

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова
Физико-технический институт

А.Ф. Константинов

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Учебное пособие

Рекомендовано Дальневосточным региональным
учебно-методическим центром (ДВ РУМЦ) в качестве учебного пособия
для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика
и электротехника», 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
вузов региона

Якутск
2020

УДК 620.9 (075.32)

ББК 31

К64

Утверждено учебно-методическим советом СВФУ

Рецензенты:

П.Ф. Васильев, к.т.н., и.о. зав. кафедрой электроснабжения ФТИ СВФУ;

А.К. Корякин, к.т.н., ОАО «Сахаэнерго»

Константинов, А.Ф.

Общая энергетика [Электронный ресурс] : учебное пособие / А.Ф. Константинов. – Якутск : Издательский дом СВФУ, 2020. – 1 электрон. опт. диск.

ISBN 978-5-7513-2905-1

В пособии приводятся сведения по общеэнергетическим вопросам, рассмотрены особенности топливно-энергетических комплексов России и Республики Саха (Якутия) и даны общие понятия об электрических и тепловых сетях. Показаны основные технологические схемы и принципы действия тепловых и атомных станций. Рассмотрены основные экологические проблемы, связанные с развитием традиционной и возобновляемой энергетики.

Предназначено для студентов электро- и теплоэнергетических специальностей и для специалистов энергетической направленности.

УДК 620.9 (075.32)

ББК 31

© Константинов А.Ф., 2020

© Северо-Восточный федеральный

университет, 2020

ISBN 978-5-7513-2905-1

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
Раздел I. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ	8
Глава 1. Энергетические ресурсы и энергетика.....	8
1.1. Общетеchnические понятия.....	8
1.2. Энергетические ресурсы и краткая характеристика видов топлива.....	11
1.3. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) и Единая энергетическая система (ЕЭС) России и Республики Саха (Якутия).....	18
1.4. Электрические и тепловые сети	25
1.4.1. Электрические сети.....	25
1.4.2. Тепловые сети	30
1.4.3. Потери электрической и тепловой энергии на энергетических установках	32
Контрольные вопросы	34
Раздел II. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ (ГЭУ)	35
Глава 2. Гидроэлектрические станции (ГЭС)	35
2.1. Классификация ГЭС	37
2.2. Основные типы ГЭС	38
2.2.1. Русловые и приплотинные ГЭС	38
2.2.2. Деривационные ГЭС.....	40
2.2.3. Гидроаккумулирующие ГЭС (ГАЭС).....	41
2.3. Состав основных сооружений гидроузла	43
2.3.1. Плотины	43
2.3.1.1. Бетонные плотины	43
2.3.1.2. Грунтовые плотины	46
2.3.1.3. Подземный контур гидросооружений	48
2.3.2. Здания ГЭС	49
2.3.3. Гидроагрегаты ГЭС	53
2.3.4. Судопропускные сооружения	55
2.4. Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС	56
2.5. Строительство речных гидроузлов	64
Контрольные вопросы	70
Раздел III. ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	71
Глава 3. Тепловые электростанции (ТЭС).....	71

3.1. Основные понятия о термодинамических процессах, протекающих в тепловых устройствах	71
3.2. Конденсационные электростанции (КЭС).....	75
3.3. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).....	76
3.4. Газотурбинные установки (ГТУ).....	77
3.5. Парогазовые электрические станции (ПГЭС).....	79
3.6. Дизельные электрические станции (ДЭС).....	80
Контрольные вопросы	83
Глава 4. Атомные электростанции (АЭС)	83
4.1. Принцип действия АЭС	85
4.2. Ядерные реакторы (ЯР).....	87
4.3. Принципиальные схемы АЭС.....	89
4.4. Малые атомные электростанции (МАЭС).....	92
Контрольные вопросы	96
Глава 5. Оборудование ТЭС и АЭС	96
5.1. Паровые котлы	97
5.2. Паровые турбины.....	101
5.3. Электрические генераторы, трансформаторы и конденсаторы	102
5.4. Топливоснабжение ТЭС	104
5.5. Топливоснабжение АЭС	105
5.6. Техническое водоснабжение ТЭС и АЭС	107
Контрольные вопросы	112
Раздел IV. НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ (НВИЭ)	113
Глава 6. Малая гидроэнергетика (МГЭ)	114
6.1. Особенности малых рек	115
6.2. Гидроэнергетическое использование малых рек	115
6.3. Бесплотинные малые ГЭС.....	118
Контрольные вопросы	121
Глава 7. Ветроэнергетика (ВЭ).....	121
7.1. Ресурсы ветровой энергии	122
7.2. Использование ветровой энергии.....	123
7.3. Современное состояние ветроэнергетики	127
Контрольные вопросы	128
Глава 8. Солнечная энергия (СЭ)	129
8.1. Ресурсы СЭ	129
8.2. Солнечное теплоснабжение	129

8.3. Солнечное электроснабжение.....	131
8.3.1. Термодинамический способ.....	131
8.3.2. Фотозлектрический способ.....	134
Контрольные вопросы	136
Глава 9. Энергия биомассы.....	137
9.1. Биоконверсия органических веществ	137
9.2. Термохимическая конверсия	140
9.3. Сжигание отходов	141
Контрольные вопросы	141
Глава 10. Геотермальная энергия (ГТЭ).....	142
10.1. Ресурсы ГТЭ.....	142
10.2. Использование ГТЭ	143
10.2.1. Получение электрической энергии	143
10.2.2. Получение тепловой энергии.....	147
Контрольные вопросы	148
Глава 11. Приливная энергия (ПЭ).....	148
11.1. Использование ПЭ	148
11.2. Современное состояние и перспективы использования ПЭ.....	152
Контрольные вопросы	153
Глава 12. Низкопотенциальные источники энергии (НПИЭ)	153
12.1. Вторичные энергоресурсы (ВЭР).....	153
Контрольные вопросы	157
Раздел V. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ	158
Глава 13. Экологические проблемы традиционной энергетики	158
13.1. Тепловые электростанции (ТЭС)	158
13.2. Гидравлические электростанции (ГЭС).....	160
13.3. Атомные электростанции (АЭС).....	162
Контрольные вопросы	164
Глава 14. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и ОС.....	164
14.1. Малая гидроэнергетика	165
14.2. Ветровая энергетика	165
14.3. Солнечная энергетика.....	166
14.4. Геотермальная энергетика	167
14.5. Приливная энергия.....	167
14.6. Биоэнергетика	168
Контрольные вопросы	168
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	169
ЛИТЕРАТУРА.....	170

ПРЕДИСЛОВИЕ

Из всех видов энергии, используемых человеком в сфере своей деятельности, неоспоримое значение имеет электроэнергетика, благодаря таким важным достоинствам, как относительно простое производство электроэнергии, возможности передачи ее на практически любые расстояния и преобразования ее в различные виды энергии (механическую, тепловую, световую и др.).

Если вспомнить историю развития энергетики, то можно заметить, как происходила смена различных источников энергии от простейших ветровых и водяных мельниц до современных тепловых, гидравлических и атомных станций. Наряду с успехами энергетики в последнее время все большую тревогу вызывают неумолимое сокращение запасов ископаемых видов топлива – угля, нефти, газа и др., возрастающие масштабы загрязнения окружающей среды, увеличение стоимости топлива, обострение проблемы энергетической безопасности ряда стран.

В этой связи идет постоянное повышение актуальности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НиВИЭ) – малых рек, ветра, солнца, биомассы, тепла Земли и т.д. Тем не менее в обозримой перспективе основой получения энергии в мире останется традиционная энергетика, т.к. НиВИЭ не могут полностью удовлетворять все возрастающие потребности в энергии. Однако НиВИЭ будут иметь важное значение в экономии ископаемых видов топлива и улучшении экологической обстановки на Земле. Особое значение они будут иметь в энергоснабжении относительно малых потребителей в децентрализованных районах страны и в регионах Крайнего Севера.

В более отдаленной перспективе следует ожидать использование термоядерной энергии, по которой сегодня идут интенсивные исследования в США, России, Японии, КНР и других странах.

Таким образом, целью данного учебного пособия, выполненного в соответствии с учебной программой по подготовке бакалавров энергетической специальности, является обучение будущих специалистов-энергетиков познанию основных принципов работы различных источников энергии.

Пособие состоит из 5 разделов и 14 глав, посвященных общим вопросам энергии и энергетики, гидравлическим, тепловым, атомным станциям и НиВИЭ, с некоторым учетом их использования в условиях Крайнего Севера. Помимо этого, рассматриваются современные экономичные технологии на основе применения низкопотенциальных источников энергии для получения тепловой и электрической энергии.

Раздел I.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ

ГЛАВА 1.

Энергетические ресурсы и энергетика

1.1. Общетеchnические понятия

Под энергетикой понимается отрасль хозяйства, охватывающая добычу энергоресурсов, производство, преобразование, передачу и использование различных видов энергии.

Энергетика – это отрасль, намного опережающая по своему развитию рост численности населения; так, удвоение численности населения на Земле происходит примерно через 40-50 лет, а производство электроэнергии – через 12-15 лет.

Прежде всего следует отметить, что энергия – это действие или общая мера различных форм движения материи.

Различают следующие виды энергии:

- а) механическая - энергия, связанная с движением тела;
- б) гидравлическая – энергия текущей, падающей и колеблющейся воды;
- в) кинетическая – энергия скорости движения тела;
- г) потенциальная – энергия положения тела;
- д) электромагнитная – энергия магнитного поля;
- е) гравитационная – энергия гравитационного тяготения;
- ж) химическая – энергия вещества при трансформировании его в другие вещества;
- з) ядерная – энергия распада ядер радиоактивного вещества;
- и) термоядерная – энергия синтеза (соединения) ядер легких элементов водорода.

Дисциплина «Общая энергетика» рассматривает вопросы преобразования и использования этих видов энергии для целей электроснабжения и теплоснабжения потребителей с помощью различных типов преобразователей.

Связь между энергией (W , Дж) и массой тела (m , кг) определяется формулой Эйнштейна: $W = m \cdot c^2$, где $c=300000$ км/с – скорость света в вакууме.

Некоторые общетехнические термины и понятия

Температура – физическая величина, характеризующая степень нагретости тела. При этом часто применяются разные единицы ее величины, например, температура по Цельсию – $t^{\circ}\text{C}$, температура по Фаренгейту – $t^{\circ}\text{F}$, температура по Кельвину – $T^{\circ}\text{K}$. Пересчет этих температур производится по следующим равенствам:

$$T^{\circ}\text{C} = 5/9 (t^{\circ}\text{F}-32) = t^{\circ}\text{K}+273$$

Давление – сила, действующая на единицу площади поверхности тела по нормали к ней.

В Международной системе СИ: $1\text{Па}= 1 \text{ н/м}^2$, где Па – паскаль; н – ньютон.

В технической системе: $1 \text{ атм}= 1 \text{ кгс/см}^2= 10^4\text{Па}$; $1 \text{ мм рт.ст.}= 133,322 \text{ Па}$; $1 \text{ мм вод. ст.} = 10 \text{ Па}$.

Мощность – это работа, выполняемая за определенный период времени.

$$1 \text{ Вт} = 10^{-3} \text{ кВт} = 0,102 \text{ кгс/с} = 1,36 \cdot 10^{-3} \text{ л.с.}$$

Энергия – это мера совершения работы.

$$1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж} = 3,67 \cdot 10^5 \text{ кгс}\cdot\text{м} = 860 \text{ ккал.}$$

Очень часто в технической литературе встречается такое понятие, как «условное топливо» (у.т.), вследствие разной теплоты сгорания различных видов топлива. Условным называется такое топливо, теплота сгорания 1 кг или 1 м^3 которого равна 29330 Кдж , поэтому для перевода натурального топлива (н.т.) в условное используется коэффициент – \mathcal{E}_k .

$$\mathcal{E}_k = \frac{Q_n}{29330}, \text{ где } Q_n \text{ – теплота сгорания натурального топлива.}$$

Например, 1 т у.т. угля в среднем равна $1,49 \text{ н.т.}$; дизельного топлива – $1,45 \text{ н.т.}$; природного газа – 873 н.м^3 ; дров – $4,66 \text{ н.т.}$ и $2000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ гидравлической энергии.

Энергетические ресурсы – это объекты, в которых сосредоточена возможная для использования энергия, которая подразделяется на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относят те виды энергии, которые постоянно восстанавливаются (вода, ветер, солнце, тепло Земли и т.д.); ко вторым – ископаемые виды энергии, накопленные в природе за всю историю существования Земли (уголь, нефть, газ, торф и т.д.).

При этом энергия, существующая в природе, относится к первичной, а энергия, преобразованная человеком с помощью различных энергоустановок, называется вторичной (электрическая энергия, пар, горячая вода и т.д.).

Сегодня человечество удовлетворяет свою потребность в энергии, в основном, за счет использования невозобновляемых источников энергии, т.е. для выработки, например, электрической и тепловой энергии используются традиционные источники энергии – тепловые, гидравлические, атомные электростанции и котельные установки.

К нетрадиционным источникам энергии относят возобновляемые виды энергии, к которым можно еще отнести водородную, малую атомную и энергетику вторичных ресурсов.

Следует отметить, что возобновляемые источники энергии (ВИЭ) не отличаются постоянством и их использование возможно только в период выработки энергии, поэтому для устойчивости электроснабжения необходимы определенные накопители энергии (НЭ).

Накопители энергии классифицируются по следующим признакам:

- механические – подразумевают накопление энергии при подъеме какого-либо груза с использованием энергии его падения вниз;
- жидкостные – накопление, например, воды в верхнем бассейне ГАЭС или ГЭС и использование ее в турбинном режиме для выработки электроэнергии;
- кинетические – использование колебательной или поступательной энергии. Например, пружинные и гравитационные часовые маятники;
- гироскопические – с использованием вращательной энергии, например, маховиков;
- газовые – использование энергии сжатого газа, накопленного, например, в ресивере;
- тепловые – использование накопленного тепла, например, в баках с нагретой водой;

- электрические – накопление электрической энергии в конденсаторах, электрохимических батареях или, например, выработкой водорода с последующим его использованием в ДВС.

1.2. Энергетические ресурсы и краткая характеристика видов топлива

Под энергоресурсами понимаются объекты, в которых сосредоточена возможная для использования энергия.

В электроэнергетике в качестве сырья для получения электрической энергии используют в основном органические виды топлива, которые подразделяются на твердые, жидкие и газообразные, запасы которых ограничены (табл. 1.1).

**Таблица 1.1 – Ориентировочные запасы
основных органических видов топлива в мире**

Виды топлива	Разведанные		Извлекаемые	
	млрд т у.т.	%	млрд т у.т.	%
Уголь	11200	87,4	2900	76
Нефть	740	5,8	370	9,7
Природный газ	630	4,9	500	13,3
Прочие	230	1,9	30	100
Всего	12800	100	3800	100

К разведанным запасам относят то количество топлива, которое разведано и доказано анализом количественных и технических данных, по которым возможна ее добыча. К извлекаемым относят часть разведанных запасов, которая может быть рентабельно извлечена на поверхность.

Следует отметить, что данные по запасам у различных авторов заметно разнятся.

По своему агрегатному состоянию топливо делится на твердое, жидкое и газообразное состояние; по назначению – на энергетическое, технологическое и бытовое. Наибольшие по качеству требования предъявляются к энергетическому топливу.

Твердые виды топлива – древесно-растительная масса, торф, сланцы, бурый уголь, каменный уголь, антрацит (по возрастанию периода разложения). Наиболее старым по возрасту является антрацит, который на 93% состоит из углерода и отличается наибольшей твердостью и калорийностью.

Самые крупные месторождения угля в мире: Тунгусское (2300 млрд т) – свыше 15% мировых запасов; Ленское (1800 млрд т) – почти 13% мировых запасов; Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны (по 600 млрд т), Печорский (210 млрд т), Донбасский (128 млрд т) и т.д.

Основной характеристикой топлива является теплотворная способность (теплота сгорания) – физическая величина, показывающая, какое количество теплоты выделяется при полном сгорании топлива массой 1 кг или объемом 1 м³ (Дж/кг или Дж/м³).

Так, низшая теплота сгорания антрацита и каменного угля составляет 33 МДж/кг, бурого – 27, древесины – 19, торфа – 8,12 и сланца – 7,66 МДж/кг.

Жидкие виды топлива – нефть и продукты ее переработки – бензин, керосин, дизельное топливо, лигроин и др., а также остаточный продукт переработки – мазут. Жидкое топливо на 70% используется на транспорте и на 30% - на ТЭС и котельных.

Сырую нефть нагревают до 300-370°C, затем полученные пары разгоняют на фракции, которые конденсируются при различных температурах и получают сжиженный газ (~ 1%), бензин (~ 15%), керосин (~17%), дизельное топливо (~18%) и остаток – в виде мазута.

Мировые запасы нефти оцениваются в 200 млрд т, из которых достоверные запасы составляют 53 млрд т. Более половины достоверных запасов сосредоточены в странах Среднего и Ближнего Востока. Разведанные запасы нефти постоянно возрастают за счет открытия новых месторождений, например, на морских шельфах.

Жидкое топливо является более удобным для использования, чем твердое.

Низшая теплота сгорания бензина – 43,8 МДж/кг, дизельного топлива – 42,4; мазута – 40-41,3 МДж/кг.

Газообразное топливо – это природный газ, добываемый из газовых месторождений; попутный газ – при добыче нефти; газ конденсатных

месторождений, шахтный метан и т.д. В промышленности и в быту широко используется сжиженный газ, получаемый при первичной обработке нефти.

Мировые запасы газа оцениваются в 140-170 трлн м³.

В последнее время начато применение биогаза, продукта анаэробной ферментации органических отходов. Весьма перспективным видом топлива является водород, получаемый из природного газа в процессе газификации угля, путем электролиза воды и т.д.

Низшая теплота сгорания природного газа – 36,7 МДж/м³; коксового – 16,6; сжиженного – 88,5 МДж/м³.

Газообразное топливо является наиболее экологичным, т.к. при его сжигании практически не образуется дыма и копоти, отсутствуют твердые выбросы в окружающую среду и без потерь транспортируется по газопроводам на любые расстояния.

Давление газа в газопроводе поддерживается на уровне 5 МПа при помощи компрессоров, вращаемых газовыми турбинами, поэтому общий расход газа на собственные нужды составляет до 10-20 м³ в сутки.

Особняком стоит ядерное топливо (ЯТ), в качестве которого выступает уран U 235, получаемый из природного урана U 238 путем обогащения. В природе уран состоит из трех изотопов - U 238 (99,282%), U 235 (0,712%) и U 234 (0,006%). В результате обстрела ядер урана нейтронами происходит искусственное деление его, что вызывает выделение огромного количества тепла.

При этом нейтроны делятся по своей скорости движения на:

- медленные (тепловые), энергия которых составляет $E_n = 0,03 \div 0,5$ эВ (электрон-вольт);

- промежуточные – с $E_n = 1 \div 10^3$ эВ;

- быстрые – с $E_n = 10^5$ эВ и более.

В энергетике используется три варианта деления ядра:

1) использование U²³⁵ и медленных (тепловых) нейтронов, которые характеризуются скоростью движения менее 2000 м/с;

2) использование плутония Pu²³⁹ и медленных нейтронов;

3) использование природного урана U²³⁸ и быстрых нейтронов (со скоростью намного более 2000 м/с) и при этом образуется Pu²³⁹, который может быть использован в качестве нового ЯТ, расщепляемого медленными нейтронами.

Следует отметить, что U^{238} имеет период полураспада $4,47 \cdot 10^9$ лет, а U^{235} – $7,13 \cdot 10^8$ лет.

В ЯТ таится громадная энергия. Так, при делении 1 г изотопов урана или плутония высвобождается 22500 кВт·ч энергии, что эквивалентно 2800 кг у.т. В связи с этим использование такого топлива сопровождается высокой опасностью для человека, поэтому применение ЯТ для получения электрической и тепловой энергии носит гораздо сложный характер, чем использование органических видов топлива.

Запасы урана в природе громадны. Считается, что в 1 т горной массы в среднем содержится 1 г урана, т.е. до глубины до 500 м в земной коре запасы его достигают 200 млрд т; помимо этого, в Мировом Океане содержится еще порядка 4 млрд т. На уровне 2011 г., по данным WNA (Всемирная ядерная ассоциация), запасы урана во всем мире составляют более 5,3 млрд т. На первом месте по запасам урана находится Австралия – 661 тыс т (12,4%), далее – Казахстан – 629 тыс т (11,8%), РФ – 487 тыс т (9,15%) и т.д.

В РФ выявлено 550 тыс.т запасов урана (около 10% мировых запасов), из которых 63% находятся в РС (Я).

АЭС мощностью 1000 МВт с энергией 7000 ГВт.ч/год требует около 20 т уранового топлива, который получается обогащением 153 т природного урана.

Гидравлическая энергия – это энергия, сосредоточенная в потоках падающей, текущей и колеблющейся воды в природе. В принципе энергию воды можно считать своеобразным видом «топлива» для получения электрической энергии с помощью гидравлических установок.

Таким образом, носителем энергии в этом случае являются гидроэнергетические ресурсы (ГЭР) рек, а наука, занимающаяся изучением водной энергии и методов получения и использования ее, называется гидроэнергетикой. Она тесно связана с такими видами наук, как гидрология, климатология, гидравлика, математика, электротехника, картография, гидрогеология, экология и др.

Особенностью ГЭР является, прежде всего, их возобновляемость и неисчерпаемость в силу круговорота воды в природе, а также то, что для получения этой энергии не требуется добывать, транспортировать, перерабатывать топливо и при этом загрязнять окружающую среду.

Движение воды в руслах рек происходит под действием силы тяжести и сил внутреннего сопротивления, и при этом вода непрерывно совершает работу по преодолению сил трения в русле реки, внутреннего сопротивления движения, а также для совершения различных эрозионных процессов и транспортировки продуктов эрозии в виде взвешенных и влекомых наносов.

Источниками питания рек являются твердые и жидкие осадки (снег и дождь), продукты таяния ледников в гористых районах, подземные воды и др. В зависимости от этих условий различают следующие фазы режима рек: половодье, возникающее за счет таяния снегов весной; паводки – кратковременные подъемы уровней реки, возникающие в летне-осенний период, в результате выпадения дождей и межень – низкие уровни рек в зимний и летне-осенний периоды.

Основным элементом речного стока для гидроэнергетики является расход воды, который подразделяется на среднесуточный, среднемесячный, среднегодовой и среднемноголетний величины, из которых в расчетах в основном используются две последние.

Для характеристики режима рек строят так называемый гидрограф реки, представляющий собой хронологический график зависимости расходов воды Q от времени во внутригодовом разрезе. Доля различных источников питания реки определяется путем расчленения гидрографа (рис. 1.1).

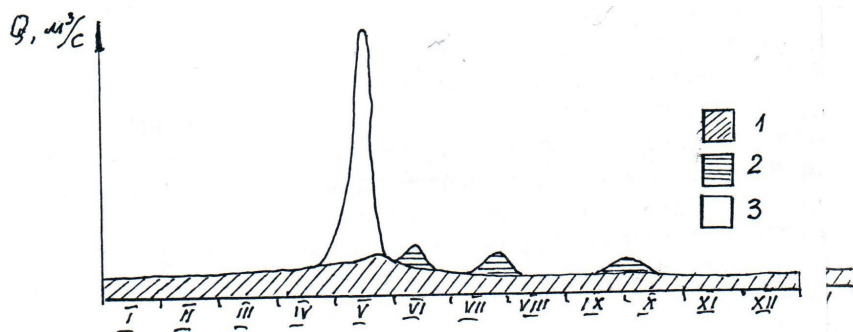


Рис. 1.1. Расчленение гидрографа реки:

1 – грунтовое питание; 2 – дождевое питание; 3 – снеговое питание

Для планирования использования водных ресурсов в тех или иных регионах подсчитываются их ресурсы по трем категориям изученности: потенциальные (валовые), технические и экономические запасы.

Потенциальные ресурсы рек определяются по следующим формулам:

$$P_{\text{пот}} = g\bar{Q}H, \text{ кВт}; \quad (1.1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = P_{\text{пот}} \cdot t, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1.2)$$

где $P_{\text{пот}}$ и $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – соответственно мощность и энергия реки, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение земного притяжения, \bar{Q} – среднееголетний расход воды в устье реки, $\text{м}^3/\text{с}$; H – падение реки от истока до устья, м ; $t = 8760$ – число часов в году.

Технические ресурсы рек представляют ту часть потенциальных запасов, которую технически возможно освоить с помощью строительства, например, каскада гидроэлектростанций.

Экономические ресурсы – это часть технических ресурсов, которую экономически целесообразно использовать в данный момент времени. Эта величина зависит от многих факторов, поэтому она постоянно уточняется.

ГЭР рек мира оцениваются примерно в $28 \cdot 10^{12}$ кВт·ч энергии в средний по водности год. Гидроэнергопотенциал всех рек б.СССР оценивается в 450 млн кВт со среднеголетней энергией 3942 млрд кВт·ч в год.

Потенциальные гидроэнергоресурсы Якутии составляют около 180 млн кВт с энергией 1577 млрд кВт·ч в средний год. Технический потенциал рек оценивается примерно в 830 млрд кВт·ч, а экономический – порядка 450 млрд кВт·ч энергии.

Термоядерная энергия является одним из фундаментальных источников энергии, который может быть использован человечеством. В отличие от атомной энергии, где происходит реакция разделения (расщепления) ядер тяжелых элементов, термоядерная, наоборот, является синтезом (соединением) ядер легких элементов с образованием тяжелых ядер. В природе такие реакции происходят в недрах звезд, в т.ч. Солнца, которое в принципе является природным термоядерным реактором (ТЯР).

Синтез легких ядер происходит за счет кинетической энергии их теплового движения. Для создания ядерной реакции необходимо сблизить ядра легких элементов на расстояние, равное размеру самих ядер, а для этого следует преодолеть мощнейшую силу их электростатического от-

талкивания, которую можно преодолеть только при очень высоких температурах (до 100 млн градусов и выше). Такая температура создается при синтезе изотопов водорода – дейтерия и трития, в результате чего образуется ядро гелия плюс нейтрон и в конечном счете возникает горячая плазма и начинается термоядерная реакция.

Ядерный неуправляемый синтез был вначале создан для производства водородной бомбы, а для создания управляемого синтеза для мирных целей потребовались десятки лет кропотливого труда. Только к середине XX в. появились первые крупные экспериментальные установки типа ТОКОМАК (тороидальная камера с магнитными катушками), изобретенные А.Д. Сахаровым (рис. 1.2).

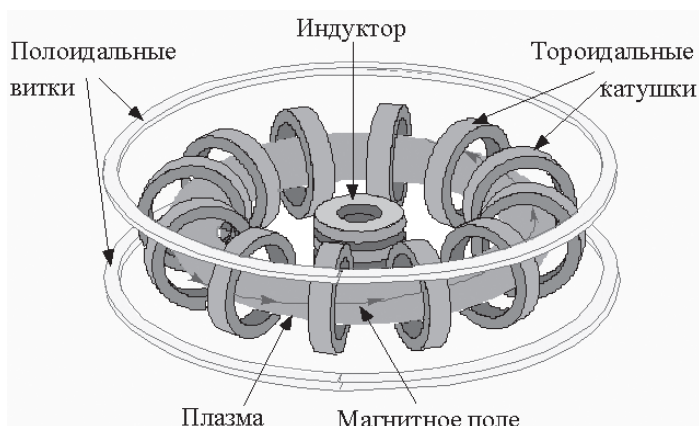


Рис. 1.2. Схема ТОКОМАКа

В ТОКОМАКах было использовано мощное магнитное поле для удержания горячей плазмы от контакта со стенкой камеры. Всего в мире было построено около 300 таких аппаратов.

Позднее были созданы более совершенные реакторы – СТЕЛЛАРАТОРЫ, которые сегодня существуют во многих странах, в т.ч. в Японии, Германии и России.

Главное преимущество ТЯР состоит в том, что выработавший свой ресурс реактор нужно законсервировать только на 30 лет, а затем материалы могут быть переработаны и использованы вновь в другом реакторе синтеза, т.к. наведенная нейтронами радиоактивность первой стенки реактора будет снижена за этот период до безопасного уровня. Для сравнения – радиоактивные отходы от реакции деления требуют переработки и хранения на десятки тысяч лет.

В перспективе удастся преодолеть все трудности и человечество получит неисчерпаемый источник энергии, поскольку запасы лития и дейтерия в земной коре огромны. Предполагается, что энергетика на основе ТЯР появится не ранее 2030-2040 гг.

1.3. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) и Единая энергетическая система (ЕЭС) России и Республики Саха (Якутия)

Общее развитие энергетики может быть основано на ТЭК, который включает такие системы, как топливоснабжение (добыча, транспортировка и переработка ископаемых видов топлива), электро- и теплоснабжение различных потребителей и ядерная энергетика на основе добычи и переработки ядерного топлива.

В принципе в состав ТЭК можно включить и гидроэнергетику, хотя она базируется на возобновляемом источнике энергии (ВИЭ).

ТЭК является одним из устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики, обеспечивая около четверти производства ВВП, около трети объема промышленного производства, примерно половину доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений.

Россия обладает огромным ресурсным потенциалом: около 12-13% мировых прогнозных топливо-энергетических ресурсов (ТЭР), в т.ч. более 12% нефти, более 30% газа и 11% угля.

Одной из особенностей ТЭК РФ является то обстоятельство, что почти 90% ТЭР сосредоточено в восточных районах страны, а основные потребители – в западных.

В общем виде в состав ТЭК входят отрасли по добыче и переработке различных видов топлива (топливная промышленность), а также электроэнергетика и предприятия по транспортировке и распределению электроэнергии (рис.1.3).



Рис. 1.3. Состав топливно-энергетического комплекса

Угольная промышленность занимается добычей и переработкой (обогащением) каменного и бурого угля и является самой крупной отраслью топливной промышленности.

Россия обладает разнообразными типами угля – бурыми, каменными и антрацитами и по запасам занимает одно из ведущих мест в мире. Общие геологические запасы угля составляют 6421 млрд т, из которых свыше 2/3 представляет каменный уголь. При этом свыше 95% запасов приходится на восточные регионы страны. Следует отметить также, что около 70% общего объема добычи производится наиболее экономичным, производительным и дешевым способом открытой разработки угля, хотя он связан с достаточно сильным нарушением природы (карьеры, отвалы, взрывные и прочие работы).

В РФ выделяются такие крупные межрайонные угольные бассейны, как Кузнецкий, Канско-Ачинский, Печорский, Донецкий, Иркутско-Черемховский и Южно-Якутский. К перспективным угольным бассейнам относятся также Ленский, Тунгусский и Таймырский, расположенные в районах Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Газовая промышленность является самой молодой и быстроразвивающейся отраслью топливной промышленности, занимающейся добычей, транспортировкой, хранением и распределением природного газа. При этом добыча газа в 2 раза дешевле добычи нефти и в 10-15 раз дешевле добычи угля.

На территории РФ сосредоточено около 30% мировых разведанных запасов газа с потенциальными ресурсами в 160 трлн м³, из которых более 84% находится в восточных районах. Свыше 90% природного газа добывается в Западной Сибири с месторождениями Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и др., где сосредоточено более 60% всех ресурсов страны.

Нефтяная промышленность занимается добычей и транспортировкой нефти, а также добычей попутного газа. Россия располагает около 8% мировых разведанных запасов.

Основные ресурсы нефти сосредоточены в Западной Сибири, а также в Прикаспийской низменности, на Северном Кавказе, на шельфах северных морей.

Добыча нефти сосредоточена в Западной Сибири и на Волго-Уральской провинции, а также в некоторых районах Восточной Сибири и на Северо-Западе России.

Электроэнергетика является важной частью ТЭК и занимается производством, транспортировкой и распределением электроэнергии. На выработку электроэнергии расходуется до 40% всех первичных энерго-ресурсов мира.

Особенностью электроэнергетики является то, что ее продукция не может накапливаться и произведенная энергия должна использоваться потребителем сиюминутно. Благодаря возможности создавать магистральные высоковольтные линии создаются условия для развития крупных предприятий в отдаленных регионах страны, являясь основой для создания территориально-производственных комплексов. Сегодня

в составе Единой энергетической системы (ЕЭС) России насчитывается около 600 ТЭС, 100 ГЭС и 10 АЭС, а также множество автономных газотурбинных и дизельных электростанций малой мощности. Некоторое развитие начала получать энергетика на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), суммарная мощность электростанций на которых пока не превышает 1% от всей вырабатываемой электроэнергии в стране.

Таким образом, основные энергетические мощности в стране сосредоточены на ТЭС (70-80%), на ГЭС (10-15%) и АЭС (10-15%) от общей установленной мощности (УМ) всех электростанций России. При этом мощности отдельных блоков на ТЭС доходят до 1200 МВт, на АЭС – до 1000 МВт, а УМ одной единицы АЭС – до 4 ГВт, ТЭС – до 4,8 МВт, а ГЭС – до 6,4 ГВт.

Суммарная УМ всех электростанций России составляет порядка 200 ГВт.

В настоящее время в России действует Единая энергетическая система (ЕЭС), в состав которой входят все электростанции европейской части и Сибири, сосредотачивая более 4/5 энергомощности страны. В регионах Восточной Сибири действуют небольшие изолированные энергосистемы.

Для повышения экономичности, надежности и качества электроэнергии в стране создана ЕЭС, объединенная общим технологическим циклом производства, передачи и распределения электрической энергии с единым оперативно-диспетчерским управлением.

Сегодня ЕЭС России объединяет целый ряд объединенных энергосистем (ОЭС), куда формально не входит лишь одна – ОЭС Востока в составе Амурской, Хабаровской и Дальневосточной районных энергосистем (РЭС). Кроме этого, еще 7 РЭС, в т.ч. Якутская, работают изолированно.

Топливо-энергетический комплекс РС(Я) располагает всеми отраслями, кроме атомной. В настоящее время по объему производства первое место занимает уголь, второе – газ, третье – гидроэнергия.

Угольная промышленность. В республике расположены Южно-Якутский, Ленский, Зырянский угольные бассейны и восточная часть Тунгусского бассейна. Прогнозные запасы Южно-Якутского бассейна оцениваются примерно в 40 млрд т, Зырянского – 8,5 и Ленского – 840 млрд т.

По добыче угля Якутия занимает первое место среди регионов Дальнего Востока. Основной объем угля добывается открытым способом. Особенностью добычи угля в республике является то, что северная группа угледобывающих предприятий ориентирована на нужды жилищно-коммунального хозяйства, а юга – в основном на поставку угля в регионы Хабаровского края, Иркутской области и др., а также на экспорт – в Японию, КНР, Южную Корею.

Экспорт угольной продукции производится тремя угледобывающими предприятиями: ГУП «Якутуголь» в объеме около 4 млн т, СП «Эрэл ЛТД» - 280 тыс т, АО «Денисовское» - 80 тыс т.

Большие перспективы по увеличению объема добычи и экспорта угля связаны с освоением Эльгинского месторождения, в связи с чем создано ООО «Эльгауголь».

Газовая промышленность. Сегодня основная добыча природного газа сосредоточена на Мастахском, Средневилюйском, Среднетюнгомском и Чаяндинском газоконденсатных месторождениях (ГКМ).

Для целей выработки электро- и теплоэнергии в Центральной и Западной Якутии ежегодно добывается среднем 1,9 млрд м³ газа.

Поставка газа в Центральный энергорайон осуществляется по двухниточному магистральному газопроводу Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск протяженностью 466 км производительностью 4,2 млн м³ в сутки. В связи с перегрузкой этой линии в зимние пиковые нагрузки острой необходимостью стало строительство третьей нитки газопровода протяженностью 384 км.

В Западный энергорайон природный газ подается по одниточному магистральному газопроводу Таас-Юрях – Мирный – Чернышевский протяженностью 226,8 км, производительностью 1 млрд м³/год. Кроме магистральных в сельские районы построены газопроводы-отводы и межпоселковые трубопроводы протяженностью около 230 км.

Значительный рост газопотребления ожидается в связи с вводом в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» и началом поставки Чаяндинского газа в страны АТР по системе ВСТО. Согласно «Схеме комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики РС(Я) до 2020 г.», ожидается развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности для покрытия потребности в полимерной продукции и сжиженного природного газа в России.

Нефтяная промышленность. В настоящее время в разработке находятся Талаканское, Среднеботуобинское и Иреляхское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ). В 2014 г. предприятия нефтедобычи добыли более 8,7 млн т нефти, обеспечивая постоянный прирост.

На Талаканском месторождении добычу нефти проводит ОАО «Сургутнефтегаз», на Среднеботуобинском – ООО «Таас-Юрях» и на Иреляхском – ЗАО «Иреляхнефть». Добыча нефти на оторочке Чаяндинского НГКМ осуществляется ПАО «Газпром».

В целом по республике к 2018 г. увеличение добычи нефти достигло 14,6-14,8 млн т.

Электроэнергетика. Основу электроэнергетики республики составляют электростанции и предприятия ПАО «Якутскэнерго», крупнейшего поставщика электро- и теплоэнергии на территории РС(Я), которое входит в состав РАО «Энергетические системы Востока». ПАО «Якутскэнерго» обслуживает огромную площадь, самые протяженные ЛЭП и самое большое количество ДЭС, большинство из которых находится в ведении его дочерней компании ОАО «Сахаэнерго».

Электроэнергетики Якутии работают в трех энергорайонах – Западном, Центральном и Южно-Якутском, в каждом из которых осуществляется централизованное электроснабжение. Первые два энергорайона обслуживаются энергокомпанией ПАО «Якутскэнерго», а Южно-Якутский – ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК). Отдельно можно выделить Северный энергорайон, обслуживаемый ОАО «Сахаэнерго».

Энергетической основой Западного энергорайона являются Вилюйский каскад ГЭС с суммарной УМ в 950 МВт и Мирнинская ГРЭС мощностью 120 МВт; основой Центрального района являются Якутская ГРЭС с УМ 255 МВт, Якутская ТЭЦ – 12 МВт и новая ГРЭС-2 мощностью 338,6 МВт (э) и 569,8 Гкал/час (т). Основа Южно-Якутского энергорайона – Нерюнгринская ГРЭС, 570 МВт и Чульманская ГРЭС-ТЭЦ, 48 МВт. Северный энергорайон объединяет многочисленные децентрализованные энергоисточники, в основном, дизельные электростанции с суммарной УМ порядка 216 МВт.

На огромной территории Якутии проложены ЛЭП разного напряжения протяженностью более 25 тыс км, из которых более 13 тыс км на напряжении 220 КВ, более 3200 – на 110 КВ и более 14 тыс км – на 35 КВ и ниже.

В условиях сурового климата важнейшее значение имеет теплоснабжение жилых и производственных помещений. Продолжительность отопительного периода в некоторых районах Якутии доходит до 365 дней в году.

Структура производства тепловой энергии в республике составляет: котельные на органическом топливе – 60%, электрокотельные – 7-8% и электростанции – 30%. Суммарная установленная тепловая мощность электростанций в РС(Я) составляет порядка 2500 Гкал/час.

Перспектива развития энергетики РС(Я) до 2030 г. видится в двух вариантах: умеренной и стратегической. При первом варианте намечается довести производство электроэнергии до 39 млрд кВт·ч в год, при втором – до 43,9 млрд кВт·ч в год. При этом максимальный вариант развития предусматривает строительство в Южном энергорайоне 4 крупных электростанций и расширение мощности Нерюнгринской ГРЭС.

Для надежного энергоснабжения объектов ВСТО осуществляется строительство ВЛ-220 кВ по линии Чернышевский - Мирный - Ленск-Пеледуй с отпайкой до НПС №14 ВСТО с использованием избытка мощностей Вилюйской и Светлинской ГЭС.

