решить многообразные технические и инженерные задачи.

Представление о разнообразии оборудования, диапазоне мощностей и режимных параметров современных МГЭС можно составить на примере перечня продукции (далеко не полного) петербургской фирмы «ИНСЭТ» (табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Гидроэнергетические установки фирмы «ИНСЭТ»**

Тип гидротурбины	Мощность, кВт	Напор, м	Расход, м <sup>3</sup> /с	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>
Осевые (пропеллерные)	0,6 – 4,0	2,0 – 4,5	0,07 – 0,14	1000
	2,2 – 10	4,5 – 10,0	0,1 – 0,21	1500
	10 – 30	2,5 – 6,0	0,3 – 0,8	600
	40 – 100	6,0 – 18,0	0,5 – 1,2	1000
	До 150	4,0 – 18,0	0,38 – 1,1	750; 1000
	50 – 200	2,0 – 5,0	2,3 – 5,0	190–300
	150 – 1 800	6,0 – 22,0	2,5 – 11,0	300–600
Осевые (диагональные)	10 – 20	8,0 – 18	0,08 – 0,17	1500
Радиально-осевые	550	25 – 55	0,4 – 1,3	1000
	До 950	30 – 100	0,4 – 1,25	1000; 1500
	3 300	70 – 120	0,6 – 3,2	750; 1000
	5 600	100 – 160	1,5 – 4,0	1000
Ковшовые (турбины Пельтона)	До 100	40 – 250	0,015 – 0,046	750; 1000; 1500
	145 – 620	150 – 250	0,17 – 0,32	500; 600
	290 – 3 300	200 – 450	0,19 – 0,9	600; 750; 1000

Фирма «ИНСЭТ» является одной из ведущих в области малой гидроэнергетики, более 15 лет успешно работает на рынке, освоила производство и поставку МГЭС с различными типами гидротурбин и диапазоном мощностей и параметров ГЭС малой мощности. Продукция

этой фирмы, кроме России и других стран СНГ поставляется в Швецию, Францию, Финляндию, Японию, Польшу.

О возможных перспективах и масштабах развития малой гидроэнергетики в Северо-Западном регионе нашей страны позволяют судить результаты анализа, выполненного в СПбГПУ под руководством Елистратова. Согласно данному анализу в регионе находятся в эксплуатации 43 МГЭС, общая установленная мощность которых 256 МВт; количество выведенных из эксплуатации и нуждающихся в восстановительных работах МГЭС составляет 219; экономически эффективный потенциал малых водотоков региона – 240 МГЭС общей мощностью 890 МВт. При этом мощность более чем 70 % МГЭС не превышает 1 МВт.

#### **6.4. Теплогидравлические электростанции как путь комплексного использования ВИЭ**

Одним из существенных недостатков большинства возобновляемых источников энергии является их переменный характер и трудности, связанные с накоплением и резервированием. В известной мере это относится и к энергии воды. Решение данной проблемы обычно ищут на основе комбинирования различных возобновляемых источников в рамках единого энергетического комплекса и аккумуляирования получаемой тепловой и электрической энергии. Например, путем ввода в схему работы ветряного двигателя дизель-генератора, использующего ископаемое топливо, и электрического аккумулятора компенсируют недостатки ветродвигателя. Используют также комплекс гидравлической и тепловой электростанций. Однако простое сложение нескольких технологий и способов преобразования разных видов возобновляемых источников и аккумулирующих устройств значительно увеличивает стоимость установки и усложняет эксплуатацию. Определяющее значение для радикального и эффективного решения указанной проблемы имело бы создание для привода электрогенератора универсального двигателя, способного использовать различные виды ВИЭ в различных комбинациях. Однако такого двигателя пока не существует.

Как мы считаем, в ряде случаев таким универсальным двигателем может считаться гидравлический двигатель в сочетании с разгонным устройством, преобразующим теплоту в кинетическую энергию потока, работающий по *гидропаровому* циклу. Указанный принцип мы уже рассматривали в связи с использованием геотермальной энергии (см. главу 4). Напомним, что имеется в виду замена традиционного для гидравлических турбин статического цикла динамическим циклом, допускающим использование в качестве рабочего тела нагретую воду. Создание подобных турбин сопряжено с техническими трудностями, обусловленными проявлением метастабильности при организации движения высоковлажного потока в проточной части турбины. Однако возникающие трудности можно преодолеть. Для этого процесс конденсации должен предшествовать процессу производства технической работы и завершаться переходом паровой составляющей вскипающего потока в жидкость (в отличие от паросиловых установок, где процесс конденсации рабочего тела осуществляется после совершения им технической работы). Кинетическая энергия жидкой струи может использоваться в гидравлической турбине ковшового типа. Такой принцип преобразования энергии в работу предполагается применять при создании специальных теплогидравлических электростанций (ТГЭС).

Первоначально идея создания ТГЭС возникла у нас в связи с необходимостью компенсации снижения мощности малой ГЭС с ковшовыми гидротурбинами, сооружаемыми фирмой «ИНСЭТ». В зимний период расход воды в источнике гидроресурса снижался в несколько раз, а соответственно, и мощность гидротурбины. Идея заключалась в том, чтобы установить в ковшовой гидротурбине дополнительное сопло, работающее по динамическому циклу, иначе, использовать тепловую энергию для получения дополнительной работы в гидравлической турбине. В конце концов стало ясно, что на такой основе можно создать универсальную, так называемую гибридную энергетическую установку, допускающую использование вместе различных видов ВИЭ, при этом будет работать только один двигатель – на электрогенератор.

Рассмотрим принципиальную схему гипотетической гибридной установки (рис. 6.11).

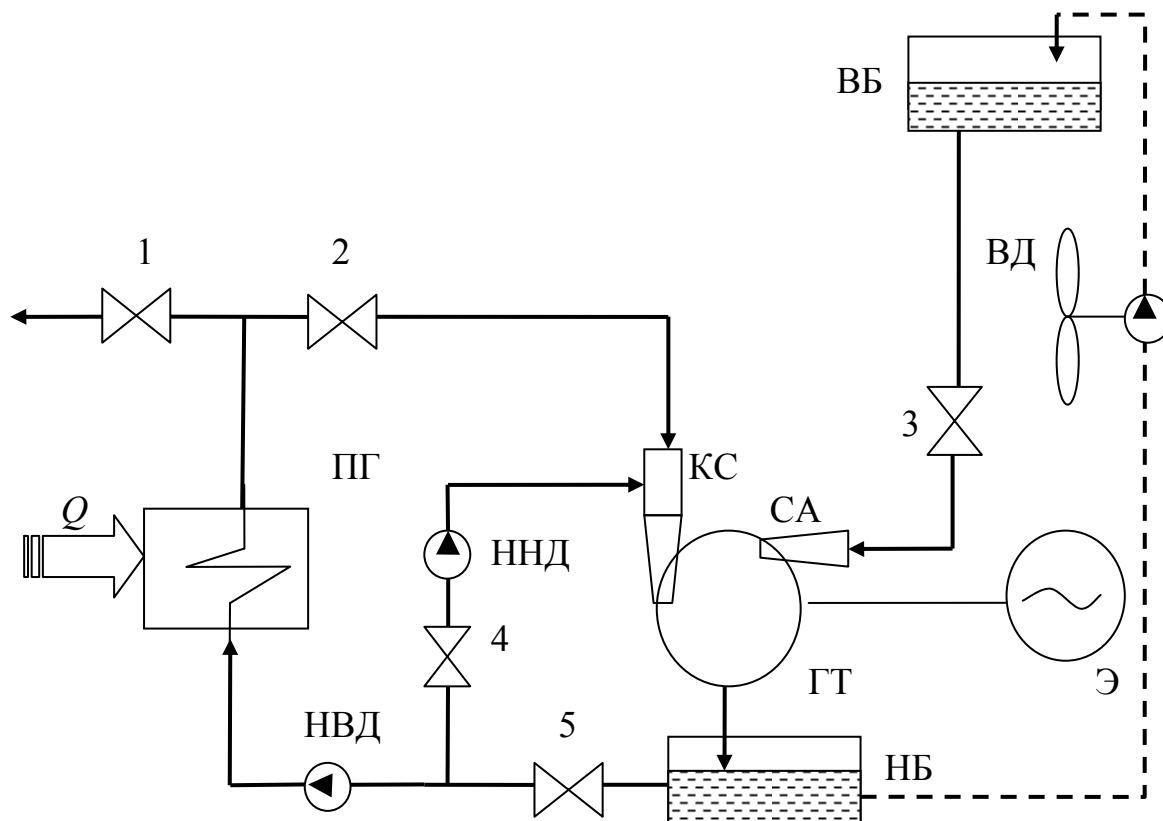


Рис. 6.11. Принципиальная схема гипотетической теплогидравлической электростанции:

ПГ – парогенератор; КС – камера смешения; ГТ – гидротурбина (турбина Пельтона); СА – сопловой аппарат гидротурбины; ННД, НВД – соответственно насосы низкого и высокого давления; Э – электрогенератор; ВД – ветродвигатель, заблокированный с насосом; ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; 1–5 – клапаны и задвижки

Энергетическая установка может работать в нескольких режимах:

*статический* (при закрытой задвижке 5 гидротурбина работает в обычном, назовем его штатным, режиме, а тепловой контур при этом не функционирует);

*динамический* (задвижка 3 закрыта, и в турбине используется только тепловая энергия);

*комбинированный* (в турбине активизированы одновременно два сопла (или две группы сопел), работающие на гидравлическом напоре верхнего бьефа СА и на динамическом напоре, возникающем в камере смешения КС; задвижки открыты, за исключением задвижки 1, через

которую теплоноситель из парового котла (ПК) может подаваться к потребителю тепловой энергии);

*независимый* (закрыты задвижки 2 и 4, выработка тепловой и электрической энергии осуществляется автономно).

К парогенератору (ПГ) подводится тело  $Q$ , за счет которого совершается (в том числе) полезная работа в тепловом цикле. Источник такого тепла может быть как традиционный (сжигание топлива), так и возобновляемый, позволяющий получать теплоту, например биотопливо, солнечную энергию, геотермальную энергию. В этом заключается универсальность предложенной схемы.

Казалось бы, что универсальность описанной схемы существенно страдает из-за того, что она изначально привязана к источнику гидравлической энергии (иначе, к реке). Однако наличие подобного источника оказывается необязательным. На рис. 6.11 пунктиром представлена магистраль, с помощью которой за счет ветродвигателя осуществляется перекачивание воды из нижнего бьефа (НБ) в верхний бьеф (ВБ). При этом установка становится полностью автономной.

Реализация предлагаемой технологии связана с необходимостью решения инженерных задач. Перечислим основные из них:

создание методов расчета, позволяющих определить оптимальные термодинамические и стоимостные характеристики ТГЭС;

определение оптимальной структуры оборудования и схем ТГЭС применительно к типовым условиям тепло- и электроснабжения муниципальных и промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных объектов, а также автономных и децентрализованных потребителей;

создание и отработка в режимах опытной эксплуатации нестандартного оборудования ТГЭС, среди которого важным элементом является камера смешения (КС);

разработка технической документации на типоразмерный ряд ТГЭС с обеспечением максимальной унификации узлов на основе серийно выпускаемого отечественной промышленностью оборудования; создание пилотного образца ТГЭС.

## 6.5. Использование энергии океана

Мировой океан является мощнейшим аккумулятором солнечной энергии, энергии Луны, а также энергии вращения Земли. Суммарная мощность рассеиваемой океаном энергии соизмерима с годовым энергопотреблением. Однако данный вид энергии используется в наши дни несравнимо в меньшей степени, чем энергия континентальных водных потоков. Связанно это с тем, что оптимальные и экономичные технические решения задач использования разных по своей природе перечисленных явлений пока не найдены.