По территории Якутии проложено треть ВСТО (1500 км). С 2009 г. Якутская нефть поступает в АТР и США, что занимает второе место в бюджете РС(Я), после алмазодобывающей промышленности.

Компания «Сургутнефтегаз» с 2004 г. ведет работу на четырех перспективных месторождениях: Талаканском, Северо-Талаканском, Алинском и Восточно-Алинском. Построен аэропорт «Талакан». Компания «Газпром» приступает к освоению Чаяндинского НКМ. Реализация этих проектов позволит газифицировать Олекминский, Алданский и Нерюнгринский районы.

Готов к реализации проект Канкунской ГЭС на р. Тимптон мощностью 1,2 гВт для электрификации ЮЯПК (металлургический завод и Эльконский урановый ГОК).

Сегодня, наконец, осуществлен крупнейший энерготранзит в России – ЛЭП 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах – Томмот – Майя» протяженностью 756 км. Таким образом, практически создана надежная энергетическая связь с общей энергосистемой России.

Стратегия формирования крупных промышленных узлов – кластеров в РС(Я) видится в следующем:

- Южный район (гидроэнергетика, добыча угля, железных и урановых руд, природный газ, апатиты);
- Западный район (подземная разработка алмазных и нефтегазовых месторождений с созданием газоперерабатывающей и газохимической промышленности);
- Северо-Восточный район (освоение золоторудных и полиметаллических месторождений);
- Центральный район (транспортный узел).

Кроме этого, в Центральном энергорайоне намечается строительство ТЭЦ в п. Джебарика-Хая и ТЭЦ в п. Сангар; в Западном – строительство Талаканской и Ленской ТЭС; в Северном – новые ДЭС, атомная ТЭЦ малой мощности и ВЭС в п. Тикси.

Конечным результатом этих мероприятий окажется создание Единой энергетической связи между всеми энергорайонами республики, что резко повысит надежность энергоснабжения всех потребителей республики.

1.4. Электрические и тепловые сети

1.4.1. Электрические сети

Электрические сети предназначены для транспортировки электрической энергии от электростанций к потребителю. В состав электросетей входят воздушные линии (ВЛ), кабельные линии (КЛ), повышающие трансформаторы и автотрансформаторы на электростанциях, понижающие трансформаторы и автотрансформаторы у потребителей или на электрических подстанциях (ПС).

Воздушные линии наиболее распространены благодаря их относительно малой стоимости и предназначены для передачи и распределения электрической энергии по проводам, подвешенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Особенностью их является подверженность воздействию ветра, гололеда, дождя и колебаниям температуры воздуха. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, опоры, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Материалы и конструкции линий электропередачи (ЛЭП) должны обладать экономической приемлемостью, хорошей электропроводностью, механической прочностью проводов и тросов, стойкостью к коррозии и химическим воздействиям, электрической и экологической безопасностью и минимальным отчуждением полезных земель.

Электрические сети делятся на несколько видов:

а) по ступеням напряжений – 0,4; 0,66; (3); (6); 10; 35; 110; 220; 330; (400); 500; 750 и 1150 КВ;

б) по видам сетей:

- радиальные (тупиковые), когда питание сети производится по одной радиальной линии;

- замкнутые, когда линии образуют замкнутые кольца, обеспечивая потребителей с двух и более сторон;

в) транзитные, когда передача электрической энергии осуществляется на большие расстояния, напряжением более 330 КВ;

г) распределительные сети осуществляют питание потребителей на напряжении не более 35 КВ.

Сети напряжением 110 и 220 КВ выполняют роль и транзитных, и распределительных.

Кабельные линии используются на напряжении 0,4-500 КВ, которые при напряжении менее 1 КВ выполняются трехжильными.

Кабели с напряжением 220 КВ и выше представляют собой сложные конструкции и используются для перехода через водные преграды как вставки к ВЛ электропередачи, поэтому длина их ограничена.

В последнее время распространено использование самонесущих изолированных проводов (СИП) на напряжении до 35 КВ, применение которых значительно упрощает их сооружение и повышает их надежность и безопасность эксплуатации.

Электрические сети постоянного тока. При передаче электрической энергии на дальние расстояния неизбежно возникают потери, главным образом, на тепловое воздействие тока, которое безвозвратно теряется в окружающее пространство.

В настоящее время производство и передача электроэнергии производится в основном трехфазным переменным током частотой в 50 или 60 Гц. При этом производство электрической энергии технически возможно генераторами переменного и постоянного тока только до 30 КВ по конструктивным соображениям.

Для экономичной передачи электроэнергии на дальние расстояния приходится повышать напряжение на ЛЭП, значительно превышающем номинальное напряжение генератора, поэтому в начале и конце линии применяются трансформаторы переменного тока (рис. 1.4).

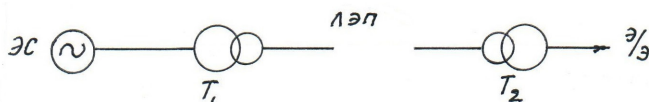


Рис. 1.4. Передача электроэнергии на переменном токе

Однако выявлено, что при передаче электроэнергии на сверхдальние расстояния (до 1500–2000 км и более) ЛЭП на постоянном токе становятся более экономичными, а сооружение их заметно проще и дешевле, чем на ЛЭП переменного тока. Кроме того, применение ЛЭП постоянного тока упрощает связь между энергосистемами и при этом допускается их работа в несинхронном режиме, т.к. в сетях постоянного тока отсутствует понятие сдвига фаз, а следовательно, нет и понятий статической и динамической устойчивости. Благодаря этим свойствам такие линии идеально подходят для передачи энергии на дальние расстояния. Кроме того, в цепях постоянного тока передается только активная мощность, поэтому пропускная способность такой линии выше при всех равных условиях.

Тем не менее передача электроэнергии на постоянном токе имеет свои особенности. Так, на питающем конце линии сооружается выпрямительная подстанция (ВПС), которая преобразует повышенный на трансформаторе T_1 переменный ток в постоянный, а затем подается по ЛЭП на большое расстояние. В конце линии постоянный ток преобразуется обратно в переменный на инверторной подстанции (ИПС), а затем через понижающий трансформатор T_2 более низкое напряжение подается потребителям (рис. 1.5).

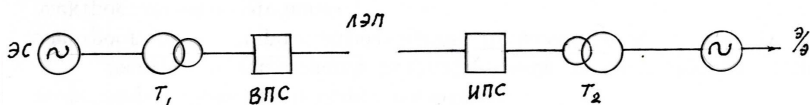


Рис. 1.5. Принципиальная схема электропередачи постоянного тока

Наличие выпрямительной и инверторной подстанций заметно усложняет и удорожает передачу постоянным током, что в некоторой степени сдерживает широкое применение этого метода.

Потребители электрической энергии. Потребителями электроэнергии являются промышленные, сельскохозяйственные, торговые и другие предприятия, а также коммунально-бытовые объекты.

Согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), для потребителей существуют три категории надежности электроснабжения.

К первой категории относятся электропотребители, перерыв электроснабжения которых может вызвать опасность для жизни людей, нарушить безопасность государства, оказать значительный материальный ущерб, вызвать нарушения работы коммунального хозяйства и объектов связи и телевидения. Данная категория потребителей должна обеспечиваться двумя-тремя энергоисточниками.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может вызвать массовый недоотпуск продукции, значительный простой рабочих, механизмов, транспорта и т.д. Эта категория потребителей должна обеспечиваться двумя независимыми энергоисточниками.

К третьей категории относятся потребители, не подпадающие к первой и второй категориям, перерыв электроснабжения которых должен составлять не более 1 суток. Питание их осуществляется от одного энергоисточника.

Графики электрических нагрузок энергосистемы. Потребляемая электроэнергия энергосистемы неравномерна в течение суток, дней недели и месяцев в году, что объясняется переменным характером энергопотребления.

Наибольшую нагрузку оказывает промышленное электропотребление при одно-, двух- и трехсменных характерах работы предприятий.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, проектирования системы электроснабжения, планирования ремонтов электрооборудования и т.д.

Для суточного графика нагрузки энергосистемы характерен ночной провал, затем резкий утренний рост нагрузки с небольшим дневным спадом, затем снова резкий подъем вечернего пика нагрузки с последующим спадом вечерней нагрузки (рис. 1.6).

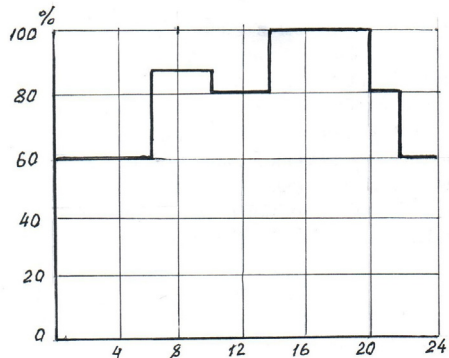


Рис. 1.6. Суточный график нагрузки энергосистемы

Для покрытия утреннего и, особенно, вечернего максимумов подключаются так называемые пиковые станции, обладающие высокой маневренностью, в качестве которых используются гидравлические, гидроаккумулирующие и газотурбинные установки. В часы ночного провала нагрузки часть генерирующих агрегатов станции отключается и переводится в резерв.

Недельный график нагрузки энергосистемы характеризуется спадом нагрузки в нерабочие дни с соответствующими внутрисуточными колебаниями (рис. 1.7).

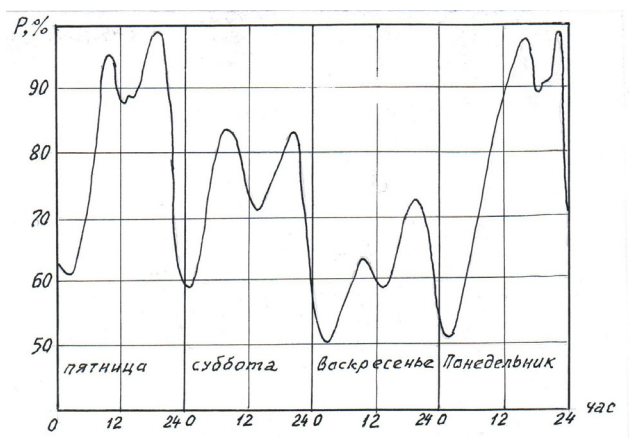


Рис. 1.7. Недельный график электрической нагрузки энергосистемы

Годовой график нагрузки энергосистемы в зимний и летний периоды складывается по суточным графикам рабочих и нерабочих дней в соответствующих сезонах. Естественно, что в зимний период нагрузки носят более высокий и протяженный характер в течение суток.

1.4.2. Тепловые сети

Тепловые сети (теплопроводы) – инженерные сооружения, предназначенные для транспортировки теплоносителя (горячей воды, пара, газов) от источника тепла (ТЭЦ, котельные) к потребителям при централизованной системе теплоснабжения. К теплогенераторам относятся еще установки для утилизации тепловых отходов промышленности и других отраслей.

Тепловая энергия требуется для технологических нужд промышленности, для отопительных и вентиляционных нужд производственных, жилых и общественных зданий, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения.

Для производственных целей обычно требуется насыщенный пар под давлением 0,15-1,6 МПа; на отопление, вентиляцию и бытовые нужды с теплоцентралей подается горячая вода с температурой от 70 до 150°C в городские тепловые сети и с температурой от 70 до 180°C – в пригородные сети.

В качестве теплоносителя используется горячая вода или пар под давлением до 12-16 атм. Дальность передачи тепла в современных системах составляет от нескольких сотен м до нескольких десятков км. Передача пара выгодна до 5 км (максимум до 10 км), передача горячей воды - до 18 км (максимум до 30 км). Тепловые сети представляют собой металлические трубы с арматурой, опорные конструкции и т.д.; важной частью тепловых сетей является теплоизоляция, особенно в районах холодного климата и в зимний период.

В настоящее время основная доля горячего водоснабжения городов РФ осуществляется от централизованных источников, а общая протяженность магистральных линий теплосетей Ø 600-1400 мм составляет около 13 тыс. км; протяженность распределительных и внутриквартальных участков трубопроводов Ø 50-500 мм – порядка 125 тыс. км.

Эксплуатация тепловых сетей сопровождается тепловыми потерями от внешнего охлаждения в размере 12-20 % тепловой мощности (при норме 5 %) и утечками теплоносителя от 5 до 20 % (при норме – до 0,5 %) от объема теплоносителя в системе теплоснабжения.

Эксплуатационные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя составляют 6-10 %, а затраты на химводоподготовку – 15-25 % от стоимости отпускаемой теплотенергии.

Для теплосетей характерна высокая степень износа (до 70%), что является основной причиной отказов теплоснабжения в целом.

Потребители тепловой энергии подразделяются на промышленные и коммунально-бытовые.

Промышленные потребители используют тепловую энергию в виде пара с возвратом конденсата в системах замкнутого цикла, а также для отопления промышленных зданий и сооружений с использованием и пара, и горячей воды.

Промышленная нагрузка, в основном, зависит от времени суток и недели, но мало зависит от сезона года.

Коммунально-бытовая нагрузка носит сезонный характер, а горячее водоснабжение зависит от времени суток и дней недели. Согласно СНиП, за отопительный сезон принимается период, когда среднесуточная температура 8°C держится в течение 5 суток, в этот период должно быть бесперебойное теплоснабжение.

Собственные нужды (СН) электростанций – основа технологического процесса производства электрической и тепловой энергии; это часть выработанной электроэнергии электростанции, затраченной на подачу топлива в котел, на подачу и регулирование потока воды на ГЭС, на работу различных вспомогательных механизмов, электронасосов и т.д.

Питание СН осуществляется на напряжении 6 и 0,4 КВ.

На атомных электростанциях помимо СН предусматривается наличие независимого питания (например, дизельной установки).

Графики тепловой нагрузки предприятий и населения. Технологические потребители, как правило, имеют достаточно равномерный суточный график нагрузки, хотя некоторые предприятия, работающие в две смены, имеют ночной провал тепловой нагрузки.

Различают местное и централизованное теплоснабжение. Первое обслуживает одно или несколько зданий, а второе – жилой или промышленный район.

Тепловая нагрузка электростанции в летний период, в общем, значительно ниже, чем в зимний. В то же время промышленная и бытовая нагрузки носят неравномерный характер в течение суток и недели. Так, среднесуточная тепловая нагрузка на бытовые нужды в конце недели и предпраздничные дни значительно возрастает по сравнению с рабочими днями недели (рис. 1.8).

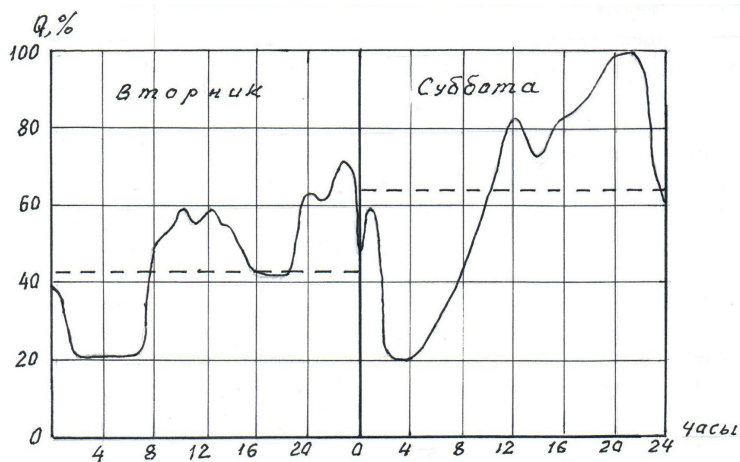


Рис. 1.8. Суточный график теплоснабжения на бытовые нужды в рабочий и нерабочий дни (штриховая линия – среднесуточная величина)

Потребление теплоты на горячее водоснабжение является круглогодичным, однако средняя нагрузка летом снижается относительно зимней на 15-25%.

1.4.3. Потери электрической и тепловой энергии на энергетических установках

Процесс преобразования энергии в электрическую и тепловую связан с неизбежными потерями на разных этапах работы станций.

а) Тепловые потери в паровых котлах – это:

- потери с уходящими газами;
- потери из-за неплотности котла;
- потери из-за теплопроводности стенок котла;
- потери при пуске котла;
- потери на обеспечение собственных нужд котла, на обеспечение

электродвигателей дымососов, вентиляторов, питательных и других насосов и т.д.;

- потери в паропроводах (КПД паропроводов – 99,0-99,5%).

Общий КПД котла – 85-95%.

б) Потери в турбинах:

- потери при пусках и на прогрев;
- термодинамические потери;
- механические потери;
- потери на охлаждение, смазку, регулирование и т.д.;
- потери на обеспечение циркуляционных, конденсатных и других

насосов;

- потери при переработке и доставке топлива, затраты на электроэнергию при заправке котла топливом.

Механический КПД турбины – 95-98%.

в) Гидроэнергетические потери на ГЭС.

Потери в водохранилищах:

- возгонка снега под действием солнечных лучей;
- испарение воды с поверхности водоема;
- потери напора воды на деривацию;
- потери воды при движении в трубопроводах из-за неплотности различных затворов.

г) Гидромеханические потери:

- потери воды на собственные нужды станции;
- механические потери турбин;
- потери электроэнергии на работу электродвигателей маслонапорных агрегатов, затворов, подъемных механизмов и т.д.

д) Электрические потери:

- потери систем возбуждения в электрогенераторах;
- механические потери в генераторах;

- потери на получение водорода, используемого для охлаждения и циркуляции дистиллированной воды при охлаждении обмоток генераторов;

- потери в обмотках генераторов, статоров и роторов электрических машин.

е) Потери в трансформаторах:

- потери холостого хода;

- потери в обмотках;

- потери на охлаждение.

ж) Потери в воздушных и кабельных линиях.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите основные виды энергии.
2. Охарактеризуйте основные виды топлива.
3. Поясните особенности гидравлической, ядерной и термоядерной энергии.
4. Что представляет собой ТЭК РС (Я)?
5. Каковы особенности воздушных и кабельных ЛЭП?
6. Каковы особенности передачи электроэнергии на переменном и постоянном токе?
7. Перечислите категории надежности электроснабжения.
8. Поясните суть суточного и недельного характера нагрузки энергосистемы.
9. Каковы особенности теплоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей?
10. Перечислите основные виды потерь электро- и теплоснабжения энергетических объектов.

ГЛАВА 2.

Гидроэлектрические станции (ГЭС)

ГЭС – сложный комплекс гидротехнических сооружений и оборудования, предназначенный для преобразования энергии водного потока в электрическую. Принцип действия состоит в том, что цепь гидросооружений, в составе бетонной и грунтовых плотин, судопропускных сооружений и т.д. создает подпор воды, в результате чего она поступает на лопасти гидротурбины, связанной с гидрогенератором, и таким образом производится электроэнергия. ГЭС является высокоэффективным энергоисточником с высоким КПД (не менее 80%). Например, КПД Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисее после ремонта составил 99,6%.

Полезная мощность ГЭС ($P_{гэс}$) определяется по следующей формуле:

$$P_{гэс} = 9,81 \cdot Q_{т} \cdot H_{гэс} \cdot \eta_{гэс}, \quad (2.1)$$

где $Q_{т}$ – расход воды, протекающей через гидротурбины, м³/с;

$H_{гэс}$ – напор воды на станции, м;

$\eta_{гэс}$ – КПД ГЭС, определяемый как

$$\eta_{гэс} = \eta_{т} \cdot \eta_{г} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{мех}, \quad (2.2)$$

где $\eta_{т}$ – КПД гидротурбины (0,85-0,95);

$\eta_{г}$ – КПД гидрогенератора (0,9-0,98);

$\eta_{тр}$ – КПД трансформатора (0,98-0,99);

$\eta_{мех}$ – КПД механических передач (0,8-0,98).

Выработка электроэнергии на ГЭС определяется как

$$\mathcal{E}_{гэс} = P_{гэс} \cdot t, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.3)$$

где t – число часов использования установленной мощности (УМ) ГЭС; для крупных ГЭС $t = 6000-6500$ час в год.

Следует отметить, что УМ любой электростанции представляет собой суммарную максимальную мощность всех энергоагрегатов.

Достоинства ГЭС:

1) высокая маневренность агрегатов: процесс пуска и набора мощности занимает всего лишь несколько минут. Например, ГЭС затрачивает на это не менее 3-4 часов;

2) выполняет важную роль резервного или аварийного энергоисточника при совместной работе с другими станциями в объединенной энергосистеме;

3) большинство ГЭС решает комплексную задачу в отдельном водохозяйственном районе (энергетика, водное хозяйство, ирригация, судоходство, снижение вероятности катастрофических затоплений территорий ниже гидроузла, рекреация и т.д.);

4) на ГЭС имеется значительно меньшее количество обслуживающего персонала, чем на ТЭС той же мощности (в 4-5 раз), а с учетом топливобывающих и транспортных предприятий, обслуживающих ТЭС – в 10-12 раз;

5) на ГЭС самая низкая себестоимость электроэнергии (в 4-6 раз ниже, чем на лучших ТЭС той же мощности);

6) малые расходы электроэнергии на собственные нужды гидростанции (не более 0,5-1,0% от выработки ГЭС) и др.

Недостатками ГЭС являются:

1) затопление больших площадей полезных земель, населенных пунктов, мест нахождения полезных ископаемых, исторически важных мест и т.д.;

2) негативное воздействие на ихтиофауну (преграждение путей миграции ценных рыб на нерест, гибель икры при колебании уровней воды в верхнем и нижнем бьефе, а также при изменении температуры воды);

3) изменение гидрологического режима реки (в зимний период уровни реки значительно повышены по сравнению с естественными условиями, при этом образуются наледи из-за разных величин попусков воды через гидротурбины; весной и летом, наоборот, уровни реки ниже гидроузла резко понижены из-за накопления воды в водохранилище);

4) в результате повышения ветров над поверхностью водохранилища усиливается волновая деятельность, из-за чего происходит разрушение берегов;

5) воздействие на микроклимат побережья, которое имеет двойное влияние: в весенне-летний период наблюдается похолодание, а осенью – потепление по сравнению с естественными условиями и др.

Однако основным воздействием негативного характера является затопление земель.

2.1. Классификация ГЭС

1) По установленной мощности:

- более 1 млн кВт;
- от 0,3 до 1,0 млн кВт;
- от 0,05 до 0,3 млн кВт;
- менее 0,05 млн кВт.

2) По величине напора:

- высоконапорные – при $H > 60$ м;
- средненапорные – при $H = 25-60$ м;
- низконапорные – при $H < 25$ м.

Следует отметить, что пункты 1 и 2 у разных авторов несколько различаются.

3) По схеме использования водного потока:

- русловые ГЭС;
- приплотинные ГЭС;
- деривационные ГЭС;
- гидроаккумулирующие ГЭС.

4) По характеру использования воды:

- на бытовом стоке, т.е. без водохранилища;
- с суточным регулированием речного стока;
- с недельным регулированием речного стока;
- с сезонным (годовым) регулированием речного стока;
- с многолетним регулированием речного стока.

5) По условиям работы:

- изолированные ГЭС;
- в каскаде;
- в объединенной энергосистеме.

Гидроэнергетический узел имеет в своем составе основные и вспомогательные сооружения, а также временные – в период строительства.

К основным сооружениям относятся водонапорные и водосбросные, энергетические, судоходные, рыбопропускные и другие сооружения.

К вспомогательным сооружениям относятся предприятия, обеспечивающие нормальную эксплуатацию гидроузла и необходимые условия для обслуживающего персонала и членов их семей (жилые и производственные здания, школы, больницы, почта и т.д.).

Временные сооружения предназначены для обеспечения нормальных условий при строительстве гидроузла (каналы, перемычки, бетонные заводы, различные мастерские, временные электростанции и т.д.).

2.2. Основные типы ГЭС

2.2.1. Русловые и приплотинные ГЭС

Русловые ГЭС – гидроузлы, где здание станции участвует в создании водонапорного фронта, поэтому в таких схемах напор ГЭС не превышает 30-40 м. На рис. 2.1. показана одна из возможных компоновок русловой ГЭС.

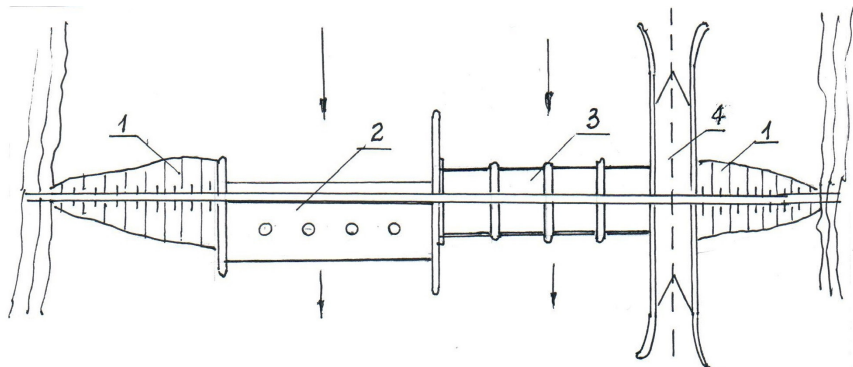


Рис. 2.1. Русловая схема ГЭС:

- 1 – примыкающие грунтовые плотины; 2 – здание ГЭС;
- 3 – бетонная водосливная плотина; 4 – судоходный шлюз

Приплотинные ГЭС отличаются от русловых тем, что у них здание станции расположено ниже плотины и не участвует в создании подпора воды, поэтому здание выполняется конструктивно значительно облегченным. В связи с этим приплотинные ГЭС могут иметь напоры воды до 200-300 м и выше.

На рис. 2.2. представлена схема приплотинной компоновки основных сооружений гидроузла.

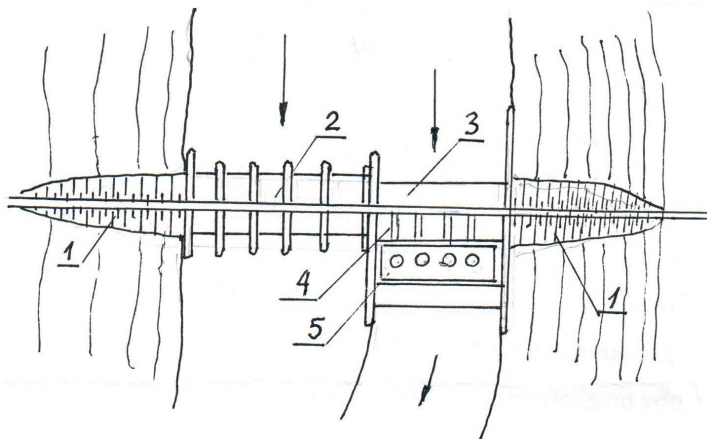


Рис. 2.2. Приплотинная схема гидроузла:

- 1 – примыкающие грунтовые плотины; 2 – бетонная водосливная плотина;
3 – водоприемник; 4 – турбинные водоводы; 5 – здание ГЭС

Примером приплотинной схемы является Вилуйская ГЭС-1, 2, где оба здания расположены по обоим берегам р.Вилуй ниже общей грунтовой плотины (рис. 2.3).



Рис. 2.3. Панорама Вилуйской ГЭС-1, 2 приплотинного типа

2.2.2. Деривационные ГЭС (ДГЭС)

ДГЭС строятся на горных реках с большими уклонами воды, поэтому для получения значительных напоров на станции не требуется строить высокие плотины. Так, на ДГЭС в Колумбии на р. Богота получен напор величиной до 2000 м, в Австрии на р. Райссек – 1767 м и т.д. В России таких станций нет, хотя условия имеются, например, в верховьях р. Колымы в Якутии.

Большие напоры на ДГЭС достигаются за счет так называемой деривации – искусственного водовода в виде открытого канала, трубопровода или туннеля, имеющих очень малый уклон.

В данном случае подпор воды на реке создается небольшой плотинкой, достаточной для устройства водозабора (рис. 2.4).

ДГЭС подразделяются на два типа – с безнапорной (открытый канал) и с напорной деривацией (трубопровод, туннель).

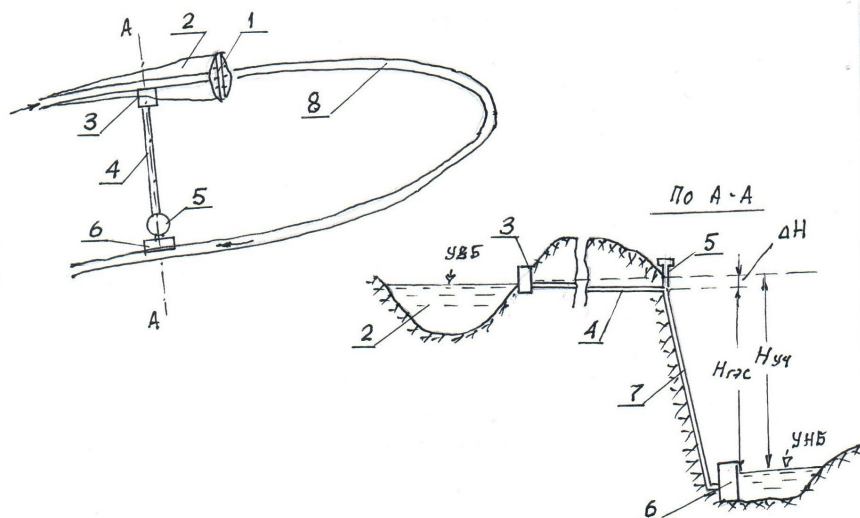


Рис. 2.4. Деривационная напорная схема концентрации напора:

1 – плотина; 2 – водохранилище; 3 – водозабор; 4 – деривация;

5 – уравнильный резервуар; 6 – здание ДГЭС;

7 – турбинный трубопровод; 8 – горная река

При резком автоматическом закрытии затворов ДГЭС (при различных нештатных ситуациях) возникает гидравлический удар в напорной деривации, чреватый разрушением, например, турбинного водовода с последующим сложным и дорогостоящим ремонтом. Чтобы избежать этого явления, в конце деривации устраивают уравнивательный резервуар в виде открытой сверху башни, смягчающей гидравлический удар.

На ДГЭС с безнапорной деривацией уравнивательный резервуар не требуется.

2.2.3. Гидроаккумулирующие ГЭС (ГАЭС)

В энергетических системах характерна неравномерная нагрузка; в ночное время происходит так называемый провал нагрузки, а в дневное – резкое возрастание – пиковая нагрузка.

Тепловые и атомные электростанции не могут быстро снижать или повышать выработку электроэнергии, т.к. это связано с повышенными расходами топлива и износом механизмов. Кроме того, эти переходы нагрузки занимают значительное время, что чревато тяжелыми последствиями при выходе из строя какого-либо крупного энергоисточника в энергетической системе.

В связи с этим для быстрого покрытия дефицита мощности используют ГАЭС с комплексом обратимых электрических машин и гидравлических установок, которые способны работать в насосном и турбинном режимах. Так, в период ночных провалов нагрузки ГАЭС покупает дешевую ночную электроэнергию из энергосистемы и закачивает воду из нижнего бассейна в верхний, создавая запас воды. В этом случае станция работает в насосном режиме. В дневное же время ГАЭС использует запасенную в верхнем бассейне воду для выработки электроэнергии (турбинный режим) и отдает ее в энергосеть уже по более дорогой цене.

И хотя КПД ГАЭС (70-75%) ниже, чем у обычных ГЭС, они являются экономически эффективными установками не только за счет разницы покупаемой и продаваемой электроэнергии, а главным образом, за счет более эффективной и рациональной работы ТЭС и АЭС, а также всей энергосистемы.

В настоящее время в здании ГАЭС стоят на одном валу обратимая электромашина (генератор и двигатель для насоса) и обратимый гидроагрегат (турбина и насос) (рис. 2.5).

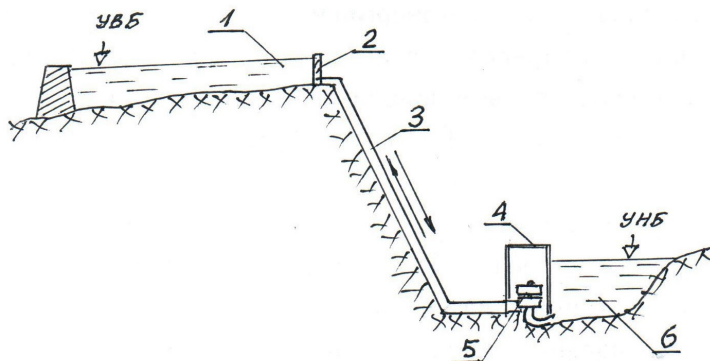


Рис. 2.5. Схема гидроаккумулирующей электростанции:
 1 – верхний бассейн; 2 – водоприемник; 3 – напорный водовод;
 4 – здание ГАЭС; 5 – гидроагрегат, в составе насос-турбина
 и двигатель-генератор; 6 – нижний бассейн (чаще всего – река)

По циклу аккумуляции воды ГАЭС могут быть суточного, недельного и сезонного регулирования в зависимости от емкости верхнего бассейна.

Первые ГАЭС появились в Западной Европе в конце XIX в. Сегодня они нашли достаточно широкое распространение, в частности, в 2010 г. количество ГАЭС в мире составляло порядка 460 станций. В России действует около десятка таких станций, среди которых особый интерес вызывает Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт, покрывая суточные нагрузки Московской и Центральной энергосистемы. Сегодня завершается вторая очередь этой станции мощностью 840 МВт.

За счет разницы дневной и ночной стоимости электроэнергии Загорская ГАЭС, например, получает выгоду более чем в шесть раз.

2.3. Состав основных сооружений гидроузла

К основным сооружениям гидроузлов относятся водонапорные, водосбросные, энергетические, судоходные и другие объекты.

2.3.1. Плотины

Плотины предназначены для создания подпора воды, т.е. водохранилища и регулирования речного стока.

Классификация плотин.

По величине напора условно делятся на:

- низконапорные – до 10 м;
- средненапорные – от 10 до 40 м;
- высоконапорные – выше 40 м.

По используемым материалам делятся на:

- бетонные (железобетонные);
- грунтовые;
- деревянные.

Бетонные плотины, в свою очередь, подразделяются на:

- гравитационные;
- арочные;
- контрфорсные.

Грунтовые плотины делятся на:

- земляные;
- каменные;
- каменно-набросные.

2.3.1.1. Бетонные плотины

а) *Гравитационные плотины* отличаются тяжелым весом, поэтому они обладают высокой устойчивостью против сдвига по основанию. Эта особенность позволяет строить их практически на любых грунтах – от песчаных до скалистых. Такие плотины могут быть водосливными, т.е. они допускают перелив воды через гребень (рис. 2.6).

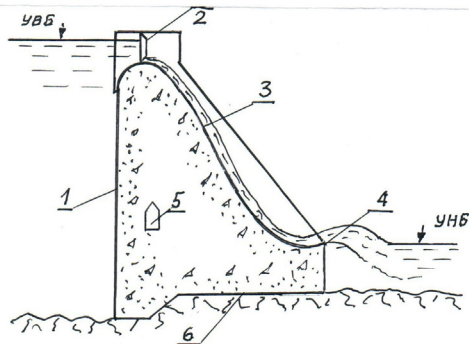


Рис. 2.6. Водосливная бетонная гравитационная плотина:

- 1 – верховая грань плотины; 2 – плоский затвор; 3 – низовая грань плотины;
 4 – носок низовой грани для отбрасывания струи воды;
 5 – смотровая галерея; 6 – подошва плотины

Гравитационные плотины имеют высоту до 300 м, но на их строительство требуется большой расход бетона, что отражается на их стоимости.

б) *Арочные плотины* в плане имеют вид дуги, поэтому давление воды передается на скальные берега. Поскольку бетон прекрасно работает на сжатие, то толщина плотины значительно меньше, чем у гравитационных, и соответственно для них требуется сравнительно меньшее количество бетона. По способу пропуска воды арочные плотины могут быть глухими и водосбросными. Толщина плотины поверху составляет около 1,5-4,0 м в зависимости от величины напора, которая может достигать 300 и более м (рис. 2.7).

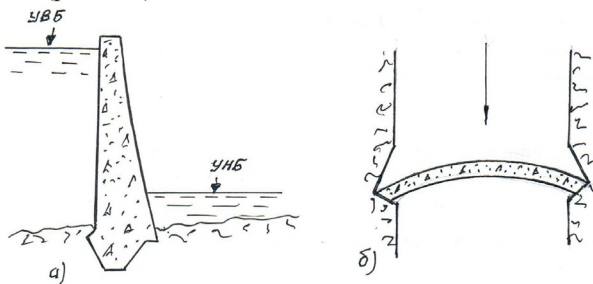


Рис. 2.7. Арочная плотина:

- а – поперечный профиль; б – план

В мире построено немало арочных плотин различной высоты, из которых наибольшие высоты имеют плотины в КНР (ГЭС «Цзиньпин» на р.Ялунцзян высотой 305 м и ГЭС «Чяовань» на р.Меконг высотой 292 м и др.). В странах СНГ наибольшую высоту имеет плотина на р.Ингури (Грузия) высотой 271,5 м. Самая высокая арочная плотина в России находится в Дагестане – Чиркейская ГЭС на р.Сулак высотой 232,5 м с установленной мощностью 1000 МВт и среднегодовой энергией 2,47 млрд кВт·ч. Очень высокой в России, правда, арочно-гравитационной, является и плотина Саяно-Шушенской ГЭС на р.Енисее высотой 242 м.

в) *Контрфорсные плотины* представляют собой железобетонные плиты, воспринимающие давление воды, а для их устойчивости с нижней стороны подпираются вертикальными бетонными ребрами-контрфорсами. Для большей устойчивости на сдвиг плиты наклонены в сторону нижнего бьефа с целью пригрузки плотины весом воды на верховой грани. Контрфорсы для устойчивости всей конструкции скрепляются балками жесткости по всей длине плотины (рис. 2.8).

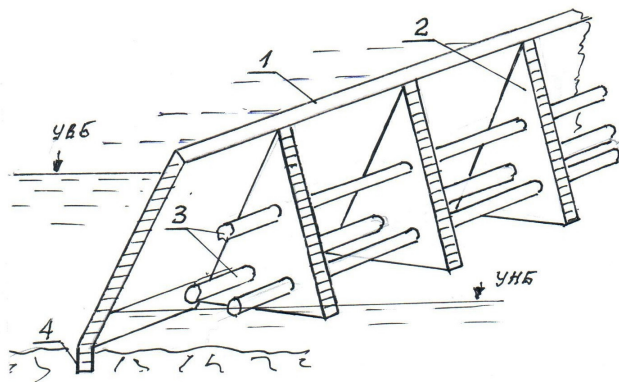


Рис. 2.8. Схема контрфорсной плотины:

- 1 – плита перекрытия; 2 – контрфорс; 3 – балки жесткости;
- 4 – зуб для дополнительной устойчивости на сдвиг

Контрфорсные плотины могут быть также водосливными или глухими. Толщина верхней напорной плиты составляет не менее 0,2-0,3 м, в нижней части – определяется расчетами в зависимости от величины

напора воды. По длине напорного фронта плиты через каждые 15-25 м разрезаются строительными и деформационными швами, как, впрочем, и все основные сооружения гидроузлов, и снабжаются гидроизоляционным уплотнением. Угол наклона плит колеблется в пределах 45-60° по отношению к горизонту.

Основными достоинствами плотин этого типа являются – малый расход бетона, почти полное отсутствие вертикального фильтрационного давления, возможность возведения их на разных грунтах, а также их доступность для осмотра и ремонта.

Благодаря указанным качествам контрфорсные плотины находят все большее распространение. В России подобный тип плотины применен на Зейской ГЭС на р. Зее высотой 110 м.

2.3.1.2. Грунтовые плотины

Эти плотины в принципе являются гравитационными и в зависимости от материала тела подразделяются на земляные, каменные и каменно-набросные.

Земляные плотины возводятся чаще всего из местных материалов: суглинков, супесей, песка, глины и т.д. По способу возведения различают насыпные и намывные. Первые строятся отсыпкой грунта слоями, с последующим уплотнением. Намывной способ используется с использованием гидромеханизации (чаще всего землесосами), поэтому является более производительным.

Преимуществом грунтовых плотин являются:

- невысокая стоимость материала, т.к. он чаще всего является местным материалом;
- возможность строительства на любых основаниях – от песчаных до скальных;
- возможность строительства плотины любой высоты;
- высокая антисейсмичность и др.

К недостаткам можно отнести:

- практическую невозможность пропуска воды через гребень плотины;
- наличие фильтрации воды через тело плотины;
- трудность возведения плотины при отрицательных температурах воздуха и др.

Наибольшей опасностью для грунтовых плотин является фильтрация воды через тело плотины и вынос частиц грунта, вызывающего оползание низового откоса с последующей возможностью разрушения всего сооружения.

Для предотвращения этой опасности устраивают специальные преграды на пути фильтрационного потока в виде различных устройств, в качестве которых используют ядра из глинистых грунтов, жесткие диафрагмы из металла, дерева, бетона, битумных материалов и т.д.

Поскольку полностью исключить фильтрацию воды невозможно, дополнительно устраивают у нижней кромки низового откоса так называемый обратный фильтр, задерживающий частицы грунта из тела плотины, но пропускающий воду. На рис. 2.9 приводятся некоторые способы борьбы с фильтрацией воды через тело плотины.

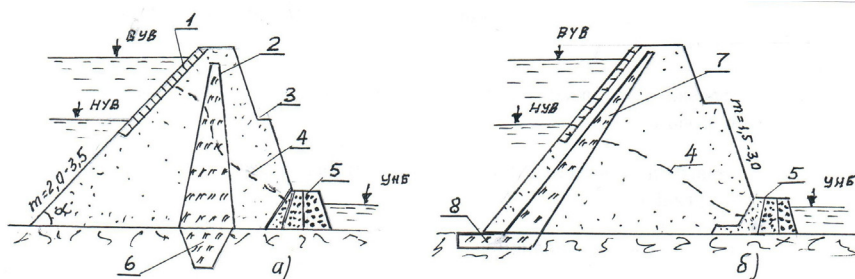


Рис. 2.9. Типы земляных плотин:

а) плотина с ядром; б) плотина с экраном и понуром.

1 – крепление бетоном или камнем; 2 – ядро из глинистого грунта; 3 – берма; 4 – депрессионная линия; 5 – обратный фильтр; 6 – зуб; 7 – экран; 8 – понур.

ВУВ – высокий уровень воды; НУВ – низкий уровень воды;

УНБ – уровень нижнего бьефа

Заложение откосов плотины – $m = \text{ctg}\alpha$ принимается в зависимости от свойств грунта и ее высоты. Крепление верхнего откоса плитами или камнем производится в целях защиты от воздействия льда и волн. Низовой откос иногда укрепляется дерном и снабжается горизонтальными бермами для защиты откоса от смыва водой. Ядро и экран выполняются чаще всего из глины.

Из грунтовых плотин наибольшее распространение получили каменно-набросные с устройством водонепроницаемых ядер из глины, суглинка и др.

Эти плотины, как правило, выполняются глухими, а высота их достигает 300 и более метров. Например, плотина Нурекской ГЭС в Таджикистане имеет высоту 310 м.

Каменно-набросные плотины широко используются и при гидростроительстве на Крайнем Севере – Усть-Хантайская ГЭС, Вилюйский и Колымский каскады ГЭС.

Каменные и деревянные плотины в настоящее время практически не применяются.

2.3.1.3. Подземный контур гидросооружений

На любое гидротехническое сооружение воздействует ряд горизонтально и вертикально направленных сил, старающихся сдвинуть, приподнять или опрокинуть его вокруг низового ребра (рис. 2.10).

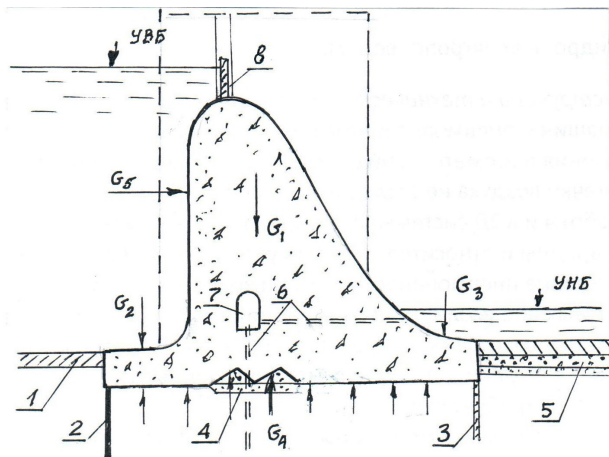


Рис. 2.10. Силы, воздействующие на гидросооружение:

- 1 – понур; 2 – непроницаемая шпунтовая стенка; 3 – шпунтовая стенка, пропускающая воду, но не пропускающая частицы грунта; 4 – обратный фильтр;
- 5 – рисберма с плоским обратным фильтром; 6 – трубы для пропуска фильтрационных вод, прошедших через обратный фильтр из-под подошвы сооружения; 7 – смотровая галерея; 8 – плоский подъемный затвор

Силы, воздействующие на гидросооружение: G_1 – вес сооружения; G_2 и G_3 – вертикальное давление воды; G_4 – вертикальное фильтрационное давление на подошву сооружения; G_5 – статическое и динамическое давление воды, льда и плавающих предметов.

Таким образом, на сдвиг и опрокидывание сооружения действуют силы G_4 и G_5 , а силы G_1 , G_2 и G_3 – препятствуют этому. Сила ветра имеет двойное действие в зависимости от его направления. Зубчатая форма основания сооружения способствует лучшему сопротивлению против сдвига вдоль земной поверхности.

Понур предназначен для укрепления основания перед плотиной и удлинения пути фильтрационных вод. Он выполняется в виде жестких или гибких устройств из бетона, глины, битума и т.д. Шпунтовые стенки забиваются в грунт вдоль всего сооружения в виде бетонных, стальных, деревянных и прочих материалов и служат для удлинения пути фильтрации воды.

Обратные фильтры останавливают движение грунтовых частиц, но пропускают фильтрационные потоки, снимая вертикальное давление на подошву сооружения.

Рисберма предназначена для крепления части русла реки в нижнем бьефе и совместно с водобоем предохраняет этот участок от размыва.

Глубина забивки шпунтовых стенок зависит, главным образом, от геологических условий залегания водоупора под основанием сооружения.

2.3.2. Здания ГЭС

Здания ГЭС предназначены для установки в нем гидроагрегатов (турбины и генератора) и вспомогательного оборудования, систем управления, автоматики, средств защиты, мастерских и т.д.

Здание ГЭС условно можно разделить на три части:

- *подводную* – наиболее сложную конструкцию, где располагаются водоприемник, турбинная камера, отсасывающая труба и другие вспомогательные устройства, расположенные ниже уровня НБ. Подводная часть здания воспринимает все основные нагрузки (гидростатическую, гидродинамическую и вес всего оборудования);

- *надводную*, где размещаются гидрогенераторы, трансформаторы, крановое оборудование машинного зала, различные вспомогательные устройства.

Надводная часть также является защитой от атмосферных осадков, низких температур и других климатических проявлений;

- *блок монтажной площадки* – предназначен для производства различных монтажных и ремонтных работ, различных частей оборудования.

Обычно в здании ГЭС располагается не менее 2-3 гидроагрегатов, поэтому длина его может достигать нескольких сот метров, вследствие чего возникают неодинаковые просадки фундамента и температурные воздействия. Для снятия нежелательных последствий этих явлений всё здание разрезается поперечными швами на отдельные секции с гидроизоляционным уплотнением.

Классификация зданий. В зависимости от схемы использования реки и напора воды здания ГЭС подразделяются на русловой, приплотинный и деривационный типы. Здание русловой ГЭС непосредственно участвует в создании водохранилища.

В отличие от русловых приплотинное здание находится под защитой плотины, поэтому ограждающие конструкции носят облегченный характер.

При этом вода из верхнего бьефа подается к турбинам с помощью короткого водовода (4), проложенного в теле плотины (рис. 2.11). Спиральная камера (12) предназначена для подвода воды одновременно на все лопасти гидротурбины с одинаковой скоростью, что улучшает энергоэффективность гидроагрегата.

Отсасывающая труба (11) за счет расширяющейся части способствует более полному использованию энергии водного потока с учетом не только потенциальной, но и кинетической его энергии. Водоприемные отверстия в плотине снабжаются сороудерживающими, ремонтными и аварийными затворами, управляемыми различными механизмами (собственными гидро- электроподъемниками или мостовыми кранами).

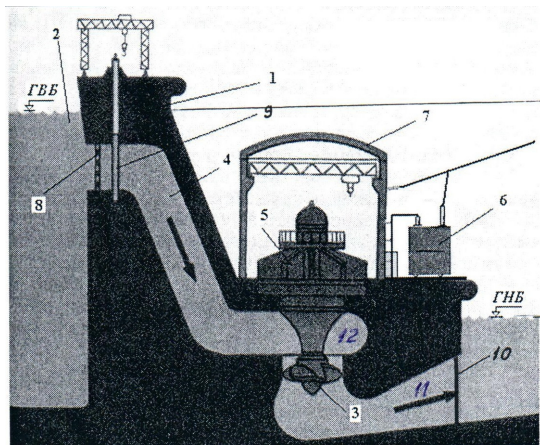


Рис. 2.11. Разрез приплотинной ГЭС по оси гидроагрегата:
 1 – плотина; 2 – водохранилище; 3 – гидротурбина; 4 – водоподводящий канал;
 5 – гидрогенератор; 6 – трансформатор; 7 – здание станции;
 8 – сороудерживающая решетка; 9 – верхний затвор; 10 – нижний затвор;
 11 – отсасывающая труба; 12 – спиральная камера

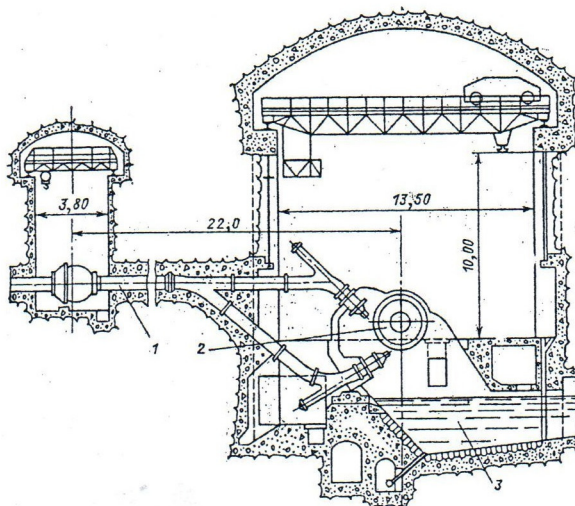


Рис. 2.12. Здание полуподземного типа:
 1 – турбинный трубопровод; 2 – турбина ковшового типа; 3 – отводящий канал

Здания деривационных ГЭС чаще всего выполняются в подземном варианте с ковшовыми турбинами, к которым вода подводится под высоким давлением через трубы с соплом. В таких зданиях отсутствуют такие устройства, как спиральная камера и отсасывающая труба.

Вода после гидротурбины отводится в нижний бьеф обычным отводящим каналом (рис. 2.12).

В зданиях русловых и приплотинных ГЭС обычно устанавливают вертикальные гидроагрегаты, когда турбина и генератор имеют общий вертикальный вал.

Здания, в которых установлены горизонтальные капсульные агрегаты, имеют меньшие габариты и довольно широко распространены в практике гидроэнергостроения. Они используются при небольших напорах воды (не более 10-15 м) и имеют более распластанный вид (рис. 2.13).

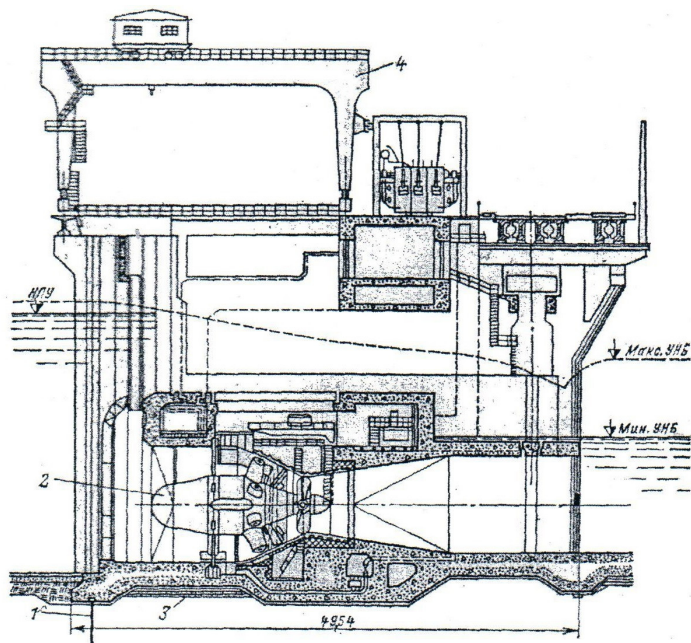


Рис. 2.13. Здание Киевской ГЭС с горизонтальными агрегатами:

- 1 – металлическая шпунтовая стенка;
- 2 – капсульный агрегат (турбина-генератор);
- 3 – дренаж;
- 4 – наружный козловый кран

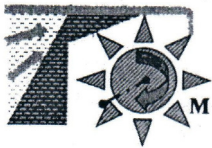
2.3.3. Гидроагрегаты ГЭС

Гидроагрегаты ГЭС состоят из гидротурбин и гидрогенераторов. Гидравлическая турбина – двигатель, преобразующий энергию поступательного движения водного потока в механическую энергию вращения рабочего колеса, которое вращает вал гидрогенератора.

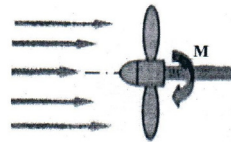
Гидротурбины подразделяются, прежде всего, на два класса: реактивные турбины, использующие потенциальную энергию падающей воды и, частично, кинетическую энергию вытекающей воды, и активные турбины, использующие кинетическую энергию текущей воды.

От типа гидротурбин зависят технико-экономические показатели ГЭС, а также размеры и формы конструкций зданий станций.

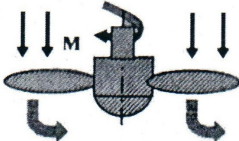
Типы гидротурбин, в свою очередь, зависят от разнообразия взаимного расположения направления оси вращения рабочего колеса турбины и направления вектора движения водного потока (рис. 2.14).



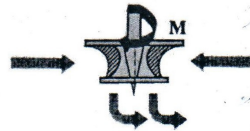
а) ковшовая турбина (горизонтальная ось колеса перпендикулярна водному потоку)



б) пропеллерная турбина (горизонтальная ось колеса параллельна водному потоку)



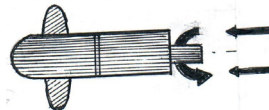
в) осевая турбина (вертикальная ось колеса параллельна водному потоку)



г) радиально-осевая турбина (вертикальная ось колеса перпендикулярна водному потоку)



д) диагональная турбина (вертикальная ось колеса диагональна водному потоку)



е) горизонтальная капсульная турбина (горизонтальная ось вращения колеса параллельна водному потоку)

Рис. 2.14. Типы гидротурбин

Следует отметить, что реактивные турбины работают полностью погруженные в воде, поэтому энергия водного потока передается одновременно всем лопастям рабочего колеса. Активные же турбины вращаются в воздухе и энергия водного потока из сопла водовода передается только части количества лопастей. Гидротурбины *б, в, з, д* (рис. 2.14) используют в основном потенциальную энергию потока и относятся к *реактивным*, а турбины *а* и *е* используют только кинетическую энергию воды и относятся к *активным* турбинам.

Мощность турбины P_T зависит, главным образом, от напора на ГЭС, H_T и расхода воды на турбине Q_T (2.4):

$$P_T = 9,81 \cdot Q_T \cdot H_T \cdot \eta_T, \text{ кВт} \quad (2.4)$$

КПД современных турбин $\eta_T = 0,93-0,96$

Гидрогенераторы – машины для выработки электроэнергии на ГЭС, приводимые во вращение от гидротурбины. Эти машины на больших и средних ГЭС относятся к разряду тихоходных явнополюсных синхронных машин, чаще всего вертикального исполнения, отличающихся достаточно высокой мощностью.

Гидрогенераторы подразделяются:

а) по мощности – малые (до 50 МВт), средние (от 50 до 150 МВт) и крупные (свыше 150 МВт);

б) по частоте вращения ротора – на тихоходные (до 100 об/мин.) и быстроходные (свыше 100 об/мин.).

Диапазон напряжений на выводах гидрогенератора колеблется от 8,8 до 18 кВ; коэффициент мощности ($\cos \varphi$) – от 0,8 до 0,95 и КПД – от 96,3 до 98,8 %.

Особым видом гидравлической машины является горизонтальный капсульный гидроагрегат, совмещающий гидротурбину с гидрогенератором, расположенные в герметичном кожухе. Эти агрегаты используются на низконапорных ГЭС и на приливных электростанциях мощностью до 45 МВт.

Вследствие тихоходности гидрогенераторы отличаются большим количеством пар полюсов, большим весом и размерами (рис. 2.15).

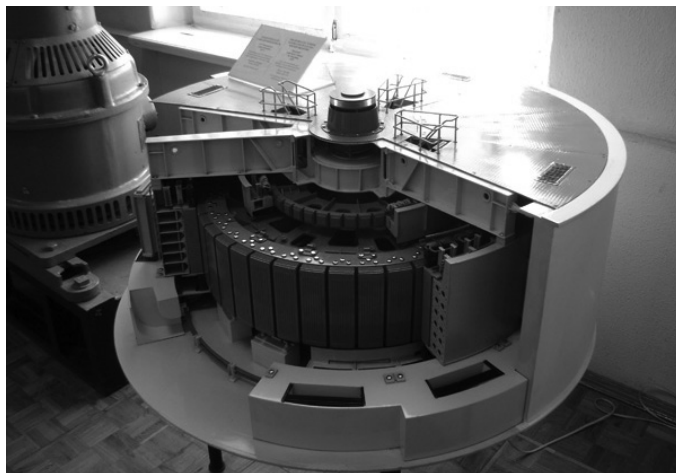


Рис. 2.15. Внешний вид и устройство гидрогенератора

Электрическая мощность гидрогенератора определяется по формуле:

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}, \text{ кВт}, \quad (2.5.)$$

где $P_{\text{ген}}$ – мощность генератора; $P_{\text{т}}$ – мощность турбины и $\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора, равный в среднем 0,97.

2.3.4. Судопропускные сооружения

На судоходных реках для перевалки судов через створ гидроузла применяются судоходные шлюзы и судоподъемники.

Судоходный шлюз представляет собой гидротехническое сооружение, которое дает возможность перехода судну из бьефа в бьеф с помощью неподвижной камеры. Процесс шлюзования при одностороннем движении судна через однокамерный шлюз занимает 20-40 мин., при двухстороннем – 30-60 мин.

Судоходный шлюз имеет верхние и нижние ворота для входа и выхода судна, приводы для ворот, системы наполнения и опорожнения камеры, причальные и буксирные устройства и т.д.

На судоходных реках Волга, Днепр, Кама и др. построено множество шлюзов.

На гидроузлах с высокими напорами применяются судоподъемники с подвижными камерами на рельсах. Примером такого устройства является судоподъемник на Красноярской ГЭС с высотой подъема камеры 115 м, который передвигается с помощью гидравлических двигателей.

Судовозная камера после подъема на гребень плотины разворачивается на специальном поворотном круге и спускается по другому склону плотины.

Время подъема и спуска камеры составляет 80 мин. Как показала практика, судоподъемник значительно дешевле шлюза.

При небольших напорах на реках с рыбохозяйственным значением иногда строят специальные рыбоходы в виде деревянных или бетонных лотков прямоугольного сечения с уклоном 1:10. В лотках устраивают неполные перегородки для снижения скорости течения до 0,8-2,0 м/с, которые легко преодолевают многие виды рыб.

Помимо этого, иногда устраивают специальные рыбоподъемники с принудительным привлечением с помощью электрических полей.

Некоторые породы рыб успешно пользуются судоходными шлюзами и даже проходят между лопастями гидротурбин.

2.4. Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС

Использование водных ресурсов в зоне влияния водохранилища ГЭС носит комплексный характер – это, прежде всего, энергетика, далее коммунальное хозяйство городов и поселков, ирригация, судоходство, рыбное хозяйство, лесосплав, рекреация (массовый отдых трудящихся на воде) и т.д. Вся совокупность заинтересованных в водных ресурсах отраслей народного хозяйства носит название – водохозяйственный комплекс (ВХК).

При использовании воды между участниками ВХК часто возникают противоречия, поэтому распределение водных ресурсов производится на основе оптимизации важности того или иного водопользователя. При ранжировании водообеспечения между участниками ВХК обычно на

первое место ставится или энергетика, или коммунально-питьевое хозяйство, а затем ирригация, судоходство и т.д., с учетом особенностей заинтересованных регионов.

Характерные уровни водохранилища. В обычной плотинной схеме (рис. 2.16) на участке I-II (верхний бьеф гидроузла) уровень водохранилища в верхней его части имеет криволинейный вид за счет течения реки, поэтому напор станции $H_{гэс}$ будет несколько меньшим, чем напор на всем участке, на величину ΔH , которая является потерей напора.

Таким образом, $H_{гэс} = H_{уч} - \Delta H$. (2.6)

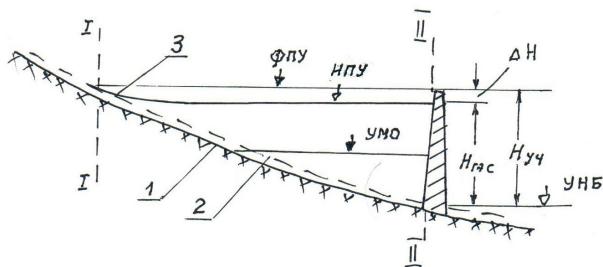


Рис. 2.16. Характерные уровни водохранилища ГЭС:

1 – дно реки; 2 – естественный уровень реки; 3 – кривая подпора

Горизонт НПУ – нормальный подпорный уровень водохранилища, при котором гидроузел работает в максимальном режиме длительное время. Уровень мертвого объема (УМО) выбирается выше отметок отверстий глубинных водосбросов здания ГЭС; ниже этого уровня водохранилище не срабатывает.

УНБ – уровень нижнего бьефа зависит от сбросов воды из водохранилища; НПУ также зависит от объема сбросов воды и поступления речного стока с верхнего участка реки.

Объем воды, находящийся между НПУ и УМО называется *полезным объемом* водохранилища, и он полностью служит целям гидроузла и для регулирования речного стока.

Иногда при интенсивном поступлении притока воды в водохранилище допускается некоторое превышение НПУ, который называется форсированным подпорным уровнем (ФПУ). Тогда объем воды, заключенный между НПУ и ФПУ, называется резервным объемом.

Объем воды ниже УМО называется мертвым объемом, а сумма полезного и мертвого объемов называется полным объемом водохранилища.

Таким образом, отметка НПУ является наиболее важным параметром водохранилища, от которого зависят напор ГЭС и ее мощность, а также размеры затоплений и подтоплений в верхнем бьефе гидроузла.

Водохранилище Вилюйской ГЭС-1, 2 было образовано в 1967 г. площадью порядка 2360 км², полным объемом 40,4 км³ и полезным – 22,4 км³.

Ниже по течению на р.Вилую построена третья ГЭС каскада – Светлинская ГЭС мощностью 360 МВт со средней выработкой электроэнергии 1,2 млрд кВт·ч в год (рис. 2.17).

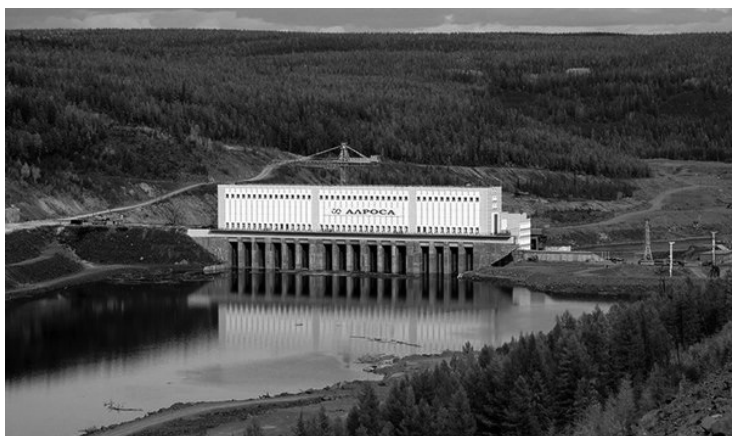


Рис. 2.17. ВилюйГЭС-3 (Светлинская)

Вилюйская ГЭС-3 практически работает на сбросной воде Вилюйской ГЭС-1, 2, поэтому полезный объем его очень мал. В отличие от верхних ГЭС каскада водохранилище перед затоплением было тщательно очищено от растительности и теперь Вилюйская ГЭС-3 является одной из самых экологичных в РФ.

Регулирование речного стока. Внутригодовое распределение речного стока носит весьма неравномерный характер, особенно это характерно для рек Крайнего Севера. В зимний период объемы речного стока падают до минимальных значений, а в весенний период, наоборот, могут достигать катастрофических величин.

Такое положение противоречит потребностям в воде различных участников ВХК, поэтому для бесперебойного водоснабжения населенных пунктов, энергетики и других водоемких производств возникает необходимость в регулировании речного стока.

Регулирующие возможности водохранилищ определяются коэффициентом зарегулированности речного стока β (2.6), представляющим собой отношение полезного объема водохранилища $U_{\text{пол}}$ к среднегоголетнему объему стока W_p конкретной реки:

$$\beta = \frac{U_{\text{пол}}}{W_p} . \quad (2.6)$$

Естественно, что чем больше β , тем выше регулирующая способность водохранилища.

Таким образом, с помощью водохранилищ производится перераспределение речного стока по времени. При этом, когда спрос водопотребителей меньше естественного притока реки, то происходит накопление воды в водохранилище и, наоборот, происходит сработка воды из водохранилища, когда спрос больше притока воды.

Поскольку использование водохранилища чаще всего носит комплексный характер, полезная его емкость направлена на удовлетворение всех участников ВХК. Таким образом, при любом регулировании речного стока происходит чередование процессов сработки и наполнения водохранилища, полный период которого называется циклом регулирования (рис. 2.18).

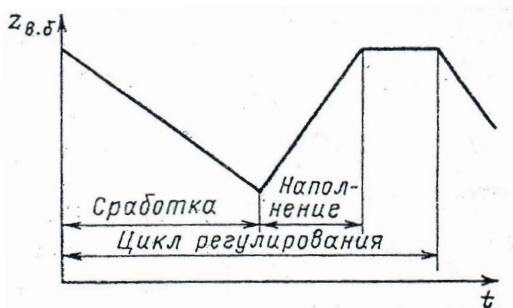


Рис. 2.18. График сработки-наполнения водохранилища

Существуют следующие виды регулирования: суточное, недельное, сезонное и многолетнее.

Суточное регулирование. Обычно естественные уровни (расходы) рек в течение суток практически не меняются (за исключением горных рек, рек с ледниковым питанием и периодов половодий и паводков).

Ввиду неравномерности использования воды в течение суток ГЭС работает с переменной мощностью $P_{гэс}$ (рис.2.19, а), пропуская через турбины разный расход $Q_{гэс}$ (рис. 2.19, б).

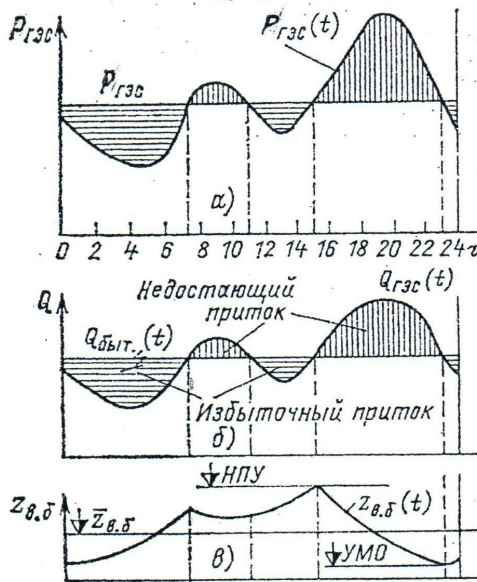


Рис. 2.19. Суточное регулирование речного стока

В результате в ночное время в водохранилище происходит накопление воды, а в дневное – сброс (рис. 2.19, в) с соответствующими колебаниями уровней $Z_{в.б.}$ ($Z_{в.б.}$ – средний уровень водохранилища).

Таким образом, происходит покрытие дневных пиковых нагрузок энергосистемы и обеспечение равномерной, более экономной и эффективной работы ТЭС и АЭС в системе.

Недельное регулирование. В нерабочие дни в конце недели нагрузка энергосистемы резко падает и соответственно снижается мощность станции $P_{гэс}$ (рис. 2.20, а) с одновременным падением расходов воды через турбины $Q_{гэс}$ (рис. 2.20, б).

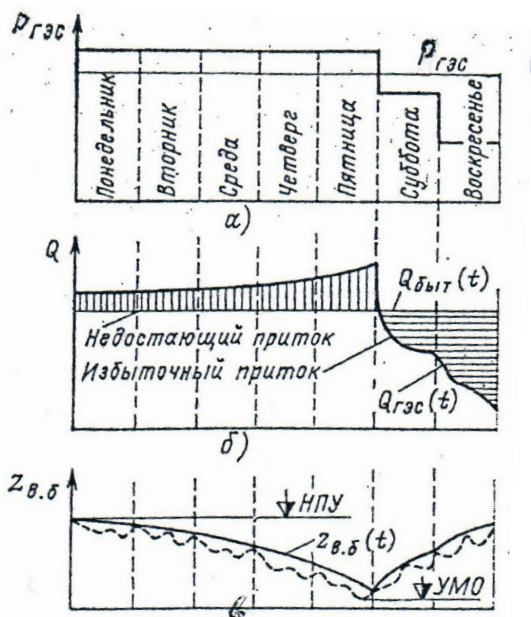


Рис. 2.20. Недельное регулирование речного стока

Соответственно с этим изменяются уровни водохранилища $Z_{в.б.}$, которые к концу недели падают до минимума, а за выходные дни начинают повышаться. В этом случае цикл регулирования равен неделе.

Таким образом, при недельном регулировании речного стока картина колебания уровней водохранилища $Z_{в.б.}$ будет выглядеть как на рис. 2.20, в.

Следует иметь в виду, что внутри недельного регулирования происходит и суточное регулирование речного стока (на схеме показано штрихами).

Сезонное (годовое) регулирование. В течение года речной сток имеет большие колебания, которые не совпадают с запросами участников ВХК. В этом случае годовое регулирование состоит в задержании объема воды весеннего половодья в водохранилище и использовании его в периоды маловодного сезона $Q_{\text{быт}}$ (рис. 2.21) – осенью и особенно зимой. При таком регулировании уровни водохранилища $Z_{\text{в.б.}}$ к концу зимнего периода падают до минимума, а потом за счет задержания вод весеннего половодья начинают повышаться.

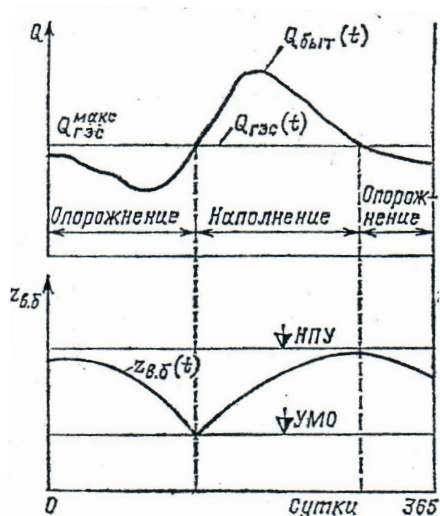


Рис. 2.21. Сезонное (годовое) регулирование речного стока

При годовом регулировании весь цикл занимает один год, а емкость водохранилища при этом должна быть достаточно большой и составлять от 2 до 30 % среднегоголетнего объема годового стока реки, т.е. коэффициент зарегулированности $\beta = 0,02 \div 0,30$.

При таком виде регулирования водохранилище, как правило, выполняет и суточное, и недельное регулирование. В зависимости от водности года на гидроузле могут производиться холостые сбросы воды через водосбросные сооружения или, наоборот, в маловодные годы водохранилище весной может и не заполниться.

Многолетнее регулирование возможно при наличии очень большой емкости водохранилища, которая должна составлять не менее 30-50 % среднего многолетнего объема речного стока, т.е. степень зарегулированности должна быть $\beta_{\text{мр}} \geq 0,3 \div 0,5$.

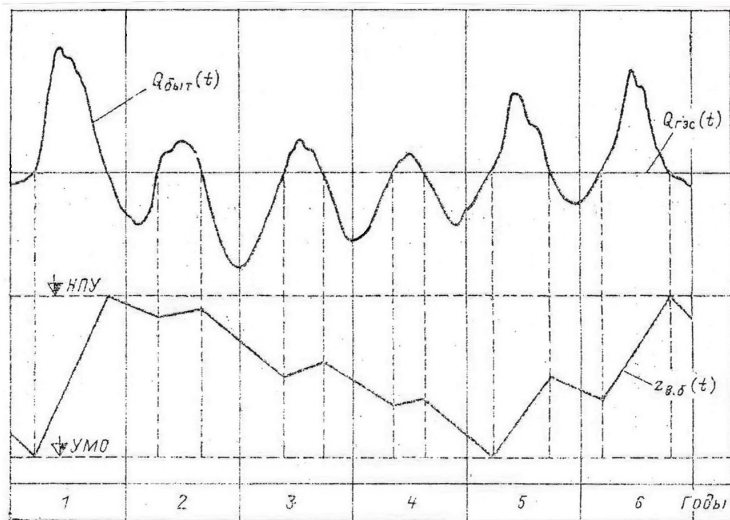


Рис. 2.22. Многолетнее регулирование стока

Цикл регулирования в этом случае составляет 5-6 лет, среди которых наблюдаются многоводные и маловодные годы (рис. 2.22, а). Водохранилище наполняется с запасом в период многоводья и срабатывается в маловодные годы, т.е. происходит определенное выравнивание уровней водохранилища в течение года.

В период многолетнего регулирования также могут наблюдаться краткосрочные виды регулирования.

На примере рис. 2.22, а видно, что наполнение водохранилища произошло в первый год, а последующие три года наблюдались маловодные периоды и происходила сработка до УМО, после чего опять начались многоводные годы и водохранилище начало вновь наполняться (рис. 2.22, б).

Каскадное создание водохранилищ применяется для более полного и эффективного использования гидроэнергетических ресурсов реки путем строительства ряда ГЭС, расположенных друг за другом по длине водотока и связанных между собой общей водохозяйственной задачей. С другой стороны, при каскадном освоении водных ресурсов значительно осложняется взаимодействие между участниками ВХК, решение которого видится в оптимизации преодоления сложных противоречий между ними.

Энергетический эффект каскада зависит от оптимального расположения гидростанций, их параметров в зависимости от природных условий, от взаимосвязи с другими энергоисточниками объединенной энергосистемы с учетом разнообразных потребностей в воде неэнергетических участников ВХК.

Каскадное строительство ГЭС играет важную роль оперативного резерва энергетической системы, решая функции «подхвата» нагрузки при аварийных ситуациях внутри энергосистемы, предотвращая тяжелые последствия аварий на отдельных энергоисточниках.

Сегодня существуют многочисленные примеры каскадного гидростроительства за рубежом и в РФ. Так, в России существуют Волжский каскад из 8 ступеней, Камский – из трех, Ангарский – из четырех и т.д. В Якутии Вилюйский каскад общей мощностью более 1 млн кВт, состоящий фактически из трех ГЭС.

2.5. Строительство речных гидроузлов

Методы строительства гидроузлов зависят от множества факторов, таких как природно-климатические условия района (рельеф местности, гидрологический режим реки, геологические и гидрогеологические особенности, климатические особенности, наличие разных типов мерзлоты и т.д.), а также типов конструкций, мощности и других показателей самого гидроузла.

Для выбора створа ГЭС проводятся тщательные топографо-геодезические, инженерно-геологические, гидрологические, гидрогеологические и другие изыскания вероятных районов строительства. На основе

полученных материалов изысканий производится выбор НПУ, компоновка основных сооружений гидроузла, определяются масштабы затоплений и подтоплений, намечаются способы строительства гидроузла.

Основные схемы строительства гидроузлов. Особенности гидростроительства являются:

а) возведение гидротехнических сооружений в условиях воздействия речного потока, требующего ограждения площадки строительства временными перемычками (дамбами) и последующего осушения котлована с помощью насосных установок;

б) необходимость безопасного пропуска строительных расходов реки, льда, плотов и т.д. через створ гидроузла.

Наиболее сложной задачей при строительстве гидроузла является проблема пропуска строительных расходов реки через створ строящегося объекта.

В зависимости от морфометрических, гидрологических и других условий протекания реки отмечается два основных метода пропуска строительных расходов через створ гидроузла:

а) пропуск воды без отвода реки из ее коренного русла;

б) пропуск воды с отводом реки из ее русла.

При этом в обоих вариантах рассматриваются способы работ с использованием и без использования перемычек.

а) *Строительство гидроузла без отвода реки* производится как с перемычками, так и без них.

Перемычный способ. В этом случае с помощью перемычек создается котлован, из которого мощными насосами выкачивается вода. Основные сооружения гидроузла (здание, бетонная плотина) возводятся насухо в котловане. В этом случае пропуск строительных расходов осуществляется через оставшуюся часть русла реки (рис. 2.23). Это является первой очередью строительства.

Перемычный способ широко используется при строительстве низко- и средненапорных ГЭС.

Вторая очередь строительства включает разборку перемычек первой очереди и ограждение оставшейся части русла реки перемычками (4), а расход реки пропускается через незаделанные проемы бетонной плотины (способ гребенки) или через донные отверстия плотины. Под за-

щитой секционных перемычек возводится грунтовая плотина наброской грунта, камня и т.д. По окончании работ второй очереди перемычки (4) разбирают и доводят строительство сооружений до проектных отметок.

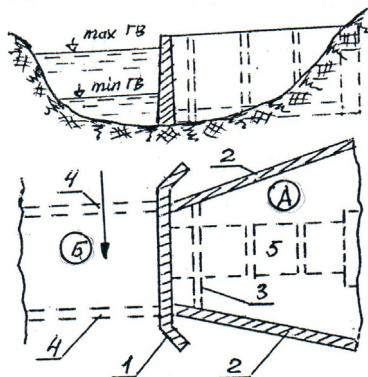


Рис. 2.23. Схема пропуска воды при перемычным способе с незаделанными пролетами плотины:

- А – первая очередь строительства; Б – вторая очередь.
- 1 – продольная перемычка; 2 – поперечные перемычки;
- 3 – секционная перемычка; 4 – перемычка второй очереди;
- 5 – фундамент плотины и здания ГЭС

Стеснение русла реки перемычками первой очереди неизбежно приводит к резкому возрастанию скорости течения в проране, поэтому, чтобы избежать размыва продольной перемычки, ее укрепляют бетонными плитами.

Данный способ строительства гидроузлов был использован при возведении плотины Усть-Хантайской ГЭС на Таймыре и Вилнойской ГЭС в Якутии, на примере которых выявлено, что затраты на мероприятия по пропуску строительных расходов составляли до 40% стоимости всех основных сооружений гидроузла.

Бесперемычный способ состоит в том, что подводные части бетонных плотин возводят с помощью опускных колодцев, кессонов, свай-оболочек и наплавных конструкций, а каменно-набросные плотины – наброской каменного банкета с последующей насыпкой или намывом грунта, или наброской камнем.