Наибольший прогресс наблюдается в области использования энергии приливов. Максимальное колебание уровня воды на шельфе составляет 21 м, а в среднем для Мирового океана – 5 м. На территории нашей страны максимальное колебание уровня воды отмечено на Камчатке (13 м) и на побережье Белого моря (9 м). Принцип действия современных приливных электростанций предельно прост. С помощью плотин у побережья создается шлюз, который в период прилива при открытых гидрозатворах заполняется водой. При отливе гидрозатворы закрываются, и перепад уровней воды в шлюзе и море используется в гидравлической турбине. Первая промышленная гидроэлектростанция, применившая энергию приливов, была построена во Франции в 1966 году на побережье Бискайского залива. Ее мощность 240 МВт. В России с 1968 года действует приливная электростанция мощностью 400 кВт на Кольском полуострове (Кислогубская). Пока стоимость электроэнергии на приливных ГЭС выше, чем на традиционных источниках энергии, оборудование сложно в эксплуатации, а выработка энергии носит периодический характер. Тем не менее опыт эксплуатации, совершенствование технологии и оборудования создают предпосылки для дальнейшего развития данного направления. По крайней мере, реализация ряда проектов подобных электростанций в России и за рубежом продолжается.

Значительно сложнее в техническом отношении оказывается использование энергии волн. Крупные электростанции подобного типа очень сложные и металлоемкие. Однако найдено несколько удачных технических

решений по использованию энергии волн в качестве автономных источников энергии небольшой мощности.

Рассмотрим одно из таких решений – созданный в Японии еще в 1965 году светящийся буй для обозначения морских путей. Вертикальное движение волн, обтекающих буй, преобразуется в нем в давление воздуха, направляемого в воздушную турбину. Вырабатываемая мощность составляет 70–120 Вт, ее оказывается достаточно для питания сигнального фонаря и зарядки аккумуляторов в период штиля. Более мощный кольцевой буй имеет наружный диаметр 120 м, а внутренний – 70 м. Вырабатываемая им энергия составляет 2,5 кВт и в сочетании с 4,4 кВт электроэнергии, вырабатываемой за счет солнца, используется для освещения маяка Мидзунокосима (Япония). Общее количество морских навигационных знаков на побережье Японии, использующих ВИЭ, к 2004 году превысило 3000.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Бреусов В.П.* Технологии преобразования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. СПб.: Нестор, 2001.
2. *Кириллов И.И.* Теории турбомашин. Л.: Машиностроение, 1962.
3. Малая гидроэнергетика / Под ред. Л.П. Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989.

#### ***Вопросы для самоконтроля***

1. Какие крупные гидроэлектростанции на территории России вам известны? Укажите их мощность.
2. Какая доля электроэнергии в нашей стране вырабатывается на гидроэлектростанциях?
3. Поясните значение термина «деривация».
4. В чем заключаются отличия платинных и деривационных ГЭС?
5. В чем заключаются отличия плотинных и русловых ГЭС.
6. Поясните принцип работы гидроаккумулирующих ГЭС.
7. Какие преимущества у ГЭС по сравнению с тепловыми электростанциями?

8. Назовите три формы энергии воды и соответствующие им виды водяных двигателей.
9. Поясните понятия: «напор», «напор нетто», «верхний бьеф» и «нижний бьеф».
10. В чем отличие траектории движения жидкости через водяное колесо и гидротурбину?
11. Назовите основные недостатки водяных колес, препятствующие их применению в электроэнергетике.
12. Поясните термин «коэффициент быстроходности гидротурбины». Что он характеризует?
13. Что такое кавитация и как с ней бороться?
14. Что такое турбина Пельтона, как она устроена и при каких напорах обычно работает?
15. Раскройте суть основных параметров современных гидротурбин (мощности, к.п.д., диаметра).
16. Что такое гидротурбина одинарного и двойного регулирования?
17. Укажите область применения динамического теплового цикла в гидроэнергетике и поясните способ его реализации.
18. Назовите примерное значение энергетического потенциала морских волн и течений, а также примеры его использования.

## 7. БИОТОПЛИВО

### 7.1. Биомасса как энергетический ресурс

Понятие *биомасса*, согласно современной международной терминологии, включает в себя две группы возобновляемых источников энергии, технологии энергетического использования которых имеют существенные отличия, а именно *растительную биомассу*, образующуюся в результате процессов фотосинтеза, и *биомассу животного происхождения*, включающую в себя отходы жизнедеятельности и переработки домашних животных и птиц. К растительной биомассе также принято относить твердые бытовые отходы. Однако, их состав и технологии использования достаточно специфичны, поэтому на рассмотрении проблем и технологий, связанных с переработкой твердых бытовых отходов, мы остановимся во второй части данного пособия.

*Растительная биомасса* потенциально является мощнейшим топливно-сырьевым источником. Ее ежегодный прирост (в топливном эквиваленте) составляет  $4,0 \cdot 10^{21}$  кДж, в то же время годовое потребление нефти, газа и угля в мире в 10 раз ниже и находится на уровне примерно  $3,9 \cdot 10^{20}$  кДж. К растительной биомассе относятся: древесина и отходы ее заготовки (так называемые *лесосечные отходы*), составляющие 40 – 60 % общего количества заготавливаемой древесины; отходы деревообработки, составляющие до 20 % объема производства деловой древесины; отходы растениеводства (солома, кукурузная кочерыжка, рисовая и подсолнечная лузга и др.), а кроме того, торф, твердые органосодержащие промышленные и бытовые отходы.

Важно знать, что по топливным характеристикам *растительная биомасса* значительно превосходит основные виды ископаемых топлив. Благодаря большому выходу летучих эффективное сжигание растительной

биомассы, по сравнению с углем, организовать проще. По экологическим характеристикам процесса сжигания биомасса превосходит сжигание всех видов ископаемых органических топлив. Достаточно указать, что окислов серы ( $\text{SO}_x$ ) при ее сжигании практически не образуется, окислов азота ( $\text{NO}_x$ ) на 30–40 % меньше, чем при сжигании природного газа или мазута.

Согласно международным соглашениям двуокись углерода  $\text{CO}_2$ , образующуюся при сжигании растительной биомассы, принято считать не влияющей на атмосферный баланс углерода, так как растения в процессе фотосинтеза *поглощают* из атмосферы даже больше углерода, чем содержится в топочных газах.

Еще одно преимущество растительной биомассы как топлива связано с тем, что твердые отходы (иначе, зола), образующиеся при ее сжигании, в экологическом отношении являются чистыми. Более того, они содержат основную часть минеральных веществ, которые растение забирает из почвы в процессе роста, а поэтому являются ценным минеральным удобрением.

Как отмечалось ранее еще в начале XX века доля дров в топливно-энергетическом балансе России составляла примерно 50 %, затем эта доля быстро сократилась и в наши дни составляет менее 1 %. Причина заключается в том, что добыча и транспортировка ископаемых топлив в значительно большей степени поддается «индустриализации», и поэтому они оказываются более дешевыми. В наши дни транспортировка растительной биомассы для топливных нужд на расстояние более 100–150 км, по зарубежным данным, считается нерентабельной. В условиях России считается невыгодным транспортировать биомассу более чем на 50–100 км. Поэтому биомасса может рассматриваться, прежде всего, как местный вид топлива.

Тем не менее в ряде стран доля растительной биомассы в топливном балансе существенно выше, чем в России, например в Швеции – 18 %, в Финляндии – 14 %, в США – 3 %. Развитие энергетических технологий на растительной биомассе происходит в этих странах при законодательной, экономической и организационной поддержке государства. Например, департаменты энергетики и сельского хозяйства США осуществляют совместную программу по демонстрации энергетических установок на биомассе. Для этого заключено 10 контрактов с частными фирмами на

разработку бизнес-планов по созданию интегрированных систем производства топливной биомассы и систем ее переработки в энергетическое топливо, в том числе газогенераторов, газовых турбин, систем прямого сжигания, пиролиза, производства этанола в процессе брожения и ферментации, топливных ячеек. В странах, где добились больших успехов в энергетическом использовании растительной биомассы, существует и постоянно развивается инфраструктура сбора биомассы и ее подготовки к энергетическому использованию. Существует специализированное оборудование, позволяющее собирать до 100 % лесосечных отходов. Поставкой древесного топлива занимаются специализированные фирмы. В Германии, Швеции, Дании и ряде других стран в последние годы освоено производство из древесных отходов кондиционного искусственного топлива – энергопеллет (pellet), отличающегося стабильностью свойств и высокой теплотой сгорания (18 – 20 МДж/кг). Стоимость такого топлива на европейском рынке превышает 110 \$ за тонну, и оно широко используется в качестве печного, а также котельного и топочного топлива, успешно конкурируя с природным газом и мазутом.

Примером успешного внедрения в топливный баланс биомассы может служить Финляндия, которая по климатическим условиям близка ко многим лесоизбыточным регионам России. За счет леса и торфа эта страна удовлетворяет примерно 14 % своих энергетических потребностей, при этом в энергетических целях потребляется 4,5 млн. м<sup>3</sup> древесины. По оценкам финских специалистов доступные неиспользуемые лесные ресурсы составляют 10 млн. м<sup>3</sup>, или 1,75 млн. т нефти. Интересно рассмотреть структуру потребления биомассы в Финляндии: древесные отходы составляют примерно 67 %, торф – 28 % и технологическая щепа – 5 %. При этом в литературе отмечается, что электростанции на биомассе играют важную роль в решении экологических проблем страны: снижают или полностью исключают затраты на захоронение отходов, вырабатывают энергию с низким уровнем загрязнения окружающей среды.

В России топливо растительного происхождения используется в основном только в промышленной энергетике деревоперерабатывающих предприятий, где сосредоточивается значительное количество органических отходов. В целом по стране отсутствует инфраструктура сбора несор-

товой древесины и переработки ее на энергетические нужды. Тем не менее экономические предпосылки для широкомасштабного внедрения растительной биомассы в структуру топливного баланса ряда регионов имеются. Подтверждением может служить относительная стоимость топлива в топливном эквиваленте для условий Ленинградской области.

Аналогичные данные существуют и для других областей европейской части страны (Вологодской, Кировской, Псковской, Карелии и др.).

Относительная стоимость топлива в топливном эквиваленте  
для условий Ленинградской обл., %:

Торф .....	100
Древесина топливная .....	140
Кузнецкий уголь .....	190
Воркутинский уголь .....	130–185
Итнинский уголь .....	182–611
Мазут топочный.....	180–252

## 7.2. Источники биотоплива

**Промышленное производство биомассы на топливо.** Интерес к биомассе как альтернативе нефти настолько велик, что во многих странах, лишенных собственных ископаемых топливных ресурсов, рассматривается вопрос о создании специальных «энергетических посадок». В Западной Европе в последние десятилетия реализован ряд программ по селекции быстрорастущих деревьев, кустарников, трав и даже водорослей, которые предлагается использовать в качестве энергетического топлива. Предполагается, что в условиях перепроизводства сельскохозяйственной продукции (в развитых странах) сельское население можно будет занять выращиванием энергетического топлива. Элементом реализации подобных программ явилось, в частности, выведение специальной породы тополя (тополь-320), толщина ствола которого за пять лет достигает диаметра 20 мм. Если такое дерево срубить, то через два года на его пне вырастает куст, объем биомассы которого равен объему срубленного дерева, и далее

каждые два года на протяжении нескольких десятилетий можно собирать подобный урожай. В 80-х годах XX века в США (штат Калифорния) была построена электростанция мощностью 5 МВт. Она располагалась в центре подобного энергетического леса, оборудованного бетонированными дорогами для доставки топлива (их протяженность составила 670 км). Через два года станция была законсервирована из-за нерентабельности вырабатываемой на ней энергии. В странах Латинской Америки (и некоторых других) существует производство топливного спирта (этанола) из сахарного тростника. При этом с 1 га плантации в топливном эквиваленте получают 2,6 – 2,9 т.у.т.

**Ресурсы древесины и отходов ее переработки.** Основу ресурсной базы для энергетического использования растительной биомассы в России и странах Восточной Европы составляют лесоизбыточные регионы с наиболее развитой инфраструктурой, прилегающие к существующим системам коммуникаций в европейской части России и Сибири. В свою очередь, последние контактируют с областями, перспективными для лесоразработок, но пока еще не освоенными. Наконец, существуют резервные зоны в северных районах, освоение которых в ближайшее время не планируется. В целом для России и стран Восточной Европы неиспользуемые лесные ресурсы по разным оценкам составляют 250 – 1000 млн. м<sup>3</sup> в год, или 100 – 400 млн. т.у.т. Более целесообразным представляется ориентироваться на конкретные данные по структуре использования заготавливаемой древесины (табл. 7.1).

Таблица 7.1

**Суммарный топливный потенциал лесозаготовок и деревообработки в России  
(по Г.И. Сидоренко), млн. т.у.т.**

Экономический район	Потенциал		
	лесозаготовок	деревообработки	суммарный топливный
Российская Федерация в целом	9,83 – 20,74	8,47 – 13,22	18,29 – 33,96
Северный	3,3 – 3,95	2,6 – 3,5	5,9 – 7,45
Волго-Вятский	0,77 – 0,96	0,53 – 0,88	1,3 – 1,84

Экономический район	Потенциал		
	лесозаготовок	деревообработки	суммарный топливный
Волго-Вятский	0,77 – 0,96	0,53 – 0,88	1,3 – 1,84
Уральский	1,49 – 1,94	1,15 – 1,83	2,64 – 3,77
Западно-Сибирский	0,45 – 1,62	0,47 – 0,95	0,92 – 2,57
Восточно-Сибирский	1,7 – 6,2	1,75 – 2,83	3,45 – 9,03
Дальневосточный	0,94 – 4,57	0,47 – 0,91	1,41 – 5,48

Примечание. Не учтена древесина, заготавливаемая населением самостоятельно. Отходы от лесозаготовок по стране превышают 60 %, а перечисленные в таблице регионы могут в значительной мере или полностью удовлетворить свои топливные потребности за счет утилизации местных отходов лесозаготовок.

Следующим неиспользуемым ресурсом растительной биомассы являются отходы, образующиеся при переработке древесины в деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной, гидролизной и других отраслях промышленности. По действующим нормам указанные отходы должны составлять 20 %, в действительности они равны 30 – 40 %. По нашим оценкам годовое количество таких отходов в целом по России превышает 70 млн. т. Примерно 15 % этих отходов используется в соответствующих производствах в качестве энергетического топлива, остальная часть идет в отвалы в виде щепы, коры, лигнина, опилок, шлиф-пыли и т.п. Например, только крупнотоннажного отхода гидролизных производств – гидролизного лигнина ранее (до 1989 г.) ежегодно поступало в отвалы более 4 млн. т, его количество, накопившееся в настоящее время в отвалах, превышает 200 млн. т. Вред отвалов, связанный с экологией и отчуждением значительных территорий, очевиден и не требует комментариев.

**Отходы производства и переработки продукции растениеводства.** Сельскохозяйственные растительные отходы являются крупным источником биомассы. Однако эти отходы разнородны как по составу, так и по количеству. В табл. 7.2 представлены объемы отходов сельскохозяйственного производства и переработки сельхозпродукции США по оценкам зарубежных специалистов.

**Ежегодный мировой выход сельскохозяйственных отходов, тыс. т  
(данные 1976 г.)**

Отход	Сельское хозяйство	Пищевая промышленность
Солома пшеницы	286 580	–
Пшеничные отруби	–	57 320
Кукурузная кочерыжка	–	30 070
Кукурузные отруби	120 040	–
Солома ячменная	52 920	–
Выжимка сахарного тростника	–	83 000

Однако доступность и, соответственно, возможная степень использования различных видов таких отходов неодинаковы. Американские ученые считают, что только 10 % сельскохозяйственных растительных отходов пригодны для рентабельного использования в качестве топлива. Для остальной части сбор, транспортировка и сушка слишком дороги, и поэтому их выгодней закапывать. В то же время в Дании в настоящее время в качестве энергетического топлива утилизируется примерно 60 % сельхозотходов (в основном солома).

В нашей стране годовое количество сельскохозяйственных растительных отходов составляет примерно 110 – 120 млн. т и в энергетических целях практически не используется. Однако в пищевой промышленности проблема утилизации отходов в ряде случаев стоит очень остро. Так на крупных маслоэкстракционных заводах при производстве подсолнечного масла ежедневно образуется до 120 т подсолнечной лузги. Такого количества топлива достаточно для обеспечения почти 40 % потребностей предприятия в тепловой энергии.

Экономическая целесообразность энергетического использования отдельных видов отходов растительной биомассы в значительной степени определяется их доступностью. Важное значение приобретает такой показатель, как плотность образования отходов на определенной площади.

Рассмотрим плотность образования отходов растительной биомассы, т/(га·год) :

Сельскохозяйственные отходы.....	2,2
Лесосечные отходы.....	10–20
Промышленные отходы .....	50–2000

Основным ресурсом для энергетического использования в ближайшее время являются промышленные отходы, степень использования которых в России в настоящее время крайне низка и существенно отстает от Западной Европы. Намного меньше плотность лесосечных отходов, тем не менее она в 5 – 10 раз больше плотности сельскохозяйственных отходов, соответственно, и незначительна целесообразность энергетического использования последних (по крайней мере, в нашей стране).

В целом древесная биомасса должна рассматриваться как сугубо местное топливо, транспортировка ее, как отмечалось ранее, для топливных нужд на расстояние более 50 – 100 км скорее всего будет нерентабельной.

**Торф.** Разведанные мировые запасы торфа превышают 200 млрд. т, причем более 70 % сосредоточено в нашей стране. Особенно богаты торфом северные регионы, Сибирь и Дальний Восток. В 20 – 30-е годы XX века торф рассматривался как один из основных топливных ресурсов страны. Был сооружен ряд крупных (по тому времени) электростанций, работающих на торфе, в частности Шатурская, Горьковская, Ивановская, 8-я ГРЭС Ленэнерго (Кировская). Тогда же были разработаны прогрессивные методы добычи и сжигания торфа. В середине XX века в СССР ежегодно добывалось 50 млн. т торфа. Однако доступность, простота транспортировки, а главное, сжигания нефти и газа привели к практически полному вытеснению торфа из энергетики. К концу века в промышленной эксплуатации находилось не более 2 % запасов торфа, используемого в основном как удобрение. Наряду с этим в последние десятилетия в ряде северных стран наблюдается тенденция к росту потребления торфа. В табл. 7.3 представлены данные о запасах торфа в основных северных и восточных регионах нашей страны и возможные масштабы его годовой добычи.

**Запасы и возможные масштабы годовой добычи торфа, млн. т**

Регион	Запасы	Возможная годовая добыча
Ленинградская обл.	1084	14,6
Псковская обл.	1018	13,9
Новгородская обл.	1268	17,5
Архангельская обл.	2195	21,1
Вологодская обл.	2832	33,2
Республика Коми	1654	14,8
Тверская обл.	1387	23,6
Кировская обл.	550	8,0
Костромская обл.	573	6,8
Свердловская обл.	4416	47,7
Тюменская обл.	19079	192,3
Томская обл.	30984	—
Новосибирская обл.	7458	—
Омская обл.	4974	—
Камчатская обл.	3713	—
Красноярский край	3800	—
Всего	86985	393,5

Можно ли ожидать в ближайшие годы увеличения доли торфа в отечественной энергетике? Предпосылки для этого существуют: большие ресурсы и наличие готовых технологий добычи, транспортировки, сжигания торфа в качестве энергетического топлива. Заметим, что для древесины таких технологий у нас в стране пока нет. Следует отметить, что торф является так называемым низкосортным топливом, сжигание его

сопряжено с определенными трудностями. Можно предположить, что в условиях роста цен на энергоносители у нас в стране экономический интерес к торфу может возникнуть в ряде регионов, лишенных собственных ископаемых топлив. Важную роль при этом будет играть то, насколько Россия будет следовать европейским стандартам по снижению выбросов  $\text{CO}_2$  в атмосферу.

**Биомасса животного происхождения.** Переход животноводства на интенсивную основу и связанная с этим концентрация животных на крупных животноводческих фермах и птицефабриках обусловили возникновение сконцентрированных в определенных местах значительных навозных стоков, которые должны утилизироваться, не загрязняя окружающую среду. Ферментативная система животных не позволяет полностью переработать поглощаемый корм, и значительная его часть поступает в отходы, органическая часть которых одновременно является ценным удобрением. Однако эти удобрения осеменены паразитической микрофлорой, исключающей возможность его внесения в почву. Проблема утилизации данной группы сельскохозяйственных отходов, прежде всего, экологическая. В существующих технологиях конверсии навоза в кондиционное удобрение образуется большое количество горючего газа, называемого у нас в стране *биогазом*. В этой связи отметим, что за рубежом термин «биогаз» имеет более широкий смысл и включает в себя любой горючий газ, получаемый из биомассы. Биогаз необходимо утилизировать, и его энергетическое использование представляется логичным завершением технологии переработки отходов животноводства. Биогаз – это смесь, состоящая на 55–85 % из метана  $\text{CH}_4$  и на 15–45 % из углекислого газа  $\text{CO}_2$  с примесью (примерно 3 %) сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ . Теплота сгорания биогаза 21–27 МДж/м<sup>3</sup>. Ежегодно в стране накапливается 130 млн. т отходов животноводства и птицеводства. При переработке 1 т свежего коровьего и свиного навоза образуется 40–60 м<sup>3</sup> биогаза, 1 т куриного помета – 100 м<sup>3</sup>. Суммарный энергетический эффект использования биогаза в стране может быть эквивалентен 40–60 млн. т.у.т.

### 7.3. Основные технологии энергетического использования растительной биомассы

Биомасса непосредственно может использоваться как топливо, а может перерабатываться в другие виды топлива: газообразное, жидкое и твердое. На рис. 7.1 представлена упрощенная схема известных технологий использования и переработки биомассы для энергетических целей.