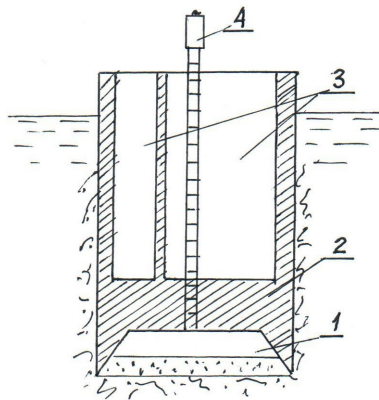


Рис. 2.24. Схема кессона:

- 1 – рабочая камера; 2 – кессон; 3 – надкессонное строение;
4 – шлюзовой аппарат

Опускные колодцы и кессоны представляют собой пустотелые конструкции (цилиндры или ящики) с заостренными снизу краями и выступающей над поверхностью воды верхней частью (рис. 2.24).

Принцип работы. В рабочую камеру нагнетается сжатый воздух, который вытесняет воду из нее. Кессон под собственной тяжестью погружается в грунт по мере разработки и выдачи грунта из рабочей камеры на поверхность рабочими, работающими в тяжелых условиях под высоким давлением воздуха. Вход и выход работников из камеры осуществляется через специальную шлюзовую камеру с декомпрессией работников, предотвращающей так называемую «кессонную» болезнь.

После достижения кессоном или опускным колодцем проектной глубины внутреннее пространство конструкций заполняется бетоном. Глубина закладки опускных колодцев доходит до 70 м, а кессонов – до 35 м.

Этот способ широко используется также для устройства быков плотин и мостов.

б) *Строительство гидроузла с отводом реки из ее русла.* В зависимости от строения русла реки в этом случае применяются два способа строительства гидроузла – пойменный и пропуск строительного расхода по искусственному руслу в два этапа.

При пойменном способе на первом этапе основные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС, шлюз и др.) возводятся на пойменной части русла реки насухо, но с учетом возможных паводков строят невысокие перемычки для создания котлована строительства (1) (рис. 2.25).

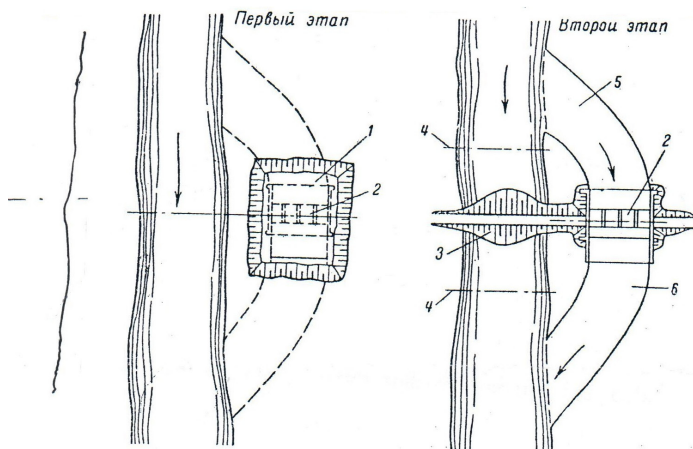


Рис. 2.25. Схема пойменного способа строительства гидроузла:

- 1 – котлован строительства на пойме; 2 – основные сооружения ГЭС;
- 3 – грунтовая плотина; 4 – ось перемычки; 5 – верховой канал;
- 6 – низовой канал

На втором этапе строительства, после готовности бетонных сооружений, на пойме прорывают верховой (5) и низовой (6) каналы и направляют воды реки через недостроенные сооружения (2), через донные отверстия в плотине, а также через шлюзы и т.д., а русло реки перекрывают глухой плотиной (3), иногда с применением перемычек (4).

Трудным этапом строительства является перекрытие прорана, где обычно наблюдаются высокие скорости течения (до 4-5 м/с и более). Этот этап работы проводят обычно в предзимний период при наиболее низких уровнях реки. Проран перекрывают интенсивным сбросом крупных бетонных блоков (весом 5-10 т) непрерывным потоком тяжелых самосвалов, а затем заканчивают возведение плотины (3) насыпью или намывом грунтов. Иногда при очень больших скоростях течения применяют способ перекрытия забивкой шпунтов; ряжей и т.д.

Отвод реки по искусственному руслу. При узких долинах рек, где нет места для перемычек, строительные расходы пропускают по каналу или туннелю по одному из берегов. Если пропускная способность обходных устройств недостаточна, то часть речного потока пропускают по старому руслу реки через недостроенные сооружения поверх перемычек, прекращая в этот период строительные работы.

Особенности строительства речных гидроузлов в условиях Крайнего Севера

Большая часть Северо-Востока РФ расположена на территории с суровыми природно-климатическими условиями, где имеет место сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). В этих условиях любое строительство и, в первую очередь, гидростроительство имеет особо специфический характер. К этим особенностям следует добавить еще такие факторы, как отсутствие строительной, энергетической и кадровой базы, а также исключительно сложные транспортные проблемы.

В таких условиях строились Усть-Хантайская, Вилюйские, Колымские гидроэлектростанции. Весьма сложными проблемами являются доставка оборудования станций (гидроагрегатов, трансформаторов, различных металлоконструкций, цемента и др.); не менее важное значение имело создание благоприятных и комфортных условий проживания строителей и эксплуатационников в суровых климатических условиях Крайнего Севера.

Наиболее сложные условия встречаются при строительстве бетонных и грунтовых плотин в периоды экстремально низких температур воздуха, при наличии многолетнемерзлых пород зачастую с большим содержанием льдистости, а иногда при присутствии участков талых грунтов под основаниями сооружений. При этом в условиях Севера наиболее целесообразно сооружение плотин вести в зимний маловодный период, когда резко снижаются проблемы пропуска строительных расходов через створ гидросооружения, хотя при этом усложняются работы по разработке, доставке и укладке грунта в тело плотины.

На примере сооружения плотин Вилюйских и Колымских ГЭС менялись методы электропрогрева запасенных в летний период буртов грунта, укладки грунта с прогревом выхлопной струей списанного ави-

ационного турбореактивного двигателя, транспортировки грунта автосамосвалами с подогревом кузова выхлопными газами и применения специального его укрытия и уплотнения грунта на плотине с поливом раствора хлоридов и т.д.

Естественно, строительство, например, плотины Вилюйской ГЭС обошлось значительно дороже предусмотренной в проекте стоимости, в котором не были предусмотрены условия удорожания на практике.

Контрольные вопросы:

1. От каких параметров зависят мощность и энергия ГЭС?
2. Перечислите основные, вспомогательные и временные сооружения гидроузла.
3. Чем отличается русловая ГЭС от приплотинной?
4. За счет чего образуется напор деривационной ГЭС?
5. Укажите особенности гидроаккумулирующей ГЭС.
6. Какие силы воздействуют на гидроузел?
7. Что такое кавитация?
8. В чем суть обратного фильтра?
9. Чем отличаются судоходные шлюзы от судоподъемников?
10. Перечислите основные характеристики водохранилищ.
11. В чем состоит суть регулирования речного стока?
12. Каковы особенности строительства гидросооружений на Крайнем Севере?

ГЛАВА 3.
Тепловые электростанции (ТЭС)

Основным назначением электрических станций является электро- и теплоснабжение промышленности, сельского хозяйства и населенных пунктов. Для этих целей ТЭС используют, главным образом, ископаемые виды топлива, сжигая их и выделяя в окружающую среду (ОС) огромное количество загрязняющих веществ.

К ТЭС относятся такие энергоустановки, как конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), газотурбинные установки (ГТУ) и парогазовые станции (ПГС), а также к ним можно отнести и дизельные станции (ДЭС).

Процесс преобразования тепловой энергии в другие виды энергии происходит согласно термодинамическим законам.

3.1. Основные понятия о термодинамических процессах, протекающих в тепловых устройствах

Все термодинамические процессы основаны на законах термодинамики. Термодинамика – наука, изучающая закономерности теплового движения и взаимодействия различных видов энергии. При этом различают физическую, техническую термодинамику и термодинамику необратимых процессов, из которых к вопросам энергетики относится техническая термодинамика.

Таким образом, техническая термодинамика является основой взаимопревращения тепловой и механической энергии с помощью так называемых рабочих тел, в качестве которых наиболее целесообразными являются газы и пары, т.к. они легко сжимаются и расширяются под действием внешних сил, обладая высокими коэффициентами объемного расширения. Именно эти свойства газов и паров используются в процессах преобразования тепловой энергии в механическую.

Законы (начала) термодинамики. Существует три закона, из которых первые два являются наиболее важными для различных тепловых устройств.

Первый закон термодинамики – это фактически закон сохранения и превращения энергии в тепловых процессах.

Если некоторому рабочему телу (вода, газ, пар) придать определенное количество теплоты dQ к внутренней энергии этого тела U , то произойдет приращение энергии dU . Тогда, согласно закону сохранения и превращения энергии, $dQ=dU+dL$, т.е. рабочее тело под действием давления совершит механическую работу dL ; другими словами, количество теплоты dQ равно приросту внутренней энергии dU плюс механическая работа dL .

При этом возможны следующие варианты:

$dQ=0$ – процесс изохорный; рабочее тело не совершает механическую работу. Такое явление возможно, если объем пара жестко ограничен или при использовании в качестве рабочего тела применены несжимаемые жидкости. В этих случаях вся поступающая теплота идет на увеличение внутренней энергии рабочего тела;

$dU=0$ – в этом случае вся поступающая теплота расходуется на совершение механической работы. Это возможно только при использовании в качестве рабочего тела газов.

При этом термодинамические процессы имеют следующие виды:

- изохорный, протекающий при постоянном объеме;
- изобарный, протекающий при постоянном давлении;
- изотермический, протекающий при постоянной температуре;
- адиабатный, протекающий при отсутствии теплообмена с окружающей средой;
- политропный, удовлетворяющий уравнению $pU^n = \text{const}$.

Первые четыре процесса являются частными случаями политропного процесса.

Второй закон термодинамики исходит из понятия, что любые естественные процессы, происходящие в природе, характеризуются всегда односторонним движением от более высокого потенциала к более низкому (от более высокой температуры к более низкой или от более высокого давления к более низкому). Другими словами, теплота сама собой

не может переходить от менее нагретого тела к более нагретому без воздействия изменений в телах или в окружающей среде. Отсюда исходит аксиома – невозможно построить вечный двигатель.

Третий закон термодинамики исходит из понятия, что нельзя создать такую тепловую машину, которая отняла бы все тепло от тела, т.е. достигнуть абсолютного нуля ($-273,15^{\circ}\text{C}$).

Для рассмотрения процессов преобразования энергии, основной целью которых является получение электрической и тепловой энергии, необходимо ознакомиться с понятиями теплопередачи и теплообмена.

Теплопередача – совокупность необратимых процессов переноса тепла между телами (средами) с различными температурами через промежуточную среду.

Теплообмен – процесс распространения тепла от более нагретых тел к менее нагретым телам. Теплообмен осуществляется с помощью теплообменных аппаратов (теплообменников) через рабочую среду (вода, газ, пар и т.д.).

Теплообмен имеет следующие виды:

- теплопроводность;
- конвекция;
- тепловое излучение.

Теплопроводность – вид теплопередачи на атомно-молекулярном уровне между телами, имеющими разные уровни нагрева, характеризуется коэффициентом теплопроводности – K_T . При этом разные тела обладают определенными показателями K_T . Так, например, серебро имеет $K_T = 0,96$; медь – $0,92$; алюминий – $0,50$; железо – $0,08$; вода – $1,36 \cdot 10^{-3}$ и воздух – $5,6 \cdot 10^{-5}$.

Конвекция – перенос тепла внутри области, заполненной жидкой или газообразной средой, вследствие перемещения вещества этой среды.

Различают конвекцию естественную, когда тепло переносится только за счет разницы температур, и конвекцию вынужденную, когда теплота переносится под действием внешней силы (насоса, вентилятора и т.д.).

Тепловое излучение – электромагнитное излучение, происходящее в результате колебаний электрически заряженных частиц (электронов, ионов) в твердых, жидких и газообразных телах.

На современных ТЭС преобразование теплоты в работу производится с помощью рабочего тела (пара высокого давления и температуры), получаемого за счет сжигания органических видов топлива в паровых котлах.

Тепловая схема современных ТЭС, преобразующих теплоту рабочего тела (пара) в механическую работу вала турбины, показанная на рис. 3.3, основана на так называемом цикле Ренкина (шотландский физик).

Суть цикла Ренкина состоит в следующем (рис. 3.1):

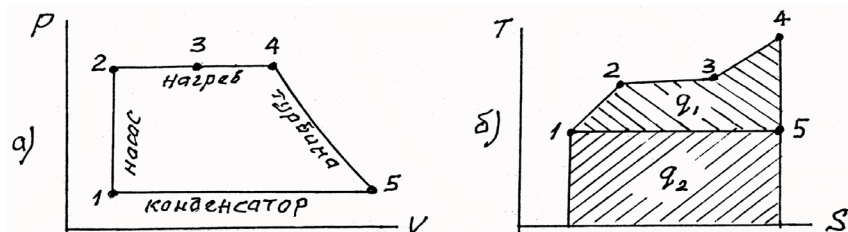


Рис. 3.1. Цикл Ренкина (к рис. 3.3):

а) P-V-диаграмма; б) T-S-диаграмма

На P-V-диаграмме (а) участок 1-2 показывает работу питательного насоса, подающего воду в паровой котел, в результате поднимается давление – P. Поскольку вода несжимаема на этом участке, процесс насоса переходит во внутреннюю энергию воды.

Участок 2-3 – процесс нагрева воды в котле, который происходит при практически постоянном давлении, можно считать изобарным.

Участок 3-4 означает испарение воды при постоянной температуре (изотермический процесс), к концу участка увеличивается энергия рабочего тела при постоянном давлении в пароперегревателе (процесс изобарный).

Участок 4-5 – процесс передачи энергии пара на лопатки турбины (адиабатный процесс).

Участок 5-6 – процесс конденсации отработанного в турбине пара с отводом теплоты во внешнюю среду с охлаждающей водой. На этом цикл замыкается.

Площадь, образуемая T-S-диаграммой (рис. 3.1, б), представляет собой энергию. При этом площадь q_1 представляет работу, которая отдана через турбину в генератор, а нижняя часть диаграммы q_2 показывает объем теплоты, которая ушла с охлаждающей водой. Соотношение q_1 и q_2 показывает термодинамический КПД турбины. Таким образом, тер-

модинамический цикл Ренкина показывает, что эффективность тепловой машины зависит, главным образом, от начальных и конечных параметров пара (давления и температуры).

Непрерывность действия тепловой машины обеспечивается тем, что рабочее тело, пройдя последовательно ряд процессов расширения, а затем – ряд процессов сжатия, образует круговой процесс или термодинамический цикл преобразования теплоты в работу.

3.2. Конденсационные электростанции (КЭС)

Крупные КЭС, снабжающие электроэнергией большие регионы, издавна получили название «ГРЭС» – государственные районные электростанции.

КЭС строятся по возможности близко к месту добычи топлива и к источнику водоснабжения в виде блочных агрегатов мощностью до 1200 МВт. Особенностью КЭС является то, что она вырабатывает только электроэнергию, бесполезно теряя тепло использованного в турбине пара, поэтому КПД таких станций находится в пределах 32-40 %. Кроме этого, недостатком их является маломаневренность агрегатов: подготовка их к пуску, разворот, синхронизация и набор полной нагрузки занимает около 3-6 часов. По этой причине КЭС используются в основном для покрытия базовой (равномерной) части нагрузки в пределах номинальной их мощности.

Упрощенная схема работы КЭС приводится на рис. 3.2.

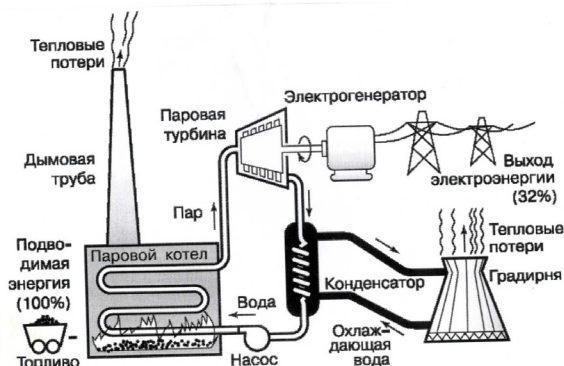


Рис. 3.2. Схема работы КЭС

На рис. 3.2 наглядно видно, что основным оборудованием станции являются паровой котел, паровая турбина и электрогенератор.

Принцип работы КЭС. За счет теплоты сгораемого топлива (уголь, нефть, газ и пр.) вода, подаваемая насосом в котел, превращается в пар высокого давления и температуры, который подается на лопатки паровой турбины, связанной с электрогенератором.

Таким образом, тепловая энергия пара преобразуется в турбине в механическую работу вращения вала, а через электрогенератор – в электрическую энергию. Отработавший в турбине пар подается в конденсатор, омываемый холодной водой из естественного водоисточника или из градирни, где он, конденсируясь, превращается в воду и возвращается обратно в котел. В данном случае теплота отработавшего в турбине пара теряется в конденсаторе без пользы.

3.3. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

ТЭЦ является разновидностью тепловых электростанций, работающие по комбинированной схеме выработки тепла и электроэнергии (когенерация). Они обычно строятся вблизи населенных пунктов для подачи тепловой энергии в централизованные системы теплоснабжения в виде пара и горячей воды. Такие станции заметно экономят топливо по сравнению с раздельным тепло- и электроснабжением, т.е. КЭС и местными котельными. На рис. 3.3 показана принципиальная схема ТЭЦ.

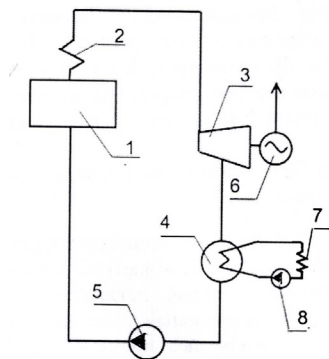


Рис. 3.3. Схема простейшей теплофикационной станции:
1 – котел; 2 – пароподогреватель;
3 – паровая турбина; 4 – конденсатор;
5, 8 – насосы; 6 – электрогенератор;
7 – отопительная система

Принцип получения электрической энергии на ТЭЦ такой же, как и на КЭС. Отличием является то, что горячий пар после турбины нагревает воду в конденсаторе, которая затем поступает в замкнутую систему отопления жилых и производственных помещений (7). Охлажденная в этой системе вода насосом (8) подается снова в конденсатор, и цикл повторяется. Часть воды из конденсатора насосом (5) прокачивается в котел (1), откуда после дополнительного подогрева и сушки в пароподогревателе (2) подается на лопатки турбины.

Благодаря отбору тепла от использованного в турбине пара на отопительные цели значительно улучшаются теплоэнергетические показатели ТЭЦ, вследствие чего КПД их достигает 60-70%. Однако в случае полного отсутствия отпуска тепла в теплофикационную систему ТЭЦ начинает работать в конденсационном режиме и КПД при этом понижается до 30-35 %.

Это дает возможность ТЭЦ работать по двум графикам нагрузки:

- тепловому – электрическая нагрузка сильно зависит от тепловой нагрузки (тепловая нагрузка – приоритет);
- электрическому – электрическая нагрузка не зависит от тепловой или тепловая нагрузка отсутствует (электрическая нагрузка – приоритет).

По типу тепловой схемы все ТЭЦ подразделяются на блочные и неблочные.

При блочной схеме ТЭЦ на органическом топливе на каждой турбине пар подводится только от одного или двух соединенных с ней котлов (моноблоки или дубль-блоки).

При неблочной схеме ТЭЦ пар от всех котлов поступает в общую магистраль, а оттуда распределяется по отдельным турбинам.

Блочные ТЭЦ дешевле неблочных, т.к упрощается схема трубопроводов, сокращается количество арматуры. Кроме того, управлять отдельными агрегатами проще и они легче автоматизируются.

3.4. Газотурбинные установки (ГТУ)

В газотурбинных установках в качестве рабочего тела служат нагретые до высокой (650-700°С) температуры газы, представляющие собой смесь сжатого воздуха и продуктов сгорания легкого жидкого (или газо-

образного) топлива. Основными элементами ГТУ являются воздушный компрессор (3), камера сгорания (1), газовая турбина (4), электрогенератор (5) и пусковой двигатель компрессора (2) (рис. 3.4).

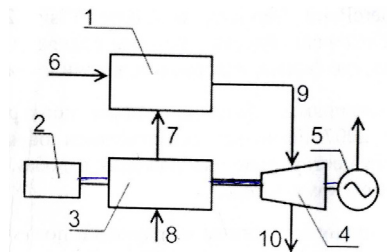


Рис. 3.4. Принципиальная схема ГТУ:

- 1 – камера сгорания; 2 – пусковой двигатель; 3 – компрессор;
 4 – газовая турбина; 5 – электрогенератор; 6 – топливо; 7 – сжатый воздух;
 8 – атмосферный воздух; 9 – горячие газы; 10 – выхлопные газы

Принцип работы ГТУ. В камеру сгорания (1) одновременно подается топливо (6) и сжатый воздух (7) от компрессора (3), в результате продукты сгорания (9) под высоким давлением и температурой поступают в газовую турбину (4), которая приводит во вращение вал электрогенератора (5). Компрессор приводится в действие пусковым двигателем (2), в качестве которого может служить ДВС.

Полезная мощность ГТУ значительно ниже мощности паровой турбины из-за потери энергии на работу компрессора, поэтому КПД установки находится в пределах 25-28 %. Однако при использовании тепла горячих газов (10) посредством теплообменника или котла-утилизатора КПД можно увеличить до 57-59 %; в этом случае ГТУ можно использовать как источник и электроэнергии, и тепла для производственного и бытового назначения. Соотношение производимой электроэнергии к тепловой энергии может составить 1:2. При этом следует иметь в виду, что коэффициент перевода МВт в Гкал составляет 1,163, т.е. 1,163 МВт равен 1 Гкал.

Достоинством газотурбинных установок является сравнительная компактность всего агрегата вследствие отсутствия громоздкой котельной установки, незначительная потребность в охлаждающей воде, вы-

сокая маневренность и возможность автоматизации их работы, а также сравнительно меньшее количество вредных выбросов, что позволяет их размещение вблизи населенных пунктов.

Недостатком ГТУ является необходимость использования легких сортов жидкого топлива, не дающих вредных отложений на лопатках газовой турбины, и сравнительно низкий КПД.

3.5. Парогазовые электрические станции (ПГЭС)

ПГЭС – это сочетание паротурбинной и газотурбинной установок, в котором используется теплота газовых турбин и уходящих газов паровых турбин, что обеспечивает более высокий КПД по сравнению с отдельно взятыми ГТУ и ПГУ.

Одним из распространенных типов является парогазовая установка (ПГУ) с высоконапорным котлом (рис. 3.5).

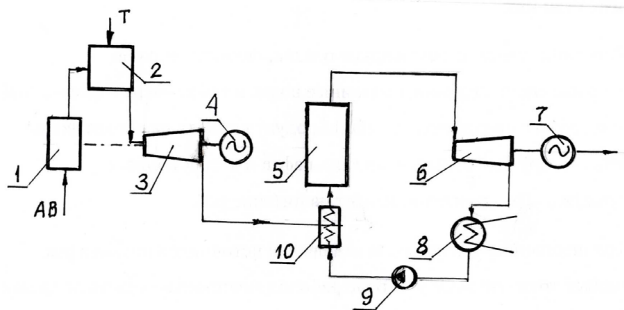


Рис. 3.5. Схема парогазовой установки:

1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4, 7 – электрические генераторы; 5 – высоконапорный котел; 6 – паровая турбина; 8 – конденсатор; 9 – насос; 10 – экономайзер. Т – топливо, АВ – атмосферный воздух

Принцип действия. В камеру сгорания (2) подается топливо Т и сжатый компрессором (1) атмосферный воздух АВ, образовавшиеся при этом газы с высокой температурой и давлением поступают в газовую турбину (3), находящийся на одном валу электрический генератор выра-

батывает электрический ток. При этом отработавшие в турбине горячие продукты сгорания поступают в подогреватель (экономайзер) (10), где подогревают питательную воду, поступающую в котел.

Перегретый пар из высоконапорного котла (5) подается в паровую турбину (6), которая вращает электрический генератор (7), а отработавший пар после турбины (6) поступает в конденсатор (8), омываемый холодной водой из поверхностных вод или градирни. Конденсат подается насосом (9) в экономайзер, где нагревается и поступает обратно в котел (5). Следует отметить, что после экономайзера в котел поступает уже подогретая вода, что экономит используемое топливо.

В такой схеме отсутствует дымосос из котла и КПД подобной установки составляет 42-43%.

3.6. Дизельные электрические станции (ДЭС)

ДЭС нашли широкое применение в децентрализованных изолированных районах, в особенности на Крайнем Севере. ДЭС представляет собой стационарную или мобильную энергетическую установку в паре электрического генератора и дизельного двигателя внутреннего сгорания (ДВС), поэтому часто ее называют просто дизель-генератором (рис. 3.6). Иногда приводом электрогенератора может быть бензиновый ДВС (бензогенератор).

ДЭС получили широкое распространение за счет таких достоинств, как быстрый запуск в эксплуатацию, компактность, длительная устойчивая работа без технического обслуживания, простота зданий станции. К этому следует добавить также их некоторую экологичность за счет малых выбросов вредных веществ, а также возможность использования сравнительно низкосортных видов топлива. Эти обстоятельства послужили широкому распространению ДЭС на Крайнем Севере Якутии, где сегодня насчитывается более 120 локальных станций, являющихся основными энергоисточниками населенных пунктов этого региона.

Следует отметить, что ДЭС могут эксплуатироваться и на нетрадиционных видах топлива, таких как водород, природный газ, биогаз, газовые конденсаты и др.

При использовании альтернативных (газовых) видов топлива необходима небольшая переделка жидкотопливных двигателей с обеспечением их максимальной унификации с базовыми двигателями, которая состоит в подводе газа к двигателю через регулятор давления (газовый редуктор), поддерживающий давление газа на некотором постоянном уровне. Далее топливо, смешанное в нужной пропорции с воздухом, подается в цилиндр агрегата.

ДЭС подразделяются по электрической мощности, виду тока, выходному напряжению и частоте тока.

По своему назначению они бывают передвижные и стационарные.

Передвижные агрегаты иногда выполняются с воздушным охлаждением и вырабатывают переменный однофазный ток напряжением 220 В или трехфазный переменный ток на 380 В.

Стационарные ДЭС с двигателем жидкого охлаждения имеют системы питания, охлаждения, смазки и пуска (рис. 3.6).

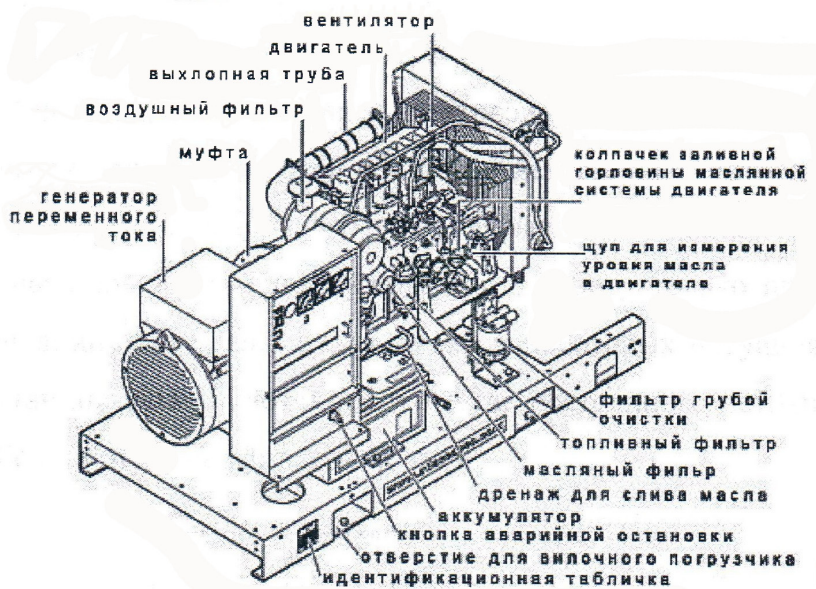


Рис. 3.6. ДЭС с водяным охлаждением

Топливо в дизельных двигателях воспламеняется от высокого давления в цилиндрах, в отличие от карбюраторных (бензиновых), где зажигание топлива осуществляется от электрической искры высокого напряжения.

Такие двигатели имеют мощности 110, 220, 330, 440 и 735 кВт с напряжением до 1 кВ (низковольтные) и с напряжением 1-10 кВ (высоковольтные).

Более крупные ДЭС мощностью до 2200 кВт и более могут использоваться для теплоснабжения пристанционных потребителей с использованием тепла выхлопных газов и охлаждающей воды с помощью мини котлов-утилизаторов, при этом КПД установки может достигнуть 55-60%.

Стационарные ДЭС с двигателем жидкого охлаждения имеют системы, которые в основном оснащаются синхронными генераторами, обеспечивающими переменным током постоянной частоты.

Существенными недостатками их являются достаточно ограниченный моторесурс, относительно невысокий КПД (38-43%), дороговизна топлива, особенно в северных регионах страны.

Эти обстоятельства являются причиной высокой себестоимости электроэнергии на ДЭС на Крайнем Севере РС(Я), где она более чем в 6 раз превышает показатели на крупных электростанциях в Центральной и Южной энергорайонах республики.

Тем не менее ДЭС на Севере еще долгое время будут основными энергоисточниками. На таких станциях также устанавливаются системы автоматической защиты агрегатов от перегрева двигателя, от превышения давления масла, частоты вращения, а также при возникновении короткого замыкания на линии.

Передвижные ДЭС используются для энергоснабжения малых потребителей одно- и трехфазным переменным током в сельском хозяйстве, лесной промышленности и т.д. Значительное распространение получили энергопоезда на ж.-д. платформах и вагонах мощностью от 1 до 10 МВт с напряжением 220 и 380 В.

В последнее время АК «Якутскэнерго» совместно с ОАО «Сахаэнерго» взамен устаревших и малоэффективных ДЭС внедряют станции нового поколения зарубежной фирмы «Cummins» мощностью 150-1500 кВт.

Первые высокоавтоматизированные ДЭС смонтированы в пп. Сылгы-Ытар и Эльдикан, которые с помощью телемеханики могут контролироваться и управляться с ЦДС г. Якутска.

Контрольные вопросы:

1. Каковы особенности ТЭС?
2. Объясните суть первого и второго законов термодинамики.
3. Поясните понятие теплообмена между телами.
4. Поясните суть цикла Карно.
5. Объясните принцип непрерывности действия тепловых машин.
6. Какова особенность работы КЭС?
7. Для чего необходим конденсатор на ТЭС и АЭС?
8. Расскажите о принципе работы ГТУ.
9. Какова особенность работы ПГЭС?
10. Поясните особенности ДЭС.

ГЛАВА 4.

Атомные электростанции (АЭС)

В принципе АЭС являются разновидностью ТЭС, в которых вместо парового котла используется ядерный реактор (ЯР), где при расщеплении атомов урана происходит выделение громадного количества тепла, которое используется для получения электроэнергии. Сегодня доля атомной энергии в общем балансе выработки электроэнергии в мире составляет порядка 10% с перспективой ее роста в обозримом будущем до 19-20%.

Первая АЭС была запущена в СССР в г.Обнинске в 1954 г. мощностью 5 МВт, в 1956 г. – в Англии, а в 1957 г. – в США.

Сегодня атомная энергия используется в 32 странах, где действует 448 ядерных реакторов на 191 АЭС с суммарной установленной мощностью (УМ) 391,7 ГВт, которые ежегодно потребляют порядка 60 тыс.т урана.

В РФ действует 10 АЭС с 35 ЯР с суммарной УМ 26,1 ГВт, на стадии строительства находится еще 3 АЭС общей мощностью 3 ГВт. Помимо этого, имеется множество ЯР на подводных лодках, ледоколах и космических аппаратах.

Атомная энергетика развивается в Азии, Восточной Европе, наиболее развито в КНР, Индии, США, РФ и др. Совсем нет АЭС в Африке, Австралии и Океании.

В 1980 г. в СССР была построена первая в мире АЭС на быстрых нейтронах – Белоярская БН-600 мощностью 600 МВт (аббревиатура БН означает – «быстрый натриевый», т.к. здесь используется в качестве теплоносителя жидкий натрий). А вообще реактор на БН был создан еще в 1973 г. и действовал в г. Шевченко (ныне г. Актау) вблизи Каспийского моря для опреснения морской воды. Энергоблок БН-350 проработал до 1988 г. (на 5 лет дольше проектного срока).

Срок эксплуатации АЭС. В настоящее время срок эксплуатации в некоторых странах составляет 60 лет, есть возможности эксплуатации АЭС до 80 лет.

В РФ нормативный срок эксплуатации большинства типов энергоблоков составляет 30 лет. Эксплуатация реакторов первого поколения ВВЭР и РБМК – до 45 лет, второго поколения – до 55 лет.

Затраты на строительство АЭС ориентировочно составляют 2300 долл./кВт (для ТЭС на угле 1200 долл., на газе -950 долл./кВт).

Серьезная проблема – ликвидация после выработки ресурса станции: она может составить до 20% от стоимости строительства АЭС.

Ядерное топливо – материал для осуществления цепной ядерной реакции деления в ядерных реакторах. Оно принципиально отличается от других видов топлива по своей энергоемкости и опасности для человека, поэтому при его использовании необходимо соблюдать множество ограничений.

Ядерное топливо делится на два вида:

- *природное урановое*, в основном, уран -238, способный при воздействии нейтронов образовывать плутоний-239;

- *вторичное топливо*, которого в природе нет, как плутоний-239 и изотопы урана-233, образующиеся при захвате нейтронов ядрами тория-232.

При работе ЯР топливо выгорает не полностью, поэтому отработанные ТВЭЛы направляют на переработку для его регенерации и повторного использования. Процесс этот весьма сложный и дорогостоящий; предварительно ТВЭЛы помещают в бассейны выдержки в течение 3-6 лет.

4.1. Принцип действия АЭС

Основной частью АЭС является ядерный реактор, куда помещаются тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы), представляющие собой герметичные циркониевые трубки длиной около 4 м и диаметром порядка 5 см, куда помещается обогащенный уран. ТВЭЛы собираются в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук. Принцип действия АЭС можно понять из рис. 4.1.

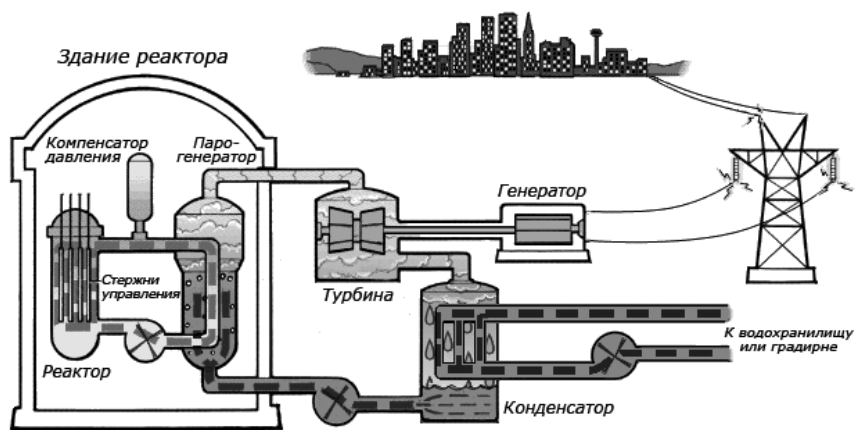


Рис. 4.1. Схема работы АЭС

Тепловая энергия, выделяемая в активной зоне реактора, подается теплоносителю первого контура, далее поступает в теплообменник (парогенератор), где вода нагревается до парообразного состояния. Полу-

ченный пар второго контура под высоким давлением поступает в паровую турбину, связанную с электрогенератором. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор, омываемый холодной водой из природного водоисточника или градирни (специальной холодильной башни), а конденсат в виде воды поступает обратно в парогенератор. Компенсатор давления служит для выравнивания колебаний давления в контуре во время работы реактора, возникающих при тепловом расширении теплоносителя.

Таким образом, ядерный реактор представляет собой устройство для преобразования внутренней энергии атомного ядра в электрическую энергию.

На рис. 4.2. приводится схема ЯР на медленных нейтронах, состоящего из стержней с ядерным топливом (ЯТ) – урана-235 или плутония-239.

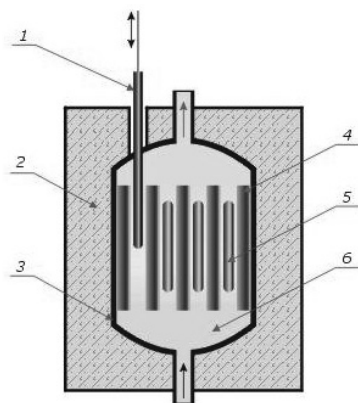


Рис. 4.2. Схематическое устройство реактора на медленных нейтронах: 1 – управляющий стержень; 2 – биологическая защита; 3 – теплоизоляция; 4 – замедлитель; 5 – ядерное топливо; 6 – теплоноситель

Управляющие стержни перемещаются вверх и вниз в активной зоне, регулируя реакцию; они изготавливаются из материалов, сильно поглощающих нейтроны (бор, кадмий).

Биологическая защита состоит из бетона и железа. Замедлитель предназначен для уменьшения кинетической энергии нейтронов, в процессе которого образуются тепловые нейтроны. В качестве замедлителя используются обычная вода, тяжелая вода, графит.

Теплоноситель выносит тепло из реактора, в качестве которого служит вода, тяжелая вода (в ЯР с тепловыми нейтронами); жидкие металлы – чаще всего жидкий натрий (в ЯР на быстрых нейтронах).

4.2. Ядерные реакторы (ЯР)

ЯР – устройства, предназначенные для организации управляемой самоподдерживающейся цепной реакции деления, которая сопровождается интенсивным выделением энергии.

Любой ядерный реактор состоит из следующих частей:

- активная зона с ядерным топливом и замедлителем;
- отражатель нейтронов вокруг активной зоны;
- теплоноситель;
- системы регулирования цепной реакции, в т.ч аварийная защита;
- радиационная защита;
- биологическая защита, состоящая из бетона и железа;
- система дистанционного управления.

Активная зона – пространство, в котором происходит контролируемая цепная реакция ядер тяжелых изотопов урана или плутония.

Замедлитель нейтронов – процесс уменьшения кинетической энергии свободных нейтронов на ЯР с тепловыми нейтронами. В качестве замедлителя используются графит, вода, тяжелая вода и др.

Отражатель нейтронов – конструктивная часть ЯР вокруг активной зоны, предотвращающая утечки нейтронов в окружающую среду.

Теплоноситель – чаще всего жидкое вещество (вода, жидкий натрий и др.), выносящее из активной зоны тепло, выделяющееся в результате реакции деления ядер.

Система регулирования цепной реакции – стержни, вводимые в активную зону, состоящие из веществ – поглотителей нейтронов (кадмий, гафний и др.).

Аварийная защита ЯР – совокупность устройств, предназначенных для быстрого прекращения цепной ядерной реакции в активной зоне реактора. Для этого производится автоматический сброс в активную зону всех поглощающих стержней при достижении опасного значения одного из

параметров ЯР (температура, давление, расход теплоносителя). Исполнителем аварийной защиты чаще всего являются стержни с веществом, хорошо поглощающим нейтроны (бор, кадмий и др.). Иногда для остановки реактора впрыскивают в контур теплоносителя жидкий поглотитель.

Радиационная защита – комплекс мероприятий, направленных на защиту живых организмов от ионизирующего излучения.

Система дистанционного управления основана на информации комплекса приборов о состоянии ЯР, подаваемой или оператору АЭС, или осуществляется автоматически управляющей машиной.

Ядерные реакторы подразделяются:

1) по характеру использования:

- энергетические – для получения электрической и тепловой энергии, а также для опреснения морской воды;

- транспортные – для снабжения энергией транспортных средств (подводные и надводные суда), а также – на космических аппаратах;

- экспериментальные – небольшой мощности для проектирования и эксплуатации ЯР;

- промышленные (оружейные) – для производства ядерных боеприпасов;

2) по спектру нейтронов:

- на тепловых (медленных) нейтронах;

- на быстрых нейтронах;

- на промежуточных нейтронах;

3) по виду топлива:

- изотопы урана – 235, 238, 233;

- изотопы плутония – 239, 240, 241 и 242;

- изотоп тория – 232;

4) по конструкции:

- корпусные реакторы;

- канальные реакторы;

5) по роду замедлителя:

- С (графит);

- H₂O (вода);

- D₂O (тяжелая вода);

- гибриды металлов и др.

Из различных типов ЯР наибольшее распространение получили:

- РБМК (реактор большой мощности, канальный), работающий под воздействием медленных (тепловых) нейтронов. Замедлителем нейтронов здесь является водографитовый способ;

- ВВЭР (водоводяной энергетический реактор), работающий на тепловых нейтронах корпусного типа;

- БН (быстрые натриевые) – реакторы, работающие на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем.

Единичные мощности ядерных энергоблоков составляют в настоящее время до 1500 МВт и более и ограничиваются, главным образом, из соображений безопасности.

Следует отметить, что атомные станции, как и ТЭС, работают для покрытия базовой части графика нагрузки, с продолжительностью использования установленной мощности в пределах 6500-7000 ч. в год.

4.3. Принципиальные схемы АЭС

По технологической схеме АЭС бывают одно-, двух- и трехконтурными.

Одноконтурная схема АЭС является наиболее простой (рис. 4.3).

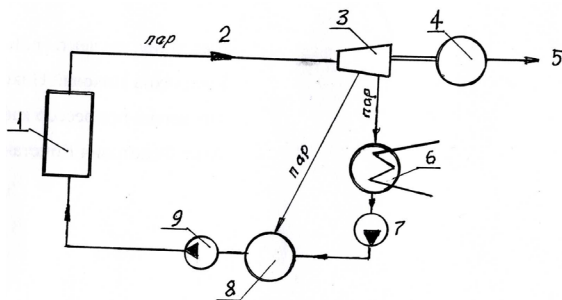


Рис. 4.3. Одноконтурная схема АЭС (РБМК):

1 – ядерный реактор; 2 – подача пара турбине; 3 – паровая турбина;

4 – эл. генератор; 5 – электроэнергия; 6 – конденсатор;

7 – конденсатный насос; 8 – деаэрактор; 9 – питательный насос

В таких одноконтурных схемах особое требование предъявляется к чистоте воды между ЯР и турбиной; вода должна быть чистой, дистиллированной и без всяких примесей. В этом случае вода, поступающая из активной зоны реактора, считается нерадиоактивной.

Принцип работы примерно такой же, как и у ТЭС, только пар высокого давления на лопатки турбины поступает не из котла, а из ЯР. Отработанный пар из турбины поступает в конденсатор, откуда конденсат насосом подается в деаэратор. В деаэраторе из конденсатной воды удаляются агрессивные газы (O_2 и CO_2), которые вызывают коррозию металлических поверхностей в трубах ЯР. Эти газы попадают в конденсат через неплотности вакуумной системы турбины и с добавочной водой.

Активная зона на АЭС типа РБМК представляет собой набор технологических каналов, расположенных в массе замедлителя. Каждый канал представляет с собой герметичную конструкцию, в которой размещено ядерное топливо. Технологические каналы не зависят друг от друга, поэтому они допускают их замену без остановки работы реактора.

Замедлителем нейтронов здесь является водографитовый материал. ЯР типа РБМК могут иметь мощности до 1500 МВт.

Двухконтурный тип ЯР относится к категории корпусных; в этом случае активная зона реактора помещается внутри стального корпуса, рассчитанного на давление теплоносителя, обеспечивающего отвод тепла из активной зоны.

Реакторы такого типа называются ВВЭР (водоводяные энергетические реакторы), в которых замедлителем является обычная (легкая) вода. На АЭС, работающих по двухконтурной схеме (рис. 4.4.), теплоноситель второго контура нерадиоактивен, что значительно облегчает эксплуатацию станции. Кроме этого, продукты коррозии паропроводов, конденсатора и турбины не попадают в реактор.

В первом контуре теплоноситель из реактора поступает в парогенератор (2), откуда пар подается во второй контур на турбину. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор, а конденсат насосом перекачивается обратно в парогенератор.

Реакторы ВВЭР отличаются достаточной надежностью и безопасностью. Максимальная их мощность может достигать 1600 МВт.

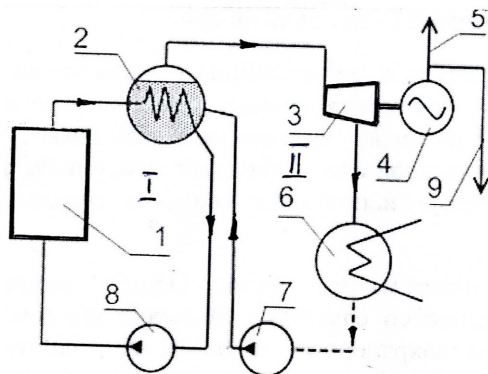


Рис. 4.4. Двухконтурная схема АЭС (ВВЭР):
 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор;
 5 – электроэнергия; 6 – конденсатор; 7, 8 – насосы.
 I – первый контур; II – второй контур

Трехконтурная схема АЭС используется в реакторах на быстрых нейтронах, где в двух первых контурах в качестве теплоносителя применяется жидкий натрий, а в третьем контуре – вода и пар. При этом в первом контуре жидкий натрий радиоактивен, а во втором – нерадиоактивен.

Жидкий натрий второго контура образует пар в парогенераторе, который подается в турбину, связанную с электрогенератором (рис. 4.5).

В таких реакторах природный уран-238 бомбардируется быстрыми нейтронами, в результате чего производится плутоний-239 с постепенным накоплением, который может использоваться в других реакторах с медленными нейтронами. При этом Pu 239 рождается в реакторе примерно в 1,5 раза больше, чем «выгоревшее» топливо, поэтому такие реакторы называются «реакторами-размножителями» (реакторы-бридеры).

Использование реакторов на БН исключает применение редкого и дорогого урана-235 и при этом использовать уран-238 в так называемом «замкнутом топливном цикле», когда наработанное топливо Pu-239 можно использовать на других тепловых и быстрых реакторах. Таким образом, решается весьма важная проблема ядерных отходов.

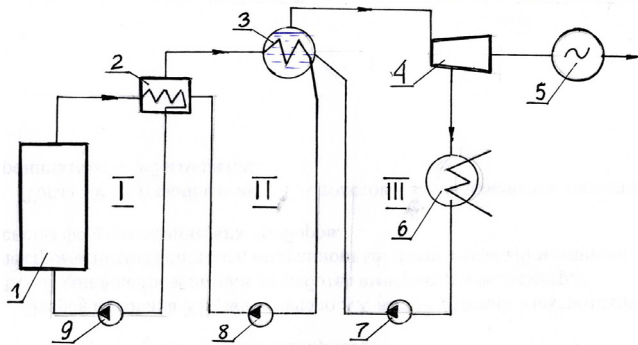


Рис. 4.5. Трехконтурная схема АЭС:

- 1 – ядерный реактор; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – парогенератор;
 4 – турбина; 5 – эл. генератор; 6 – конденсатор; 7-9 – насосы.
 I, II и III – первый, второй и третий контуры

Реакторы на БН безопаснее, чем на тепловых нейтронах, т.к., во-первых, здесь нет высокого давления, нет риска потери теплоносителя из-за выкипания. С другой стороны, теплоноситель жидкий натрий бурно реагирует с водой, что усложняет задачу охлаждения топлива.

Основным достоинством ЯР на БН является возможность использования природного урана-238 и тория-232, что значительно расширяет топливную базу ядерной энергетики. Кроме того, в отработавшем ядерном топливе нет долгоживущих и активных изотопов, что создает возможность сокращения срока его биологической опасности.

По опыту промышленной эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах Россия продвинулась намного дальше других стран.

4.4. Малые атомные электростанции (МАЭС)

Сегодня отмечается возрастание интереса к МАЭС во всем мире, особенно в странах с собственной атомной промышленностью. По классификации Международного агентства по атомной энергии к МАЭС относят энергоблоки с установленной мощностью до 300 МВт (э) и 750 МВт (т).

Основным назначением МАЭС, кроме военного и гражданского флота, является энергоснабжение локальных, удаленных от централизованной энергетики потребителей, а также для опреснения морской воды. В настоящее время существует потребность в них не менее чем в 50 регионах РФ.

Первые плавучие ядерные реакторы гражданского назначения были использованы США для энергоснабжения Панамского канала (1966-1976 гг.) и американской исследовательской базы в Антарктиде (1962-1972 гг.).

В настоящее время малые атомные установки нашли наибольшее внедрение на атомных авианосцах и подводных лодках и ледоколах, на которых установлено около 180 ядерных реакторов, и несколько реакторов работает на космических аппаратах. Поэтому можно считать, что такие установки прошли уже многолетние успешные испытания.

Следует отметить, что в России имеется опыт строительства МАЭС на Чукотке – Билибинская АТЭС мощностью 48 мВт (э) с 1974 г., т.е. эта станция работает в условиях Крайнего Севера почти 45 лет, хотя агрегаты советского производства были рассчитаны примерно на 30 лет.

Модульные МАЭС обладают рядом достоинств, к которым можно отнести:

- исключительно малое количество потребляемого топлива;
- почти полное отсутствие вредных выбросов в ОС;
- очень малое количество радиоактивных отходов (РАО);
- чрезвычайно малые транспортные расходы по доставке ядерного топлива;
- основное оборудование может быть построено в заводском цеху, а не на площадке строительства. Затем готовый реактор со всей начинкой будет подключен к нагрузке.

Учитывая эти достоинства, малые АЭС практически идеально подходят для энергоснабжения децентрализованных потребителей Крайнего Севера, куда завоз жидкого топлива для многочисленных ДЭС очень дорог.

Из всех разновидностей МАЭС для отдаленных регионов наиболее перспективны подземные и плавучие установки.

В России сегодня имеются многочисленные перспективные проекты станций малой мощности (АСММ) от 200 кВт до 50 МВт.

Разработкой таких проектов занимаются такие серьезные конструкторские предприятия, как ОКБМ «Африкантов», НИКИЭТ, ФЭИ,

ИАТЭ, ОКБ «Гидропресс», РИЦ «Курчатовский институт» и др. Эти станции предназначены в основном для энергоснабжения населенных пунктов с численностью жителей до 2-3 тыс. человек, со слабо развитой промышленной инфраструктурой.

Из существующих разработок можно выделить такие проекты, как «АБВ-3», «Елена», «Саха-92», «Крот», «КЛТ-40» и др. Годовой расход ЯТ колеблется от 7,5 до 16,7 кг урана-235 при стоимости от 75,9 до 100 тыс. руб. за кг (в ценах 1991 г).

В Якутии приоритетными местами их размещения считаются районы разработки редкоземельных металлов (ниобий и др.), золоторудные месторождения (Кючюс, Нежданинское и др.), а также пп. Томтор, Усть-Куйга, Батагай, Тикси и др.

Атомные станции ММ подразделяются на мобильные и стационарные, в т.ч. наземные, подземные, плавучие, передвижные на рельсах, гусеницах и колесах.

Из всех разработок наибольшую привлекательность имеют плавучие атомные станции (ПАТЭС), особенно для районов Крайнего Севера.

Из многочисленных разработок реакторных установок сегодня имеется два полностью законченных проекта в ОБКМ им. И.И. Африкантова, предназначенных для ПАТЭС. Это реактор блочной конструкции КЛТ-40 с тепловой мощностью 150 МВт и реактор интегрального типа АБВ-6М с тепловой мощностью порядка 40 МВт. Эти реакторы направлены на создание ПАЭС мощностью от 12 до 75 МВт (эл.).

ПАТЭС представляет собой комплекс сооружений, состоящих из плавучего самоходного судна ледокольного типа с двумя РУ КЛТ-40С длиной до 144 м и шириной до 30 м, гидротехнических сооружений и береговой инфраструктуры (рис. 4.6).

Срок эксплуатации станции составляет как минимум 36 лет с перегрузкой через каждые 12 лет активной зоны реактора.

ПАТЭС обладает следующими достоинствами:

- относительно невысокая стоимость; например, станция мощностью 3 МВт стоит около 20 млн долл. со сроком окупаемости порядка 7 лет;
- полная заводская готовность;
- малая осадка (2,5-2,8 м), что позволяет доставлять их непосредственно к потребителю;

- высокая надежность и защищенность от внешних воздействий (цунами, землетрясений и т.д.);
- небольшие по объему отходы, которые хранятся непосредственно на судне в специальных контейнерах;
- после окончания эксплуатации обеспечивается полное отсутствие загрязнений на местности.



Рис. 4.6. Плавучая АТЭС

Следует добавить к этому то, что АСММ с РУ КЛТ-40 С могут опреснять морскую воду с производительностью до 200 т в сутки, что является немаловажным фактором для условий Крайнего Севера, где многие реки зимой замерзают и не имеют стока и в течение длительного зимнего периода в населенных пунктах наблюдается острый дефицит пресной питьевой воды.

По последним данным, первая ПАТЭС под названием «Академик Ломоносов» поступит в п. Певек (Чукотка) взамен закрывающихся Чаунской ТЭЦ и Билибинской АТЭС; следующими площадками намечаются Камчатка, Якутия, Таймыр. Разработанные проекты ПАТЭС обладают высокой коммерческой привлекательностью, поэтому ими заинтересовались многие зарубежные страны, такие как Южная Корея, ЮАР, Вьетнам, Индия, страны Латинской Америки и др.

В последнее время отмечается активная деятельность по разработкам АСММ за рубежом, особенно в Японии, США, КНР и др.

Таким образом, уже в ближайшей перспективе альтернативные энергисточники на основе малых АЭС могут широко использоваться в районах Крайнего Севера.

Контрольные вопросы:

1. В чем состоит принцип действия АЭС?
2. Расскажите об основных видах ЯР.
3. В чем состоят принципиальные отличия ЯР на медленных (тепловых) и быстрых нейтронах?
4. Каковы перспективы ЯР на БН?
5. Каковы основные достоинства АСММ?
6. Поясните особенности ПАТЭС.
7. Расскажите о перспективах плавучих АЭС.

ГЛАВА 5.

Оборудование ТЭС и АЭС

Все оборудование станции делится на основные и вспомогательные установки.

К основным установкам относятся:

- паровой котел – источник рабочего тела (пар, горячая вода); для АЭС источником рабочего тела является ядерный реактор;
- паровая турбина;
- электрогенератор;
- электрический трансформатор.

К вспомогательному оборудованию относятся различные насосы (конденсатные, циркуляционные, питательные и др.), паропроводы, регенеративные подогреватели питательной воды, деаэраторы и т.д. (рис. 5.1).

В регенеративном подогревателе (6) конденсатная вода (КВ) подогревается паром из проточной части турбины для снижения потерь теплоты в конденсаторе.

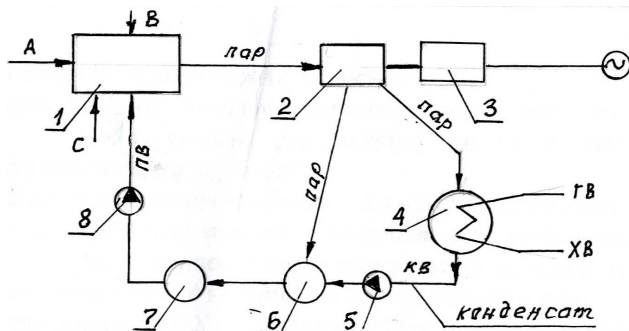


Рис. 5.1. Принципиальная тепловая схема ТЭС:

- 1 – паровой котел; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор;
 5 – конденсатный насос; 6 – регенеративный подогреватель;
 7 – деаэрактор; 8 – питательный насос.
 А – добавочная вода; В – топливо; С – воздух;
 КВ – конденсатная вода; ПВ – питательная вода

Деаэрактор (7) – аппарат для удаления растворенных в конденсатной воде агрессивных газов (O_2 и CO_2), вызывающих коррозию металлических поверхностей. Эти газы попадают в конденсат через неплотности вакуумной системы турбины и с добавочной водой.

Регенеративный подогреватель питательной воды применяется в настоящее время на всех паротурбинных установках, т.к его применение существенно повышает тепловую и общую экономичность установок. При этом уменьшается расход пара в конденсатор и КПД установки повышается.

Чем выше параметры пара перед турбиной, тем больше интервал подогрева конденсата и выше эффект применения схемы с регенеративным подогревом. Обычно на ТЭС средних параметров температура питательной воды находится в пределах $150-170^\circ C$.

5.1. Паровые котлы

Паровые котлы (ПК) предназначены для генерации насыщенного или перегретого пара.

ПК различают:

1) по назначению:

а) энергетические – для производства пара и использования его в турбинах;

б) промышленные – для использования пара для технологических нужд (промышленные парогенераторы);

в) котлы-утилизаторы – для использования теплоты уходящих газов, образующихся в технологическом цикле, для получения пара;

2) по принципу движения воды:

а) барабанные – с естественной или принудительной циркуляцией с многократным прохождением через барабан и экономайзер;

б) прямоточные – вода проходит однократно, не возвращаясь через испарительные трубы, постепенно превращаясь в пар;

3) по производительности пара:

а) малые котлы – с производительностью до 25 т пара в час;

б) средние котлы – с производительностью до 220 т в час;

в) большие котлы – с производительностью свыше 220 т пара в час;

4) по давлению пара:

а) низкого давления – до 1,4 МПа;

б) среднего давления – до 4,0 МПа;

в) высокого давления – до 14 МПа;

г) сверхкритического давления – до 26 МПа;

5) по топливу:

а) котлы газомазутные (газ – основное топливо, а мазут – резервное);

б) угольные котлы (пылеугольные);

в) котлы с использованием торфа, дров и т.д.

Вторым источником тепла являются водогрейные котлы (ВГК). Тепловые мощности ВГК, выпускаемые промышленностью, бывают от единиц Гкал/час до 180 Гкал/час (208МВт).

По видам сжигаемого топлива ВГК весьма разнообразны. Мощные котлы используют природный газ, мазут, уголь, торф; менее мощные – кроме упомянутых – древесные отходы. ВГК могут подогревать воду до 150°С, которая, находясь под давлением, не вскипает.

На рис. 5.2. показана технологическая схема котельной установки на твердом топливе.

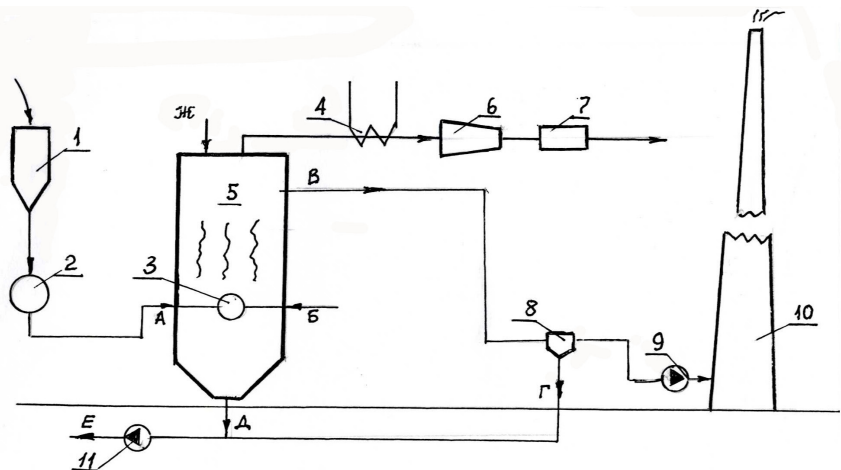


Рис. 5.2. Принципиальная схема работы котельной установки:

- 1 – бункер угля; 2 – мельница; 3 – горелки; 4 – пароперегреватель;
 5 – топка котла; 6 – паровая турбина; 7 – эл. генератор; 8 – очистка дымовых газов; 9 – дымосос; 10 – дымовая труба; 11 – багерный насос для золоудаления.
 А – подача топлива; Б – подача воздуха; В – продукты сгорания;
 Г, Д, Е – зола и шлак; Ж – вода

Порядок работы котельной установки. Топливо подается в бункер (1) с угольного склада, затем оно поступает в мельницу (2), где дробится в несколько этапов до пылеватого состояния. Пылевидное топливо вдувается специальным вентилятором к горелкам (3), куда одновременно поступает воздух (Б). В котел подается подогретая питательная вода (Ж), которая испаряется в трубной системе котла, и далее сухой перегретый пар через пароперегреватель (4) поступает в паровую турбину (6), связанную с электрогенератором (7). Топливо-воздушная смесь, сгорая, образует факел с температурой порядка 1500°C, который нагревает испарительные поверхности – экраны. Далее продукты сгорания проходят через пароперегреватель, экономайзер и покидают котел с температурой около 100°C. Уходящие газы очищаются от золы в золоуловителе (8) и дымососом (9) выбрасываются через дымовую трубу (10).

Уловленная из дымовых газов пылевидная зола, а также выпавший из котла шлак разбавляется водой, а полученная пульпа удаляется по трубам специальным багерным насосом (11).

Золошлакоудаление бывает механической, гидравлической, пневматической и смешанной системы. Наибольшее развитие получили гидравлические схемы.

Выделяемые площади для золоотвалов должны обеспечить непрерывную работу ТЭС не менее 25 лет. Необходимая площадь золоотвалов составляет 200-500 га при выходе золы и шлака более 1,5 млн т в год. Максимальная высота их составляет 35-40 м. На 1 кВт УМ ТЭС в среднем образуются около 500 кг золошлаков в год.

Сегодня зола и шлак широко используются при производстве строительных материалов, цемента, а также в дорожном строительстве и т.д.

При сжигании топлива на ТЭС выделяются продукты сжигания, содержащие летучую золу, частицы недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидрид, оксиды азота и др., а при сжигании мазута, кроме этого, добавляется соединение ванадия, соли натрия, частицы сажи.

Соблюдение ПДК вредных веществ осуществляется применением эффективных золоуловителей и высокой трубой. Золоуловители имеют коэффициент улавливания ($K_{ул}$) не менее 99% для КЭС мощностью 2400 и выше МВт и ТЭС 500 и более МВт. Для КЭС и ТЭС меньшей мощности - $K_{ул} = 96-99\%$.

В качестве золоуловителей используются электрофильтры, мокрые золоуловители и батарейные циклоны.

На электрофильтрах очистка дымовых газов происходит в результате создания электромагнитного поля высокого напряжения (≈ 50 кВ) между электродами, под действием которого частицы золы осаждаются к осадительным электродам. Степень улавливания электрофильтров – 99-99,8 %. При этом эффективность фильтров повышается при увлажнении дымовых газов.

Мокрые золоуловители очищают дымовые газы на 95-97 %. Принцип действия их основан на прилипанию частиц золы к пленке воды, омывающей стенки фильтра; кроме того, здесь же происходят химические процессы поглощения оксидов углерода и серы из дымовых газов. Помимо высокой эффективности такие фильтры отличаются относительно невысокой стоимостью, умеренными габаритами и простотой обслуживания.

На батарейных циклонах происходит закручивание потока газов, в результате чего твердые частицы отбрасываются к стенкам циклона и выпадают в специальный бункер, откуда они удаляются. Степень очистки таких фильтров – до 90%. Часто батарейные циклоны совмещаются с электрофильтрами.

Топка и котел для защиты от наружных тепловых потерь покрываются обмуровкой – изоляцией из огнеупорных материалов.

КПД современных котлов составляет 90-95% с учетом потерь тепла с уходящими газами от неполноты сгорания топлива, от поверхности котла и различных трубопроводов.

5.2. Паровые турбины

Паровая турбина (ПТ) – тепловая машина, преобразующая энергию пара в механическую работу вращения ротора, который является приводом электрического генератора. Паровая турбина состоит из ротора с лопатками (подвижная часть) и статора с соплами (неподвижная часть).

К достоинствам ПТ можно отнести постоянную частоту вращения вала ротора, отсутствие редуктора при совместной работе с электрогенератором, большой диапазон изменения мощности и др.

В зависимости от направления потока пара относительно турбины различают осевые (аксиальные) ПТ, когда пар направлен вдоль оси турбины, и радиальные, когда поток пара направлен от центра к периферии ротора (рис. 5.3).

В зависимости от характера теплового процесса ПТ подразделяются на:

- *конденсационные*, основной конечный продукт которого – электрический ток. В таких турбинах отработанный (мятый) пар поступает в конденсатор, откуда конденсат поступает обратно в котельный агрегат;

- *теплофикационные* служат для получения и тепловой и электрической энергии. В таких турбинах производится теплофикационный отбор пара, который направляется в подогреватель сетевой воды для подачи в отопительную сеть. Часть пара из конденсатора в виде конденсата направляется в паровой котел;

- *паровые турбины специального назначения*, работающие на отбросном тепле металлургических, машиностроительных и химических предприятий.

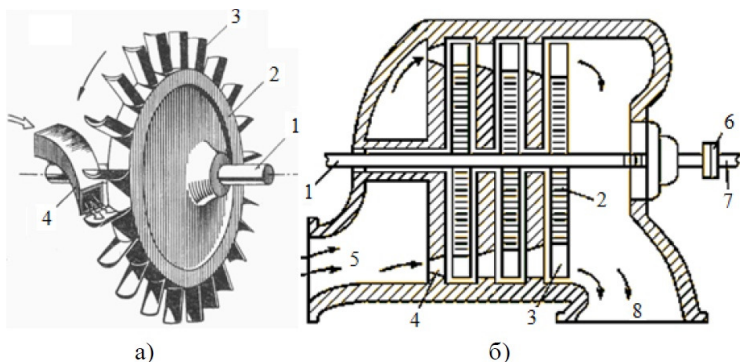


Рис. 5.3. Устройство паровой турбины:

а) рабочее колесо; б) схема трехступенчатой осевой турбины:

- 1 – вал турбины; 2 – диски; 3 – рабочие лопатки; 4 – сопло; 5 – паропровод;
 6 – муфта; 7 – вал синхронного электрогенератора;
 8 – камера отработавшего пара

В мощных турбинах параметры пара составляют до 30 МПа с температурой до 6000°С, а скорость пара из сопла превышает скорость звука. В связи с этим большинство ПТ являются быстроходными с частотой вращения 3000 об/мин. с соответствующими оборотами электрогенератора.

На ТЭС используются многоступенчатые турбины, являющиеся более мощными и эффективными. Механический КПД турбин – от 96-99 % – для ПТ мощностью до 5000 кВт и до 99,5% – для ПТ свыше 5000 кВт.

5.3. Электрические генераторы, трансформаторы и конденсаторы

Эти агрегаты являются неотъемлемой частью ТЭС и АЭС.

Электрические генераторы. На тепловых и атомных станциях обычно используются турбогенераторы, приводимые в действие паровой турбиной или газотурбинным двигателем. На ДЭС обычно для этой цели используются дизельные или бензиновые двигатели.

В качестве электрических генераторов на ТЭС и АЭС чаще всего используются синхронные трехфазные генераторы, отличающиеся гибко-

стью при электроснабжении в условиях автономного обеспечения электроэнергией. Напряжения на выводах генераторов составляют 6,3; 10,5 или 20 кВ, которые затем передаются по ЛЭП на более повышенных значениях для снижения потерь электроэнергии.

Скорость вращения роторов колеблется от 1500 до десятков тысяч оборотов в минуту.

Турбогенераторы выпускаются с различными системами охлаждения – воздушными, водяными, масляными и водородными.

Основными частями электрогенераторов являются статоры и роторы, т.е. неподвижные и подвижные элементы агрегатов.

Электрические трансформаторы предназначены для преобразования напряжений переменного тока, чаще всего на линиях электропередачи. Для передачи высоких напряжений используются трехфазные трансформаторы с масляным охлаждением, которые отличаются большой эффективностью (КПД их выше 99%) и надежностью.

Напряжения на генераторах электростанций, по своим конструктивным особенностям, обычно составляют 6-24 кВ, а для снижения потерь электроэнергии на ЛЭП необходимо передавать на напряжениях до 750 кВ и более. В связи с этим после электростанции напряжение повышается, а перед потребителями – понижается. Для этой цели используются так называемые силовые трансформаторы с режимом работы на частоте переменного тока 50 Гц.

Конденсаторы ТЭС и АЭС представляют собой теплообменные аппараты, применяемые для охлаждения и конденсации отработавшего в турбине пара за счет отвода его тепла циркулируемой холодной водой (рис. 5.4).

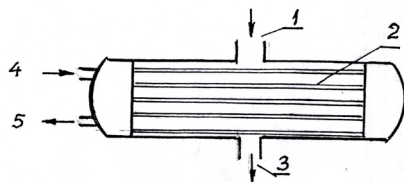


Рис. 5.4. Схема трубчатого конденсатора:

- 1 – пар из турбины; 2 – тонкостенные трубки с охлаждающей водой;
- 3 – сборник охлажденной воды (конденсата); 4 – подача охлаждающей холодной воды; 5 – выход горячей воды

В трубчатом конденсаторе (теплообменнике) циркулирует холодная вода с температурой не выше 10-15°C, под действием которой отработанный пар с турбины интенсивно конденсируется и с температурой 20-25°C в виде воды вновь подается в паровой котел.

Считается, что в среднем из 1 кг пара образуется 1 кг воды. Для современных КЭС удельный расход пара составляет около 3 кг/КВт·ч энергии станции, из которого примерно 65-70 % приходится на конденсатор.

5.4. Топливоснабжение ТЭС

Топливоснабжение этих станций имеет свои особенности в зависимости от вида используемого топлива.

Топливное хозяйство ТЭС на твердом топливе обеспечивает прием топлива, его хранение, подготовку и транспортировку внутри электростанции.

Прием топлива (угля) включает следующие операции: предварительное автоматическое взвешивание вагонов с топливом, их разгрузку и подачу топлива в приемные бункера или на хранение на склад.

Срок хранения топлива на складе для бурых углей составляет 0,4-0,5 года, для каменных углей – от 2 до 6 лет.

Количество золы и шлака зависит от вида топлива, его зольности, способа его сжигания, его расхода и эффективности золоулавливания.

Топливоснабжение на жидком и газообразном топливе. В качестве жидкого топлива на ТЭС используется тяжелый продукт перегонки нефти – мазут. В этом случае на станции организуется мазутное хозяйство, включающее мазутопроводы, паро- и конденсаторопроводы, насосные станции, емкости для слива и хранения топлива, очистные сооружения. Для облегчения подачи топлива на станцию производится предварительный разогрев мазута в цистернах с помощью пара под давлением 0,8-1,0 МПа и температурой 200-220°C до температуры мазута (40÷75)°C.

Вместимость мазутохранилищ обеспечивает 15-суточный запас для основного топлива и 10-суточный – для резервного топлива на газе.

Топливное хозяйство при использовании природного газа является наиболее простым, но в этом случае в качестве резервного топлива ис-

пользуется мазут. Природный газ на станцию поступает от магистрального газопровода или газораспределительной станции (ГРС) под давлением 0,6-1,2 МПа (высокого давления) или 0,3-0,5 МПа (среднего давления). Подача газа непосредственно на горелки котлов производится под пониженным давлением. Следует отметить, что при использовании газового топлива на ТЭС газохранилище, как правило, не предусматривается.

5.5. Топливоснабжение АЭС

Топливом для АЭС служит обогащенный до 3-4% U_{234} – для ВВЭР или 2% – для РБМК. Ядерное топливо доставляется к станции в виде ТВЭЛов или ТВС в герметичных упаковках по ЖД в специальных вагонах в виде кассет и хранятся вблизи реакторов на специальных стендах. Вместимость склада свежего топлива выбирается с учетом одного полного комплекта для загрузки реактора с 10% запасом.

На АЭС с ЯР ВВЭР свежее топливо размещается в реакторном отделении и обслуживается мостовыми и другими подъемными средствами. На АЭС с РБМК топливо хранится в отдельных зданиях, а сборка и разборка ТВС производится в реакторном отделении.

Все топливо хранится на стендах с учетом полного исключения возможности образования критических масс. Например, для урана-235 критической массой считается 50 кг вещества, для плутония-239 – 11 кг и т.д. (критическая масса – это минимальная масса ядерного горючего, при которой может возникнуть самоподдерживающаяся цепная реакция деления атомных ядер).

Выемка отработавших сборок, а также загрузка свежих производится перегрузочной машиной под защитным слоем воды (для ВВЭР) или обслуживающим персоналом в защитных скафандрах (для РБМК) для биологической защиты.

При транспортировке отработавших ТВЭЛов их непрерывно охлаждают, чтобы исключить саморазогревание от сильного остаточного излучения.

Работая по заданной программе, машина может производить перегрузку ТВЭЛов без остановки реактора (для РБМК).

Отработавшее топливо хранится в специальных бассейнах выдержки, которые размещаются в реакторном отделении или в отдельных зданиях в течение 3-4 лет с постоянным наблюдением за уровнем воды, температурой и радиоактивностью. Бассейны оборудуются системами надежного теплоотвода. После срока выдержки ТВС отправляются на переработку, а затем они заменяются свежими.

Очистка газов на АЭС. Радиоактивные газовые и аэрозольные отходы на АЭС подвергаются специальной очисткой и дезактивацией перед выбросом их в окружающую среду.

При нормальной работе станции с любыми типами ЯР суммарная активность газовых выбросов не вызывает опасений. Однако при аварийных ситуациях количество опасных выбросов может существенно возрасти и представлять серьезную опасность. В этих случаях предусматриваются специальные сооружения и установки для их очистки и снижения уровня радиоактивности. Для этой цели сооружаются железобетонные и металлические газгольдеры, где происходит выдержка и радиоактивный распад газов в течение 10-15 ч.

Радиоактивные газы разбавляются азотом или другим инертным газом до взрывобезопасной концентрации, а затем отправляются на очистку с использованием метода абсорбции (поглощения газов жидкими поглотителями – абсорбентами) при низких температурах на угольных фильтрах.

Сбор и удаление отходов на АЭС. Сбор, переработка и надежное захоронение РАО – весьма важная задача при эксплуатации АЭС.

Следует отметить, что РАО нельзя очистить от радиоактивности, поэтому их концентрируют в минимальных объемах и подвергают длительному и безопасному хранению в могильниках. Места для могильников выбирают с учетом непопадания веществ в открытые и грунтовые воды.

Для хранения жидких РАО сооружаются специальные могильники на срок до 15 лет. Твердые РАО (различные детали и материалы, загрязненная теплоизоляция, инструменты, спецодежда, обтирочный материал и др.) хранят в многокамерных железобетонных сооружениях сроком также до 15 лет.

Общее количество твердых РАО от одного ЯР составляет около 150 м³.

5.6. Техническое водоснабжение ТЭС и АЭС

Тепловые и атомные станции являются крупными потребителями воды, как и большинство крупных предприятий. Вода используется в огромном количестве для различных технологических целей:

- вода и пар используются как рабочее тело в производственном цикле (пар, конденсат, питательная вода);
- добавочная вода (для восполнения различных потерь в процессе работы);
- сетевая и подпиточная вода тепловых сетей;
- техническая вода (для отвода теплоты в конденсаторах турбин, в системе гидрозолоудаления, для охлаждения турбин и генераторов, подшипников вспомогательных механизмов и т.д.).

С другой стороны, в результате использования технической воды на тепловых станциях образуются:

- золошлаковая пульпа (на ТЭС с твердым топливом);
- замасленные и замазученные стоки (на ТЭС с мазутным топливом);
- стоки химических цехов (засоленные воды);
- подогретые воды с конденсаторов турбин (тепловое загрязнение).

Следует отметить, что при строительстве ТЭС и АЭС капитальные вложения в систему технического водоснабжения (СТВ) доходят до 5-10 % от всей стоимости станции.

Потребление технической воды на АЭС значительно больше, чем на ТЭС той же мощности. Это связано с большим расходом пара в конденсаторах, дополнительным расходом воды в бассейнах выдержки и перегрузки отработавшего ядерного топлива и других устройств, не характерных для ТЭС. Поэтому при выборе места строительства АЭС одним из решающих моментов является наличие источника водоснабжения достаточной емкости.

Наибольший объем воды на станциях тратится на конденсацию пара в конденсаторах турбин.

Удельный расход воды в них составляет:

- летом – $0,125 \div 0,42 \text{ м}^3/\text{КВт}\cdot\text{ч}$;
- зимой – $0,09 \div 0,3 \text{ м}^3/\text{КВт}\cdot\text{ч}$.

Водоснабжение ТЭС и АЭС обеспечивается в основном двумя вариантами:

1) прямоточное водоснабжение (из природных источников – рек и озер); при этом охлаждающая вода проходит через агрегаты станций однократно;

2) замкнутое (оборотное) водоснабжение (из искусственных прудов-охладителей или градирен), когда охлаждающая вода используется многократно.

1) *Прямоточная СТВ* предусматривает забор воды из естественных источников (реки, озер, моря), а использованная вода сбрасывается обратно в этот же водоем. Для нормальной работы станции необходимо, чтобы объем пруда или расход реки в несколько раз (как минимум) превышал объем технической воды во избежание необратимого «теплого загрязнения» естественного источника. Прямоточное водоснабжение является наиболее благоприятным для тепловой экономичности станции, т.к. в этом случае в конденсаторы постоянно поступает холодная и свежая вода, что обеспечивает более глубокий вакуум, необходимый для эффективной их работы.

При выборе схемы водоснабжения на реке необходимо, чтобы водосброс осуществлялся ниже по течению, чем точка водозабора (рис. 5.5).

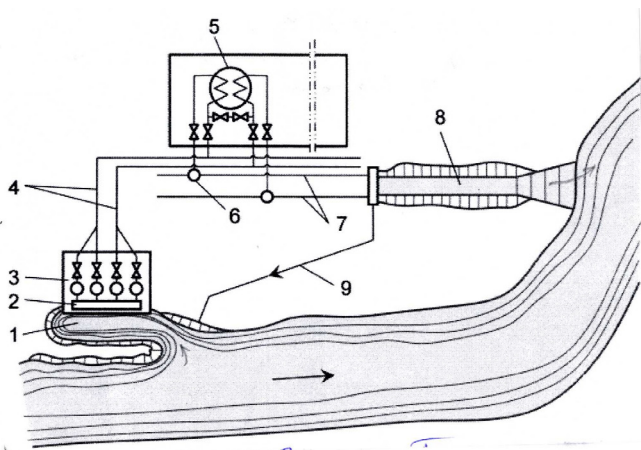


Рис. 5.5. Прямоточная схема водоснабжения ГЭС:

- 1 – водозаборный ковш; 2 – водоприемник; 3 – насосная станция;
- 4 – магистральные трубопроводы; 5 – конденсатор турбины; 6 – сливной колодезь; 7 – отводящие подземные каналы; 8 – открытый отводящий канал;
- 9 – трубопровод зимнего подогрева водозабора

Следует отметить, что прямоточная система охлаждения в 2-4 раза дешевле оборотной, т.к. в этом случае отпадает необходимость строительства плотин для создания искусственного водоема или сложных башенных охладителей-градирен.

2) *Оборотная система охлаждения.* При недостаточных водных ресурсах водообеспечение ТЭС и АЭС осуществляется с использованием оборотной системы водоснабжения с созданием искусственных водохранилищ или градирен.