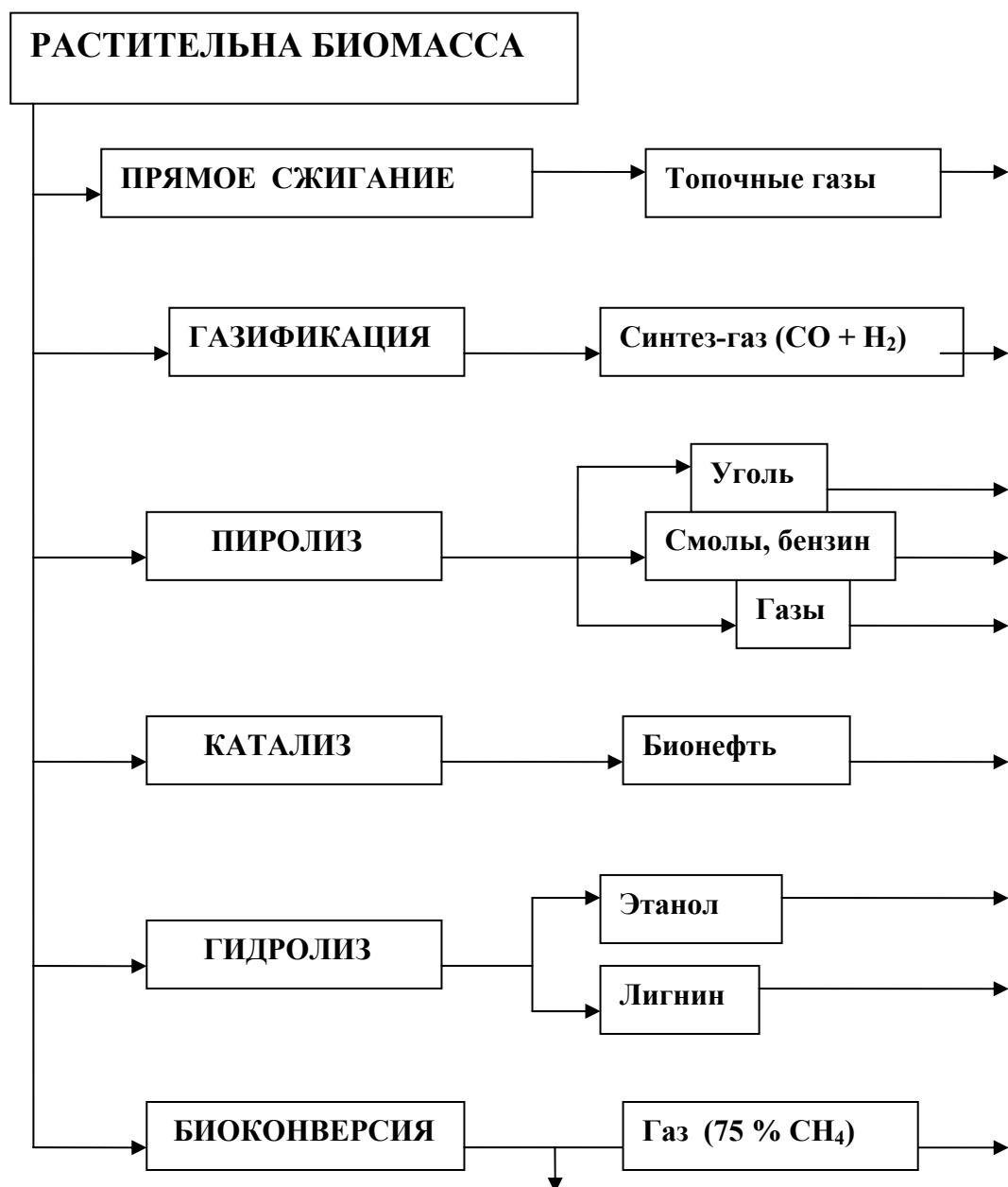


Рис. 7.1. Основные технологии энергетического использования биомассы

Здесь указаны только основные технологии и получаемые в результате их реализации энергоносители. Более подробную информацию можно найти в рекомендованной литературе.

**Прямое сжигание.** Это традиционный и простой в аппаратном оформлении способ. Биомассу издавна сжигают в топках паровых и водогрейных котлов, в технологических топках и бытовых печах. При этом прямое сжигание в энергетическом отношении является наиболее эффективным способом.

В России имеется значительный опыт прямого сжигания растительной биомассы, в том числе торфа. Для топок и котлов малой мощности (менее 10 МВт) разработаны усовершенствованные топки с неподвижным слоем, с наклонной переталкивающей решеткой, топки скоростного горения с вихревой камерой дожигания, не уступающие по техническим характеристикам зарубежным аналогам. Прямое сжигание биомассы в топках паровых котлов (или, как иногда говорят, «под котлом») позволяет получить пар, который может использоваться как в технологическом производстве, так и для выработки электрической энергии. При этом выработка электрической энергии связана с необходимостью применения паротурбинного цикла, так как задача сжигания твердого топлива в цилиндрах двигателей внутреннего сгорания (ДВС) и камерах сгорания газотурбинных установок (ГТУ) пока вызывает непреодолимые технические трудности. Однако при мощности менее 5 – 10 МВт паросиловые установки существенно проигрывают по рентабельности ДВС, которые к тому же и более экономичны. Перспективы развития энергетических установок большой мощности связывают с применением парогазовых циклов, в которых газообразное и жидкое топливо обладает определенными преимуществами. Отмеченные факторы вызывают необходимость развития технологий получения из биомассы жидкого и газообразного топлива.

**Газификация.** За основу термохимической конверсии приняты процессы пиролиза (или пирогазификации), которые происходят в растительной биомассе при температуре выше 270 °С в условиях дефицита окислителя (кислорода). При пиролизе образуются газообразные и жидкие горючие вещества, а также углистый остаток. В зависимости от скорости

нагревания, давления, температуры и времени процесса, способа подачи окислителя, организации процесса, наличия катализаторов, а также ряда других факторов состав и свойства продуктов пиролиза колеблется в значительных пределах. В настоящее время идентифицировано несколько сотен продуктов пиролиза, среди которых – ценные химические вещества. При температурах пиролиза выше 800 °С в условиях дефицита кислорода до 80 – 85 % растительной биомассы массы переходит в газообразное состояние. Остается углистый остаток, за счет сгорания которого поддерживается температура, необходимая для осуществления процесса. Поэтому процессы пиролиза биомассы при таких температурах принято называть *газификацией*. Одним из параметров, характеризующих предрасположенность твердых топлив к газификации, является *выход летучих*  $V_r$ . Основные горючие компоненты образующегося *генераторного газа* – водород  $H_2$  и окись углерода  $CO$ . В зависимости от типа и параметров процесса газификации калорийность получаемого газа находится в пределах 4 – 15 МДж/м<sup>3</sup>, а при непрямом нагреве или наличии катализаторов может достигать 22 МДж/м<sup>3</sup> и при определенных условиях даже 35 МДж/м<sup>3</sup>.

Процесс газификации топлива близок процессу горения. За основу обоих процессов принято химическое соединение восстановителя (углерода и водорода) с окислителем (кислородом). Отличие заключается в том, что при сгорании происходит полное окисление топлива в условиях избытка кислорода, а газификация осуществляется в условиях дефицита кислорода, при этом полного окисления топлива не происходит. Соответственно сходны и конструкции аппаратов, где реализуются указанные процессы.

Главное преимущество термохимической газификации топлива перед его прямым сжиганием заключается в возможности использования более экономичных термодинамических циклов при выработке электроэнергии. Вместо традиционного при прямом сжигании твердого топлива паросилового цикла для установок малой мощности (ниже 1,5 МВт) открывается возможность использования дизельного цикла, а для больших мощностей – газотурбинного и комбинированных парогазовых циклов. В США средняя себестоимость электричества на биоэнергетических установках, рабо-

тающих по паросиловому циклу, колеблется от 6,5 до 8 центов/(кВт·ч), а на установках по парогазовому циклу – от 4,5 до 5,5 центов/(кВт·ч). Кроме того, при газификации требования к подготовке топлив менее жесткие, чем при его прямом сжигании.

Известно много различных видов аппаратурного оформления процессов газификации, среди которых можно выделить два основных: газификация в плотном слое и газификация в потоке во взвешенном состоянии.

Аппараты для газификации в плотном слое просты и надежны в эксплуатации. Однако, работая на атмосферном воздушном или паровоздушном дутье, они позволяют получить газ с невысокой теплоемкостью (4,2 – 7,5 МДж/нм<sup>3</sup>), кроме того, из-за низкой интенсивности процесса такие аппараты имеют большие габариты, что ограничивает их единичную мощность на уровне 5 – 10 МВт.

В зависимости от направления потоков газа и топлива различают прямой и обратный процессы газификации. Сравнительный анализ состава генераторных газов при прямом и обратном процессах газификации древесного топлива и торфа показал, что содержание паров пиролизных смол, уксусной кислоты и других химически активных примесей в генераторном газе обратного процесса намного меньше, чем в газе прямого процесса (табл. 7.4).

Таблица 7.4

**Сравнительные характеристики состава генераторного газа при прямом и обратном процессах газификации древесины**

Процесс	СО	H <sub>2</sub>	СН <sub>4</sub>	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Смолы, г/нм <sup>3</sup>	Теплотворная способность, МДж/нм <sup>3</sup>
	об. %						
Прямой	29,0	15,4	1,6	6,6	47,2	50 – 100	5,4
Обратный	16,4	11,3	2,2	13,2	57,0	0,36	4,0

Это достигается организацией процесса газификации, при которой продукты термолитического разложения исходного топлива разлагаются, проходя через высокотемпературные зоны горения (зона частичного сгорания топлива) и

зону восстановления (зона протекания восстановительных реакций). В результате применения обращенного процесса газификации при сжигании газа в топке значительно упрощаются технологические схемы использования газа за счет исключения оборудования для очистки газа от смол и пыли, а при подаче такого газа в дизельный двигатель требуется минимальная доочистка. Газ прямого процесса обладает калорийностью на 10 – 15 % выше, но из-за большого содержания смол его энергетическое использование возможно только непосредственно в месте производства и только для сжигания в топках.

Большинство зарубежных фирм пошли по пути создания автотермических газогенераторов большой мощности, работающих, как правило, под давлением примерно 2 МПа. В конце 80-х годов XX века были предложены и получили широкую коммерческую поддержку так называемые интегрированные газификационные комбинированные циклы (IGCC), в которых газификация осуществляется в кипящем или циркулирующем кипящем слое. Данные циклы позволяют получить в диапазоне электрических мощностей 50 – 150 МВт эффективный к.п.д. энергетической установки на уровне 45 – 50 % и коэффициент использования топлива 90 %. Обширные программы по реализации IGCC реализуются в США (IGT), Финляндии (Tampella, VTT), Швеции (TPS). Основные научно-технические проблемы, определяющие возможность реализации IGCC, связанные с управлением процессом, работоспособностью проточной части газовых турбин на продуктах сгорания, с очисткой генераторного газа, в настоящее время решены. При этом за счет развитой системы очистки выбросы в атмосферу на 20 – 50 % ниже, чем при традиционных методах сжигания твердого топлива. В настоящее время демонстрационные установки электрической мощностью более 15 МВт действуют в Финляндии, Голландии, Бразилии и ряде других стран.

**Пиролиз.** Термохимический процесс, аналогичный газификации, но реализуемый в интервале температур приблизительно 350 – 800 °С, в технике принято называть пиролизом (или пирогазацией). В зависимости от температуры процесса, скорости нагрева, давления, природы топлива и ряда других параметров при пиролизе образуются многочисленные твердые, жидкие и газообразные вещества. Всего в

настоящее время идентифицировано более сотни из них, причем большинство этих веществ существуют как промежуточные продукты реакций и их выделение из реакционного объема сопряжено со значительными техническими трудностями. Пиролиз растительного сырья является одним из основных технологических процессов лесохимических производств.

**Флеш-пиролиз.** Скорость нагрева является одним из важнейших факторов, определяющих количество и качество продуктов разложения при пиролизе. При скорости нагревания  $10^3 - 10^5$  °C/с открывается возможность регулирования выхода и состава продуктов пиролиза и получения отдельных продуктов в чистом виде. Подобный процесс называют флеш-пиролизом (или быстрым пиролизом). Главное преимущество флеш-пиролиза по сравнению с обычным (медленным) пиролизом состоит в том, что при температуре 450 – 600 °C флеш-пиролиз позволяет получить высококачественное жидкое топливо (пиротопливо) с теплотой сгорания примерно 30 МДж/кг. При этом выход пиротоплива может достигать 75 % исходной массы органического вещества. Если процесс флеш-пиролиза проводится при температуре 900 – 1400 °C, то можно получить синтез-газ ( $H_2 + 2CO$ ), который является высококачественным газообразным топливом. Отмечается, что при температуре примерно 1400 °C выход газообразных продуктов по массе практически равен органической массе топлива. Главное преимущество синтез-газа заключается в том, что он сырьем для получения всей гаммы химических органических соединений, вырабатываемых в настоящее время из нефти.