Искусственное водохранилище чаще всего сооружается на малых реках с помощью строительства плотины с водобросными проемами для регулирования уровней воды (рис. 5.6).

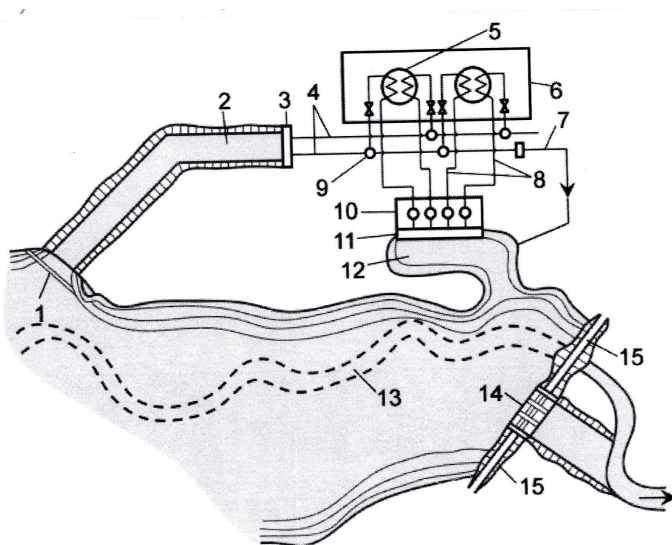


Рис. 5.6. Оборотная система водоснабжения с искусственным водохранилищем-охладителем:

- 1 – струенаправляющее сооружение; 2 – открытый канал; 3 – регулятор уровня воды в канале; 4 – закрытые отводящие каналы; 5 – конденсаторы турбин; 6 – главный корпус станции; 7 – трубы для обогрева водозабора; 8 – водоводы конденсаторов; 9 – сливной колодец; 10 – насосная станция; 11 – водоприемник; 12 – открытый подводящий канал; 13 – русло реки; 14 – водосливная бетонная плотина; 15 – грунтовая плотина

Для крупных станций создаются водохранилища достаточно большой емкости для гарантированного охлаждения конденсаторов в любое время года. Запас воды в водохранилище создается за счет приточности реки. Охлаждение воды в водохранилище происходит вследствие теплообмена с воздухом и испарения воды с поверхности водоема.

Для примера, на Нерюнгринской ГРЭС в Южной Якутии с установленной мощностью 570 МВт создано водохранилище на р. Олонгоро с полезной емкостью 18,5 млн м³ и площадью зеркала 4,66 км². При средней глубине водоема 9,8 м максимальный нагрев воды летом доходит до 24°С.

Следует отметить, что теплые воды водохранилища достаточно эффективно используются для рыбозаведения, а продукция используется персоналом ГРЭС.

Необходимая площадь водохранилища (F) примерно рассчитывается по формуле:

$$F = f_{\text{уд}} \cdot P_{\text{уст}}, \text{ км}^2, \quad (5.1.)$$

где $f_{\text{уд}}$ – удельная площадь водохранилища, км²/МВт;

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт.

Коэффициент $f_{\text{уд}}$ определяется в зависимости от температуры воды в водохранилище и составляет от $3 \cdot 10^{-3}$ до $8 \cdot 10^{-3}$ км²/МВт.

Оборотная система водоснабжения с градирнями. Градирни – высокие башни гиперболоидного вида, направленные для охлаждения большого количества воды, поступающей из конденсаторов турбин ТЭС и АЭС.

Охлаждение воды происходит за счет испарения части воды, стекающей в виде тонкой пленки или каплями по специальному оросителю. Расчетами установлено, что при испарении 1 % воды температура оставшейся массы понижается примерно на 5,5°С.

Крупные градирни выполняются из бетона высотой до 150 м и диаметром у основания до 100 м, на выходе – до 40-50 м. Площадь оросительных устройств достигает 10 тыс м² (рис. 5.7).

Градирни подразделяются на схемы с естественной и принудительной вентиляцией воздуха. Вентиляторные градирни более эффективны, но требуют затраты электрической энергии.

Охлажденная после разбрызгивания вода попадает в нижний бассейн, откуда циркуляционным насосом закачивается обратно в конденсатор.

Самая высокая градирня в России находится на Нововоронежской АЭС-2 (172,5 м), построенной в 1972 г.

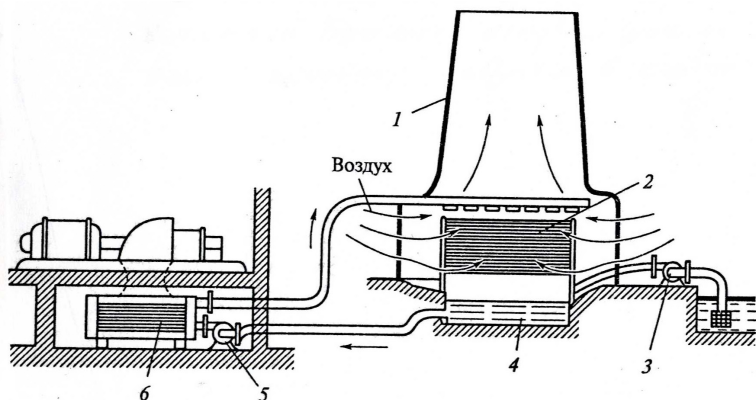


Рис. 5.7. Схема градирни с естественной циркуляцией воздуха:

- 1 – башня; 2 – оросительное устройство; 3 – дополнительный насос;
- 4 – бассейн с охлажденной водой; 5 – циркуляционный насос;
- 6 – конденсатор турбины

Достоинствами градирен является то, что они занимают мало места, поэтому они устраиваются около станции; кроме этого, градирни рассеивают теплоту в атмосферном воздухе, а не в водоемах, где иногда наблюдается тепловое загрязнение, чреватое для существования, например, ихтиофауны.

При недостаточном охлаждении конденсаторов снижается выработка электроэнергии и возрастает расход топлива за счет увеличения расхода электроэнергии на оборотных системах водоснабжения.

Безвозвратные потери воды на градирнях составляют 4-5%, для прудов-охладителей – 0,7-0,8% от общего объема циркуляционной воды.

Использование градирен в зимнее время в условиях Севера иногда бывает неэффективно из-за обмерзания оросителей и стенок установки. В частности, такое явление наблюдалось на градирнях Чульманской ГРЭС-ТЭЦ в Южной Якутии.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите основные и вспомогательные сооружения ТЭС и АЭС.
2. Опишите принцип работы котельной установки.
3. Укажите основные принципы получения электрической и тепловой энергии на ТЭС и АЭС.
4. Каковы особенности топливоснабжения на ТЭС?
5. Каковы особенности топливоснабжения на АЭС?
6. Какие меры предусматриваются для снижения воздействия ТЭС и АЭС на ОС?
7. Объясните виды и особенности технического водоснабжения на ТЭС и АЭС.

Раздел IV.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ (НиВИЭ)

Актуальность использования НиВИЭ тесно связана с истощением запасов ископаемых видов топлива, интенсивным загрязнением окружающей среды и постоянным удорожанием всех видов топлива.

К НиВИЭ относят такие виды энергии, которые еще мало используются для получения электрической и тепловой энергии и являются неиссякаемыми в течение длительного периода времени. К таким источникам относятся энергия малых рек, ветра, солнца, биомассы, тепла Земли, приливов и т.д. Общим достоинством этих видов энергии является повсеместность их распространения, высокая экологичность и неисчерпаемость.

Одним из реальных и перспективных энергоисточников являются малые атомные станции, которые в принципе можно отнести к нетрадиционным, а с учетом реакторов-размножителей – и к возобновляемым источникам энергии.

К недостаткам их относятся малая удельная величина энергии и неравномерность распределения по времени и в пространстве. Первый недостаток в какой-то мере можно решить увеличением параметров энергоустановок, например, площадью фотоэлектрических панелей, солнечных коллекторов или диаметром ветроколес и т.д., а второй недостаток является практически неразрешимой задачей, например, ветровая энергия, являясь продуктом случайных природных процессов, не поддается прогнозированию и регулированию. Наиболее равномерной выдачей энергии обладают такие НиВИЭ, как приливная и геотермальная.

К специфическим особенностям НиВИЭ можно отнести необходимость их сиюминутного использования, т.к. накопление энергии в больших масштабах еще невозможно.

Следует отметить, что хотя возобновляемая энергия распространена повсеместно и является как бы «бесплатной», ее использование возможно только богатым предприятиям, т.к. приобретение оборудования, его транспортировка, установка и наладка требует значительных финансовых затрат; однако по истечении определенного времени они с лихвой окупаются.

Сегодня многие страны, в т.ч. развитые (США, Германия, Франция, Япония и др.), разрабатывают и широко используют энергию ветра, малых рек, биомассы и других возобновляемых энергоисточников. Так, количество стран, активно включившихся в развитие ВИЭ, достигло 164, а ежегодные глобальные инвестиции в использование возобновляемой энергии увеличились за период с 2009 по 2014 г. почти в 1,7 раза и достигли 270 млрд долл.

Следует отметить, что правительства многих развитых стран, в отличие от РФ, поддерживают развитие нетрадиционной энергетики, оказывая различные льготные условия государственным и частным компаниям в приобретении материалов, установке оборудования и т.д., а также способствуют продаже ими электроэнергии по более высокой цене, чем от традиционных энергоисточников.

Несмотря на интенсивное развитие НиВИЭ, в обозримой перспективе традиционные энергоисточники на органических видах топлива все-таки останутся основными.

ГЛАВА 6.

Малая гидроэнергетика (МГЭ) _____

Малая гидроэнергетика – техническая наука, изучающая энергию малых рек, методов ее расчета и использования для получения электрической энергии. МГЭ тесно связана с такими видами наук, как гидрология, метеорология, гидравлика, математика, гидрогеология, электротехника и др.

Важнейшей основой гидроэнергетики является наука, называемая гидрологией рек, изучающая закономерности формирования и режима водотоков. Для гидроэнергетических и водохозяйственных расчетов рек используются такие понятия, как площадь бассейна, скорость водного потока, расход воды, мощность и энергия реки и т.д.

Формирование рек и, особенно, характер внутrigодового распределения речного стока зависит от вида питания водотока, который подразделяется на снеговое, дождевое, подземное, ледниковое и т.д. Конечно, чаще всего питание реки носит смешанный характер.

6.1. Особенности малых рек

К малым рекам в разных регионах относят водотоки по различным категориям: по площади водосборов – в пределах 1-2 тыс. км², по длине – до 100 км, по норме стока в межень – до 5 м³/с и т.д.

При определении гидроэнергетических ресурсов РС (Я), например, к категории «малых» относили водотоки с потенциальной мощностью от 1500 до 30000 кВт.

Любые реки в гидрографической сети изначально формируются за счет малых водотоков, главной особенностью которых является тесная связь с ландшафтом местности и с климатическими условиями региона, а также чувствительность к различного рода антропогенным воздействиям.

Вследствие малой площади водосбора и слабой подземной составляющей питания они легко подвержены обмелению, усыханию и перемерзанию в зависимости от климатических условий, от вырубки леса, различных мелиоративных работ и т.д.

В то же время малые реки имеют важное народнохозяйственное значение для обеспечения водой питьевого, хозяйственного и энергетического использования.

6.2. Гидроэнергетическое использование малых рек

Использование малых рек с целью получения электрической энергии производится с помощью малых гидроэлектростанций (МГЭС), к которым в разных странах относят установки мощностью:

- до 2 МВт (Латвия, Швеция);
- до 5 МВт (Австрия, Германия, Испания, Польша);
- до 12 МВт (КНР и страны Юго-Восточной Азии);
- до 30 МВт (Россия, США).

Следует отметить, что развитие гидроэнергетики началось именно со строительства малых ГЭС; так, первая МГЭС мощностью 150 кВт в России была построена на р.Березовка (Алтай), которая начала работать весной 1892 г.

В 1896 г. начала работать первая МГЭС в бассейне р.Витим мощностью 300 кВт – достаточно мощная по тем временам, а в течение 1898-1914 гг. были построены еще 4 МГЭС общей мощностью более 1800 кВт для электроснабжения Бодайбинских золотодобывающих приисков в бассейне р.Витим (приток р.Лены).

Использование малых рек в мире очень развито – суммарная установленная их мощность составляет сегодня около 47 ГВт.

Наибольшее развитие МГЭС получило в КНР, где насчитывается около 85 тыс. МГЭС, в Германии – 6200, в Австрии и Франции – по 1730, в Швеции – 1350 и т.д.

На территории СССР до 50-х гг. прошлого века насчитывалось порядка 7 тыс. МГЭС, которые по мере строительства крупных гидростанций утратили свое значение из-за неконкурентоспособности их с последними.

Сегодня в России действует лишь около 100 МГЭС, основная масса которых находится на Северном Кавказе и частично – на Северо-Западе страны.

Общая УМ МГЭС на территории ЕС составляет 9,5 ГВт, в РФ – 100 МВт, на территории РС(Я) до сих пор нет ни одной малой ГЭС.

Достоинства малых ГЭС:

1. Высокая экологичность, связанная с малыми затоплениями земель.
2. Малый срок строительства (обычно – 1-2 года).
3. Возможность высокой автоматизации работы.
4. Низкая себестоимость электроэнергии.
5. Быстрая окупаемость затрат (15-18 месяцев).

Недостатки малых ГЭС:

1. Тесная зависимость работы станции от гидрологических особенностей реки; в районах Крайнего Севера в зимний период их работа приостанавливается.

2. Серьезная проблема с пропуском весеннего половодья из-за низкой капитальности сооружения.

3. Требование резервного энергоисточника.

4. Необходимость индивидуального проектирования гидроузла из-за особенностей станции.

Малые ГЭС по своему исполнению подразделяются на стационарные и мобильные.

Стационарные, в свою очередь, делятся на плотинные и бесплотинные установки. Мобильные установки подразделяются на погружные и переносные и относятся к микроГЭС (мощность их – до 100 кВт).

Плотинные МГЭС имеют широкий диапазон единичной мощности гидроагрегатов, зависящих от многообразия напоров и расходов воды, а также от типов гидротурбин (рис. 6.1).

Удельная стоимость МГЭС составляет в России порядка 1000 долл/кВт УМ, а в Европе и США – до 5-10 тыс долл/кВт.

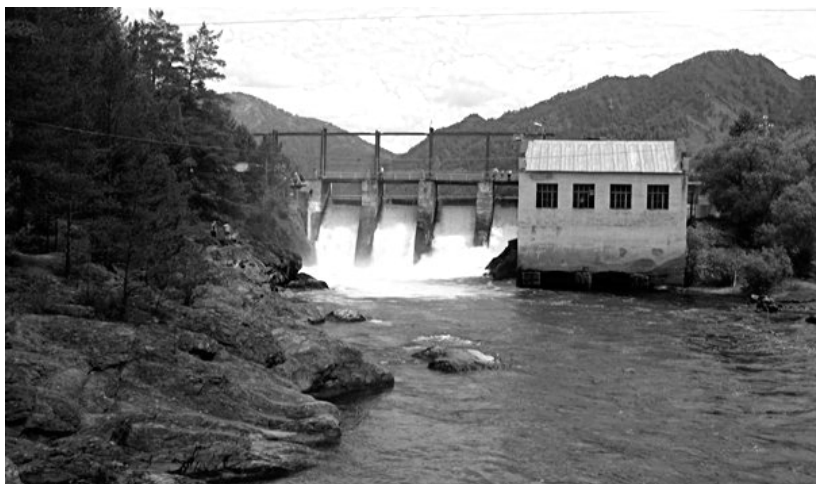


Рис. 6.1. Чемальская МГЭС на Алтае (400 кВт)

Гидроагрегаты и оборудование для МГЭС выпускают многие предприятия России, среди которых наибольший успех имеют такие, как АО «Инсэт» и НПЦ «Ранд» (г. Санкт-Петербург); АО «Напор», АО «НИИЭС», АО «Энергомаш» (г. Москва) и др.

Гидроагрегаты, выпускаемые, например, АО «Инсэт», поставляются в комплекте – турбина, генератор и система автоматического управления гидроагрегатом и предназначены для эксплуатации в широком диапазоне напоров и расходов с пропеллерными, радиально-осевыми и ковшовыми турбинами.

Мощность малой ГЭС рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{МГЭС}} = 9,81 \cdot Q_t \cdot H_t \cdot \eta_{\text{ГЭС}}, \text{ кВт}, \quad (6.1)$$

где Q_T – расход воды, проходящей через турбины, $\text{м}^3/\text{с}$;

H_T – напор воды на станции, м;

$\eta_{\text{ГЭС}}$ – КПД МГЭС;

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_T \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{тр}}, \quad (6.2)$$

где η_T – КПД турбины (0,93-0,96);

$\eta_{\text{ген}}$ – КПД генератора (до 0,98);

$\eta_{\text{тр}}$ – КПД трансформатора (до 0,99).

Таким образом, с учетом КПД $\eta_{\text{ГЭС}}$:

$$P_{\text{МГЭС}} = 7 \div 8 Q_T \cdot H_T, \text{ кВт} \quad (6.3)$$

Выработка электроэнергии на МГЭС:

$$Э_{\text{МГЭС}} = P_{\text{МГЭС}} \cdot t, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (6.4)$$

где t – число часов использования УМ МГЭС

Обычно для расчетов выработки электроэнергии на малых ГЭС принимают $t = 2000-3000$ ч. в зависимости от водности водотока.

6.3. Бесплотинные малые ГЭС

Бесплотинные, или погружные, МГЭС, в отличие от плотинных, используют кинетическую энергию текущей воды. Гидроагрегат такой установки представляет собой горизонтальный герметичный капсульный аппарат, в котором соосно собраны турбина и генератор.

Такие гидроагрегаты устанавливаются на специальных понтонах, закрепленных на берегах реки с помощью якорей или «мертвяков» (свай). В зависимости от состояния уровней воды в реке или для пропуска судов или плавучих предметов понтоны управляются лебедкой (рис. 6.2).

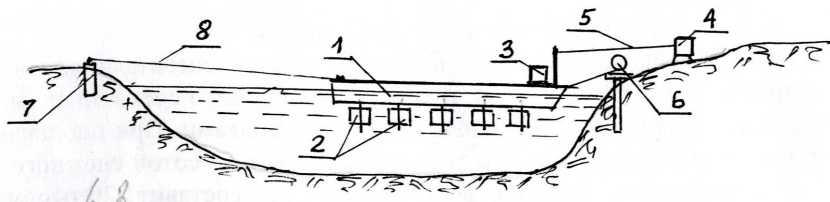


Рис. 6.2. Бесплотинная плавучая ГЭС:

1 – понтон; 2 – гидроагрегат; 3 – энергоблок; 4 – блок управления;

5 – кабель; 6 – лебедка; 7 – закопанный «мертвяк»; 8 – трос

Такие БПГЭС могут устанавливаться не только на понтонах, но и между опорами речных мостов. Расчет мощности подобных ГЭС ведется по формуле:

$$P_{\text{он}} = 0,5 K \cdot F \cdot U^3, \text{ кВт}, \quad (6.5)$$

где K – коэффициент использования водного потока;

F – рабочая поперечная площадь колеса турбины, м^2 ;

U – скорость водного потока, м/с .

Коэффициент K принимается для многолопастных (тихоходных) колес равным 0,3; для двухлопастных (быстроходных) колес – 0,4. Максимальное (теоретическое) значение $K = 0,5926$.

Таким образом, мощность БПГЭС зависит, главным образом, от скорости потока.

Следует отметить, что на большинстве рек скорость потока составляет не более 1-1,5 м/с , что явно недостаточно для полноценной работы погружных ГЭС. Для увеличения скорости иногда применяют различные меры, такие как стеснение русла с помощью полузапруд из камней или других материалов, а также установка перед агрегатом специальных раструбов для концентрации водного потока.

Сегодня существует много проектов БПГЭС различной мощности (от 50 до 500 кВт) с возможностью всесезонного их использования.

Положительными качествами БПГЭС являются – простота устройства; мобильность; дешевизна; высокая экологичность; возможность использования в зимний период подо льдом.

Недостатками их можно считать – неполное использование мощности реки; зависимость от режима реки, особенно в периоды ледовых явлений; требование достаточно высоких скоростей течения (не менее 1,5-2,0 м/с) и глубин (не менее 2-3 м).

МикроГЭС (МкГЭС). К МкГЭС относятся установки мощностью до 100 кВт, которые отличаются малым весом, транспортабельностью, простотой эксплуатации и невысокой стоимостью. Чаще всего МкГЭС мощностью до 5-10 кВт погружного типа предназначены для небольших потребителей, ведущих подвижный образ деятельности (отряды геологов, оленеводы, чабаны и т.д.).

Оборудование для этих установок выпускаются МНТО «Инсэт», НПП «Ранд» и др. мощностью от 6 до 50 и более кВт с напорами воды от 3 до 80 м.

Гидроагрегаты обычно состоят из энергоблока, водозаборного устройства и блока автоматического регулирования.

Гидроагрегаты для МГЭС и МкГЭС выпускаются многими зарубежными фирмами.

Гирляндные МкГЭС представляют собой свободно-проточные установки малой мощности, которые можно использовать для электроснабжения небольших потребителей. В свое время получили распространение поперечные и продольные конструкции Б.С. Блинова и Е.С. Бирюкова.

Гирляндные МкГЭС представляют собой металлический трос, выполняющий роль гибкого вала, с нанизанными на нем гидротурбинками диаметром $0,2 \div 0,5$ м. Один конец троса поперечной МкГЭС закрепляется в опорном подшипнике на одном берегу, а другой – за вал генератора – на другом (рис. 6.3).

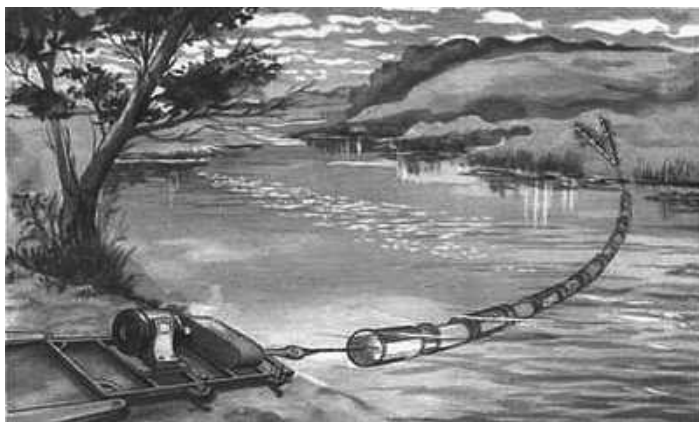


Рис. 6.3. Гирляндная поперечная МкГЭС

Мощность такой установки подсчитывается по формуле:

$$P = 0,5 \cdot L \cdot U^3 \cdot \eta_k \cdot \eta_p \cdot \eta_r, \text{ кВт}, \quad (6.6)$$

где L – длина активной части троса, м;

U – скорость водного потока, м/с;

η_k – 0,96 – коэффициент качества профиля гидротурбинки;

η_p – 0,7 ÷ 0,9 – КПД редуктора;

η_r – 0,75 ÷ 0,9 – КПД генератора.

Такие агрегаты могут устанавливаться и подо льдом в зимнее время, поэтому они являются всесезонными. С применением простых редукторов скорость вращения генератора может составлять порядка 500 об/мин. и развивать мощность до 6-8 кВт.

Такие установки могут использоваться на любых водотоках со скоростью течения более 1 м/с и при глубинах более 0,3 м. Помимо выработки электроэнергии такие установки могут выполнять и механическую работу.

Контрольные вопросы:

1. Каковы особенности малых рек?
2. Перечислите достоинства и недостатки малых ГЭС.
3. Каковы возможности использования МГЭС?
4. От чего зависят мощность и энергия МГЭС?
5. Особенности использования малых рек на Крайнем Севере.

ГЛАВА 7. Ветроэнергетика (ВЭ)

Ветроэнергетика – отрасль энергетики, изучающая возможности преобразования кинетической энергии воздушных масс для получения электрической, механической, тепловой и других форм энергии.

Ветровая энергия является вторичным возобновляемым ресурсом по отношению к солнечной энергии, т.к. причиной возникновения ветра является неравномерный нагрев земной поверхности, что обуславливает появление различных давлений и соответствующих перетоков воздуха.

Существуют относительно постоянные ветра, например, пассаты, возникающие из-за нагрева воздуха в экваториальной части земли, и локальные ветра – бризы и муссоны – из-за различия нагрева поверхности моря и суши.

Существуют еще так называемые западные ветра, дующие вдоль кромки льдов Антарктиды и побережья Ледовитого океана.

7.1. Ресурсы ветровой энергии

Энергия ветра на Земле громадна – она оценивается специалистами в объеме 175-219 тыс ТВт·ч в год, что примерно в 2,7 раза превышает современное энергопотребление на планете. Однако ввиду низкой удельной мощности ВЭ можно использовать лишь примерно на 5% всего потенциала.

По данным современной концепции использования ВЭ в России, ее ресурсы оцениваются по категориям изученности:

- потенциальные – в объеме $2 \cdot 10^{15}$ КВт·ч в год;
- технические – в объеме $52 \cdot 10^{12}$ КВт·ч в год;
- экономические – в объеме $260 \cdot 10^9$ КВт·ч в год.

Следует отметить, что в РФ примерно 30 % экономического потенциала ВЭ сосредоточено на Дальнем Востоке и 16 % – в Западной и Восточной Сибири. При этом особенностью приполярных территорий Восточной Сибири является снижение среднегодовых скоростей ветра в зимние месяцы и повышение – в летний период в отличие от севера Европейской части России.

Положительным качеством ветроэнергии является высокая экологичность, а недостатком – низкая удельная плотность энергии на единицу поперечной площади и неравномерность ее распределения по времени и в пространстве. Причем, если первый недостаток можно в некоторой степени решить увеличением диаметра ветроколеса (ВК), то второй, связанный со многими случайными природными процессами, является практически не решаемой задачей.

Тем не менее для эффективного использования ВЭ для конкретных крупных регионов составляется ветровой кадастр на основе систематических государственных метеонаблюдений, сведения о которых приводятся в ежегодных климатических справочниках, где описываются следующие основные ее характеристики:

- среднегодовая скорость ветра с внутригодовым ее распределением;
- повторяемость ветров различной скорости;
- максимальная скорость ветра и длительность ее стояния в течение года;
- удельная мощность и энергия ветра;
- изменение скорости ветра по высоте и т.д.

Распределение ВЭ на территории РФ весьма неравномерно: наиболее энергетически ценные ветра наблюдаются вдоль побережья Ледовитого океана, около морей и крупных водохранилищ, а также на локальных участках – в долинах рек и на высокогорных участках континентальной части территории, где встречаются ветра выше 5-7 м/с.

Мощность ветрового потока, проходящего через некоторую поперечную площадь F пространства определяется по формуле:

$$P_{\text{вл}} = 0,0049 \rho \cdot U^3 \cdot F, \text{ кВт}, \quad (7.1)$$

где ρ – удельная плотность воздуха, кг/м³;

U – скорость ветра, м/с;

F – площадь поперечного сечения пространства, м².

В расчетах средняя плотность воздуха принимается равной $\rho = 1,22 \text{ кг/м}^3$.

Плотность воздуха повышается с увеличением влажности и атмосферного давления и соответственно увеличивается и мощность воздушного потока. Кроме того, с повышением высоты над поверхностью земли также увеличивается скорость ветра. Так, например, на высоте 7-14 км мощность ветра повышается в 10-15 раз, оставаясь при этом практически постоянной в течение всего года, что вызывает большой интерес для энергетики. Так, сегодня имеются даже проекты использования их с помощью азростатных ВЭУ.

7.2. Использование ветровой энергии

Ветровая энергия используется различными типами ветроэнергетических установок (ВЭУ) во многих странах мира.

На уровне 2014 г. суммарная мощность ветроустановок в мире составляет 336 ГВт, в т.ч. в КНР – 91 ГВт, США – 61; Германии – 34; Испании – 23; Индии – 20 ГВт и т.д. В РФ используется всего лишь около 16 МВт.

Расчет мощности ВЭУ ведется по формуле:

$$P_{\text{взу}} = 0,038 \rho \cdot U^3 \cdot D^2 \cdot C_p \cdot \eta_r \cdot \eta_p, \text{ кВт}, \quad (7.2)$$

где D – диаметр ветроколеса (ВК), м, за который принимается диаметр ометаемой ВК площади круга;

C_p – коэффициент использования ветрового потока;

η_r и η_p – соответственно КПД генератора и редуктора.

Для практических расчетов принимается $\eta_r = 0,95$; $\eta_p = 0,9$. Коэффициент C_p колеблется в пределах от 0,35 до 0,45 в зависимости от типа и качества ВК. Для тихоходных ВК (многолопастные ВЭУ) $C_p = 0,35$; для быстроходных (одно-, трехлопастные) – $C_p = 0,45$.

Общий КПД ВЭУ составляет 0,68-0,76.

Как видно из формулы (7.2), мощность ВЭУ зависит не только от скорости ветра, но и величины диаметра ВК, но, однако, эта закономерность верна только до определенных значений. Дело в том, что при очень больших размахах лопастей могут возникнуть опасные для агрегатов ВЭУ явления, когда на разной высоте ветер будет иметь разные скорости и даже направления.

Следует отметить, что большинство ветроустановок развивают максимальные мощности при скорости ветра порядка 12-14 м/с.

Существует определенная закономерность зависимости мощности ВЭУ от скорости ветра (рис.7.1)

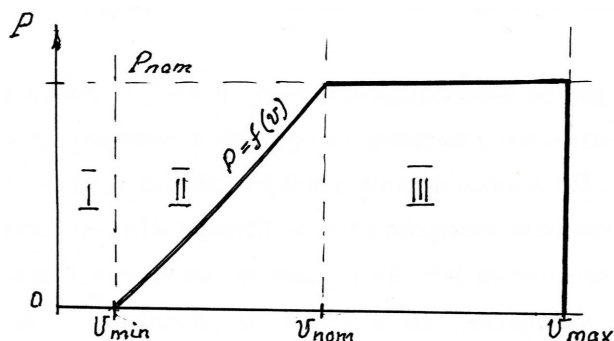


Рис. 7.1. Стандартная характеристика ВЭУ ($P = f(U)$)

На участке I ($0-U_{\min}$) ветроагрегат неподвижен; на участке II ($U_{\min} - U_{\text{ном}}$) – ВЭУ работает с переменной мощностью, а на участке III ($U_{\text{ном}} - U_{\text{max}}$) установка работает с постоянной номинальной мощностью. После повышения скорости ветра более U_{max} ветроустановка отключается во избежание разрушения.

При этом участки на рис.7.1 характеризуются:

$U_{\min} = 4-5$ м/с; $U_{\text{ном}} = 10-13$ м/с; $U_{\text{max}} = 25-30$ м/с для большинства ветроустановок.

Отключение ВЭУ происходит механическим торможением, электрическим торможением и аэродинамическим способом с помощью разворота угла лопастей.

Ветроэнергетические установки делятся:

а) по исполнению:

- горизонтально-осевые (крыльчатые), которые бывают одно-, двух-, трех- и многолопастные. Наиболее распространены трехлопастные ВЭУ с редукторами для получения больших оборотов электрогенераторов (рис. 7.2, а);

- вертикально-осевые (карусельные) с разновидностью агрегатов Савониуса, Дарье и Масгрыва (рис. 7.2, б). Такие агрегаты не зависят от направления ветра и могут выдерживать резкие порывы ветра;

- циклонные (барабанные), используемые при слабых ветрах (рис. 7.3) и даже при их отсутствии, при создании искусственных перепадов температуры в нижней и верхней частях башни;

б) по мощности:

- малые – от 5 до 20 кВт, используемые для электроснабжения малых потребителей (метеостанции, фермерские хозяйства, частные владения, дачи и т.д.). В комплект таких установок входят химические аккумуляторы, инверторы и другие аппараты, которые заметно повышают общую стоимость ветроагрегата;

- средние – примерно от 100 до 500 кВт;

- крупные – от 500 до 750-1000 кВт;

- мегаваттного класса – свыше 1000 кВт;

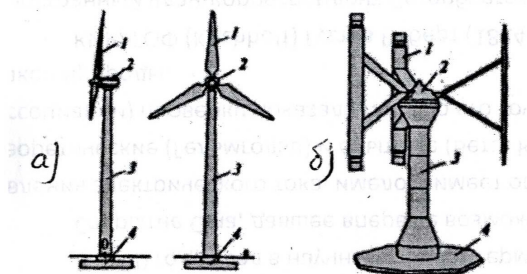


Рис. 7.2. ВЭУ с горизонтальной осью (а)

и вертикальной осью (б) вращения ветроколеса:

1 – ветроколесо; 2 – гондола; 3 – башня; 4 – фундамент

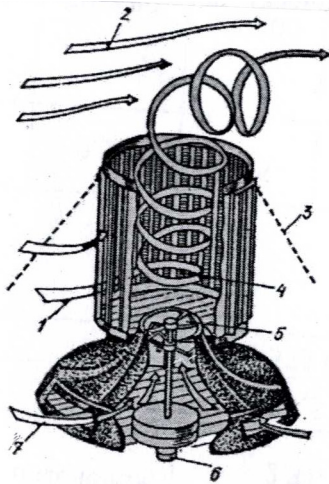


Рис. 7.3. Циклонная ВЭУ:

- 1 – поток воздуха, поступающий в вертикальные щели башни;
- 2 – ветропоток сверху башни;
- 3 – тросовые крепления башни;
- 4 – область пониженного давления;
- 5 – ветротурбина;
- 6 – маховик с генератором;
- 7 – засасываемый воздух

в) по областям использования:

- автономные, предназначенные для энергоснабжения небольших потребителей;
- действующие совместно с другими энергоисточниками (ДЭС, МГЭС и др.).

Большой интерес вызывает использование ВЭУ для непосредственного получения тепловой энергии, что весьма актуально для районов Крайнего Севера.

При этом достигается:

- получение горячей воды на электробойлерах, равнодушных в высоком качестве электроэнергии, что ведет к резкому сокращению электронных устройств в ветроагрегатах;
- последнее ведет к заметному повышению надежности и безотказности работы ВЭУ в климатических условиях Крайнего Севера;
- электробойлер с нагретой водой является хорошим аккумулятором тепла при кратковременных перерывах работы ветроустановки.

Эффективность работы ВЭУ достигается при расположении плоскости вращения ВК перпендикулярно вектору направления ветропотока, что достигается для разных установок по-разному.

Для малых агрегатов применяется простой стабилизатор (хвост); для установок средней мощности используется специальный виндрозный механизм, который разворачивает ВК через червячный механизм против ветра; на крупных ВЭУ применяется специальная электронная система ориентирования агрегата.

7.3. Современное состояние ветроэнергетики

Выпуском ВЭУ сегодня занимаются многие зарубежные и отечественные фирмы.

Наиболее известные зарубежные фирмы – это Bonus, Vestas, Enercon, Nordic и др., выпускающие установки различной мощности, главным образом, с горизонтальной осью вращения.

Средняя удельная стоимость ВЭУ постоянно снижается за счет улучшения технологии их изготовления. Так, за последние 20 лет удельная стоимость 1 кВт УМ снизилась с 4000 до 950 долл. США, а себестоимость электроэнергии – с 30 до 4 ц/кВт·ч. При этом в мире наблюдается тенденция повышения мощности единичных агрегатов. Так, в Германии фирма Repower System построила ВЭУ мощностью 5 МВт, диаметром ВК 126 м и высотой башни 120 м. Масса только гондолы этой установки составляет 200 т.

Еще более крупная ВЭУ построена фирмой Enercon – 6 МВт, диаметром ВК 114 м. Но самая крупная станция создана датской фирмой Vestas в 2014 г. – 8 МВт, которая сегодня является самой крупной в мире.

Примечательно, что в 2009 г. ветроустановки мощностью 1,5-2,5 МВт вырабатывали 82% всей мировой ветроэнергетики.

В зарубежной практике разрабатываются ВЭУ с вертикальной осью вращения, способные работать при ветрах до 60 м/с и со сроком действия до 20 лет. Подобная установка действует в Канаде мощностью 4 МВт (Eole-C) в районе Квебека.

Кроме этого, осваиваются морские ВЭУ на искусственных островах, а также плавающие установки компании Siemens и Statoil (Норвегия) мощностью более 2 МВт. Следует, однако, отметить, что себестоимость электроэнергии оффшорных ВЭУ довольно дорога – 125-200 долл/МВт·ч.

В Японии построена самая высокая ВЭУ (высота около 220 м и мощность – 7 МВт) на плавучей платформе в 20 км от берега стоимостью 405 млрд долл. США.

В 2014 г. всеми ВЭУ мира было выработано 706 ТВт·ч энергии, что составляет около 3 % мировой выработки всеми электростанциями, а на начало 2016 г. суммарная установленная мощность ветроагрегатов в мире составила 432 ГВт.

Наиболее интенсивно ведется использование ветроэнергии в Дании – 42 % всей выработки электроэнергии в стране (2015 г.), в Португалии – 27 %, в Никарагуа – 21 %, в Испании – 20 % и т.д. (на уровне 2014 г.). Например, в Германии с середины 90-х гг. XX в. построено более 25 тыс ВЭУ, поэтому возникла уже серьезная проблема с их утилизацией в связи с выработкой их ресурсов.

В РФ наиболее известны фирмы: НПО «Ветроэн», НПО «Южное», КБ «Радуга», ЦНИИ «Электроприбор», НИЦ «Виндэк», ОАО «Элсиб» и др.

Сегодня в России действует более 10 ВЭС в различных регионах общей мощностью порядка 18 МВт. В РФ сегодня налажено производство малых и средних ВЭУ, за исключением МКБ «Радуга», где производятся установки мощностью 1 МВт. Первая такая установка работает в Калмыкии, которая ежегодно производит 2,3-2,9 млн кВт·ч.

Кроме этого, МКБ «Радуга» производит установки мощностью 8 и 250 кВт.

В перспективе в стране есть широкие возможности для строительства ВЭС в регионах Севера и Дальнего Востока.

Контрольные вопросы:

1. Каковы особенности ветровой энергии?
2. От каких параметров зависит мощность ВЭУ?
3. Какие характеристики ветровой энергии необходимо знать для планирования использования ветровой энергии?
4. От чего зависит эффективность работы ВЭУ?
5. Каково современное состояние ветроэнергетики?

8.1. Ресурсы СЭ

Солнце – раскаленный шар диаметром $\sim 1,4 \cdot 10^6$ км, внутри которого происходит термоядерная реакция легких элементов, поэтому температура его ядра составляет порядка 13,5 млн °С, а поверхности – около 5,5 тыс °С.

Солнце состоит из водорода (73 % по массе), гелия (15 %). На поверхность Земли поступает лишь одна миллиардная часть ее энергии ($1,2 \cdot 10^{14}$ т у.т.). Среднее значение солнечной радиации на Земле составляет 150-200 Вт/м²; максимальная величина наблюдается на экваторе – около 1 кВт/м².

На территории РФ поступает $3,25 \cdot 10^{12}$ т у.т. (1 т у.т. = 7 млн кВт·ч) потенциальной энергии, а экономический потенциал СЭ оценивается в 12,5 млн т у.т. На весь Северо-Восток страны поступает 550-830 кВт·ч/м² энергии в год.

Якутия является солнечной страной, где продолжительность солнечного сияния достигает 2300 часов в году.

Положительными качествами СЭ являются доступность, неисчерпаемость и экологичность, а недостатками – неравномерность распределения по времени и пространству и малая плотность энергии.

8.2. Солнечное теплоснабжение

Наиболее распространенным устройством для получения тепловой энергии являются плоские солнечные коллекторы (ПСК) и фокусирующие коллекторы (ФСК).

ПСК представляют собой коробку 1,5x0,7 м, внутри которой в трубках циркулирует теплоноситель (вода или антифриз), нагреваемый солнечной энергией до 60-80°С. Ряд таких ПСК могут составить батарею, откуда горячая вода поступает к потребителю. Один ПСК может за год

экономить до 0,15 т у.т. КПД обычных коллекторов доходит до 50%, а срок службы их составляет около 15 лет. Использование ПСК широко развито во многих странах мира (США, Япония, Израиль, Турция и др.). Чаще всего их устанавливают на крышах домов южной экспозиции.

На территории б.СССР такие установки используются в основном в СНГ, а выпуск их организован в гг. Коврово, Братске и др.

Солнечные водонагреватели подразделяются на два типа по принципу циркуляции теплоносителя: пассивные и активные (рис. 8.1, а и б). В первых ПСК циркуляция теплоносителя происходит естественным (конвекторным) способом, а во вторых – принудительно с помощью дополнительного насоса.

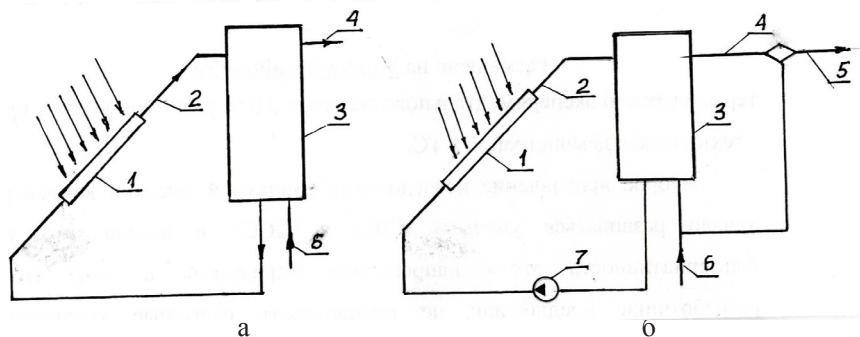


Рис. 8.1. а) схема ПСК пассивного типа; б) активного типа.

1 – ПСК; 2 – горячая вода; 3 – бак-аккумулятор; 4 – выход горячей воды; 5 – клапан; 6 – подпитка свежей водой; 7 – принудительный насос

Достаточно широко распространены солнечные коллекторы с вакуумными трубками, которые считаются более эффективными, менее загрязняемыми и не задерживающими снег, по сравнению с обычными плоскими коллекторами.

В межсезонные периоды актуально применение комбинированных систем отопления жилых и производственных зданий с помощью ПСК и традиционных систем отопления. При этом достигается экономия топлива до 40-60 %. Одна из возможных схем комбинированного теплоснабжения приводится на схеме (рис. 8.2).

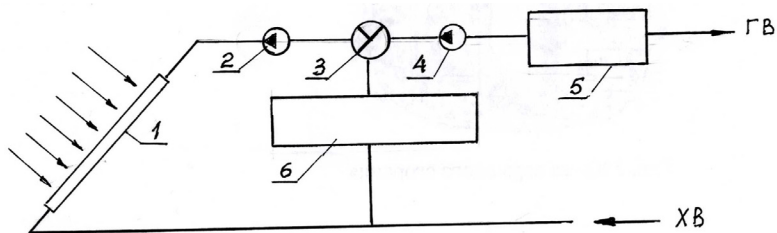


Рис. 8.2. Принципиальная схема воздушной гелиосистемы отопления:

- 1 – ПСК; 2, 4 – вентиляторы; 3 – переключающий клапан;
 5 – резервный отопитель; 6 – галечный аккумулятор тепла.
 ГВ – горячий воздух; ХВ – холодный воздух

К фокусирующим солнечным установкам относятся параболоцилиндрические (ПЦК) и параболические концентраторы (ПК), имеющие системы автоматического слежения за солнцем, что значительно повышает эффективность установок, но усложняет всю конструкцию и повышает их стоимость. Тем не менее такие установки имеют распространение в некоторых странах, таких как США, Израиль, Австралия и др.

Помимо получения тепла солнечная энергия используется и для кондиционирования воздуха с помощью парокомпрессионных холодильников за счет испарения, например, фреона, изобутана и других низкокипящих жидкостей, и абсорбционных холодильников, основанных на принципе разности давлений в камерах.

8.3. Солнечное электроснабжение

Существует два основных направления получения электрической энергии – термодинамический и фотоэлектрический.

8.3.1. Термодинамический способ

Термодинамический способ получения электрической энергии используется на солнечных электростанциях (СЭС) с помощью башенного, параболического и параболо-цилиндрического концентрирования СЭ.

- *СЭС БТ (СЭС башенного типа) с полем гелиостатов с автоматической системой слежения за солнцем в 2 плоскостях концентрирует солнечные лучи в парогенератор, расположенный на вершине башни (рис. 8.3).*

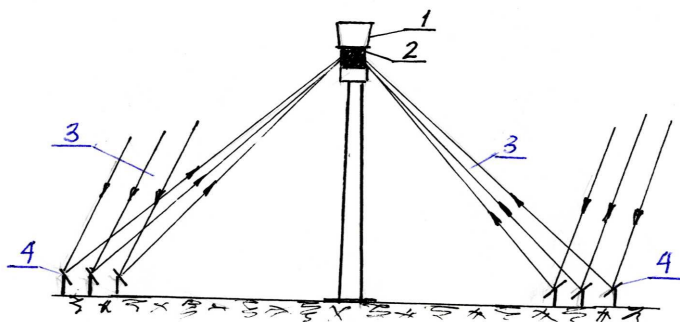


Рис. 8.3. Схема работы СЭС БТ:

- 1 – аккумулятор тепла; 2 – парогенератор;
3 – отраженные лучи солнца; 4 – гелиостаты

В апертуре концентратора создается мощный поток энергии в несколько МВт/м², т.е. энергия солнечной радиации увеличивается в парогенераторе в тысячи раз; в результате теплоноситель нагревается до 400-550°С, а образовавшийся пар поступает в паровую турбину, связанной с электрогенератором.

Расчет поступившего в парогенератор тепла Q производится по формуле:

$$Q = C_n \cdot n \cdot F \cdot I, \text{ Вт}, \quad (8.1)$$

где C_n – коэффициент эффективности использования СЭ (0,35-0,5);

n – количество гелиостатов;

F – площадь гелиостата, м²;

I – интенсивность солнечной радиации, Вт/м².

Тогда расчет мощности СЭС производится по формуле:

$$P = Q \cdot \eta_r \cdot \eta_t \cdot \eta_{тр}, \text{ Вт}, \quad (8.2)$$

где η_r – КПД генератора;

η_t – КПД турбины;

$\eta_{тр}$ – термический КПД.

Для сглаживания периодичности работы СЭС (ночное время, облачность) используется аккумулятор тепла или резервный источник энергии. КПД СЭС БТ варьирует в пределах от 8 до 20%. Подобные станции действуют в США, Испании, Японии, в некоторых странах Европы и т.д.

На территории б.СССР (Крым) в 1985 г. была построена мощная по тем временам СЭС – 5 МВт с выработкой около 7 млн кВт·ч энергии в год, которая просуществовала лишь до 90-х гг. XX в.

Крупнейшая СЭС БТ построена в Калифорнии мощностью 392 МВт с 350 тысячами гелиостатов, занимает площадь более 1300 га. Резервуары с водой расположены на вершине 140-метровой башни. КПД этой станции составляет около 20 %. Суммарная мощность подобных СЭС в мире оценивается в 4 ГВт.

- *Солнечные станции (ПК) с параболическими (тарельчатыми) концентраторами* фокусируют СЭ на приемники, расположенные в фокусе каждой тарелки. Жидкость в приемнике нагревается до 1000°C и непосредственно используется для получения электроэнергии по системе турбина - генератор или с помощью двигателя Стирлинга, расположенного в фокусе. В последнем случае получен КПД станции в 31,2 %.

Подобные СЭС расположены также в США, Израиле, Испании и других странах с общей УМ 130 ГВт. Удельная стоимость их колеблется в пределах 500-1000 долл/кВт УМ с себестоимостью 9-12 ц/кВт·ч. Самая крупная станция с ПК расположена в Калифорнии (мощность 190 МВт, температура нагрева теплоносителя до 540°C).

- *Солнечные ЭС с параболо-цилиндрическими концентраторами (ПЦК)* с теплоприемником в виде линейной трубы, помещенной в фокусе цилиндра, по которой течет теплоноситель (чаще всего масло). Разогретый до температуры 390°C теплоноситель отдает тепло воде, которая превращается в пар и поступает в турбогенератор. СЭС с ПЦК вращается в одной плоскости за солнцем. Недостатком указанных СЭС является трудность изготовления крупных параболических поверхностей, отчуждение полезных земель, высокий расход электроэнергии на собственные нужды, большой расход металла, а также «тепловое» загрязнение среды вблизи установок.

8.3.2. Фотоэлектрический способ

Фотоэлектрический способ является наиболее удобным и прогрессивным видом получения электрической энергии.

Основой этого способа является фотоэлектрическая панель (ФЭП), состоящая из полупроводникового материала, который под действием солнечной энергии образует электродвижущую силу (ЭДС). Таким образом, ФЭП предназначен для прямого преобразования СЭ в электрическую. В таких установках отсутствуют такие агрегаты, как котел, паровая турбина и электрогенератор.

Конструктивно она представляет собой электрически соединенные между собой фотоэлементы, имеющие выходные клеммы для подключения нагрузок. Под действием фотонов солнечной радиации созданная ЭДС образует направленное движение электронов во внешнем контуре, т.е. электрический ток. Сила тока зависит от интенсивности солнечной радиации, размера и свойств ФЭП. В качестве основного материала для изготовления ФЭП служит чистый кремний, добываемый из обычного речного песка – диоксида кремния путем сложного и трудоемкого обогащительного процесса. В результате стоимость чистого кремния становится сопоставимым со стоимостью обогащенного урана.

Наибольшее распространение для изготовления однослойных ФЭП получили структуры на основе кремния следующих видов:

- монокристаллические – с КПД около 15-16 % и стоимостью 22 долл./Вт;
- поликристаллические – с КПД около 12-13 % и стоимостью 5 долл./Вт;
- аморфные – с КПД 5-10 % и стоимостью 8 долл./Вт.

Из этих видов первые два составляют около 70 % всех используемых материалов.

Сегодня рассматриваются возможности использования 2- и 3-слойных фотопанелей с КПД до 30-40 %.

В настоящее время начато использование арсенида галлия для изготовления ФЭП с повышенным поглощением солнечного излучения, с высокой радиационной стойкостью (в условиях космоса) и термостойкостью, что позволяет применять их в фокусирующих концентраторах

СЭ. Помимо этого, ФЭП из арсенида галлия имеют высокие качества дизайна. КПД таких панелей доходит до 30 %, но стоимость их пока еще очень высока – до 50 долл./Вт.

Солнечные фотоэлектрические станции (ФЭС) сегодня нашли самое широкое распространение в мире благодаря следующим достоинствам:

- отсутствие громоздких и сложных агрегатов (котел, турбина, генератор), присущих традиционным электростанциям;

- автономность;
- долговечность;
- необслуживаемость;
- надежность;
- экологичность;
- отсутствие движущихся частей;
- бесшумность и т.д.

Недостатками их можно считать малую удельную мощность ФЭП, относительно высокую стоимость – порядка 2500 долл./КВт УМ, металлоемкость, отчуждение земель. Общая УМ всех ФЭС в мире составляет около 140 ГВт. Лидерами в использовании их являются КНР, США, Германия, Дания и др.

Мощность ФЭС определяется по формуле:

$$P_{\text{фэс}} = \eta_{\text{ф}} \cdot F_{\text{ф}} \cdot n \cdot I, \text{ Вт}, \quad (8.3)$$

где $\eta_{\text{ф}}$ – КПД ФЭП;

$F_{\text{ф}}$ – площадь ФЭП, м²;

n – количество ФЭП;

I – интенсивность солнечной радиации, Вт/м².

Фотоэлектрические станции могут быть мобильными, автономными и сетевыми (рис. 8.4).

В состав такой станции входят солнечные батареи, инверторы (аппараты, преобразующие постоянный ток в переменный), системы мониторинга параметров работы станции, счетчики выработки электроэнергии и др.

Самая мощная СЭС построена в Калифорнии – СЭС «Топаз» мощностью 550 МВт с 9 млн ФЭП площадью 25 м² каждая. В России самая крупная ФЭС построена в Крыму у п. Перово мощностью 100 МВт, состоящей из 440 тыс фотопанелей, соединенных между собой кабелем

длиной 1500 км; панели занимают площадь в 200 га. Самая крупная заполярная ФЭС построена в п. Батагай в Якутии мощностью в 1 МВт с перспективой развития до 4 МВт.

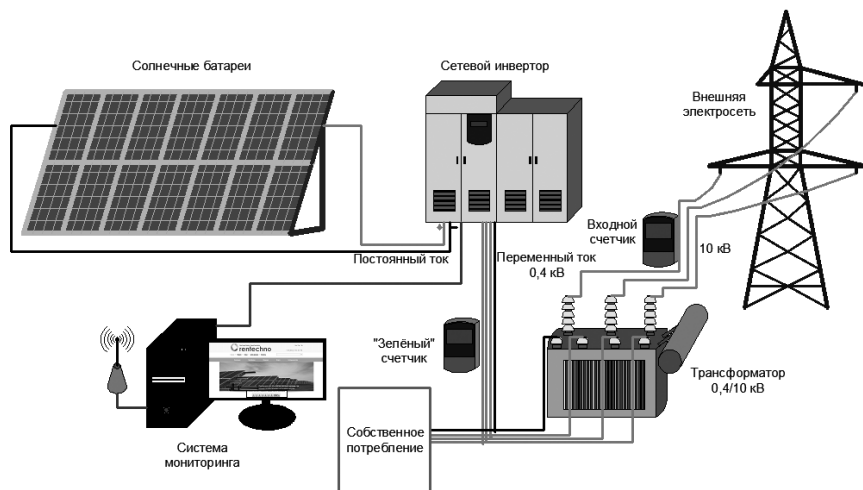


Рис. 8.4. Структурная схема сетевой ФЭС

Контрольные вопросы:

1. Принцип действия плоских и фокусирующих солнечных коллекторов.
2. Расскажите о принципе комбинированного отопления зданий и сооружений.
3. В чем состоит суть СЭС башенного типа?
4. Расчет мощности СЭС БТ.
5. Принцип действия фотоэлектрических панелей.
6. Расчет мощности ФЭС.

Биомасса – это возобновляемый источник энергии, под которой понимаются огромные отходы лесной, деревообрабатывающей, пищевой, сельскохозяйственной отраслей, а также отходов коммунального хозяйства и ряда отраслей промышленности.

В результате фотосинтеза на Земле ежегодно образуется около 200 млрд т биомассы с потенциальной энергией равной 10-кратному объему энергопотребления в мире.

На территории РФ образуется порядка 15 млрд т биомассы, эквивалентной 8 млрд т у.т. в год. Биомасса является источником получения тепловой и электрической энергии, экологически чистого удобрения и т.д.

Переработка биомассы в различные виды энергии производится по различным направлениям, из которых можно выделить биоэнергетическое разложение органических веществ, термохимическую конверсию и сжигание различных отходов.

9.1. Биоконверсия органических веществ

Это направление связано с переработкой различных отходов человеческой деятельности путем разложения их в анаэробных условиях (без доступа воздуха и воды) с участием специальных бактерий, образующихся в процессе работы установки.

Такое разложение осуществляется в биогазовых установках (БГУ), в результате чего образуется горючее топливо – биогаз или жидкие виды топлива (этанол, бутанол и др.), а также – экологически чистое удобрение (без семян сорняков, без яиц гельминтов и без запаха).

Такая технология в общем виде решает ряд важных проблем современности:

- экологическую – за счет утилизации вредных для окружающей среды веществ;
- энергетическую – путем производства газообразного топлива, тепловой и электрической энергии;

- продовольственную – за счет выработки высококачественного и экологически чистого удобрения;
- социальную – посредством улучшения условий труда и быта населения, особенно сельского;
- энергетическую безопасность стран – за счет снижения энергетической зависимости от государств, богатых энергетическими ресурсами.

Биогаз, получаемый на БГУ, состоит из метана (50-75%), углекислого газа (22-47%) и сероводорода (2-3%). Теплота сгорания биогаза составляет от 15 до 25 МДж/м³ или 1 м³ биогаза соответствует 0,7-0,8 т у.т. Ценность биогаза зависит от содержания метана. Следует отметить, что в природном газе содержание метана составляет 92-98 %, поэтому он является более ценным горючим, чем биогаз.

Биогаз может эффективно использоваться как топливо для газовых плит или котельных, а также как топливо в газогенераторах и даже в двигателях внутреннего сгорания.

Существуют самые различные БГУ – от простейших (семейных) до крупных промышленных установок. Ведущее место в производстве и использовании биогаза в мире занимает КНР, затем – Индия, а также страны Европы Германия, Франция, Испания, Италия и др. В Японии и США основной упор делается на использовании в качестве сырья твердых бытовых отходов (ТБО) городов и крупных поселков.

В России создана технология простого и надежного оборудования для энергетической конверсии биомассы, главным образом привязанного к сельскохозяйственным фермам крупного рогатого скота (КРС), свиней и птиц.

Среди множества БГУ, разработанных в России, можно отметить агрегаты «ИБГУ-1» и «БИОЭН-1», серийно выпускаемые в ряде городов страны, а также – в КНР.

Индивидуальная установка «ИБГУ-1» (рис. 9.1) рассчитана для крестьянского подворья, имеющего 2-6 голов скота, или 20-60 свиней, или 100-300 голов птицы и может перерабатывать от 100 до 300 кг жидкого навоза и производить столько же удобрения, а также вырабатывает от 3 до 12 м³ биогаза в сутки.

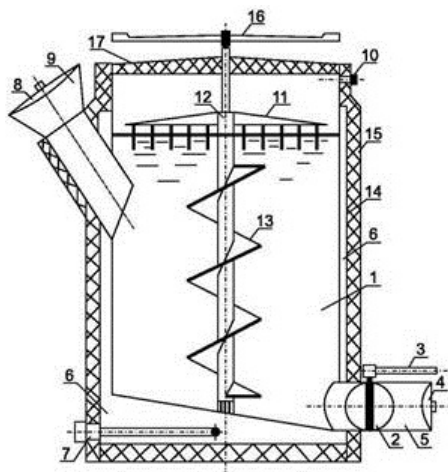


Рис. 9.1. Биогазовая установка «ИБГУ-1»:

- 1 – корпус; 2 – диафрагма; 3 – рукоятка; 4 – затвор; 5 – шлюз для выгрузки сброженной массы;
- 6 – корпус тепловой рубашки; 7 – ТЭН; 8 – герметичный затвор; 9 – загрузочный люк; 10 – газовый штуцер; 11 – гребенка; 12 – вал;
- 13 – шнек; 14 – облицовка теплоизоляции; 15 – теплоизоляция;
- 16 – рукоятка мешалки; 17 – крышка биореактора

Наилучшие результаты получаются при термофильном режиме брожения (при температуре 52-53°C). Полученный биогаз может использоваться для газовой плиты, для выработки электроэнергии на газогенераторе и для отопления помещения. На семью из 5-6 человек для бытовых нужд необходимо не более 4-5 м³ биогаза в сутки.

Срок службы «ИБГУ-1» не менее 10 лет, а окупаемость затрат составляет 0,5-1,5 года.

Позднее была создана более совершенная и производительная установка «БИОЭН-1», рассчитанная на фермерские хозяйства с поголовьем до 25 голов КРС и перерабатывающая не менее 500 кг навоза в сутки с выходом до 40 м³ биогаза и до 1 т удобрения в сутки.

«БИОЭН-1» комплектуется биоэлектростанцией мощностью 4 кВт, водогрейным аппаратом с тепловой мощностью 23 кВт, инфракрасной газовой горелкой с тепловой мощностью 5 кВт и бытовой газовой плитой.

Всероссийский институт сельского хозяйства (ВИСХ) разработал серию БГУ производительностью от 1,5 до 450 м³ биогаза в сутки.

По разработкам ЗАО «ЭкоРос» в России выпускаются ТЭС производительностью 990 кВт·ч тепловой энергии и электростанции с выработкой 330 кВт·ч энергии в сутки на основе использования биогаза. Кроме этого, выпускаются гибридные установки БГУ+ВЭУ+ СЭС разных вариантов. В настоящее время институтом ВНИИГаз (г. Москва) раз-

работаны электростанции мощностью от 3 до 100 кВт модульного исполнения на биогазе при животноводческих и птицеводческих фермах. На территории России и ближнего зарубежья эксплуатируются крупные промышленные БГУ на животноводческих и птицеводческих фермах типа «Пярну», «Огре», «Кобос» и др.

Сегодня в мире существует более 60 разных технологий получения биогаза из самых различных отходов человеческой деятельности.

9.2. Термохимическая конверсия

Это направление включает пиролиз, газификацию и синтез твердых органических веществ (дерево, торф, бурый уголь и др.) с получением синтез-газа, метанола, искусственного бензина и др.

Путем сжигания биомассы при температуре 800-1500°C в присутствии кислорода воздуха и воды получают синтез-газ, состоящий из смеси угарного газа и водорода с примесями метана и других углеводородов. Полученные виды топлива используются для получения тепловой и электрической энергии с помощью газогенераторных установок.

В РФ ведутся исследовательские работы по производству различных видов топлива во ВНИИ гидролиза, в Лесотехнической академии, Академии коммунального хозяйства и др.

На основе подобных работ созданы установки по переработке крупнодисперсного сырья мощностью от 1,3 до 5,0 МВт с КПД не менее 70 % (системы «Лес», «Циклон» и др.).

В АО «Энерготехнология» (г. Санкт-Петербург) созданы различные варианты газогенераторных станций (ГГС) мощностью от 200 до 600 кВт тепловой мощности для теплоснабжения жилых и производственных зданий. Срок окупаемости таких ГГС находится в пределах 2-3 лет.

Одним из перспективных направлений превращения биомассы в различные виды топлива является термическая газификация – превращение биомассы в генераторный газ в специальных реакторах (газогенераторах). Газогенераторный газ имеет теплоту сгорания до 4,5-6,0 МДж/м³.

Метод газификации является эффективным и достаточно быстрым способом получения топлива; недостатком процесса является необходимость в высокой температуре и давлении, а также сушке сырья.

9.3. Сжигание отходов

Прямое сжигание – один из самых распространенных методов переработки биомассы (древесных отходов, твердых бытовых отходов и т.д.). Такой метод можно использовать в водогрейных котлах мощностью не менее 20 МВт.

Известно, что из всех образующихся в мире отходов более 93 % составляют ТБО, содержащие в своем составе до 100 тыс вредных веществ. Ежегодный объем ТБО в мире достиг 3 млрд т, из которых только около 10 % подвергается какой-либо полезной переработке. Удельный объем бытовых отходов на душу населения колеблется в пределах 250-750 кг ежегодно с тенденцией его возрастания.

В ряде зарубежных стран применяется методика сжигания отходов в паровом котле с последующим получением электрической энергии на ТЭЦ мощностью 600-1000 КВт.

Весьма перспективным направлением использования биомассы считается метод газификации городских свалок с предварительной сортировкой различных отходов на сепараторных пунктах. После сортировки спрессованные блоки мусора складываются в пониженных участках рельефа, поверхность которого изолируется плотным слоем грунта. Образующийся в недрах свалки биогаз собирается с помощью перфорированных труб и подается в котельные города. Такой способ используется, например, в г. Ташкенте с получением до 20 млн м³ биогаза в год, с тепловым эквивалентом порядка 70-80 Гкал, что соответствует экономии около 10-11 тыс т у.т. топлива.

Контрольные вопросы:

1. Что такое биомасса?
2. В чем состоит суть биоконверсии органических веществ в БГУ?
3. Какие проблемы решаются за счет использования биомассы?
4. Что представляет собой биогаз?
5. Расскажите суть термохимической конверсии.
6. Опишите принцип сжигания отходов.

ГЛАВА 10.

Геотермальная энергия (ГТЭ)

В отдельных районах Земли раскаленная магма близко подходит к пористой водонасыщенной поверхности и нагревает ее за счет естественной конвекции. Известно, что температура центра Земли превышает 6600°C , которая постепенно снижается по мере приближения к поверхности. В среднем температура повышается на $30\text{--}35^{\circ}\text{C}$ на каждый километр глубины, т.е. на глубине примерно 3-4 км она составляет около 100°C .

10.1. Ресурсы ГТЭ

Наиболее перспективные геотермальные ресурсы Земли находятся в зонах активной вулканической деятельности: Филиппины, Мексика, Япония, Исландия и др., а на территории РФ – Камчатка, Курильские острова, Северный Кавказ и др.

Геотермальные ресурсы громадны: на пятикилометровой глубине количество тепла в тысячи раз превышает запасы всех органических видов топлива.

В РФ разведано около 60 месторождений термальных вод с дебитом около 300 тыс м^3 в сутки, на двадцати из которых ведется промышленная эксплуатация.

Геотермальные воды подразделяются на:

- гидротермальные, встречающиеся в виде пара, воды и газа, т.е. на паровые, водяные и пароводяные;
- петрогеотермальные – это сухие горячие породы, расположенные в безводных участках земной коры. Их потенциальная энергия составляет до 99% всего потенциала на глубине до 10 км.

Температура термальных вод колеблется в основном от 30 до 110°C . Максимальная температура их достигает 365°C (Мексика), на Камчатке – до 205°C с минерализацией 0,1-3,0 г/л.

Достоинства ГТЭ:

- практическая неиссякаемость (при условии обратной закачки использованных вод);

- полная независимость от времени суток и года, а также от условий окружающей среды;

- возможность комплексного использования термальных вод (получение тепла и электрической энергии, использование для медицинских целей и получения ценных веществ – брома, йода, свинца, цинка, кадмия, цезия, лития и др., добыча которых при обычных условиях достаточно сложна и дорога);

- не оказывает парникового эффекта;

- низкая себестоимость тепла и электроэнергии;

- локальное воздействие при возможных авариях.

Недостатки ГТЭ:

- высокая концентрация солей, токсичных веществ и мелких твердых частиц, усложняющих ее использование;

- необходимость обратной закачки использованной воды во избежание просадок грунта и загрязнения среды;

- необходимость индивидуальных проектов и схем при использовании термальных вод.

10.2. Использование ГТЭ

Использование термальных вод зависит, главным образом, от их температуры:

- температура от 140-150°C и выше – перегретые воды, которые используются для геотермальных электростанций (ГТЭС);

- температура от 60 до 100°C – высокотемпературные воды, в основном используются для теплоснабжения;

- температура около 60°C – термальные воды, используются для горячего теплоснабжения;

- температура ниже 60°C – слаботемпературные воды, используются для сельского хозяйства.

10.2.1. Получение электрической энергии

Электрическая энергия получается с помощью геотермальных станций (ГеоТЭС) во многих странах мира – США, Филиппинах, Мексике,

Италии, Японии, Исландии и т.д. В мире действуют десятки ГеоТЭС с суммарной мощностью более 10 ГВт, в т.ч. в США 77 станций общей мощностью около 3,8 ГВт, на Филиппинах – более 2 ГВт, в Мексике – 1 ГВт и т.д. В РФ действуют 6 ГеоТЭС с суммарной мощностью более 80 МВт.

ГеоТЭС подразделяются на:

- станции на сухом паре;
- станции на пароводяных смесях;
- станции бинарного цикла;
- станции на сухих горячих скальных породах.

1) *ГеоТЭС на сухом паре* является наиболее простой по схеме, но встречается крайне редко (рис. 10.1).

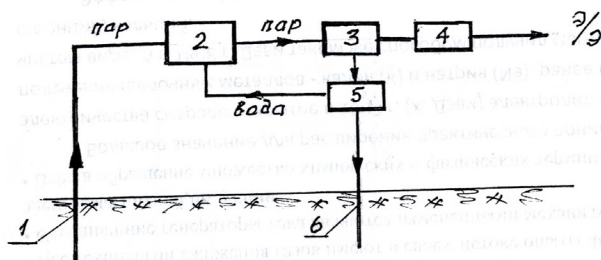


Рис. 10.1. Схема ГеоТЭС на сухом паре:

1 – эксплуатационная скважина; 2 – паропреобразователь; 3 – паровая турбина; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6 – обратная закачка

Пар из эксплуатационной скважины подготавливается в паропреобразователе и подается на паровую турбину, связанную с электрогенератором. Использованный пар на турбине направляется на конденсатор, омываемый холодной водой из поверхностных источников. Конденсат частично возвращается в паропреобразователь, остальная часть закачивается обратно в подземные пласты.

2) *ГеоТЭС на пароводяной смеси* наиболее распространены и разделяются на два типа – одноконтурные (рис. 10.2) и двухконтурные станции.

В данной схеме пароводяная смесь из скважины разделяется на пар и воду в сепараторе; пар направляется на паровую турбину, а горячая вода через сетевой подогреватель отдает тепло на теплоснабжение населенного пункта. Охлажденная вода закачивается обратно в подземные пласты.

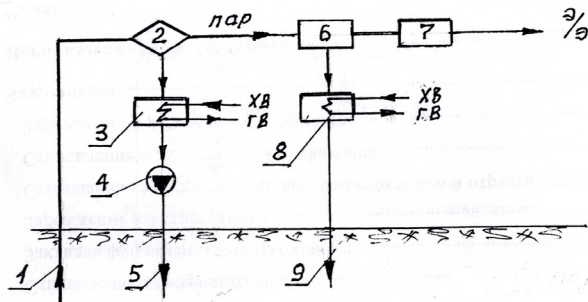


Рис. 10.2. Схема одноконтурной ГеоТЭС:

ХВ – холодная вода; ГВ – горячая вода,

1 – эксплуатационная скважина; 2 – сепаратор; 3 – сетевой подогреватель;
4 – насос; 5, 9 – обратная закачка; 6-7 – турбина-генератор; 8 – конденсатор

Недостатком одноконтурных схем является наличие в паре после сепарирования неконденсирующихся газов, что препятствует образованию в конденсаторе глубокого вакуума, а это снижает эффективность работы паровой турбины.

КПД таких ГеоТЭС обычно составляет 15-22 % с учетом потерь на собственные нужды, но при использовании горячей воды после сетевого подогревателя на отопительные цели КПД повышается до 50%.

Указанный выше недостаток упраздняется на двухконтурных схемах ГеоТЭС, где неконденсирующиеся газы остаются в первом контуре, поэтому на паровую турбину подается уже очищенный (второй контур) пар, что повышает эффективность станции.

3) *ГеоТЭС бинарного цикла* работают на термальных водах с температурой ниже 100°C, используя низкокипящие жидкости (фреон, изобутан, хладон и др.), которые имеют температуру кипения порядка 30°C.

Такие станции имеют два контура циркуляции жидкостей: в первом (I) – термальная вода с температурой около 70-80°C, а во втором (II) – низкокипящая жидкость (например, фреон) (рис. 10.3).

Станции бинарного цикла (БЦ) достаточно широко используются во всем мире. Наибольшее их количество действует в США, где суммарная мощность 19 ГеоТЭС БЦ составляет 1,3 ГВт, на которых удельная стоимость 1 кВт УМ на 50% ниже, чем на угольных ТЭС той же мощности.

В США, Японии и других странах ГеоТЭС БЦ работают на изобутане, пропане, хладоне и других низкокипящих жидкостях, на термальных водах с температурой до 200-300°С.

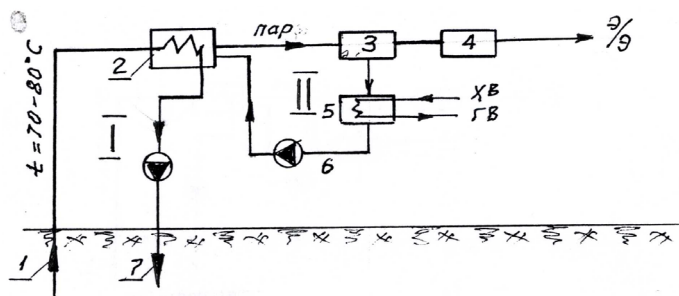


Рис. 10.3. Схема бинарной ГеоТЭС:

- 1 – эксплуатационная скважина; 2 – теплообменник;
- 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – конденсатор;
- 6 – жидкий фреон (изобутан, радон и др.); 7 – обратная закачка

В 1967 г. впервые в мире на Камчатке была построена ГеоТЭС БЦ мощностью 600 кВт на хладоне-12 с температурой термальной воды 78°С. Для конденсации паров хладона-12 использовалась вода р. Паратунка с температурой около 5°С.

Примерно здесь же запроектирован геотермальный модуль мощностью 1,5 ГВт на фреоне R-142 или на изобутане с ожидаемой удельной стоимостью порядка 500 долл/кВт УМ.

4) *ГеоТЭС на сухих горячих скальных породах* строятся на основе подземных циркуляционных систем (ПЦС) с помощью бурения параллельных скважин (рис. 10.4).

Для получения пара из горячих подземных пластов пробуривается скважина, куда под большим давлением нагнетается вода из поверхностных водоемов. В результате гидроразрыва пластов нагнетаемая вода движется по трещинам, превращаясь в пар, и с помощью насосов поднимается на поверхность по параллельным скважинам и подается на паровые турбины ГеоТЭС.

Подобные станции действуют в США, Англии мощностью 9 и 5 МВт соответственно. Проектируются ПЦС в таких странах, как Германия, Франция, Япония и др.

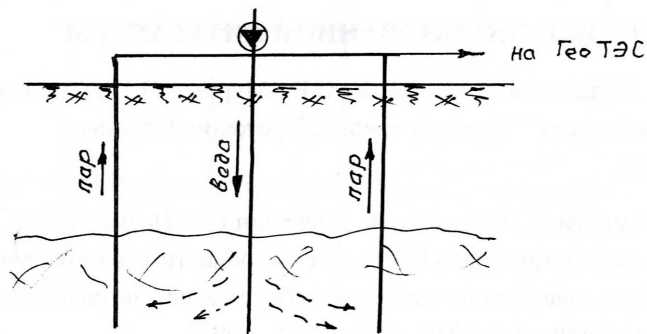


Рис. 10.4. Схема получения пара из раскаленных безводных подземных пластов

10.2.2. Получение тепловой энергии

Термальные воды наиболее широко используются для целей теплоснабжения различных отраслей народного хозяйства. Так, из общего количества используемых для теплоснабжения вод на долю сельского хозяйства приходится до 46 %, на ЖКХ – до 28 %, на промышленность – до 18 % и до 8 % – на бальнеологию (лечебные цели).

В РФ во многих регионах имеются возможности получения тепла с температурой от 70 до 126°C. Особое развитие теплоснабжение от термальных вод получило на Северном Кавказе, Ставрополье, Краснодаре и даже в некоторых районах Сибири, которые доставались с глубины до 3 км с температурой 100-125°C. При этом себестоимость тепла была почти в 2 раза ниже, чем от традиционных котельных.

Наибольшее развитие термального теплоснабжения в мире наблюдается в Исландии, Японии, Филиппинах, Франции, КНР и в других странах.

Главной проблемой использования термальных вод является их высокая минерализация и агрессивность, что заставляет применять различные методы их ослабления и защиты. Чаще всего приходится применять теплообменники, дорогие антикоррозийные материалы и композиты. В скважинах для защиты обсадных труб часто используются методы закачки отработанных масел от ДВС, парафинов и т.п. Все это, естественно, приводит к удорожанию получаемого тепла. Тем не менее средний срок службы скважин составляет 25-30 лет.

Контрольные вопросы:

1. Каковы особенности ГТЭ?
2. Достоинства и недостатки ГТЭ.
3. Расскажите о разновидностях термальных вод.
4. Поясните особенности ГеоТЭС на пароводяной смеси и бинарного цикла.
5. Расскажите об использовании ГТЭ для целей теплоснабжения.

ГЛАВА 11

Приливная энергия (ПЭ)

Под воздействием сил гравитации Солнца и Луны происходит ритмичное движение морских вод, в результате чего дважды в сутки происходит прилив и отлив воды высотой от нескольких сантиметров до почти 20 м.

Максимальные приливы наблюдаются в заливе Фанди в Северной Америке – до 19,6 м, в устье р. Северн (Англия) – 16,3 м, на побережье Франции – 14,7 м и т.д.

У берегов России – в Пенжинском заливе (Охотское море) – до 13,4 м, в Тугурском заливе (Дальний Восток) и Мезенском заливе (Белое море) – до 10 м.

Общий потенциал ПЭ оценивается в мире в 3 млрд кВт, а технический – в 1 млрд кВт с возможной выработкой энергии – до 2,5-3,0 трлн кВт·ч ежегодно. В России энергопотенциал ПЭ составляет около 110 ГВт с возможной энергией 2000 ТВт ч. в год.

Скорость приливно-отливных течений в горловине залива достигает порядка 4 м/с с плотностью энергии до 4 кВт/м².

11.1. Использование ПЭ

Сегодня энергия приливов используется на приливных электростанциях (ПЭС) для преобразования ее в электрическую энергию.

Наилучшими условиями для строительства ПЭС является наличие достаточно широкого залива с узким проливом, который перегораживается плотиной. При этом потенциальная мощность ПЭС ($P_{\text{пэс}}$) оценивается по формуле:

$$P_{\text{пэс}} = 225 A^2 \cdot F, \text{ кВт}, \quad (11.1)$$

где A – среднегодовая величина прилива, м;

F – площадь залива за плотиной, км².

Соответственно выработка энергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = 1,97 A^2 \cdot F, \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}. \quad (11.2)$$

Самая первая крупная ПЭС была построена в 1967 г. в устье р. Ранс во Франции с установленной мощностью 240 МВт с выработкой 544 млн кВт·ч электроэнергии в год. Удельная стоимость станции составляет 1000 долл/кВт УМ, а себестоимость электроэнергии оказалась в два раза ниже, чем в среднем на речных ГЭС той же мощности. Однако само строительство ПЭС «Ранс» обошлось в 2,5 дороже их.

Учитывая это обстоятельство, при строительстве Кислогубской ПЭС (СССР) в 1968 г. был применен впервые в мировой практике так называемый наплавной способ возведения станции, что значительно сократило время строительства и стоимость сооружения (рис. 11.1).

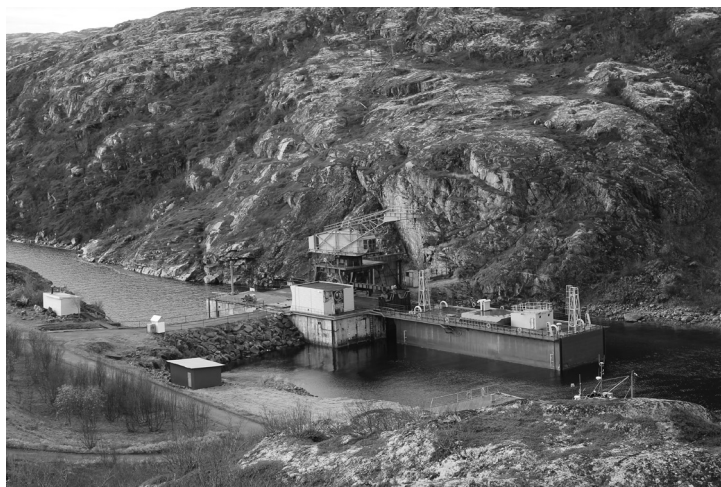


Рис. 11.1. Кислогубская ПЭС

Сущность этого способа состоит в том, что строительство и монтаж всего оборудования объекта осуществляется в заводских условиях в наплавных блоках, а затем в готовом виде буксируется по воде к месту их установки и затопляется во время отлива на заранее подготовленную площадку. Затем балластные отсеки блоков заполняются песком и соединяются сопрягающими дамбами с берегами горловины залива.

Следует отметить, что такой способ строительства ПЭС сегодня применяется не только при сооружении приливных станций, но и в речном гидростроительстве.