За рубежом (Канада, США, Италия, Франция, Финляндия, Нидерланды и др.) в последние два десятилетия появился повышенный интерес к флеш-пиролизу биомассы, прежде всего в связи с возможностью получения жидкого топлива с большой энергетической плотностью. Предложены многочисленные конструкции аппаратов, отличающиеся требованиями к подготовке топлива, способами организации его движения, подвода и отвода тепла и др. Первое коммерческое внедрение канадской технологии флеш-пиролиза (RTP-технология) относится к 1989 году. Сейчас подобные установки действуют в США и Италии. Однако

большинство запатентованных технологий пока не достигли коммерческого уровня, и действующие установки пилотные или демонстрационные.

Необходимым условием реализации процесса флеш-пиролиза является равномерность температуры частицы топлива в процессе ее нагревания, что требует наличия частиц весьма малых размеров. Кроме того, влажность частицы топлива при флеш-пиролизе должна быть также равномерной и находится на уровне примерно 12 %. Оба процесса (измельчение и сушка) для древесины энергоемкие. Поэтому в России получение жидкого топлива из растительной биомассы путем ее флеш-пиролиза представляется экономически выгодным в ограниченных масштабах. Прежде всего данный процесс может быть применен для мелкодисперсных отходов деревообработки (опилок, шлиф-пыли и т.п.), а также для обработки некоторых видов токсичных отходов.

**Каталитический реформинг.** Это технологии получения из древесины и органосодержащих отходов жидкого топлива с применением различных катализаторов. Указанные технологии часто сочетаются с пиролизом или газификацией. Они разрабатывались для переработки углей. В последние десятилетия появились их модификации для переработки растительной биомассы. К сожалению, обычно для реализации большинства таких процессов требуются очень высокие давление и температура.

Разработан процесс ожижения растительной биомассы методом гидрогенизации под давлением водорода 6,4 МПа и при температуре 350 °С. В результате из 1 т биомассы получают 24 кг синтетической нефти и 160 кг асфальта.

В США работает опытная установка, где при давлении 28 МПа, температуре 350 – 375 °С и при наличии катализатора (карбоната натрия) получают из 1 т древесной щепы 300 кг топлива типа сырой нефти.

Разработан метод термического ожижения древесины путем ее растворения в нефтяных фракциях под давлением 10 МПа и при температуре 380 – 450 °С, а в ИОХ РАН – технология получения из генераторного газа воздушного дутья жидкого топлива. Процесс каталитической конверсии генераторного газа осуществляется при низких давлениях (от 0,1 до 10 МПа) и температуре (200 – 250 °С) при наличии катализаторов.

В результате из 1 т исходного сырья получают 128 кг компонентов моторного топлива. Химический к.п.д. процесса находится на уровне 40 %.

Перечисленные (и подобные) технологии отличаются многостадийностью. Их реализация в пределах отдельных энергетических установок малой мощности вряд ли когда-либо окажется рентабельной. Сооружение подобных предприятий будет сопряжено с нерентабельностью транспортировки древесины на большие расстояния. Поэтому в перспективе речь может идти о создании специальных энерготехнологических комплексов, сочетающих комплексную переработку древесины с новыми термодинамическими циклами выработки электрической энергии.

**Гидролиз.** В общем случае гидролизом называют реакции обменного разложения между веществом и водой при наличии катализатора. В СССР в конце 30-х годов XX века была разработана и получила широкое распространение технология получения этанола (этилового спирта) на основе кислотного гидролиза растительной биомассы. На первой стадии, собственно гидролизе, осуществляется варка биомассы паром при давлении 1,2 – 1,4 МПа в растворе 2 – 3 %-ной  $H_2SO_4$ , которая продолжается несколько часов. На этой стадии образуется гидролизат (раствор содержащихся в биомассе полисахаридов) и выделяется гидролизный лигнин. После охлаждения и облагораживания гидролизата он поступает на следующую технологическую стадию – брожение. Эта стадия требует введения определенного микробиологического штамма и питательных веществ. В процессе брожения микро-организмы вырабатывают спирт. Заключительная стадия состоит в ректификации спирта, для которой требуется пар при давлении примерно 0,2 – 0,3 МПа. В результате получают два продукта, которые могут использоваться как гипотетические топлива: жидкое топливо – этанол, теплота сгорания которого составляет 22 – 24 МДж/кг, и твердое топливо – гидролизный лигнин, теплота сгорания которого на сухую массу примерно такая же. Из 1 т растительной биомассы можно получить примерно 160 – 180 кг спирта и 300 – 400 кг гидролизного лигнина. Энергоемкость рассматриваемого процесса достаточно велика и балансирует с энергоемкостью получаемого лигнина.

В ряде стран (США, Бразилия, Австралия и др.) этанол во все возрастающем количестве используется в качестве моторного топлива как

в натуральном виде, так и в смеси (при определенных пропорциях) с бензином. В последнем случае октановое число бензина повышается на 2 – 3 %. В 1982 году по технологии, разработанной в СССР, в Бразилии был построен завод по производству из эвкалипта топливного спирта (этанол). Однако, в связи с постоянным ростом экологических требований к производствам, главным недостатком кислотного гидролиза является наличие большого количества отходов, в основном жидких. Задача эффективной их очистки или переработки остается до конца не решенной. Поэтому дальнейшие перспективы связаны с применением значительно более чистого ферментативного гидролиза. Работы в данном направлении достаточно успешно ведутся у нас в стране и за рубежом. Кроме того, за рубежом развиваются технологии получения этанола из пищевого сырья (сахарный тростник, кормовая свекла, зерно, отходы пищевой промышленности).

**Биоконверсия.** Для последних десятилетий XX века были характерны быстрые темпы внедрения биотехнологии и генной инженерии в различные отрасли хозяйственной деятельности. Практическая основа биотехнологии базируется на использовании специальных штаммов микроорганизмов с направленными свойствами, ориентированными на получение определенных полезных веществ. Такими веществами могут быть и вещества топливного назначения, прежде всего этанол, метанол и метан.

В аппаратном оформлении процесс биоконверсии проще гидролиза, так как отсутствует стадия собственно гидролиза. Растительную биомассу обычно предварительно измельчают и промывают, для биомассы животного происхождения предварительной подготовки не требуется. Для начала процесса брожения в ферментер вводится штамм микроорганизмов. В процессе размножения происходит мутация микроорганизмов, и их способность к сбразиванию снижается. Поэтому периодически требуется вводить в ферментер так называемую чистую культуру, т.е. специально выращенный в лабораторных условиях штамм микроорганизмов. Существующий набор штаммов позволяет реализовать спиртовое или метанное брожение.

В первом случае продуктом жизнедеятельности микроорганизмов могут быть этанол или метанол, во втором – метан. Спиртовое брожение наиболее эффективно происходит на сырье растительного происхождения (сахарном тростнике, кормовой свекле, пшенице). Выход спирта из 1 т сухой массы исходного сырья находится в пределах 150 – 200 кг, т.е. примерно такой же, как и в гидролизной технологии. Так же как и гидролизная технология, биоконверсия биомассы сопровождается образованием значительного количества отходов, которые надо утилизировать. Так, при спиртовом сбраживании из 1 т исходного сырья образуется от 8 до 15 т твердых и жидких отходов. Мировым лидером по производству этанола являются США, где этанол производится для нужд автотранспорта. В 1994 году его производство оценивалось в 5,3 млрд. л (1,4 млрд. галлонов США), и дополнительно строились новые производства этанола в объеме 908 млн. л (240 млн. галлонов). Предусматривается дальнейшая экспансия, так как этанол входит в октановый рынок как чистое топливо. Этанол и этанол-бензиновая смесь (газохол) составляют 10 % рынка топлив США и используются более чем в 5 млн. автомобилей.

Тем не менее нам представляется сомнительным, что этанол (в том числе получаемый из биомассы) может найти широкое применение у нас в стране в качестве энергетического топлива. Основными технологиями для переработки биомассы растительного происхождения следует считать прямое сжигание и газификацию, а для биомассы животного происхождения – метанное сбраживание с получением биогаза.

#### **7.4. Биогаз из биомассы животного происхождения**

К биомассе животного происхождения относится, прежде всего, навоз, помет, а также отходы переработки пищевой промышленности. По нашему мнению, проблема утилизации указанных отходов в значительной степени связана с экологией, и энергетика тут присутствует как побочное направление. Поясним суть проблемы. С переходом животноводства (и птицеводства) на промышленную основу, выразившуюся в создании крупных животноводческих комплексов и птицефабрик, возникла проблема

утилизации крупнотоннажных отходов, сосредоточенных в одном месте. Эти отходы, прежде всего, являются превосходным органическим удобрением, и их можно было бы использовать на полях, если бы ни одно обстоятельство – они заражены так называемой патогенной флорой, препятствующей использованию их под пищевые культуры. В быту задача с незапамятных времен решалась путем выдерживания навоза в течение одного, а лучше двух лет в выгребных ямах. За это время патогенная флора гибнет, и навоз можно использовать как удобрение. В промышленных условиях выдержка навоза связана с отчуждением значительной территории и рядом сопутствующих неприятных факторов.

Метанное брожение наиболее эффективно проводить на отходах животноводства. Обычный процесс брожения требует термостабилизации на уровне 37 – 40 °С, при более высокой температуре микроорганизмы погибают и процесс останавливается. Для метанного сбраживания отходов жизнедеятельности животных и птицы выведены специальные термофильные штаммы, позволяющие вести процесс при температуре 50 – 70 °С. Повышенный уровень температур необходим для того, чтобы в навозе погибла паразитическая микрофлора, тогда его можно использовать как удобрение. Отходов метанного брожения практически нет, так как они являются высококачественными жидкими органическими удобрениями. Единственный недостаток заключается в том, что они образуются в жидком виде, а это усложняет их транспортировку. Собственно удобрение не отход, а основной продукт метанного брожения. Отходом является биогаз, состоящий в основном из метана. Количество биогаза невелико и составляет примерно 30 % объема отходов. В ряде стран получаемый подобным способом метан используется для энергетических нужд в частных фермерских хозяйствах. В промышленных масштабах его использование, как нам кажется, вряд ли перспективно. В крупных хозяйствах метан целесообразно применять в технологических целях (и не только отопления). Например, удобрения после сбраживания получают в жидком виде, их транспортировка на дальние расстояния связана с существенными затратами и техническими трудностями. Было бы целесообразно применять метан для сушки удобрений и получения их в виде,

допускающем коммерческое использование. Тем не менее для индивидуальных потребителей – владельцев небольших ферм, где разводится скот, биогазовые технологии могут найти и находят применение как источник альтернативной энергии. Известно, что в Китае используется более 5 млн. биогазовых установок, широко распространены подобные установки в Германии, Швеции, Японии.

В России первые научные разработки в области биогазовых технологий были сделаны более 70 лет назад. Одно из направлений – анаэробная переработка активного ила и осадков городских сточных вод. В этой области были достигнуты определенные успехи. Так, уже с 50-х годов XX века на основных станциях по очистке городских стоков работали мощные биогазогенераторы – метантенки, каждый по несколько тысяч кубически метров (Курьяновская и Люберецкая станции г. Москвы). Этот радикальный метод переработки активного ила и осадков сточных вод был в дальнейшем реализован на станциях очистки других городов России, например Новосибирска, Сочи.