Принцип работы ПЭС состоит в том, что во время прилива и отлива возникает течение в отверстиях здания станции и вода вращает лопасти капсульных гидроагрегатов, которые вырабатывают электроэнергию (рис. 11.2).

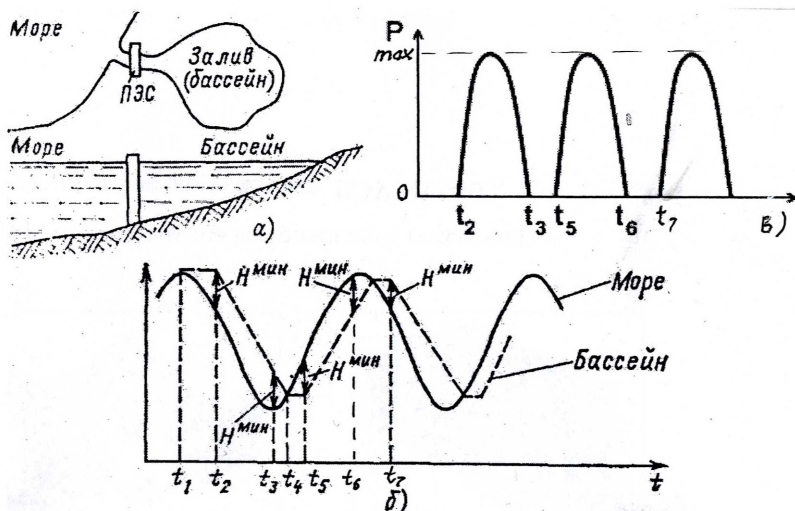


Рис. 11.2. Принцип работы ПЭС двухстороннего действия:
 а – схема ПЭС; б – принцип действия ПЭС;
 в – график выработки электроэнергии

Прежде всего, имеющийся залив отгораживается от моря плотиной, построенной в его узкой горловине, и в результате чего образуется бассейн (рис. 11.2, а).

В момент выравнивания уровней моря и залива t_1 (рис. 11.2, б) затворы турбин закрываются и уровень моря начинает понижаться (отлив), а уровень залива остается неизменным. В момент времени t_2 образуется достаточный для работы турбин перепад уровней H_{\min} , тогда открываются затворы турбин и начинается выработка электроэнергии. В момент времени t_3 разница уровней моря и залива достигает минимального технического напора H_{\min} , при котором затворы в плотине снова закрываются. В период t_2-t_3 вода из залива поступает в море и происходит выработка электроэнергии на станции.

Далее начинается прилив, а уровень залива остается неизменным. В точке t_5 разница уровней опять достигает H_{\min} и в этот момент открываются затворы и гидроагрегаты начинают вырабатывать энергию до момента t_6 , и далее процесс повторяется. Таким образом, в интервалах времени t_2-t_3 и t_5-t_6 и далее станция производит выработку электроэнергии, которую передает в энергосистему, а в интервалах t_3-t_5 , t_6-t_7 и далее станция останавливается. Как видно из рис. 11.2в, выработка ПЭС пульсирует от 0 до max.

Таким образом, ПЭС может вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4-5 часов с перерывами в 1-2 часа четырежды в сутки, т.е. режим работы станции носит неудобный характер для использования ее энергии.

Следует отметить, что гидроагрегаты ПЭС являются обратимыми аппаратами, поэтому они могут работать как в генераторном, так и в насосном режимах. В связи с этим работа ПЭС становится эффективной при совместной работе с другими электростанциями объединенной энергосистемы, например, с ТЭС, АЭС и ГЭС, используя их энергию в периоды спада нагрузки для закачки морской воды в залив выше прилива и, наоборот, откачивая воду из залива ниже отлива, увеличивая, таким образом, напор воды. При таком режиме ПЭС могут покрывать пиковые нагрузки в энергосистеме, улучшая условия работы ТЭС и АЭС. Весьма полезной является и совместная работа ПЭС с речными гидроузлами.

В последнее время предлагается использовать цикличность работы ПЭС для выработки водорода с последующим применением последнего на ДЭС или на топливных элементах.

11.2. Современное состояние и перспективы использования ПЭ

Сегодня в мире построено более 10 ПЭС различной мощности в США, Канаде, Англии, Южной Корее и др. Среди них наиболее крупные: Ранс (Франция) – в 1967 г., мощность 240 МВт; Сихва – в 2011 г., мощность 254 МВт и ПЭС – 500 МВт (обе Южная Корея).

В перспективе намечается строительство в мире около 150 ПЭС общей мощностью порядка 800 ГВт со среднегодовой выработкой около 2000 ТВт·ч электрической энергии.

Сегодня существуют достаточно реальные проекты ПЭС, среди которых такие, как станция «Шозе» мощностью 12 ГВт (Франция), в Англии – «Северн» и «Мерсей» мощностью 7,2 и 0,7 ГВт соответственно, в Канаде – «Камберленд» и «Кобекунд» мощностью 1,15 и 4,03 ГВт и т.д.

Грандиозные проекты крупных ПЭС разработаны и в России, среди которых можно отметить проект Мезенской ПЭС мощностью до 19,7 млн кВт (Белое море), Тугурской ПЭС мощностью 8 млн кВт (Охотское море), Пенжинской (южный вариант) мощностью до 87 млн кВт (Охотское море) и др. Мощность всех запроектированных ПЭС в РФ составляет до 115,4 ГВт с выработкой до 262,5 ТВт·ч в год.

Одним из первоочередных сооружений может служить Тугурская ПЭС в Приморье с УМ 8 ГВт и выработкой до 20 ТВт·ч в год электроэнергии. Грандиозность проекта видно из того, что длина здания ПЭС составляет 10 км с 420 обратимыми агрегатами и сопрягающими дамбами длиной около 8 км. Огромная энергия станции рассчитана не только для внутренних нужд страны, но и для экспорта в Японию, КНР, Корею, поэтому проект может быть осуществлен с помощью иностранных инвестиций.

Следует отметить, что основными достоинствами приливных станций является гарантированная среднемесячная, среднегодовая и среднесуточная величина энергии, что позволяет достоверно прогнозировать получение электрической энергии, а также высокая их экологичность и безопасность, низкая себестоимость электроэнергии, долговечность и надежность работы.

Контрольные вопросы:

1. Укажите причины возникновения приливов.
2. Каков принцип действия ПЭС?
3. Каковы способы эффективного использования ПЭС?
4. Расскажите о достоинствах и недостатках ПЭС.
5. Каковы перспективы строительства ПЭС?

ГЛАВА 12.

Низкопотенциальные источники энергии (НПИЭ)

НПИЭ являются одним из достаточно эффективных направлений возобновляемой энергии, к которым относятся технологические газы, отходящие от котельных установок, сушилок, печей и т.д.; вентиляционный воздух из различных помещений; нагретая вода от систем охлаждения технологического оборудования или продуктов производства теплоты сточных вод городов и поселков и т.д.

Особенно велики потери тепла от электростанций, металлургических, химических и других производств.

Известно, что из 1,7 млрд т у.т., расходуемого на различные производственные нужды в РФ в год, полезно используется только около 700 млн т.

12.1. Вторичные энергоресурсы (ВЭР)

К ВЭР относятся следующие группы:

- *топливные*, под которыми понимаются непосредственно сами горючие отходы, не пригодные для дальнейшей переработки: доменный газ, отходящий газ саженных печей, абсорбционный газ от производства каучуков и т.д.;

- *тепловые* – теплота отходящих газов технологических установок, теплота продукции основного производства, отработавшей в технологическом процессе воды, пара, конденсата, воздуха;

- *избыточное давление* – энергия газов и жидкостей, отходящих от различных агрегатов с избыточным давлением.

Эффективность использования ВЭР определяется тепловой мощностью энергоисточника, непрерывностью выдачи теплоты и температурным уровнем β :

$$\beta = \frac{T - T_0}{T}, \quad (12.1)$$

где T – абсолютная температура отходящего тепла, T_0 – температура окружающей среды. Чем ближе температурный уровень β (12.1) к единице, тем целесообразнее использование ВЭР. Такие установки, использующие ВЭР, применяются для отопления и получения пара низких параметров, для чего, например, используются трубчатые теплообменники, котлы-утилизаторы, тепловые насосы и др.

а) *Трубчатые теплообменники*

Интенсивность теплоотдачи в таких теплообменниках (рис. 12.1) зависит от скорости движения теплоносителя и схемы расположения змеевика на пути греющего газа.

Использование теплоты уходящих газов в металлургических, химических и других производствах позволяет экономить многие миллионы тонн топлива ежегодно. Так, например, металлургический завод средней мощности мог бы выдавать за счет своих ВЭР до 350-600 МВт тепловой мощности, достаточной для теплоснабжения крупного населенного пункта.

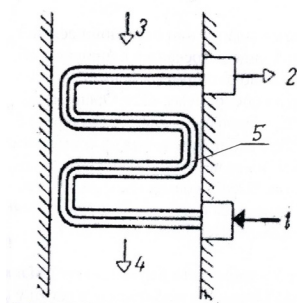


Рис. 12.1. Схема трубчатого теплообменника:

- 1, 2 – вход и выход нагреваемого газа;
- 3, 4 – вход и выход греющего газа;
- 5 – змеевик

б) *Котлы-утилизаторы (КУ)*

КУ представляет собой паровые котлы, не имеющие собственной топки, поэтому они используют тепло отходящих горячих газов от промышленных и энергетических установок (рис. 12.2).

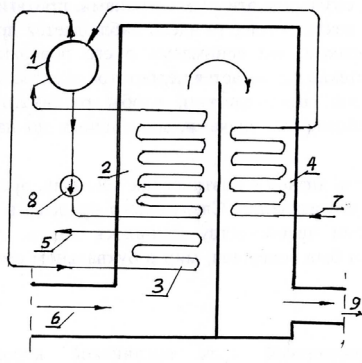


Рис. 12.2. Схема КУ с принудительной циркуляцией газов:

- 1 – барабан; 2 – испарительная часть; 3 – пароперегреватель; 4 – водяной экономайзер; 5 – перегретый пар; 6 – дымовые газы; 7 – питательная вода; 8 – циркуляционный насос; 9 – подача пара в турбину

Температура газов, поступающих в КУ, составляет 350-400°С (при установке его за ДВС) и 900-1500°С (при установке его за отражательными, рафинировочными и цементными печами).

Питательная вода (7), подогретая в экономайзере, подается в барабан (1). Циркуляционный насос (8) прокачивает воду через испарительные змеевики, откуда пароводяная смесь возвращается в барабан. После сепарирования смеси пар поступает в пароперегреватель (3), установленный в горячей входной части газового тракта (6), а затем направляется в турбину (9), связанную с электрогенератором.

Котлы-утилизаторы, работающие на низкотемпературных отходящих газах (550-600°С), имеют КПД на уровне 60-65 %.

Использование теплоты высокотемпературных отходящих газов, например, от сталеплавильных конверторов, с температурой 1400-1700°С, весьма выгодно – на каждую тонну чугуна экономится до 35 кг у.т.

Таким образом, широкое использование котлов-утилизаторов и энерготехнологических котлов в различных отраслях промышленности позволяет не только экономить топливо, но и улучшить экологическую обстановку территорий.

в) Тепловые насосы

Любое тело, температура которого отличается от абсолютного нуля, обладает запасом тепловой энергии. Но теплота низкого потенциала непригодна для прямого использования, поэтому, чтобы повысить этот потенциал, необходимо затратить определенную энергию.

В некоторой степени проблему энергосбережения можно решать с помощью так называемых теплонасосных установок (ТНУ), эффективно использующих низкопотенциальную теплоту окружающей среды, промышленных и бытовых отходов.

Тепловой насос (ТН) – термодинамическая установка, в которой теплота от низкопотенциального источника передается потребителю с более высокой температурой, но при этом затрачивается определенная механическая работа.

В качестве источника тепла для небольших систем на базе ТН используется наружный и отводимый воздух различных помещений, почва и подпочвенная теплота, а для систем большой мощности – морская, озерная и речная вода, геотермальные и грунтовые воды.

Тепловой насос состоит из 4 основных компонентов – компрессора, конденсатора, расширительного вентиля-дресселя и испарителя (рис. 12.3).

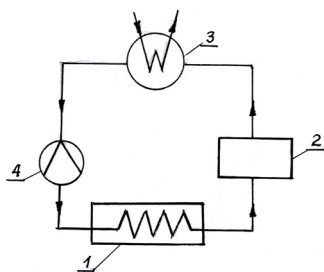


Рис. 12.3. Схема теплового насоса:

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

Принцип работы ТН состоит в следующем. Газообразный фреон подается в компрессор (2), где под действием давления нагревается и поступает в конденсатор (3), омываемый холодной водой. Здесь горячий газ отдает тепло в отопительную систему, и фреон конденсируется в жидкое состояние. После этого жидкий фреон под давлением прохо-

дит через расширительный вентиль (4), где давление его понижается и далее он поступает в испаритель (1), связанный с окружающей средой, имеющей достаточную температуру для испарения фреона, в виде пара поступает в компрессор, и далее процесс повторяется.

Таким образом, ТН аналогичен с холодильником с точки зрения термодинамики, но отличается от него обратным температурным режимом.

Совершенство ТН определяется количеством теплоты, отданной в отопительную систему за счет единицы затраченной механической энергии в компрессоре.

Тепловые насосы используются для подогрева обратной сетевой воды систем теплоснабжения перед ее подачей в котельную, снижая количество сжигаемого органического топлива. Используются они также для получения горячей воды в жилых и административных зданиях. Источником низкопотенциального тепла служит в этом случае воздух самих помещений.

Системы отопления, основанные на применении ТН, отличаются экономичностью и экологичностью, а также высокой производительностью, поэтому они нашли широкое развитие в мире. Так, в США общая УМ подобных установок составляет 4800 МВт, в Швеции – 377, Канаде – 360, Швейцарии – 300 и т.д.

В РФ применение ТН находится еще на стадии развития (УМ всех установок составляет лишь 1,2 МВт), хотя еще в 80-х гг. прошлого века были разработаны парокомпрессионные ТН на фреоне-12 теплопроизводительностью от 17 КВт до 11,5 МВт.

Таким образом, низкопотенциальные источники тепловой энергии (вода, воздух, грунт и т.д.) являются важным резервом экономии топлива и защиты окружающей среды и могут быть широко использованы на практике.

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под низкопотенциальными источниками энергии?
2. Что такое вторичные энергоресурсы?
3. Поясните принцип работы тепловых насосов.

Раздел V. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

ГЛАВА 13.

Экологические проблемы традиционной энергетики

13.1. Тепловые электростанции (ТЭС)

Из всех электростанций ТЭС имеют наибольшее распространение, за счет них вырабатывается около 70% всей электроэнергии и значительная часть тепловой энергии. В качестве топлива они используют уголь, нефть и нефтепродукты, природный газ, торф, древесину, которые в процессе работы превращаются в газообразные и твердые отходы (рис. 13.1), в несколько раз превышающие массу использованного топлива за счет присоединения кислорода при сгорании.

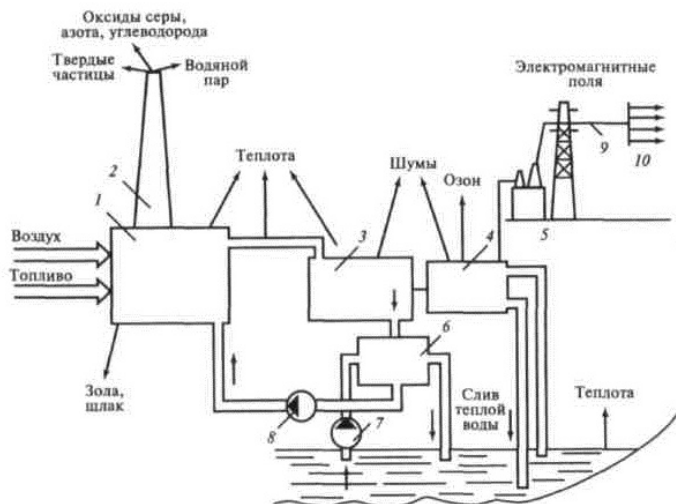


Рис. 13.1. Виды воздействия ТЭС на окружающую среду:

- 1 – котел; 2 – дымовая труба; 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор;
- 5 – подстанция; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос; 8 – питательный насос; 9 – линия электропередачи; 10 – потребители электроэнергии

Основными компонентами загрязняющих веществ являются окислы азота и углерода, двуокись серы; твердые частицы в виде пыли и сажи и др.

В конечном счете они являются одной из причин парникового эффекта на Земле и выпадения кислотных дождей. Следует отметить, что количество и состав загрязняющих веществ напрямую зависят от вида топлива, их можно ранжировать по мере возрастания уровня загрязнения (природный газ, нефть и нефтепродукты, каменные угли, бурые угли, сланцы, торф).

Помимо указанных газообразных выбросов, серьезную опасность для здоровья человека оказывают такие сильные канцерогены, как бензапирен, окиси кремния и алюминия, которые могут вызвать раковые заболевания, легочные заболевания, как, например, силикоз.

Серьезной проблемой угольных ТЭС являются золо- и шлаковые отвалы, занимающие значительные территории и являющиеся источниками самых различных опасных выбросов, в том числе тяжелых металлов и радиоактивных веществ, т.к. уголь почти всегда содержит в качестве микропримесей уран, торий и радиоактивный изотоп углерода.

При работе ТЭС происходит «тепловое загрязнение» водоемов, особенно при оборотной системе водоснабжения, когда достаточно большая масса нагретых вод, от различных технологических процессов, сбрасывается в водохранилище.

Значительную лепту в загрязнение водоемов вносят различные поступления ингредиентов с площадки ТЭС, которые смываются непосредственно в природные воды или через ливневую канализацию городов и поселков.

Степень загрязнения окружающей среды вблизи ТЭС в значительной мере зависит от особенностей природных факторов, таких как рельеф местности, температура и влажность воздуха, интенсивность осадков, направление и сила ветра, облачность, инверсионные явления в зимний период и т.д.

Для снижения нагрузки на экологию окружающей среды применяются различные эффективные способы очистки дымовых газов (электрические, тканевые, механические и другие фильтры), обогащение топлива для снижения зольности и содержания серы, утилизация шлака из

золоотвалов, для производства строительных материалов и дорожных покрытий. Следует отметить и косвенное влияние теплоэнергетики на окружающую среду – добыча ископаемого топлива, его транспортировка и переработка перед использованием, которые также являются источниками различных загрязнений.

13.2. Гидравлические электростанции (ГЭС)

Следует отметить, что сама технология выработки электроэнергии на ГЭС является экологичной, т.к. при этом отсутствуют какие-либо выбросы загрязняющих веществ.

Основным воздействием крупных водохранилищ на ОС является затопление и подтопление полезных земель, которое носит двоякий характер. С одной стороны, создание водохранилища благоприятствует судоходству, лесосплаву, орошению и водоснабжению, а также дает возможность регулирования речного стока для более равномерной выработки электроэнергии на ГЭС, снижает опасность разрушительных наводнений на участках ниже гидроузла в периоды весеннего половодья и сильных дождевых паводков. С другой стороны, водохранилища выводят ценные плодородные земли из полезного их использования, затопляют леса, населенные пункты, отрицательно воздействуют на ихтиофауну (гибель икры при колебаниях уровня водохранилища, препятствие проходу рыбы на нерест и др.).

Воздействие крупных ГЭС на ОС носит разнообразный характер (рис. 13.2).

Регулирование речного стока приводит к изменению гидрологического режима реки, которое более заметно отражается на нижнем бьефе – резко снижаются уровни воды в весенне-летний период и, наоборот, повышаются – в зимний период. В первом случае ухудшаются условия орошения затопляемых островов и пойменных участков, что вызывает снижение сенокосных и пастбищных условий, во-вторых – образование открытых полыней и наледеобразований на реках, затрудняющих движение сухопутного транспорта, а также – образование туманов, которые создают наледеобразования на проводах и конструкциях вблизи самой ГЭС.

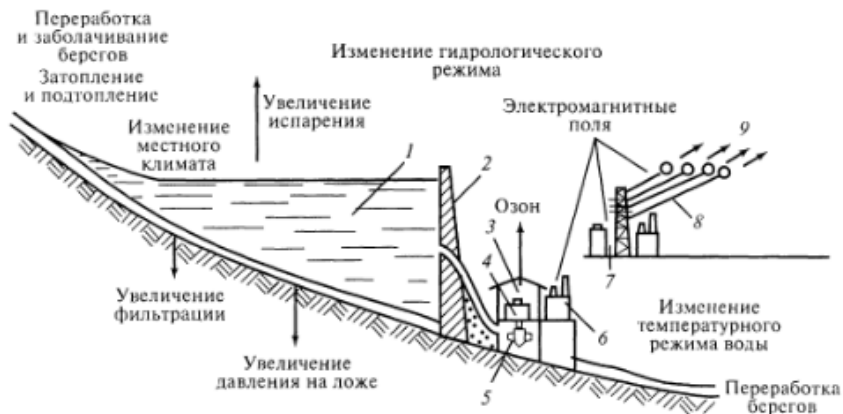


Рис. 13.2. Влияние ГЭС на окружающую среду:

- 1 – водохранилище; 2 – плотина; 3 – здание; 4 – генератор; 5 – турбина;
 6 – повысительный трансформатор; 7 – подстанции;
 8 – линия электропередачи; 9 – потребители электроэнергии

Ввиду появления больших площадей зеркала водохранилища резко усиливаются ветра, что вызывает увеличение волновых процессов и, как следствие, размыв берегов и их переформирование.

Заметно изменение микроклимата прилегающей территории, выраженное в потеплении воздуха осенью и похолодании в весенне-летний период, что отражается, например, на продуктивности сельскохозяйственных культур.

Создание крупных водохранилищ в районах активной сейсмической деятельности может вызывать усиление землетрясений, как это наблюдалось в Замбии, Греции, Индии и других странах.

Одним из эффективных способов сокращения затоплений земель может стать каскадное гидростроительство с малыми водохранилищами в каждой ступени.

При проектировании гидроузлов необходимо предусматривать все возможные варианты природоохранных мероприятий.

13.3. Атомные электростанции (АЭС)

В ядерном реакторе АЭС происходит процесс деления атомов урана, тория и плутония, в результате чего происходит выделение радиоактивных веществ. При этом прямой выброс их в окружающую среду предотвращается многоступенчатой системой защиты как в условиях нормальной работы станции, так и в аварийных ситуациях. При нормальной работе АЭС выбросы радиоактивных веществ в ОС в среднем в 2-4 раза меньше, чем от угольных ТЭС той же мощности. В остальном существуют виды воздействий, аналогичные обычным тепловым станциям (рис. 13.3).

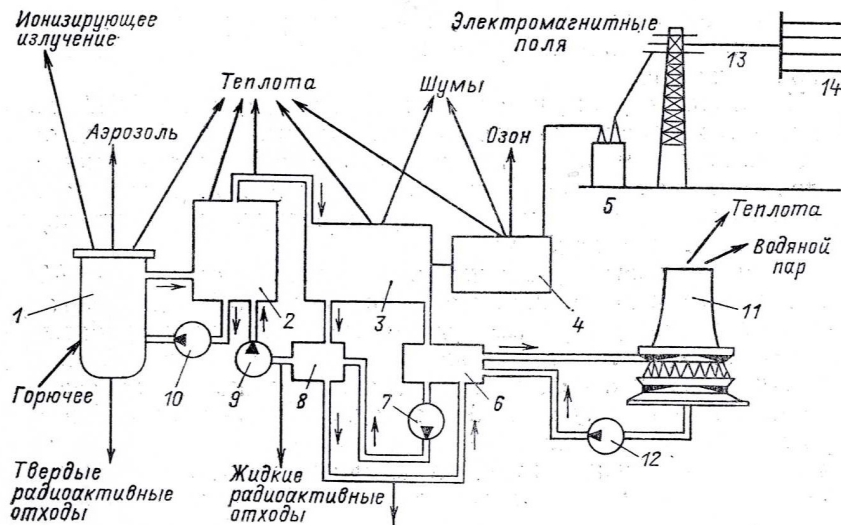


Рис. 13.3. Влияние АЭС на окружающую среду:

- 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – подстанция;
- 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос; 8 – регенеративный водоподогреватель;
- 9 – питательный насос; 10, 12 – циркуляционные насосы; 11 – градирня;
- 13 – линия электропередачи; 14 – потребители электроэнергии

Выбросы радиоактивных веществ подразделяются на газообразные, жидкие и твердые, из которых наиболее опасны два последних.

Жидкие отходы собираются и надежно хранятся в специальных камерах после предварительного многократного нагрева и выпаривания. Твердые отходы в виде различных деталей оборудования, инструмента, отработавших воздушных фильтров, спецодежды, мусора и др. подвергаются сжиганию, прессованию и захоронению в подземных бункерах.

Наиболее опасными отходами являются отработавшие твэлы, содержащие уран и плутоний. Эти РАО после предварительной обработки в виде стеклообразной массы помещают в специальные подземные камеры; часть этих отходов отправляется для дальнейшей переработки.

Следует иметь в виду, что радиоактивные выбросы могут быть постоянными (под контролем) и аварийными (залповые).

Постоянные небольшие дозы облучения опасны тем, что они способны накапливаться в органах человека, в почве, в растениях и т.д. Основным их воздействием на людей и животных является канцерогенное влияние, вызывающее мутагенные последствия, развитие раковых заболеваний и т.д.

В схемах АЭС предусматриваются устройства для сбора активных веществ и удаления их в виде отходов. При нормальных условиях эксплуатации станций существенных изменений радиоактивного фона обычно не обнаруживается.

Одной из особенностей АЭС является повышенное тепловое воздействие на ОС по сравнению с ТЭС, поэтому потребность в охлаждающей воде примерно в 3 раза выше, чем у тепловых станций. При этом необходимо заметить, что выброс теплоты в природную среду на АЭС на БН меньше, чем у станций с медленными нейтронами.

Основными проблемами считаются вопросы захоронения радиоактивных отходов (РАО), а также ликвидация самой АЭС после окончания срока эксплуатации. До недавнего времени срок эксплуатации станций составлял порядка 30 лет. При этом стоимость захоронения станции очень высока и составляет примерно от 16 до 30 % стоимости строительства самой АЭС.

Сегодня срок эксплуатации станций доведен до 40-50 лет с тенденцией дальнейшего его увеличения.

Для охлаждения конденсаторов АЭС в большинстве случаев предусматривается установка градирен, откуда излишняя теплота сбрасывается в окружающий атмосферный воздух.

Огромной потенциальной опасностью являются возможные аварийные ситуации на АЭС, хотя вероятность таких случаев весьма мала (10^{-3} - 10^{-5} в год).

Анализ причин крупных аварий на АЭС показывает, что одной из них является пресловутый «человеческий фактор», поэтому сегодня все системы атомных станций проектируют и эксплуатируют с применением многократных автоматических принципов безопасности, действующих независимо от человека.

Контрольные вопросы:

1. Назовите особенности вредного воздействия ТЭС на ОС и здоровье человека.
2. Перечислите основные виды влияния гидроэнергетики на ОС.
3. Укажите особенности вредного воздействия АЭС.

ГЛАВА 14.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и ОС

При использовании ВИЭ практически не происходит крупных выбросов загрязняющих веществ в ОС, а встречающиеся небольшие загрязнения связаны в большей мере с косвенными причинами (табл. 14.1).

Таблица 14.1 – Удельные выбросы загрязнений от ВИЭ, г/кВт·ч

Загрязнения	Биоэнергетика	Малые ГЭС	Солнечные фотоэлементы	Солнечные коллекторы	Ветроустановки	Геотермальная энергетика
CO ₂	17-27	9	98-167	26-38	7-9	79
SO ₂	0,07-0,16	0,03	0,20-0,34	0,13-0,27	0,02-0,07	0,02
NO _x	1,1-2,5	0,07	0,18-0,30	0,06-0,13	0,02-0,06	0,28

Для сравнения можно привести уровни выбросов от ТЭС, в г/кВт·ч (Великобритания): от станций на угле CO₂ – 955; SO₂ – 11,8 и NO_x – 4,4; от станций на нефти – соответственно 818; 14,2 и 4,0; от ДЭС – 722; 1,6 и 12,3.

Как видно из этого сравнения, выбросы от традиционных энергоисточников на порядки выше, чем от ВИЭ.

Из табл. 14.1 видно, что заметное влияние на ОС оказывают малая гидроэнергетика, ветровая, солнечная, геотермальная и некоторые другие источники энергии.

14.1. Малая гидроэнергетика

Малая гидроэнергетика представлена малыми ГЭС, которые не выбрасывают в ОС никаких вредных загрязнений. Небольшое регулирующее водохранилище затопливает исключительно ограниченный участок русла реки, но в какой-то мере может затруднить нерест некоторых видов рыб. Однако этот недостаток решается достаточно эффективными рыбоходами при наличии небольших напоров на станции.

Единственной опасностью является проблема пропуска весеннего половодья через пролеты гидросооружений, которое часто имеет катастрофические величины, особенно характерные для специфических гидрологических условий Крайнего Севера. В этом случае возможны разрушения гидроузла с последующим нарушением почвенной, растительной и мерзлотной составляющих нижнего бьефа реки.

Что касается бесплотинных погружных малых и микроГЭС, то они не оказывают никаких вредных воздействий на окружающую среду.

14.2. Ветровая энергетика

Ветроэнергетические установки являются высокоэкологичными аппаратами с точки зрения выбросов загрязняющих веществ, но оказывают вредные воздействия в виде шума, электромагнитных излучений и инфразвуковых влияний. Кроме этого, они отчуждают значительные территории и оказывают визуальные «загрязнения» рельефа.

Шум, исходящий от работающего ветроагрегата, зависит от типа, мощности, качества лопастей и т.д. Постоянный шум ветроустановок оказывает раздражающее действие на людей, вызывает беспокойство и нарушает условия отдыха и сна и, в конечном счете, отражается на их здоровье.

На основании многочисленных испытаний различных типов ВЭУ было выявлено, что наибольшие шумы производят установки мощностью более 250 КВт. Данная проблема была решена путем выбора профиля лопасти и скорости вращения ветроколеса, а точнее линейной скорости концов лопастей. Сила шума зависит и от расстояния от жилых районов до ВЭС, а также «розы» ветров в данном районе.

По условиям допустимого уровня шума (40-45 дБ) во многих странах принято, что ВЭС должна находиться на расстоянии не ближе 200-300 м до ближайшего края жилой застройки.

Ветроустановки являются источниками электромагнитных волн, которые создают помехи радио-, телепередачам, работе различных электронных служб и т.д. Было выявлено также, что помехи создают металлические каркасы лопастей и стальные полосы, предназначенные для отвода ударов молний, поэтому в последнее время стали применять лопасти из стекловолокна.

Для снижения или исключения таких помех рекомендуется устанавливать ВЭС на расстоянии от 500 до 6000 м до соответствующих служб. Отмечено также, что если передачи радио и телевидения осуществлять через спутник, то проблема автоматически снимается.

Отчуждение полезных земель под строительство ВЭС является одним из недостатков ветроэнергетики, который усугубляется в странах с дефицитом земельных угодий. Величина занимаемой площади зависит от количества и мощности ВЭУ и формы «розы ветров». При строительстве мощных промышленных ВЭС отчуждаемая площадь может составлять от 5 до 15 км² на 1 МВт мощности. При одиночной ВЭУ удельная площадь составляет 3,8 м²/ КВт УМ.

Тем не менее практический опыт использования ВЭС в мире показал, что участки между отдельными ВЭУ можно с успехом использовать для растениеводства и земледелия, т.к. земля в основном занимается непосредственно у основания агрегата и подъездными путями.

14.3. Солнечная энергетика

При термодинамическом способе получения электрической энергии отмечаются значительные отчуждения земель под концентрирующие гелиостаты. Так, например, СЭС башенного типа мощностью 1 ГВт за-

нимает несколько десятков км². Вблизи станции отмечается значительное повышение температуры при прохождении перегретых солнечных лучей от гелиостатов и происходит заметное изменение микроклимата. Есть данные об опасности этих лучей для пролетающих птиц. Что касается плоских солнечных коллекторов, то их воздействие на окружающую среду минимально.

Фотоэлектрические станции (ФЭС) в принципе являются высокоэкологичными энергоисточниками, кроме отчуждения земель под установки фотоэлементов. Однако имеется достаточно серьезное косвенное воздействие на ОС, которое связано с изготовлением фотоэлектрических панелей из редкоземельных элементов в лабораториях с вредными условиями труда, а также – при их добыче.

14.4. Геотермальная энергетика

Несмотря на экологичность ГеоТЭС на ОС они могут оказать некоторый негативный эффект:

- при изливании геотермальных вод на поверхность земли может произойти загрязнение поверхностных и грунтовых вод различными соединениями серы, бора, аммиака, мышьяка и т.д.;

- при интенсивном заборе термальных вод возможно локальное проседание земной поверхности, что может вызвать нарушение устойчивости различных наземных сооружений, а также при длительном выкачивании вод может произойти иссякание их запасов. Поэтому сегодня при эксплуатации скважин производят обязательную обратную закачку использованных термальных вод в подземные пласты, что восстанавливает внутрипластовое давление, исключает загрязнение среды и возможную сейсмическую активность местности;

- нарушение ландшафта при проведении различных строительных, буровых и других работ, а также загрязнение природной среды.

14.5. Приливная энергия

Приливные электростанции являются более экологичными, чем речные гидроузлы, т.к. при строительстве ПЭС не происходит затоплений земель.

Опыт эксплуатации многих ПЭС показал, что практически нет воздействия на ихтиофауну, т.к. рыбы без ущерба проходят между лопастями тихоходных турбин капсульного типа. При возможных аварийных ситуациях на плотине не происходит катастроф, как на речных гидроузлах.

14.6. Биоэнергетика

Использование биомассы для получения тепловой и электрической энергии является самой экологичной технологией по сравнению с другими способами.

За счет биоконверсии различных отходов человеческой деятельности в разнообразные виды топлива, в экологически чистые удобрения и другие материалы биоэнергетика решает важные глобальные задачи, стоящие перед человечеством.

Контрольные вопросы:

1. Каковы последствия строительства малых ГЭС?
2. Перечислите основные виды воздействия ветроэнергетики.
3. Назовите особенности воздействия СЭ на ОС.
4. Каково влияние ГТЭ на окружающую среду?
5. Объясните суть системы – «ПЭ и ОС».

Развитие энергетики имеет первостепенное значение в современном обществе и является важнейшим показателем жизненного уровня населения.

При этом из всех видов энергии наибольшее значение имеет электроэнергетика, благодаря достаточно простому ее производству, передаче на дальние расстояния с наименьшими затратами и удобству ее использования для получения различных видов энергии – механической, тепловой, световой и т.д.

Сегодня во всем мире, и особенно в РФ, развитие энергетики основано на использовании ископаемых видов топлива на ТЭС, а также гидравлической и ядерной энергии. При этом основой энергетики являются тепловые электростанции, использующие уголь, нефть и природный газ; массовое сжигание этих видов топлива вызывает глобальные проблемы, такие как истощение органических видов топлива, загрязнение окружающей среды, реальное потепление климата, а также постоянно растущие стоимости топлива.

В связи с этими проблемами сегодня в мире идет интенсивное использование возобновляемых источников энергии – малой гидравлической, ветровой, солнечной, биотопливной, приливной, геотермальной и др. Конечно, за счет только ВИЭ не решить задачу достаточного энергоснабжения, но в ряде специфических районов, как, например, на Крайнем Севере, такие источники могут быть даже экономически выгодными. Так, даже первые шаги в использовании солнечной и ветровой энергии в Якутии дали некоторый результат в плане экономии дальнепривозного дорогостоящего жидкого топлива. Поэтому энергетики Крайнего Севера намерены продолжать развитие использования ВИЭ.

Таким образом, в обозримой перспективе основой энергетики все же останутся такие традиционные источники энергии, как ТЭС, АЭС и крупные ГЭС. В более отдаленной перспективе есть надежда использования управляемого термоядерного синтеза.

ЛИТЕРАТУРА

Основная литература

1. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика : учебное пособие / Г.Ф. Быстрицкий. – Москва : КноРус, 2016. – 296 с.
2. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электростанции : учеб. для вузов / Л.С. Стерман, В.М. Ладыгин, С.Г. Тишин. – 2-е изд., перераб. – Ленинград : МЭИ, 2000. – 408 с.
3. Трухнина, Л.Д. Основы современной энергетике / Л.Д. Трухнина. – Москва : Изд. дом МЭИ, 2008.
4. Афонин, А.М. Энергосберегающие технологии в промышленности : учебное пособие / А.М. Афонин, Ю.Н. Цареградцев, А.М. Петров и др. – Москва : Форум: ИНФРА-М, 2013. – 272 с.
5. Непорожний, П.С. Гидроэлектроэнергетика : учебное пособие / П.С. Непорожний, В.И. Обрезков. – Москва; Ленинград : Энергоиздат, 1982. – 304 с.
6. Константинов, А.Ф. Нетрадиционные энергоисточники Якутии / А.Ф. Константинов. – Якутск : ЯНЦ СО РАН, 2006. – 212 с.
7. Сибикин, Ю.Д. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, 2-е изд., испр. и доп. – Москва : ИП Радио Софт, 2009. – 232 с.
8. Ильковский К.К. Дизельные электростанции : учебное пособие для операторов / К.К. Ильковский, Н.М. Парников, И.Я. Редько и др. – Хабаровск : Приамурские ведомости, 2003. – 160 с.
9. Экология энергетике : учебное пособие / Под ред. В.А. Путилова. – Москва : Изд-во МЭИ, 2003. – 715 с.

Дополнительная литература

1. Концепция использования ветровой энергии в России / Под ред. П.П.Безруких. – Москва : Книга-Пента, 2005. – 128 с.
2. Кузник, Н.А. Гидрология и гидрометрия / Н.А. Кузник, Е.И. Луконин, В.Я. Пилипенко. – Ленинград : Гидрометеиздат, 1974. – 280 с.

3. Велихов, Е.П. Ядерная и термоядерная энергетика в XXI веке / Е.П. Велихов // Энергия: экономика, техника, экология. – 2001. – №10. – С. 8-15.
4. Константинов, А.Ф. Гидроэнергетические установки : учебное пособие / А.Ф. Константинов. – Якутск : Изд-во Якутского ун-та, 2009. – 171 с.
5. Куперман, В.Л. Гидроэнергетическое строительство на Севере / В.Л. Куперман, Ю.Н. Мызников, Л.Н. Торопов. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 304 с.
6. Гидроэлектрические станции / Под ред. Ф.Ф. Губина и Г.И. Кривтенко. – Москва : Энергия, 1980. – 368 с.
7. Биянов, Г.Ф. Плотины на вечной мерзлоте / Г.Ф. Биянов. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1983. – 184 с.
8. Константинов, А.Ф. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : учебное пособие / А.Ф. Константинов. – Якутск : Изд. дом СВФУ, 2014. – 136 с.
9. Влияние ГЭС на окружающую среду в условиях Крайнего Севера : сб. научн. тр. – Якутск : Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1987. – 108 с.

Учебное издание

Константинов Агит Федотович

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Учебное пособие

Редактор *К.А. Семенова*

Компьютерная верстка *М.А. Трифонов*

Оформление обложки *П.И. Антипин*

Дата подписания к использованию 07.02.20. Электронное издание.

Объем 12,5 Мб. Тираж 10 дисков. Заказ № 22.

Минимальные системные требования:

процессор с тактовой частотой 1,3 Гц и выше, оперативная память 128 Мб,

операционные системы: Microsoft Windows XP/Vista/7/8/10,

ОС MAC OS версии 10,8.

Издательский дом Северо-Восточного федерального университета,
677891, г. Якутск, ул. Петровского, 5. E-mail: izdat-svfu@mail.ru

Изготовлено в Издательском доме СВФУ