Второе направление – переработка отходов животноводства и птицеводства – развивается в настоящее время в ряде организаций, ведущей среди которых является ЗАО «Центр «ЭкоРос», где под научным руководством д-ра биол. наук Панцхавы разработаны и выпускаются биогазовые установки класса ИБГУ-1 (индивидуальная биогазовая установка для крестьянской семьи, имеющей на своем подворье до пяти–шести голов крупного рогатого скота или другой живности). За 10 лет произведено и реализовано 86 комплектов ИБГУ-1: из них 79 – в России: от Алтайского края и Кемеровской обл. до Брянской и Ленинградской областей, 4 – в Казахстане, 3 – в Белоруссии. С 1997 года освоено производство таких установок в Китае, в г. Ухань, на совместном китайско-российском предприятии по документации ЗАО «Центр «ЭкоРос». Также организация предлагает экспресс-метод переработки твердых бытовых отходов (ТБО), позволяющий за 15 – 20 сут (вместо 30 лет) получить из 1 т ТБО до 350 м<sup>3</sup> биогаза и до 250–300 кг высокоэффективных органических удобрений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Биомасса как источник энергии / Под ред. С. Соуфера, О. Заборски (Пер. с англ.) М.: Мир, 1985. 376 с.
2. Возобновляемая энергетика 2003: Сб. докл. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003. 615 с.
3. Возобновляемая энергия: Ежеквартал. информ. бюл. / ИТЕРСОЛЯРЦЕНТР, М., 2001. 16 с.
4. Зысин Л.В., Кошкин Н.Л., Финкер Ф.З. Вопросы энергетического использования биомассы отходов лесопроизводств // Теплотехника. 1994. № 11. С. 30–35.
5. Стырикович М.А., Синяк Ю.В. Исследования эффективности технологии биоконверсии органических отходов. М.: Изд-во АН СССР, 1983.
6. Biomass gasification plants: experience of industrial introduction in Russia. 7-th European Conference on Biomass for Energy, Environmental, Agriculture and Industry. Abstracts. Florence, 1992. P. 14.39.

### ***Вопросы для самоконтроля***

19. Назовите два основных вида биомассы.
20. Сравните ресурсы растительной биомассы с ресурсами других возобновляемых источников энергии.
21. Назовите основные источники растительной биомассы, объемы и перспективы их энергетического использования.
22. Где сосредоточены основные запасы торфа и каковы их объемы?
23. От чего будут зависеть перспективы использования торфа в отечественной энергетике?
24. В чем заключаются основные недостатки прямого сжигания как способа энергетического использования растительной биомассы?
25. Что подразумевается под термином «пирогенезация»?
26. Назовите основные топливные компоненты синтез-газа и способ его получения.
27. Назовите основные группы продуктов, получаемых в процессе пиролиза.
28. Назовите температурные границы пиролиза и газификации.
29. Что такое флеш-пиролиз, в чем заключаются его преимущества и недостатки по сравнению с обычным (медленным) пиролизом?
30. Назовите продукты каталитического реформинга органического топлива.

31. Назовите недостатки современных процессов каталитического реформинга органического топлива.
32. Назовите основные стадии процесса гидролиза растительной биомассы.
33. Назовите основные продукты гидролиза растительной биомассы, пригодные для энергетического использования.
34. Какие виды биомассы наиболее пригодны для биоконверсии в газообразное топливо?
35. Что такое термофильное брожение?
36. Назовите основные продукты биоконверсии растительной биомассы.
37. Назовите ожидаемые области применения биоконверсии растительной биомассы в целях получения энергии.
38. Назовите потенциально возможный вклад биомассы в топливно-энергетический баланс энергетики нашей страны.

## **8. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – РЕАЛЬНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ**

До сих пор мы рассматривали технологии, которые реально, пусть с большим или меньшим успехом, используются в ряде стран для выработки энергии. Технологии эти постоянно совершенствуются и со временем, возможно, составят серьезную конкуренцию традиционным ископаемым энергоносителям. В последней, заключительной главе рассмотрим некоторые технологии, как находящиеся пока в стадии разработки, так и далекой перспективы.

### **8.1. Водородная энергетика**

Вот уже более полувека, как водород рассматривают в качестве пресективного топлива для энергетике будущего. В наши дни его часто называют топливом XXI века.

То, что водород и кислород являются непревзойденной по своим техническим характеристикам топливной парой, должно быть известно каждому школьнику еще с уроков химии. В отличие от традиционного топлива продукты сгорания водорода – не токсичные окись углерода и углекислый газ, а обыкновенная вода, точнее, водяной пар. Последнее утверждение ставит водород в ряд экологически чистых топлив.

Водород – один из самых распространенных элементов в природе. Достаточно указать, что на каждые сто атомов, входящих в состав земной коры, приходится 17 атомов водорода. В атмосфере Солнца содержание водорода достигает 85 %, такие планеты, как Юпитер и Сатурн, почти целиком состоят из водорода и его соединений. Водород одновалентен и существует в природе почти всегда в связи с углеродом в молекулах органических топлив или связан с атомами, имеющими отрицательный

заряд, например кислорода, азота, хлора и т.п., с образованием простых соединений. Примером таких соединений является вода, запасы которой на Земле считаются неограниченными и оцениваются примерно в  $1,4 \cdot 10^{18}$  т. Однако длительное время водород в качестве топлива не рассматривался, так как основным сырьем для его получения были ископаемые топлива (природный газ, нефть, уголь), а их проще и дешевле сжигать, чем получать из них водород.

Интерес к водороду как топливу возник в 50-х годах прошлого века в связи с освоением космического пространства. Для мощных ракет, обеспечивающих длительные межпланетные полеты, потребовалось горючее, по своей эффективности значительно превосходящее все известные ранее виды топлива. Тогда вспомнили о водороде и его удивительных (тогда малоизученных) соединениях с некоторыми легкими элементами: бором, кремнием, алюминием. Теплота сгорания этих соединений очень велика. Идея использования в качестве ракетного топлива пары водород–кислород оправдалась. Одновременно был накоплен значительный опыт по использованию жидкого водорода, что позволило в период энергетического кризиса 70-х годов прошлого века рассматривать возможности широкомасштабного использования водорода в качестве заменителя ископаемых топлив. К этому времени относится появление широко применяемого в настоящее время термина *водородная энергетика*.

Однако для замены водородом традиционного энергетического топлива необходимо решение ряда проблем:

создание или модернизация тепловых схем энергетических установок и освоение методов сжигания топлива с новыми теплофизическими свойствами;

водород необычайно текуч, что связано с его малым молекулярным весом, и обладает высокой коррозионной активностью;

механическая прочность некоторых конструктивных материалов под действием водорода резко снижается. Например, для сплавов на основе железа достаточно концентрации миллионной доли водорода, чтобы со временем потерять механическую прочность, а сплавы титана или ванадия вообще неустойчивы в среде водорода;

хранение и транспортировка водорода, разработка специальных методов защиты аппаратов, работающих в среде водорода;

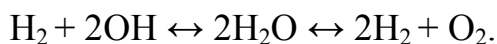
создание дешевых промышленных методов получения водорода, причем в больших количествах, ведь его производство придется увеличить в сотни (!) раз.

Решение любой из перечисленных проблем требует революционных изменений в соответствующих областях науки и техники.

Более подробно рассмотрим процесс получения водорода. Для того чтобы заменить природное топливо водородом, надо научиться получать его не из углеводородов, а из воды. В этой связи рассматриваются два процесса: электролиз и термолиз воды.

Первый способ требует источников дешевой электроэнергии и чистой воды. В этой связи появляются некоторые необычные идеи, например построить в пустыне Сахаре фотоэлектрические станции и использовать в качестве источника воды ледники (трудно представить, к каким катастрофическим для экологии Земли последствиям может привести реализация подобных идей). По нашему мнению, наиболее реально использовать энергию атомных или гидравлических электростанций.

Другой способ связан с термическим разложением (иначе, пиролизом) воды:



Данный процесс возможен при температуре примерно 3000 – 4000 °С, энергоемок и может быть реализован в устройствах типа плазмотрона. На рис. 8.1 представлен график изменения объемного содержания водорода ( $V_{\text{H}_2}$ ) в газовой смеси, получаемой при нагревании водяного пара. Отметим, что при этом кроме водорода возможно получение кислорода.

Кроме того, развиваются и другие способы получения водорода из воды, в частности многостадийные электротермические способы, гидролизные способы с использованием металлов Mg, Al, Si, Fe и их сплавов, а также гидридов – соединений металлов с водородом. Хотя указанные методы оказываются менее энергоемкими, они сложны и при их реализации возникает много трудностей. Понимание этих методов требует достаточно глубоких знаний химии, прежде всего химии водорода.

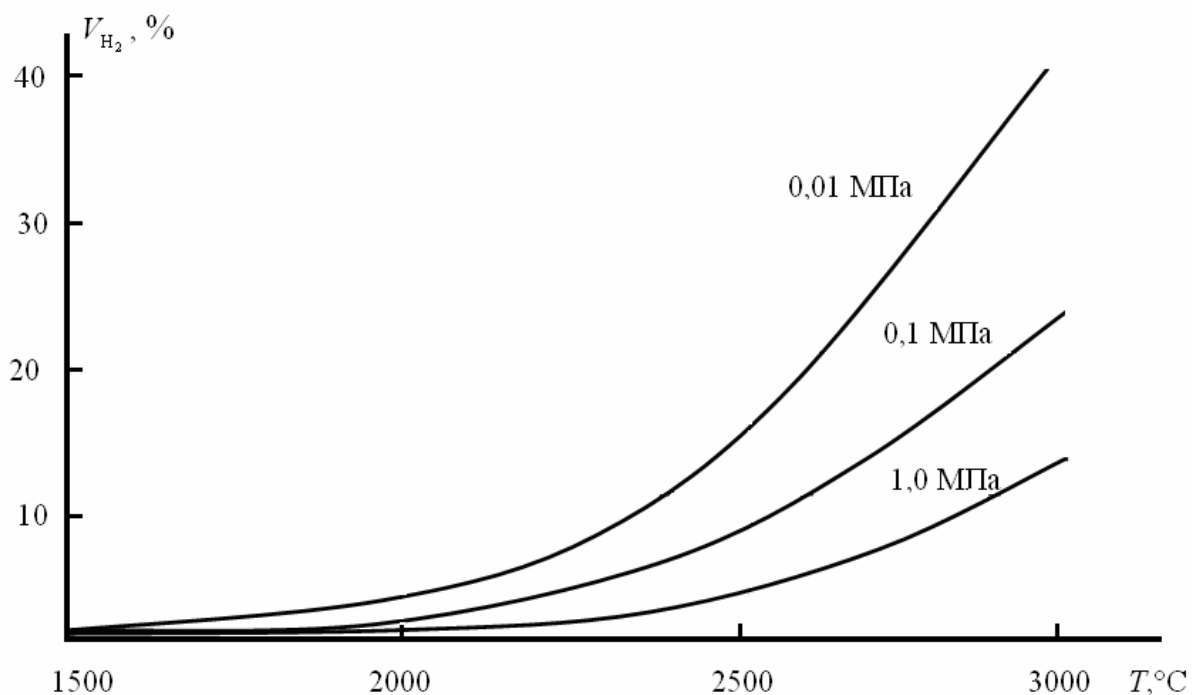


Рис. 8.1. Доля водорода, образующаяся при высокотемпературной диссоциации молекул воды

## 8.2. Термоядерная энергетика

К проблеме водородной энергетики близко примыкает проблема термоядерной энергетики. По крайней мере топливный ресурс у них одинаков – вода. За основу термоядерного синтеза принята реакция слияния легких атомов с высвобождением большого количества энергии. Прежде всего, имеются в виду атомы тяжелого водорода, а именно изотопа водорода – дейтерия:



В результате реакции образуются изотопы водорода: протий и тритий, масса которых меньше исходной на 0,00433 г, – закон сохранения массы в данном случае не соблюдается. Тогда согласно уравнению Эйнштейна

$$E = \Delta mc^2 \quad (8.2)$$

должна выделиться энергия, пропорциональная убыли массы и составляющая  $3.9 \cdot 10^{11}$  Дж, или примерно 14 т угля. Однако (и к счастью) в

обычных условиях реакция (8.2) неосуществима. Чтобы ядра столкнулись, надо преодолеть электрическое отталкивание атомов, защищенных электронными оболочками. С увеличением температуры кинетическая энергия молекул возрастает пропорционально термодинамической температуре, достигая рано или поздно значения, позволяющего атомам столкнуться. Расчеты показывают, что для атомов дейтерия такая температура превышает миллиард градусов, точнее,  $1,2 \cdot 10^9$  К. Вещество при таких температурах находится в состоянии плазмы. Заметим, что реакции синтеза, в отличие от используемых в атомной энергетике реакций деления, не связаны с образованием большого количества радиоактивных элементов, а поэтому значительно чище.

Полвека назад задачу получения указанной температуры человечество успешно решило, создав водородную бомбу, для которой в качестве взрывателя была использована атомная бомба. С тех пор идет невероятно трудный и дорогостоящий процесс приложения термоядерного синтеза к энергетике. Для того чтобы реакция стала самоподдерживающейся, требуется выделение энергии необходимым количеством атомов. Все это время нужно поддерживать указанную температуру. Такой промежуток времени называют временем удержания. Пока этого времени достигнуть не удалось. Для осуществления реакций синтеза нужно решить массу научных и технических задач. Среди научных задач главной является подтверждение теории. Среди технических задач наиболее сложные – это разогрев вещества до необходимых температур и удержание плазмы.

Наиболее просто (если вообще уместно употреблять данное слово) реакция синтеза может быть осуществима на тяжелом и сверхтяжелом изотопах водорода, соответственно дейтерии и тритии, – так называемая D–T-реакция. Она требует более низких температур (примерно  $10^8$  К). Дейтерий предполагается получать из воды, а тритий в природе практически отсутствует – его получают из лития. Реакция на молекулах дейтерия (D–D-реакция) открывает возможности прямого преобразования энергии в электрическую (в МГД-генераторах).

Предполагается, что освоение термоядерного синтеза будет происходить в три, достаточно протяженных этапа. Первый этап –

освоение гибридных систем, где термоядерная электростанция будет совмещена с атомной электростанцией (АЭС), являющейся источником энергии для термоядерного синтеза. Второй этап – создание электростанций на основе D–T-реакции. Освоение D–D-реакции и прямое преобразование энергии относятся к третьему этапу.

В последние годы появилось предложение осуществлять синтез на основе трития (T–T-реакция). Для такой реакции не нужны сверхвысокие температуры, необходимы только глубокий вакуум, почти полная ионизация плазмы и тритий.

### **8.3. Космическая энергетика**

Ряд принципиально новых идей в области энергетике связан с изучением и освоением космоса. В самых первых исследованиях верхних слоев атмосферы и околоземного пространства, выполненных с помощью космических ракет и спутников Земли, обнаружился мощный ионосферный круговой электрический ток, текущий в западном направлении и несущий колоссальную энергию. Между слоями ионосферы на расстоянии десятков тысяч километров существует ток, значение которого составляет сотни миллионов ампер, а напряжение достигает сотен тысяч вольт. Возникает вопрос: как использовать эту гигантскую энергию? Одно из возможных решений данной задачи основано на представлении Земли и ионосферы как электродов гигантского шарового конденсатора. Достаточно соединить эти полюса через полезную нагрузку, и можно будет «качать» энергию из космоса. Возникает только вопрос, как и чем соединить. Предлагается, например, использовать плазменный столб. Другое решение – расположить электрогенератор непосредственно в космосе, но опять возникает задача, связанная с передачей энергии на Землю. Предлагают использовать лазерный луч. Расчеты показывают, что его диаметр будет составлять 8 км. Учитывая невероятную сложность передачи солнечной энергии на Землю в виде электричества, следует признать, что идея создания ионосферного электрогенератора, использующего хотя бы часть солнечной энергии, остается достаточно заманчивой.

## 8.4. Морские течения

Целый ряд оригинальных идей связан с использованием энергии океана. Вот несколько примеров.

Существует масса патентов различных воздушных и гидравлических турбин, использующих энергию волн и течений. В США разработан проект гидротурбины с диаметром рабочего колеса 170 м и длиной ротора 80 м, предназначенной для установки в зоне сильных морских течений. В Англии существует проект электростанции, использующей энергию волн. Сложная конструкция из качающихся поплавков должна занимать площадь 12×50 миль. Расчеты показывают, что при этом удастся обеспечить все потребности Англии в энергии. Пока большинство предложений требуют для своей реализации значительных затрат и трудоемкого обслуживания и поэтому оказываются нерентабельными. Однако есть и удачные решения, нашедшие практическую реализацию (см. раздел 6.4).

Интересные идеи связаны с использованием градиента солености морской воды, возникающего, например, в устьях рек. За счет эффекта электроосмоса в данном случае может быть получено до 1 млрд. кВт энергии. Если пресную воду предварительно нагреть, то энергетический эффект будет еще выше.

Рассматриваются вопросы выращивания биотоплива в океанах. Оказывается, более трети их донных поверхностей (130 млн. км<sup>2</sup>) имеют грунт, позволяющий выращивать быстрорастущие водоросли, пригодные для получения горючих газов (метан и этан). Примером могут служить бурые водоросли, скорость роста которых – до метра в сутки, а урожайность – до 1000 т/га. В этой связи следует отметить, что у нас в стране существуют предложения по использованию в качестве топлива сапропелей, иначе – донных отложений ряда внутренних водоемов, прогнозируемые запасы которых в России оценивают в 250 млрд. м<sup>3</sup>. Впрочем, наверное, сначала надо освоить энергетические посадки на суше (см. главу 7).

## 8.5. Газогидраты

Среди открытий последних десятилетий, которые могут перевернуть существующие представления о топливных ресурсах планеты Земля, является обнаружение принципиально нового вида ископаемого топлива, а именно газогидратов. Они были открыты совершенно случайно в 60-х годах XX века при буровых работах по поиску природного газа в зоне вечной мерзлоты. Газогидраты представляют собой белесые кристаллы и состоят в основном из замерзшей воды, впитавшей в себя огромное количество углеводородов. В результате теплота сгорания газогидратов оказывается в 200 раз выше, чем у природного газа. Механизм образования газогидратов в настоящее время изучен. Оказалось, что он связан с образованием значительного потенциала (примерно 300 В) на границе вода–лед. При интенсивных массообменных процессах в жидкости значение потенциала увеличивается. Образование газогидратов связывают с ледниковым периодом. Они формировались при очень высоком давлении и низких температурах, впитывая в себя многие ценные вещества. Пока газогидраты не добывают, изучают только зоны их залегания. На границах ледников газогидраты находятся близко к поверхности земли: в Антарктиде – на глубине 700 м, в Гренландии – 900 м. Интересно отметить, что подо дном океанов газогидраты находятся не в твердом, а в жидком состоянии и обнаружены практически под 90 % площади Мирового океана. На суше газогидраты существуют более чем под 30 % ее поверхности.

Извлечение газогидратов на поверхность является сложной инженерной задачей. Достаточно указать, что уже при комнатной температуре они взрываются даже при небольшом открытом огне. Предполагается, что добыче газогидратов должна предшествовать их подземная газификация с извлечением на поверхность только газа. Пока разработаны первые проекты станций по добыче твердого газа в зонах вечной мерзлоты. Заметим, что на суше газогидратные месторождения не имеют принципиальных преимуществ по сравнению с газовыми месторождениями. Единственное, что хотелось бы отметить: их запасы существенно больше. Предполагается, что практическое освоение энергетических запасов

газогидратов начнется с извлечения их с морского дна, где они находятся на глубине от нескольких десятков до сотен метров (от поверхности дна).

### 8.6. Топливные элементы

Вопрос использования топливных элементов заслуживает более подробного анализа при изучении перспектив развития энергетики, поскольку их внедрение может начаться достаточно скоро.

Топливные элементы представляют собой электрохимические устройства, преобразующие в результате химической реакции энергию топлива непосредственно в электрическую энергию. Практическое использование топливных элементов началось с развития космонавтики. Однако топливные элементы были очень дорогими – в их состав входила, например, платина – и применялись только в космосе. В последние годы были достигнуты значительные успехи в снижении стоимости топливных ячеек (элементов). Так, фирма «Siemens» (Германия) пошла по пути создания твердооксидных топливных элементов, которым придается форма круглых или приплюснутых труб длиной 50 – 150 мм, мощность одного элемента не превышает 200 Вт при напряжении 0,65 В. Удельные затраты при производстве топливных элементов в 1998 году составляли 12 000 \$/кВт и имели тенденцию к снижению. Предполагается, что когда удельные затраты снизятся до 500 \$/кВт, тогда схемы энергетических установок на топливных элементах станут рентабельными. Твердооксидные и жидкостно-карбонатные топливные ячейки имеют на выходе газ с высокой температурой. Топливные элементы используют водород, природный или синтетический газ; к.п.д. преобразования энергии в них достаточно высок (40 – 70 %), а уровень выбросов вредных веществ крайне низкий.

Рассмотрим работу топливных элементов фирмы «Siemens» двух систем (рис. 8.2). Система SOFC предполагает использование твердокерамических топливных элементов при температуре среды 800 – 1000 °С, топливом является водород или природный газ. Система обеспечивает получение к.п.д. при генерации электроэнергии до 70 %. В более простой и менее экономичной системе PEM-FC используется полимерный

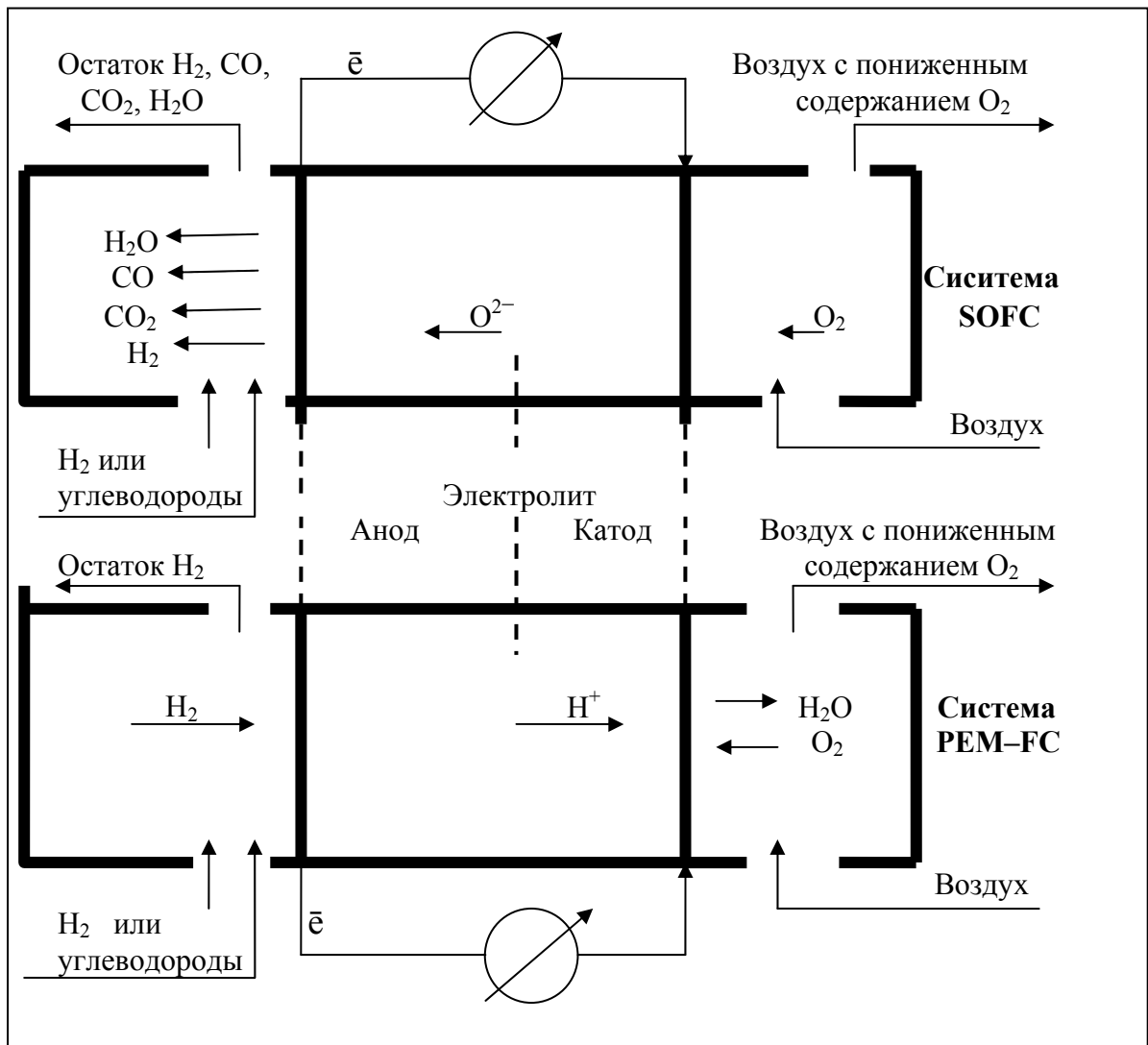


Рис. 8.2. Схема работы топливных элементов

электролит, рабочая температура находится в пределах 40 – 80 °С, а к.п.д. – не более 40 %.

Устройства, состоящие из нескольких модулей топливных элементов, систем подачи топлива и окислителя, а также системы отвода газов, называют электрохимическими генераторами (ЭХГ).

### 8.7. Ближайшее будущее традиционной энергетики

В XXI веке, как 100 и 200 лет назад, человечество продолжает искать новые источники энергии. Для этого имеются достаточно веские основания. Прогнозы в развитии техники – вещь малоблагодарная. Так,

например, в научных изданиях конца XIX века высказывались следующие соображения: паровая машина достигла такого совершенства, что наступающий XX век будет веком господства паровой машины, в то время как паровой машине оставалось «продержаться» в энергетике не более 25 лет, на морском транспорте – 40 лет, на железнодорожном транспорте – примерно 55 лет. Или аналогичные высказывания первого десятилетия XX века о том, что через 20 – 25 лет неудобные и малонадежные паровые и бензиновые двигатели на автомобилях заменят электромоторы с аккумуляторными источниками энергии. Как мы теперь видим, и через 100 лет этот прогноз сбился только наполовину. Поскольку речь зашла об электромобилях, то трудно воздержаться еще от одного замечания. В первой главе приводились данные, показывающие, что потребление топлива автотранспортом и энергетикой соизмеримы. Следовательно, если бы мы захотели сегодня перевести весь транспорт на электрическую тягу, мощность существующих электростанций пришлось бы удвоить. Естественно, это нереально, поэтому будущий электромобиль мыслится только на нетрадиционных источниках энергии: водороде, солнечной энергии или... еще чем-то – покажет будущее.

Несмотря на прогнозы, тем не менее, можно утверждать, что еще не одно десятилетие основой энергетики будет использование ископаемых топлив, поскольку, прежде всего, энергетика и ее техническая основа – энергомашиностроение относятся к наиболее инерционным отраслям техники. Путь от формирования новой идеи до ее промышленной реализации занимает не менее 20 – 25 лет. С одной стороны современные технологии в теплоэнергетике базируются на предложениях, высказанных 40 – 50 лет назад. Сюда относятся, например, паровые турбины на сверхкритических параметрах пара, влажнопаровые турбины АЭС, парогазовые установки с охлаждаемыми высокотемпературными газовыми турбинами с керамическими и металлокерамическими лопатками, различные варианты тепловых схем ГТУ с котлами-утилизаторами и многое другое. Поэтому, если даже предположить, что в наше время возникнет какое-либо новое экономически оправданное решение в области энергообеспечения, отменяющее современную энергетику, то на замещение существующих энерговырабатывающих мощностей уйдут многие десятилетия.

С другой стороны, еще далеко не полностью исчерпаны возможности повышения эффективности существующего теплоэнергетического оборудования. Поэтому ведущие энергетические компании развитых стран наряду с созданием новых экологически чистых технологий делают основной упор на модернизацию старого оборудования. Возможности дальнейшей модернизации связаны с совершенствованием термодинамического цикла Брайтона путем повышения степени сжатия  $\pi_k$ . Если для современных газотурбинных установок характерны значения  $\pi_k = 10 - 30$ , то ставится задача создания компрессорных групп со степенью сжатия  $\pi_k = 50 - 70$ . Одновременно необходимо увеличение начальной температуры газа перед газовой турбиной, которая в современных ГТУ составляет  $1200 - 1300$  °С. Возможность дальнейшего увеличения начальной температуры газа связывают с заменой воздушного охлаждения на паровое в комбинированных парогазовых установках, с применением новых материалов для лопаток и дисков газовых турбин, в том числе керамики и металокерамики, легких композитных бороалюминиевых, боротитановых, углетитановых материалов и др. Современные математические методы расчета и проектирования открывают возможности дальнейшей оптимизации геометрии проточной части и профилей турбинных лопаток на основе анализа трехмерного течения газа, снижения габаритов и веса оборудования. Значительные успехи достигнуты в области снижения токсичности продуктов сгорания путем введения предварительного смешения топлива с воздухом и подавления окислов  $\text{NO}_2$  и  $\text{CO}$ .

В этой связи интересно обратиться к результатам программы ATS, осуществляемой Министерством энергетики США при участии ведущих фирм и специалистов ряда университетов. К концу 2000 года основные задачи, поставленные программой, были решены. В частности, создана ГТУ, работающая по схеме с регенерацией при начальной температуре газа  $1435$  °С и к.п.д. более  $40$  %. Продолжением указанной программы явилась программа XXI века – «Vision-21», состоящая из двух подпрограмм: «Газовые турбины следующего поколения» (NGGT) и «Передовые двигательные системы» (AES). В программе NGGT поставлена задача достижения в современных парогазовых установках с котлами-

утилизаторами (ПГУ с КУ) и ГТУ к.п.д. производства энергии 70 – 75 % при работе на природном газе и в ПГУ с КУ – 60 % при работе на угле. Уровень эмиссии  $\text{NO}_2$  и  $\text{CO}$  в обоих случаях должен быть близок к нулю. Является это пределом совершенства? Скорее всего, нет. В одном из разделов программы NGGT предусматривается создание гибридных систем топливные элементы – ГТУ (рис. 8.3). Объединение этих систем позволит превысить значение к.п.д. 80 %.

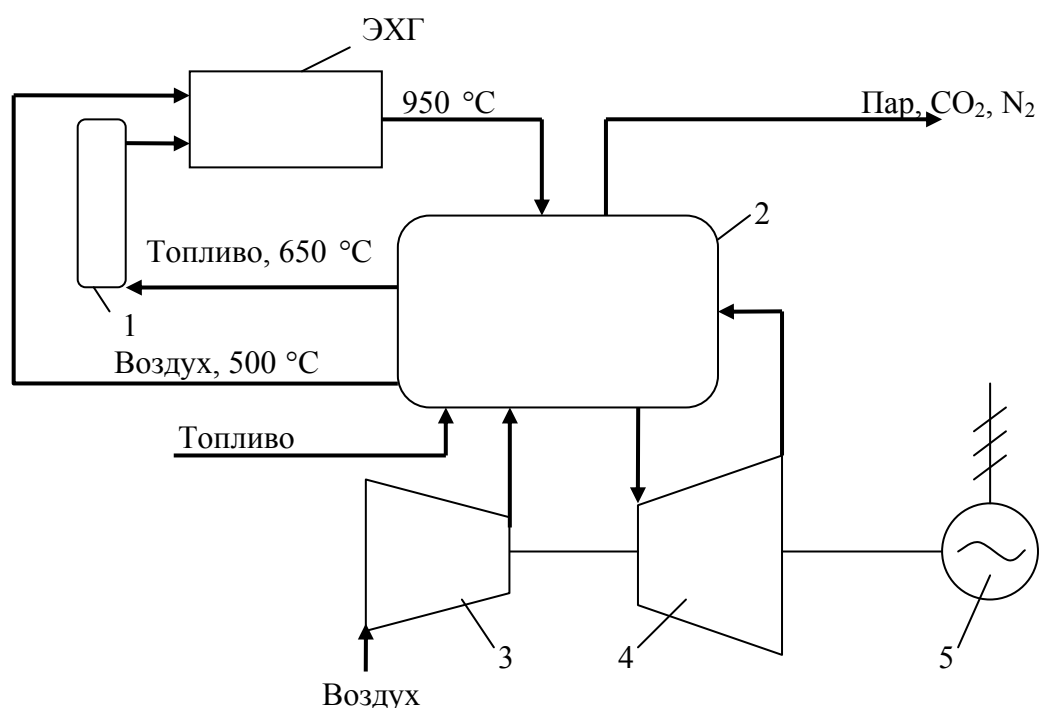


Рис. 8.3. Гибридная установка ЭХГ-ГТУ:

1 – блок подготовки топлива; 2 – узел утилизации теплоты; 3 – компрессор;  
4 – газовая турбина; 5 – электрогенератор

Существуют также многочисленные предложения по использованию солнечной энергии для повышения мощности и экономичности современных парогазовых установок. Так, например, предлагается вводить дополнительный контур питательной воды низкого давления, включив в него солнечные коллекторы, в которых генерировался дополнительный пар, используемый в паровой турбине низкого давления. Расчеты показывают, что для регионов с большим количеством солнечных дней при неизменных затратах топлива выработку энергии по такой схеме

можно увеличить на 40 %, а площадь солнечных коллекторов, необходимых для выработки 100 МВт, составит 0,6 км<sup>2</sup>.

Вспомним пример, относящийся к XIX веку. Если проводить параллели, то в XXI веке на смену современным должны прийти новые технологии. Какими будут эти технологии, какие новые неожиданные технические, экономические или этические препятствия возникнут, например, на пути термоядерной или водородной энергетики, что из современных идей скоро будет казаться «паровым автомобилем» и какие неожиданные возможности откроются – об этом можно только догадываться.

Единственное, о чем с уверенностью можно рассуждать, заключается в следующем: какой бы ни оказалась энергетика будущего, она будет базироваться на фундаментальных представлениях современной науки, в частности термодинамики, ядерной физики, химии, биологии, и на богатом опыте проектирования, совершенствования и эксплуатации энергетического оборудования, включающем в себя почти три столетия.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Берковский Б.М., Кузьмин В.А. Возобновляемые источники энергии на службе человека. М.: Наука, 1987.
2. Зысин В.А. Техническая термодинамика потока. Л.: Изд-во ЛГУ, 1977.
3. Полетаевкин П.С. Космическая энергетика. М.: Наука, 1981.
4. Семиченко К.Н. Водород – основа химической технологии и энергетики будущего. М.: Знания, 1979. 64 с.
5. Супренко Ю.П. Удивительные газогидраты // Изв. РАН. Сер. географ. 1997. № 7.
6. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии / Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. Цивинцкий С.В. Новые проекты мощных источников энергии. М., 1999.

Зысин Леонид Владимирович  
Сергеев Виталий Владимирович

# **НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

## **Часть 1.**

### **Возобновляемые источники энергии**

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции  
ОК 005-93, т. 2; 95 3005 – учебная литература

---

Подписано в печать . Формат 60×84/16. Печать цифровая  
Усл. печ. л. 12,0. Уч.-изд. л. 12,0. Тираж 100 экз. Заказ

---

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного авторами в  
цифровом типографском центре Издательства Политехнического  
университета:

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел. (812) 540-40-14

Тел./факс: (812) 927-57-76